

OTRAS DISPOSICIONES

DEPARTAMENTO DE INDUSTRIA, TRANSICIÓN ENERGÉTICA Y SOSTENIBILIDAD

4448

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).

HECHOS

1.– Por Resolución inicial de 6 de mayo de 2008 (AAI00040) del entonces viceconsejero de Medio Ambiente, modificada posteriormente por las Resoluciones de 26 de octubre de 2018, 18 de octubre de 2022, 11 de mayo de 2023, 26 de diciembre de 2023, 15 de marzo de 2024, 15 de octubre de 2024, 26 de febrero de 2025, 19 de marzo de 2025 y 9 de julio de 2025, se concedió autorización ambiental integrada a la actividad de refino de petróleo y planta de combustibles sintéticos e hidrógeno electrolítico (planta HUB) promovida por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) en los términos municipales de Muskiz, Zierbena y Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena, emitida en el marco de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de Prevención y Control Integrados de la Contaminación.

2.– Con fecha 5 de junio de 2024, el titular de la instalación comunicó al órgano ambiental de la Comunidad Autónoma del País Vasco su voluntad de realizar una modificación en la instalación autorizada así como el carácter no sustancial de dicha modificación. Se adjuntó al efecto la documentación AAI00040_MNS_2024_002 justificativa de la consideración de tal modificación como no sustancial.

3.– A la vista de que la documentación presentada no reunía los requisitos legalmente exigidos para emitir un posicionamiento definitivo, con fechas 30 de agosto de 2024 y 21 de noviembre de 2024 se requirió a Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) para que subsanara su solicitud y procediera a la presentación de documentación complementaria, indicándole que, de no hacerlo, se le tendría por desistido de su petición.

4.– Con fechas 2 de octubre de 2024, 19 de diciembre de 2024, 24 de enero de 2025 y 31 de enero de 2025, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) presentó la documentación complementaria requerida.

La modificación comunicada a este órgano consiste en la construcción de una planta de producción de hidrógeno mediante la electrolisis de agua con tecnología alcalina con una capacidad nominal de 100 MW y 16.800 t/año de producción de H2 renovable.

5.– Una vez constatada la suficiencia de la documentación aportada, en el marco del procedimiento de evaluación de impacto ambiental simplificada, regulado en el artículo 45 y siguientes de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, con fecha 5 de febrero de 2025, se inició el trámite de consultas a las administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas en aplicación del artículo 79 de la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi.

Finalizado el plazo legal establecido para el trámite de consultas, se han recibido varios informes de diversos organismos, así como asociaciones ecologistas con el resultado que obra en el expediente. En concreto, el Ayuntamiento de Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena y las asociaciones ecologistas consideran que el proyecto debe someterse al procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria.

FUNDAMENTOS DE DERECHO

1.– El artículo 9 del Texto Refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, dispone que se somete a autorización ambiental integrada la explotación de las instalaciones en las que se desarrolle alguna de las actividades incluidas en su anejo 1; y que esta autorización precederá, en todo caso, a la construcción, montaje o traslado de las instalaciones, y se adaptará a las modificaciones que se produzcan en las instalaciones.

2.– El artículo 10 del citado Texto Refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación, aprobado por Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, de título modificación de la instalación, determina que:

«1.– La modificación de una instalación sometida a autorización ambiental integrada podrá ser sustancial o no sustancial.

2.– El titular de una instalación que pretenda llevar a cabo una modificación no sustancial de la misma deberá comunicarlo al órgano competente para otorgar la autorización ambiental integrada, indicando razonadamente porqué considera que se trata de una modificación no sustancial. A esta comunicación se acompañarán los documentos justificativos de las razones expuestas.

El titular podrá llevar a cabo la modificación siempre que el órgano competente para otorgar la autorización ambiental integrada no manifieste lo contrario en el plazo de un mes. En caso de que sea necesaria una modificación de la autorización ambiental integrada, como consecuencia de la modificación no sustancial de la instalación, la comunidad autónoma procederá a publicarla en su diario oficial».

3.– El propio artículo 10, apartado 4, remite al desarrollo reglamentario recogido en el artículo 14 del Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación, para la determinación de los criterios a tener en cuenta para la justificación de una modificación como sustancial o no sustancial.

4.– Analizada la solicitud y la documentación remitida por el titular de la instalación por parte de los servicios técnicos adscritos al Servicio de Prevención y Control Integrados de la Contaminación y, tomando en consideración los citados criterios normativos, se considera que el proyecto de modificación comunicada es una modificación no sustancial.

5.– Este órgano administrativo entiende que como consecuencia de la modificación no sustancial de la instalación comunicada es precisa una modificación de la autorización ambiental integrada de la que dispone la instalación para adaptarla a la modificación proyectada, a fin de incorporar las condiciones específicas relacionadas con esta modificación.

6.– Así mismo, la actividad se encuentra en el ámbito de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental y en el Anexo II.D de la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 60 de la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi, se someterán preceptivamente al correspondiente procedimiento de evaluación ambiental los planes, programas y proyectos, y sus modificaciones y revisiones, que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, con el fin de garantizar un elevado nivