

OTRAS DISPOSICIONES

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y SOSTENIBILIDAD

4474

RESOLUCIÓN de 3 de septiembre de 2025, del viceconsejero de Medio Ambiente, por la que se corrigen los errores detectados en la Resolución de 4 de agosto de 2025, por la que se formula informe de impacto ambiental, y se considera modificación no sustancial de la instalación que requiere modificación de la autorización ambiental integrada el proyecto de modificación comunicado por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) en la actividad de refinado de petróleo y planta de combustibles sintéticos e hidrógeno electrolítico (planta HUB) en los términos municipales de Muskiz, Zierbena y Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena (Bizkaia).

Resultando que mediante Resolución de 4 de agosto de 2025 del viceconsejero de Medio Ambiente se formula informe de impacto ambiental y se considera modificación no sustancial de la instalación que requiere modificación de la autorización ambiental integrada el proyecto de modificación comunicado por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) en la actividad de refinado de petróleo y planta de combustibles sintéticos e hidrógeno electrolítico (planta HUB) en los términos municipales de Muskiz, Zierbena y Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena (Bizkaia).

Resultando que con fecha 14 de agosto de 2025 Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) comunicó la existencia de diversos errores materiales en la mencionada Resolución, en lo que se refiere a incluir en la resolución de forma expresa la sociedad que va a construir y operar el electrolizador de 100 MW, así como la corrección del volumen de vertido que se indica en el informe de impacto ambiental, actualizando la cifra al volumen de vertido actual, y solicitó su corrección.

Resultando que el artículo 109.2 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas, determina que «Las Administraciones Públicas podrán, asimismo, rectificar en cualquier momento, de oficio o a instancia de los interesados, los errores materiales, de hecho o aritméticos existentes en sus actos.».

Considerando que, detectados errores en la Resolución de referencia, procede acordar la subsanación de dichos errores señalando correctamente el volumen de vertido actual e incluyendo la sociedad que va a construir y operar el electrolizador de 100 MW.

Considerando la competencia de este órgano ambiental para el dictado de la presente Resolución, de conformidad con lo previsto en la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi y el Decreto 410/2024, de 3 de diciembre, por el que se establece la estructura orgánica y funcional del Departamento Industria, Transición Energética y Sostenibilidad.

Vistos el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre; la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi; la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas; el Decreto 68/2021, de 23 de febrero, por el que se establece la estructura orgánica y funcional del Departamento de Desarrollo Económico, Sostenibilidad y Medio Ambiente.

RESUELVO:

Primero.– Corregir los errores detectados en la resolución de 4 de agosto de 2025 del viceconsejero de Medio Ambiente por la que se formula informe de impacto ambiental y se considera

modificación no sustancial de la instalación que requiere modificación de la autorización ambiental integrada el proyecto de modificación comunicado por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) en la actividad de refino de petróleo y planta de combustibles sintéticos e hidrógeno electrolítico (planta HUB) en los términos municipales de Muskiz, Zierbena y Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena (Bizkaia).

Segundo.– Las correcciones afectan al Anexo I (Informe de impacto ambiental), apartado 5 y al apartado Primero de la Autorización Ambiental Integrada, los cuales quedan como sigue:

«5.– Características del potencial impacto.

Dadas la naturaleza y las características del proyecto, los posibles efectos ambiental se asociarán a las siguientes acciones en fase de obras y explotación:

Fase de obras:

Atendiendo a que la parcela se incluye dentro de las instalaciones de la refinería de Petronor, siendo este un ámbito industrial y con elevado grado de alteración, los impactos asociados a las obras necesarias para la implantación de las instalaciones (generación de ruido, emisión de partículas, generación de residuos, etc.) no se prevén de gran magnitud.

Se prevén movimientos de tierra de entidad sobre una parcela potencialmente contaminante inventariada (48071-00004), por lo que, si debido a las actuaciones previstas concurriese alguno de los supuestos del artículo 23 de Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo deberá iniciarse el procedimiento de declaración de calidad del suelo, sin perjuicio de las excepciones indicadas en el artículo 25 de la citada Ley. En todo caso, la gestión de los materiales excavados se realizará de acuerdo con el Plan de excavación que se redacte, a aprobar por el órgano ambiental en cumplimiento de la Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo.

En relación con el posible impacto sobre la avifauna, puesto que el ámbito del proyecto es colindante a una zona de protección de avifauna (Orden de 6 de mayo de 2016, de la consejera de Medio Ambiente y Política Territorial), el promotor plantea la instalación de medidas anticolidión en la nueva línea eléctrica proyectada.

En lo relativo a las obras a realizar en el interior de la refinería, según el inventario ambiental, existe un curso de agua a escasos metros que se localiza en el perímetro del área a ocupar por los diferentes equipos e instalaciones del electrolizador, concretamente la bordea por la mitad sureste, si bien, actualmente se encuentra totalmente antropizado debido a que se trata de un canal de guarda compuesto por diferentes secciones formadas por tramos de canal abierto, canal enterrado, canal abierto con tuberías, tubería aérea y tubería enterrada. El trazado por el cual discurre la línea eléctrica no cruza ningún curso de agua ni tampoco los accesos.

Fase de funcionamiento:

El consumo eléctrico previsto para la nueva instalación será como máximo 1.092.000 MWh al año con una potencia máxima de 130 MW. Esta energía provendrá de fuentes renovables, suministrada desde la existente ST de Abanto hasta la nueva ST Electrolizador proyectada, conforme a los requisitos establecidos en la normativa europea y estatal para la generación de hidrógeno verde e hidrógeno renovable.

Tal y como se ha indicado anteriormente, el consumo de agua pasará de 5.499.667 m³/año a 5.788.867 m³/año, lo que representa un incremento del 5,25 %.

Respecto al ruido, el documento ambiental incluye, en su Anexo I, un estudio de impacto acústico (impacto acústico del proyecto BBH-001/A9100 Electrolizador 100 MW Fase 1: Informe Preliminar Exp.: 23015 doc.: 240021_Rev3 MAG elaborado por la empresa AAC Centro de Acústica Aplicada, de fecha 26 de noviembre de 2024.

Las nuevas instalaciones supondrán un incremento de los niveles acústicos en el ámbito y su entorno, de acuerdo con el estudio acústico realizado, produciendo superaciones de los Objetivos de Calidad Acústica en algunas de las viviendas más próximas, situadas al sureste del recinto industrial de Petronor, en las que se supera el límite de inmisión de 45 dB(A) aplicable para nuevos focos emisores y niveles promedios anuales del periodo noche en suelo residencial.

Para minimizar este impacto se propone fijar los requerimientos acústicos para la adquisición de los nuevos equipos, de forma que su emisión sonora, teniendo en cuenta también el ruido originado por el resto de la refinería no suponga incumplimiento de los límites fijados en la Autorización Ambiental Integrada de la refinería que son de aplicación.

En el documento ambiental se proponen además una serie de medidas para reducir las emisiones acústicas:

- Empleo de ventiladores de perfil aerodinámico o de baja emisión, o la inclusión de reductoras que permitan reducir la velocidad de giro en los ventiladores de las torres de refrigeración.

- Rejillas acústicas o silenciador de absorción en la rejilla de la fachada este del edificio del electrolizador.

- En cuanto al compresor y las bombas se podrían emplear equipos de baja emisión, y/o definir cierres parciales, pantallas o tejavanas que eviten la transmisión del ruido hacia las zonas más sensibles.

- En el caso de los rectificadores, que van a quedar situados a la intemperie, además de reducir su emisión sonora, se considera necesario la construcción de una pantalla en la esquina oeste del edificio del electrolizador. La pantalla tendrá 14 metros de largo en el lado sur y 6 metros de altura y será de un material que aporte características absorbentes.

- En el caso del transformador principal, se plantea un muro perimetral de 11,5 m de altura que proteja el noroeste, el suroeste y el sureste del equipo.

Conforme al documento ambiental presentado, con la aplicación de las citadas medidas los niveles en las viviendas más afectadas cumplen con los límites de inmisión, quedando algunas en el límite de evaluación del periodo noche.

Durante la fase de funcionamiento, la instalación proyectada no incorpora nuevos focos de emisiones contaminantes a la atmósfera, únicamente contará con dos sistemas de venteo de H₂ y de O₂. El O₂ en su totalidad se venteará a la atmósfera, al igual que el H₂ procedente de baja velocidad y caudal proveniente del electrolizador. El hidrógeno restante se enviará hacia la Antorcha 1 existente de la refinería, si bien, no está previsto que normalmente haya flujo.

Además, el circuito de KOH contará con un sistema de "blanketing" de nitrógeno para asegurar que este no se degrade y mantener su calidad. Este sistema presurizado con nitrógeno habitualmente no generará venteo alguno y únicamente en caso de que hubiera una sobrepresión se ventearía nitrógeno.

Los residuos generados serán gestionados en los sistemas existentes de la instalación de la refinería, no previéndose en este sentido impactos de magnitud elevada como consecuencia del funcionamiento de la actividad.

De acuerdo con la documentación presentada, el volumen estimado de los efluentes entra dentro del volumen de la autorización de vertido actual de la refinería (6.900.000 m³/año). Las aguas pluviales se conectarán a la red de aguas pluviales existentes de la refinería.

Por otra parte, el electrolizador presenta como impacto positivo el desplazar parte del hidrógeno actualmente producido mediante reformado de metano, reduciéndose así significativamente las emisiones actuales de CO₂ de la refinería.

En lo que respecta a los efectos acumulativos con otros proyectos, en apartados anteriores se han reflejado tanto los incrementos como las disminuciones en el consumo de recursos y en la generación de emisiones con respecto a la actividad autorizada de la refinería.

Otros efectos acumulativos con la instalación del electrolizador pueden estar asociados a la modificación de las hipótesis de riesgo de la refinería que a su vez puedan dar lugar a una modificación en el plan de emergencia exterior de la actividad. La determinación y gestión de estos extremos corresponde a los organismos con competencia en materia de seguridad industrial y de emergencias en los plazos y condiciones establecidas en la normativa de dichas materias.

Por otro lado, la intrusión en el paisaje del tramo de línea eléctrica aérea de 300 m y 4 apoyos se sumará a la densa red de infraestructuras en torno a la subestación de Abanto, incrementándose asimismo la fragmentación y el riesgo de colisión para la avifauna, por lo que se deberá incrementar en la medida de lo posible la longitud del tramo soterrado y en todo caso adoptar con carácter obligatorio medidas anticolidión y antielectrocución».

«Primero.– Conceder a Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) con domicilio social en c/ San Martín n.º 5, 48550 Muskiz (Bizkaia) y CIF: A-48053243, autorización ambiental integrada para la actividad de refino de petróleo y planta de combustibles sintéticos e hidrógeno electrolítico (planta HUB) en sus instalaciones en los términos municipales de Muskiz, Zierbena y Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena, (Bizkaia).

La actividad se encuentra incluida en la categoría 1.2.a) "Instalaciones para el refino de petróleo o de crudo de petróleo", 1.1.b) "Instalaciones de combustión con una potencia térmica de combustión superior a 50 MW (Instalaciones de cogeneración, calderas, hornos, generadores de vapor o cualquier otro equipamiento o instalación de combustión existente en una industria, sea esta o no su actividad principal)", 4.1 a) "Instalaciones químicas para la fabricación de productos químicos orgánicos, en particular Hidrocarburos simples (lineales o cíclicos, saturados o insaturados, alifáticos o aromáticos)" y 4.2 a) "Instalaciones químicas para la fabricación de productos químicos inorgánicos como: gases y, en particular, el amoniaco, el cloro o el cloruro de hidrógeno, el flúor o fluoruro de hidrógeno, los óxidos de carbono, los compuestos de azufre, los óxidos del nitrógeno, el hidrógeno, el dióxido de azufre, el dicloruro de carbonilo" del Anexo 1 del texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación aprobado mediante Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre.

La presente autorización ambiental integrada no ampara la zona de almacenamiento junto al río Cotorrio y la zona de servicios de San Martín.

La actividad de Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) consiste en la preparación de carburantes y combustibles para automoción (LPGs, gasolinas, gasóleos, queroseno, hidrógeno, etc), así como asfaltos y propileno, naftas, coque y azufre sólido a partir del crudo del petróleo.

Dicha actividad se encuentra enclavada en los términos municipales de Muskiz, Zierbena y Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena, a 18 km de Bilbao y a 5 km. de las instalaciones portuarias de Punta Lucero, en el valle de Muskiz, ocupando sus instalaciones una extensión de 220 hectáreas. La refinería dispone de una serie de oleoductos para el transporte de crudos desde el Superpuerto, ubicado en el término municipal de Zierbena, a los tanques de la Refinería, así como para el envío de productos al exterior.

La refinería cuenta con un esquema de conversión cuya capacidad de destilación es de 12.000.000 t/año.

El complejo industrial se compone de tres áreas principales:

– Área de "Plantas 1 y 2": consta de dos refinerías tradicionales, incluyendo dos unidades de producción de hidrógeno y una unidad de desulfuración de gasóleos de vacío.

– Área de "Conversión" dotada con unidades de destilación a vacío, reducción de viscosidad y de craqueo catalítico, FCC.

– Área de "Reducción de fuel-oil": estas unidades tienen por objeto reducir la producción de fuel-oil de la refinería y aumentar la producción de fracciones más ligeras. Para ello se emplea como materia prima el componente pesado obtenido en la destilación de crudo y aceite decantado procedente de la unidad de proceso de craqueo catalítico en lecho fluido (FCC). La unidad de coquización procesa asimismo parte de los lodos acuosos de los separadores de hidrocarburos y fangos del tratamiento biológico, existentes en la planta de depuración de aguas, lodos aceitosos acumulados en los fondos de tanques.

A continuación, se describen las principales unidades con las que cuenta actualmente la empresa:

– Dos unidades de Crudo C1 y C2: el petróleo (también denominado "crudo"), recibido por barco, es enviado por oleoducto a las unidades y es precalentado. A continuación, sufre una destilación a presión atmosférica en dos torres de fraccionamiento (una en cada refinería). Se produce así una separación de las siguientes fracciones: gas de cabeza, queroseno, aceites diésel y aceites pesados o crudo reducido. El gas de cabeza es enviado a la estabilizadora de naftas donde se separan tres fracciones: gas de refinería, gases licuados (GLP) y naftas. El crudo reducido se envía a la unidad de vacío (V3). Las fracciones intermedias, tras pasar por distintos procesos de stripping, son conducidas a las instalaciones de mezcla, desulfuración o acondicionamiento. La capacidad de tratamiento conjunta de las unidades de crudo es de 12.000.000 t/año.

– Tres unidades de desulfuración Merox de GLP (M1, M3 y M6): el proceso consiste en la eliminación de los compuestos de azufre (SH₂ y mercaptanos). En primer lugar, se separa el SH₂ mediante el contacto con aminas. Posteriormente se realiza la extracción de los mercaptanos mediante una solución de sosa. Mediante la adición de un catalizador Merox, aire y calor, los mercaptanos pasan a disulfuros, los cuales son separados y enviados a unidades de desulfuración próximas. La capacidad conjunta de las unidades de desulfuración Merox de GLP es de unas 950.000 t/año.

– Una unidad de Merox de Queroseno (MK-3), donde se adecúa la especificación de este combustible como producto final, con una capacidad de unas 401.000 t/año.

– Dos unidades de Recuperación de Gases (B1 y B2): los GLP procedentes de la Unidad Merox y de la Unidad de Platformado son sometidos en esta Unidad a un proceso de separación en dos etapas. En la torre desetanizadora se separan las fracciones más ligeras, siendo el flujo enviado a

la despropanizadora, donde tiene lugar la separación del propano y butano. La fracción de cabeza de la desetanizadora, tras sufrir dos procesos de absorción para la eliminación del azufre, es aprovechada como fuel gas o gas de refinería.

– Dos unidades de Desulfuración de Naftas (N1 y N2): la alimentación está constituida principalmente por la nafta procedente de las Estabilizadoras. En esencia, el procedimiento consiste en mezclar la nafta con hidrógeno, para, a continuación, calentarla y pasar esta mezcla por un catalizador, donde se producen las reacciones de desulfuración. Por su parte, la nafta desulfurada es enviada a la torre de splitter o fraccionamiento, donde tiene lugar la separación de la nafta, fracción más pesada (la cual constituye la carga de la Unidad de Platformado) de los gases ligeros. Estos gases son depurados con amina, para separar el SH₂ del fuel gas. El "gas ácido", rico en SH₂ es conducida a las unidades de Recuperación de Azufre. La capacidad de tratamiento conjunta de las unidades de desulfuración de naftas es de unas 1.816.000 t/año.

– Dos unidades de Desulfuración de Naftas de conversión (NF3 y NC6): la alimentación está constituida por nafta procedente de las unidades de craqueo catalítico, FCC o craqueo térmico, CK6. El esquema es similar al caso anterior: el SH₂ es conducido a las plantas de Recuperación de Azufre. La nafta desulfurada, tras ser estabilizada, es enviada a blending formando parte de la formulación de la gasolina o nafta comercial. La capacidad de las unidades de desulfuración de naftas de conversión es de unas 1.130.000 t/año.

– Cuatro unidades de desulfuración de Destilados Medios (G1, G2, G3 y G4): los destilados medios (aceites ligeros, pesados y queroseno) son desulfurados en estas unidades. El proceso es similar al de las unidades N, es decir, el producto a desulfurar, mezclado con H₂, es calentado y enviado a un reactor que contiene catalizador, en el cual, el azufre de la carga pasa a SH₂. Tras una serie de procesos, se separa el producto desulfurado (gasóleo o queroseno) de los gases ligeros (utilizado como fuel gas) y del SH₂. La capacidad de tratamiento conjunta de las unidades de desulfuración de destilados medios es superior a 4.535.000 t/año.

– Dos unidades de Reformado Catalítico o Platformado (P1 y P2): el objetivo es la producción de gasolinas de alto índice de octano a partir de fracciones (principalmente naftas) con bajos valores de índice de octano. El proceso lleva a cabo un reajuste de las moléculas de los componentes en presencia de un catalizador y a alta temperatura. Se liberan grandes cantidades de H₂, que es utilizado en la unidad de desulfuración de naftas principalmente. La carga sale por el fondo de la torre, constituyendo el "Platformado", producto básico en la formulación de la gasolina. La capacidad de producción conjunta de las unidades de reformado catalítico es de unas 1.282.100 t/año.

– Dos unidades de producción de hidrógeno (H3 y H4). La misión de la unidad H3 es la generación de H₂ a partir de fuel – gas, gas natural, propano o una mezcla. La unidad de hidrógeno H4 genera H₂, a partir de nafta o gas natural. Este hidrógeno es utilizado en las diversas unidades de desulfuración y de ajuste de propiedades de producto comercial final. La capacidad de tratamiento conjunta de estas unidades es de unas 41.200 t/año.

– Una unidad de Vacío (V3): trata, a presión reducida, el aceite residual o "crudo reducido" procedente de la destilación atmosférica de crudo (C1-C2) obteniendo un destilado (gasoil de vacío) que constituye la carga de la unidad de craqueo catalítico (FCC). La fracción pesada es la carga a la unidad CK6 o puede ser la base para la formulación de asfaltos. La capacidad de la unidad de vacío es de unas 4.888.000 t/año.

– Una unidad de Craqueo Catalítico en lecho fluidizado FCC (F3): la misión del craqueo catalítico es romper las moléculas de los destilados de la unidad de vacío (gasoil vacío), para obtener fracciones más ligeras, básicamente gasolinas pero también propileno, GLP y gasóleo. La capacidad de la unidad FCC es de unas 2.306.000 t/año.

jueves 23 de octubre de 2025

– Siete unidades de Aminas (S1, S2, S3 y las incluidas en las Unidades G3, G4, F3 y SC6): En estas unidades se separa el gas SH₂ de las corrientes de gas ligero que se generan en las unidades de desulfuración principalmente (como G1, G2, G3, G4, N1, N2, NC6, NF3, HD3, CK6...). El gas ligero es lavado con una solución acuosa de amina que absorbe el SH₂, el cual a su vez es posteriormente separado de dicha solución por medio de calor. La solución de amina es reutilizada. El gas exento ya de azufre (fuel gas) es utilizado como combustible en las distintas calderas y hornos de la planta.

– Unidades de stripping de aguas o depuración primaria de aguas de proceso (TG3, TV3, TH3, TF3, TC6 y las existentes en las unidades de Crudo C1 y C2). Trata las aguas ácidas contaminadas con H₂S procedente de las unidades de proceso. El agua tratada se envía a diferentes usos o a la Planta DAR. Los hidrocarburos decantados se reprocesan en las unidades existentes de la refinería. El gas producido, rico en NH₃ y H₂S se trata en las unidades de recuperación de azufre, donde es convertido en azufre comercial y gases inertes.

– Seis unidades de Azufre (SR-3A, SR-3B, SR-4, SR-5, SR-6-A, SR-6-B): transforman el gas SH₂ (separado en las unidades de aminas, unidad de mercox y unidades de stripping de aguas ácidas) en azufre de calidad comercial, evitando la emisión de este gas como tal o en forma de óxidos de azufre a la atmósfera.

Una unidad de Alquilación (AK-3): esta unidad tiene por objeto convertir los Gases de Petróleo Licuados (butanos) en Alquilato, producto líquido utilizado como componente de gasolinas de alta calidad. El Alquilato presenta unas propiedades excelentes como componente de gasolinas, tales como elevado número de octano, estar exento de hidrocarburos aromáticos y olefínicos y tener una presión de vapor relativamente baja. La capacidad de la unidad de Alquilación es de unas 195.000 t/año.

– Una unidad de Reducción de Benceno (RB4): la unidad de reducción de Benceno está diseñada para procesar nafta reformada procedente de las unidades de platformado P1 y P2, con el objeto de obtener un "reformado" sin benceno. La capacidad de tratamiento de la unidad es de unas 890.000 t/año.

– Una unidad de Hidrogenación de Disolventes (D3): en esta unidad se reduce el contenido de hidrocarburos aromáticos presentes en los disolventes (hexano y heptano) para que se cumplan las especificaciones requeridas en el producto. La capacidad de la unidad es de unas 24.000 t/año.

– Dos unidades de Hidrogenación de Diolefinas (BD3 y BD6): en estas unidades se trata el butano olefínico para adecuarlo a las especificaciones comerciales de la industria petroquímica. La capacidad de estas unidades es de unas 175.000 t/año.

– Unidad de Viscorreducción (VB3): la Planta Reductora de Viscosidad tiene como finalidad reducir la viscosidad del "crudo reducido" obtenido en la destilación atmosférica mediante un craqueo térmico moderado que rompe las grandes moléculas de hidrocarburos. La capacidad de producción de la unidad de viscorreducción es de unas 1.816.000 t/año.

Unidad de Hidrodesulfuración de gasóleo pesado (HD3): la finalidad de esta unidad es depurar la carga, fundamentalmente separando el azufre y otros contaminantes como nitrógeno, etc., que se hallan formando compuestos químicos. La unidad tiene una capacidad de producción de unas 1.801.000 t/año.

– Unidad de producción de éteres (ET3): en esta unidad se produce el éter-terbutílico o ETBE, que es un compuesto oxigenado que se utiliza fundamentalmente como componente de la gasolina por sus buenas características como mejorador del número de octano. Se emplea una resina

de intercambio iónico, que permite llevar a cabo la reacción a temperaturas relativamente bajas. La capacidad de producción de la unidad es de 62.000 t/año.

– Unidad de Eliminación de Oxigenados (OR3): la Unidad OR3 está diseñada para eliminar los compuestos oxigenados que lleva el butano refinado procedente de la Unidad BD3, y que han sido generados en la Unidad ET3 en reacciones secundarias. La eliminación de estos compuestos proporciona una mejora en la operación de la Unidad de Alquilación desde el punto de vista de consumo de ácido y calidad del alquilato. La capacidad de tratamiento de esta unidad es de 376.680 m³/año.

– Unidad de coquización retardada (CK6): en esta unidad se produce la conversión térmica de los productos pesados en otros más ligeros. El proceso es similar al de la Unidad Reductora de Viscosidad, aunque de mayor severidad. La unidad de coquización tiene una capacidad aproximada de 2.000.000 t/año e incluye las siguientes secciones:

- Zona de calentamiento de la carga, proceso de coquización y fraccionamiento o separación de los productos obtenidos en la reacción.

- Zona de concentración, lavado con aminas y recuperación de gases (Sección GASCON).

- Zona de desulfuración de GLP, que se corresponde a unidad MEROX M-6.

- Zona de almacenamiento y expedición de coque (AL6): el coque se descarga desde las cámaras de coquización a un foso donde se separa del agua utilizada para enfriamiento de cámaras y corte. Esta agua separada es apta para su reutilización como agua de enfriamiento y corte. Un puente grúa transfiere el coque al sistema de tolva, criba, separador magnético y molino (para obtener coque de 50 mm de tamaño), desde donde es transportado mediante cinta tubular al almacenamiento final cerrado con el objetivo de minimizar las emisiones de polvo a la atmósfera y atenuar la contaminación sonora. La expedición del coque al exterior de la refinería se realiza con camiones adaptados para transporte de coque. La estación de carga está automatizada y minimiza la emisión de polvo a la atmósfera.

– Instalación de almacenamiento y expedición de graneles sólidos: consta de sistemas de recepción de camiones, cintas cubiertas para su distribución interna, dos naves separadas y cubiertas de almacenamiento dedicadas para azufre y coque de petróleo y sistemas de carga y expedición.

– Unidad de producción de hidrógeno electrolítico H7 de 2,5 MW de consumo eléctrico diseñada para producir un caudal nominal de hidrógeno de 500 Nm³/h.

En las instalaciones sitas en el puerto de Bilbao en una parcela ubicada entre el pantalán de Punta Ceballos y el dique de Zierbena, ocupando un área de aproximadamente de 46.700 m².

– Unidad demo de producción de combustibles sintéticos (esta Planta de demostración tecnológica se estima que tenga una duración de 8 años): la unidad consta de las siguientes secciones:

- Sección de reverse water gas shift (RWGS).

- Sección de Fischer-Tropsch (FT).

- Sección de upgrading products.

Tiene una capacidad de producción de 50 bbl/d de productos líquidos. La planta se alimentará de H₂ renovable procedente de la unidad de electrolisis, así como de CO₂ procedente de la refinería y O₂ derivado de la misma unidad de electrolisis alcalina que el hidrógeno. La actividad de esta planta va a ser desarrollada por la sociedad Synkedia Biscay, A.I.E.

– Unidad de electrólisis de 10 MW de consumo eléctrico con una producción aproximada de H₂ de 180 kg/h (2.000 Nm³/h) con un factor de servicio de 8.400 h/año aproximadamente. La alimentación a la unidad será agua desmineralizada y potasa. La tecnología para este proceso será electrólisis a baja temperatura. El H₂ producido será consumido en la sección RWGS de la unidad demo y el excedente podrá enviarse a la refinería a través del nuevo poliducto que une la parcela del HUB con la zona de La Caldera. El O₂ producido se enviará a la planta de combustibles sintéticos o será objeto de venteo a la atmósfera en lugar seguro. La actividad de esta planta la va a realizar Basque Hydrogen, S.L.

La distribución de responsabilidades entre Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) y Synkedia Biscay, A.I.E. y Basque Hydrogen, S.L. estará delimitada mediante un contrato privado.

En el extremo sureste de la refinería, en una parcela de aproximadamente 27.590 m² en el término municipal de Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena, se localiza la planta de producción de hidrógeno mediante la electrolisis de agua con tecnología alcalina (electrolizador 100 MW). La instalación consta de los siguientes elementos:

– Electrolizador: dispone de un total de 10 módulos electrolizadores. Cada módulo consta de dos celdas (o pilas) y las correspondientes unidades de separación/enfriamiento del electrolizador.

– Subestación eléctrica y rectificador.

– Unidad de purificación de H₂: se sitúa en el lado oeste, cerca del rack principal. La línea de H₂ seco y purificado interconectará con los conectores de hidrógeno de la refinería y el puerto.

– Sistema de agua de refrigeración:

• Torre de enfriamiento: el sistema consta de una balsa de acumulación de agua, una torre de enfriamiento con dos celdas, provistas con ventiladores de tiro inducido, dos bombas de circulación de agua, un sistema de filtración y un paquete de tratamiento químico. Está diseñado para que pueda utilizar agua reutilizada sin problemas de diseño. Adicionalmente, hay una conexión de agua bruta de red para poder utilizar en caso de no disponer de agua reutilizada.

• Circuito cerrado electrolizadores: consta de un depósito de expansión, dos bombas de circulación, intercambiadores de calor y un paquete de tratamiento químico. Se ubica en el lado sur del edificio de electrolizadores.

– Sistema de agua desmineralizada y purificación: consta de un tanque de agua desmineralizada, bombas de suministro de agua a tratamiento, tratamiento de agua desmineralizada, tanque de agua desmineralizada purificada y bombas de agua purificada. El sistema se ubica en el lado sur del edificio de electrolizadores.

– Sistema de electrolito-potasas (KOH) y recogida de drenaje: consta de una bomba de descarga de cisternas de suministro de solución de KOH, un tanque de almacenamiento de solución de KOH, una bomba de circulación de KOH, todos ellos ubicados en el lado oeste del edificio de electrolizadores. En el lado sur de este edificio se ubican un depósito de recogida de KOH y una bomba de recogida de KOH.

– Sistema de venteos: en el proceso existen los siguientes sistemas de venteo:

• Hidrógeno: los venteos de alta velocidad de los electrolizadores y la despresurización de emergencia de los tanques de almacenamiento se enviarán a la antorcha 1 de la refinería. Los venteos de baja velocidad y caudal provenientes del electrolizador se ventearán a la atmósfera.

- Oxígeno: el venteo de alta velocidad y el de baja velocidad se realizarán hacia la atmósfera por colectores independientes.

- Nitrógeno: habitualmente no se generará a no ser que se produzca una sobre presión.

- Sistema de compresión y almacenamiento de H₂: parte del H₂ del colector electrolítico será almacenado mediante compresión con un compresor de dos etapas. El compresor y los recipientes de almacenamiento se sitúan fuera del área de electrolisis por limitaciones de espacio. Un rack exterior conectará las torres de refrigeración con la zona de almacenamiento de H₂ y la zona del electrolizador central. La capacidad de almacenamiento de hidrógeno útil es de 8.000 kg.

- Sistemas auxiliares: despresurización de H₂ a antorcha existente, venteo a lugar seguro de oxígeno, aire de instrumentos, nitrógeno, efluentes líquidos.

Asimismo, el proyecto incluye las siguientes interconexiones:

- Interconexión con el colector de hidrógeno electrolítico desde el poliducto.

- Interconexión con el poliducto de Nortegas hacia el parque Tecnológico de Abanto.

- Interconexión con el colector de la unidad H4.

- Interconexión con el colector de la unidad H3.

Todos los servicios auxiliares se toman de la refinería, excepto la electricidad y el agua de refrigeración. El agua de aporte de la nueva torre de refrigeración se realizará a través de un colector existente de refinería.

El proyecto tiene dos consumos principales de agua:

- Agua desmineralizada para la producción de H₂ en el electrolizador, con un consumo de 211.200 m³/año de agua de red.

- Agua reutilizada para el circuito de refrigeración (evaporación y purgas) de 734.000 m³/año que provendrá de la red de agua de la refinería.

Adicionalmente, se produce un consumo de 78.000 m³/año de agua de red para servicios auxiliares (sistemas contraincendios, duchas lavaojos, etc.).

El proyecto incluye una acometida eléctrica en 400 kV desde la subestación de Abanto. La línea tiene 670,1 m de longitud de doble circuito de los cuales 325,6 m discurren en aéreo y 344,5 m enterrados. La línea discurre 59,57 m dentro de la refinería y la parte restante se prolonga fuera de la misma hasta la subestación de Abanto. La línea consta de 4 apoyos además del pórtico del electrolizador. La línea aérea contará con protección contra la electrocución y con protección contra colisión para la protección de la avifauna.

La planta de producción de hidrógeno es eléctricamente independiente de los sistemas eléctricos de la refinería. El consumo eléctrico de la instalación será como máximo de 1.092.000 MWh/año cuyo abastecimiento se debe garantizar a partir de fuentes renovables. El electrolizador se alimentará exclusivamente con electricidad de origen renovable, tal y como lo exige la subvención asignada al proyecto, según la cual las entidades beneficiarias tendrán que demostrar anualmente, a lo largo de toda la vida útil de la instalación y mediante la certificación correspondiente, que el hidrógeno producido cumple el criterio de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero, exigido para los combustibles renovables de origen no biológico en la Directiva (UE) 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo, de 11 de diciembre de 2018, relativa al fomento del uso de

energía procedente de fuentes renovables, así como en sus actos de ejecución y delegados. La producción de H₂ alcanzará el 100 % de capacidad anual en el electrolizador (16.800 t/año) solo si el suministro de energía renovable lo permite. La actividad de esta planta la va a realizar Bay of Biscay Hydrogen, S.L.

La distribución de responsabilidades entre Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) y Bay of Biscay Hydrogen, S.L. estará delimitada mediante un contrato privado.

Las principales instalaciones auxiliares son:

- Unidades de Generación de energía eléctrica:
 - Turbo expansor de 11,2 MW.
 - Unidad de cogeneración (CG1): en base a turbina de gas, de 38 MW y
 - Unidad de cogeneración (CG6): mediante turbina de gas, de una potencia de 43,37 MW.
- Subestaciones eléctricas para distribución capilar de la energía eléctrica.
- Infraestructura para almacenamiento y expedición de azufre comercial (silos, etc.).
- Parque de tanques de materias primas, productos intermedios o productos terminados.
- Interconexiones y racks de tuberías para interconectar las unidades entre sí.
- Siete calderas con una capacidad de producción de vapor de unas 530 t/h.
- Cinco torres de refrigeración con un caudal circulante de 782.000 m³/día.
- Infraestructura de los servicios necesarios para la operación segura de la refinería (producción de aire a presión, nitrógeno, agua, vapor, condensado, aditivos, etc.).
- Terminal Marítima en el espigón de Punta Lucero que consta de seis atraques, ubicados en el muelle adosado al Dique de Poniente y en el Pantalán de carga.
- Planta de producción de agua desmineralizada y desgasificador y planta de agua de refrigeración.
- Compresor de CO₂ e interconexiones a la red de alta presión de la refinería.

Los recursos energéticos consumidos por la planta son energía eléctrica, combustible gaseoso y fuel-oil para abastecimiento de los hornos y calderas de la refinería.

En cuanto a las emisiones a la atmósfera, la empresa dispone de 23 focos de emisión sistemáticos, 22 en refinería correspondientes a la chimenea planta I (U-STK-02), chimenea planta II (U2-STK-01), chimenea planta III (U3-STK-01), chimenea planta III FCC (U3-STK-02), chimenea alquilación (AK3-STK-01), chimenea cogeneración I (CG-STK-01), calderín de terminal marítima (TM), chimenea de unidad de producción de hidrógeno (H4-STK-01), chimenea desulfuradora de naftas (NF3-STK-01), chimenea desulfuradora de gasóleo (G4-STK-01), calderín II (calderín de calefacción de terminal marítima), chimenea caldera de cogeneración (CG6-STK-01), chimenea horno de coquización (CK6-STK-01), chimenea horno HDT de nafta de coquización (NC6-STK-01), ventilación de la nave de almacenamiento de coque (AL6-F-01 A), ventilación de la nave de almacenamiento de coque (AL6-F-01 B), aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 A) coque, aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 B) coque, aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 C) coque, aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 D) coque y aspiración silos

de almacenamiento de azufre (SR6-X-11), venteo de la unidad de recuperación de COVs y uno en la planta HUB (el foco 23), sistema de eliminación de COVs.

Además de estos focos existen cuatro antorchas (3 en refinería y 1 en la planta HUB) para la conducción y quemado seguro de los excesos de gases, descargas de emergencia y otras descargas intermitentes que puedan producirse en las unidades de proceso, diseñadas especialmente para los períodos de parada y arranque. Asimismo, la planta de producción de hidrógeno (electrolizador 100 MW) dispone de tres sistemas de venteo de H₂, N₂ y de O₂.

Se gestionan aceites y grasas comestibles de residuos municipales, así como otros biorresiduos que se destinan a los procesos de hidrodesulfuración para la formulación de productos sostenibles en cumplimiento de las condiciones establecidas en la normativa sectorial de hidrocarburos (operación de gestión R0102).

Asimismo, se autogestionan aguas aceitosas de las propias instalaciones y los residuos Marpol Anexo 1 (Tipo A y B) y Marpol Anexo II -Y- -sustancias nocivas líquidas, flotantes persistentes.

Todas las aguas residuales de la refinería se envían a una planta común de tratamiento (planta DAR). El esquema de tratamiento de la Planta DAR consta fundamentalmente de tres líneas:

- Línea de aguas de proceso (L1), para el tratamiento del agua procedente de drenajes de los tanques de crudo y desalado de crudo.

- Línea de aguas aceitosas (L2), para el tratamiento de las aguas pluviales contaminadas, de plantas de proceso, limpieza de áreas, strippers de aguas y aguas de laboratorio. En esta línea se tratan igualmente las aguas sanitarias (L3).

- Línea de aguas pluviales procedentes de cunetas de calles y avenidas, purgas de torres de refrigeración, purgas de calderas y aguas de neutralización (L4).

Adicionalmente la Refinería cuenta con una planta de tratamiento de las aguas de deslastre de los barcos consistente en una primera decantación en tanques de almacenamiento y posterior tratamiento en un separador API.

Las aguas tratadas, tanto en la planta DAR como en la planta de tratamiento de aguas de deslastre, se vierten en un único punto de vertido a mar abierto, en el exterior de la Terminal Portuaria de Punta Lucero, a una distancia de unos 4 km de la refinería.

El agua consumida en las instalaciones procede de dos fuentes: por un lado agua recirculada procedente del sistema de recuperación de agua de refinería y por otro agua de la red de suministro del Consorcio de Aguas Bilbao Bizkaia.

La Planta DAR ha sido actualizada para mejorar la capacidad de la misma, reducir los impactos por emisión de olores y favorecer la recuperación de agua. Así, se han incorporado los siguientes equipamientos;

- Desbaste de sólidos gruesos.

- Separadores de hidrocarburos por gravedad tipo API cerrados a la atmósfera.

- Separadores de emergencia (grandes avenidas de agua), contruidos con dimensiones similares a los separadores API.

- Bombeo de aguas a la salida de los separadores API.

- Separador por placas coalescentes tipo CPI para las aguas aceitosas cerrados.
- Sistema de almacenamiento para alivio de tormentas en sustitución de las antiguas balsas de acumulación.
- Planta de tratamiento de lodos con tanque de acumulación de fangos cerrado.
- Sistemas de enfriamiento de corrientes a depurar en la Planta.
- Tanque de homogeneización de cargas contaminantes (TK 011) para favorecer la estabilidad del tratamiento de las aguas.
- Sistemas para mejorar la interconexión de Líneas (L1/L2) y mejorar la capacidad de la Planta.

La planta de combustibles sintéticos e hidrógeno electrolítico (planta HUB) tiene tres flujos diferenciados de aguas residuales:

- Aguas de las corrientes no orgánicas (purga de torres de refrigeración, corriente condensado planta electrólisis, contralavado filtros de arena anteriores al sistema de ósmosis inversa): dispone de una planta (tratamiento físico-químico + filtración) con capacidad de tratamiento de 6,15 m³/h.
- Aguas de las corrientes orgánicas (aguas de procesos y aguas sanitarias): dispone de una planta (separador lamelar, reactor biológico y filtración) con capacidad de tratamiento de 2,28 m³/h.
- Aguas de escorrentía pluvial susceptibles de arrastrar contaminación: dispone de un separador lamelar de hidrocarburos con capacidad de tratamiento de 3 m³/h.

Una vez depurados, los flujos de vertido se vierten a la terminal marítima.

La planta de producción de hidrógeno (electrolizador 100MW) genera tres efluentes líquidos continuos:

- Rechazos de la unidad de purificación de agua: será utilizado internamente como agua para las torres de refrigeración.
- Purgas de torres de refrigeración: se integrará en el circuito de purgas del resto de unidades de refrigeración de la instalación para ser vertidas posteriormente al mar. El volumen estimado de este efluente (25 m³/h) entra dentro del volumen de la autorización de vertido actual de la refinería de 6,9 Mm³/año y se integra en el flujo de vertido denominado L4.
- Purificación de H₂: agua procedente de la corriente gaseosa tras la electrólisis, será reutilizada como aporte para las torres de refrigeración.

Por otro lado, los principales residuos peligrosos generados están asociados a distintas etapas del proceso productivo (alquilación, hidrotreatmento, fabricación de hidrógeno, desulfuración, plantas de azufre, aguas de deslastre, tratamiento de aguas residuales y limpieza de depósitos) y al proceso servicios generales. En cuanto a residuos no peligrosos los principales son los derivados de cracking catalítico, embalajes, mantenimiento y lavado de gases. En la planta se lleva a cabo un proceso de autogestión consistente en el lavado de residuos de envases, donde los residuos consistentes en "envases contaminados con aceites y aminas" no utilizables como envases de residuos se someten a un proceso de lavado con vapor y agua. Las aguas generadas en el lavado de estos envases se vehiculan a la instalación de tratamiento de aguas industriales.

Asimismo, en la instalación existe un vertedero de residuos no peligrosos para el que se aprobó su sellado y clausura e inicio de la fase de mantenimiento y control post-clausura con fecha de 26 de mayo de 2008.

La instalación dispone de los medios técnicos y organizativos necesarios para dar cumplimiento a la Decisión de ejecución de la Comisión de 9 de octubre de 2014 por la que se establecen las conclusiones sobre las mejores tecnologías disponibles (MTD) en el refino de petróleo y de gas (Decisión 2014/738/UE), de las que resultan aplicables las Conclusiones siguientes: MTD1, MTD2, MTD3, MTD4, MTD5, MTD6, MTD7, MTD9, MTD10, MTD11, MTD12, MTD14, MTD15, MTD16, MTD17, MTD18, MTD19, MTD20, MTD24, MTD25, MTD26, MTD27, MTD28, MTD29, MTD33, MTD34, MTD35, MTD36, MTD37, MTD38, MTD39, MTD40, MTD44, MTD45, MTD46, MTD47, MTD48, MTD49, MTD50, MTD51, MTD52, MTD53, MTD54, MTD55, MTD56, MTD57 y MTD58.

Asimismo, se dispone de las siguientes medidas técnicas:

– Utilización de combustibles de menor concentración de azufre, desulfurando la carga al FCC o aumentando la eficiencia energética en forma de altos índices de utilización de las unidades.

– Eliminación final de los contaminantes: rendimientos adecuados en los tratamientos biológicos de la planta de tratamiento de aguas residuales, doble sello en tanques con techo flotante. Asimismo, las cuatro plantas de recuperación de azufre tratan las corrientes gaseosas que contienen el azufre eliminado en los diferentes procesos, transformándolo en azufre sólido evitando así su emisión a la atmósfera.

– Todas las plantas y equipos están, regularmente, sujetas a programas de mantenimiento preventivo para asegurar de forma continua el rendimiento energético óptimo.

– Unidad de hidrotreatmento de carga a FCC, de tal forma que es desulfurada previamente en la unidad HD3 reduciendo el contenido en azufre y nitrógeno de esta corriente.

– Unidades de recuperación de azufre para el tratamiento del H₂S recuperado de las corrientes gaseosas, que es convertido a azufre sólido, evitando la emisión de SO₂ a la atmósfera.

– Medición en continuo del SO₂, NO_x, partículas sólidas, CO y opacidad mediante analizadores instalados en las diferentes chimeneas.

– Mantenimiento adecuado de los quemadores, así como revisiones periódicas de los mecheros.

– Empleo de doble cierre mecánico y alarma de fallo con sistema de recogida de fugas en las bombas de los equipos que trabajan con hidrocarburos ligeros al objeto de reducir la emisión de compuestos orgánicos volátiles (COVs). Doble sello en tanques con techo flotante en almacenamiento de hidrocarburos. Cambio de empaquetaduras de válvulas, y definición de los procedimientos específicos de toma de muestra para evitar emisiones difusas de COV's. Programa de detección y reparación de fugas.

– Recogida de aguas aceitosas en red de drenajes sellados, minoración del tiempo de exposición de los hidrocarburos al aire, y adecuada aireación en la balsa de homogeneización para minimizar emisiones de COV's.

– Control de las condiciones de proceso de la combustión.

– Ajuste de las condiciones de combustión con el objetivo de minimizar la emisión de NO_x y utilización de quemadores de bajo NO_x.

– Minimización de la emisión de partículas procedentes de la manipulación de sólidos mediante ciclones para reducir las emisiones del regenerador de FCC.

jueves 23 de octubre de 2025

– Dispone de redes independientes de drenaje de aguas aceitosas y pluviales, lo que permite un tratamiento más efectivo de las mismas. La planta DAR dispone de una balsa de emergencia para el control de vertidos que no pueden ser enviados directamente a la planta.

– Las aguas pluviales procedentes de áreas de proceso se canalizan a la planta DAR donde reciben el tratamiento de las aguas aceitosas.

– Recirculación de aguas tratadas a las torres de refrigeración, sistema contra incendios, sistemas de riego de las campos y desaladores de crudo y recuperación de todos los condensados limpios. Reutilización del agua utilizada en el proceso de corte de coque y en el lavado de los camiones de transporte de coque previo paso por un sistema de decantación para la retirada de finos de coque.

– Redes independientes de drenaje de aguas aceitosas y de proceso no aceitosas, por una parte, y de pluviales limpias por otra, lo que posibilita la reutilización de las aceitosas en torres de refrigeración, agua de planta y agua contra incendios, y un tratamiento más efectivo.

– Dispone de strippers de aguas ácidas en los que se tratan las aguas con alto contenido en H₂S y NH₃ para su posible reincorporación al proceso.

– La unidad de coquización retardada opera con un tren de precalentamiento de la carga de entrada al horno como mejora de la eficiencia energética.

– Utilización de gas de coquización, previamente depurado en la unidad de aminas, en la alimentación de las unidades URF al objeto de reducir las emisiones de SO₂ y partículas.

– Utilización de técnicas de recirculación de gases y de post-combustión en la unidad de cogeneración aumentando el vapor generado y la eficiencia energética global.

– El acondicionamiento del coque se realiza en un edificio cerrado para garantizar el mínimo efecto sobre el entorno, ruido y partículas, utilizando un sistema de niebla seca para el confinamiento del polvo en el área de trituración y en los puntos de transferencia entre cintas.

– Almacenamiento del coque producido, previamente a su expedición, en nave cerrada, con sistema de aspiración y captación de polvo en base a filtros.

– El transporte de coque dentro de las instalaciones de la refinería se realiza mediante cintas cerradas, tubulares o tipo sandwich.

– Sistema de aspiración y filtrado mediante filtros de mangas en las tolvas de carga de coque en camiones.

– Regeneración ex-situ de los catalizadores gastados.

Inertización por nitrógeno en los tanques de productos almacenados procedentes de la unidad de coquización.

– Instalación de sistemas de recuperación de los gases descargados por las unidades URF mediante compresor tipo anillo líquido.

– Reutilización en la unidad de coquización de los lodos recogidos en los separadores de hidrocarburos por gravedad (API), lodos biológicos y aceites decantados».

Tercero.– Notificar la presente Resolución a Petróleos del Norte, S.A. (Petronor).

jueves 23 de octubre de 2025

Cuarto.— Notificar la presente Resolución a los Ayuntamientos de Muskiz, Zierbena y Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena, al Departamento de Salud del Gobierno Vasco, al resto de organismos y asociaciones que han participado en el trámite de consultas, para su conocimiento y a los efectos oportunos y, en particular, el de posibilitar la obtención de otras licencias, autorizaciones, declaraciones responsables y/o comunicaciones concurrentes y legalmente exigibles.

Recursos.

Contra el presente acto, que no pone fin a la vía administrativa, podrá interponerse recurso de alzada ante el consejero de Industria, Transición Energética y Sostenibilidad en el plazo de un mes a contar desde el día siguiente al de su notificación, de conformidad con lo dispuesto en los artículos 121 y 122 de la Ley 39/2015, de 1 de octubre, del Procedimiento Administrativo Común de las Administraciones Públicas.

En Vitoria-Gasteiz, a 3 de septiembre de 2025.

El viceconsejero de Medio Ambiente,
JOSU BILBAO BEGOÑA.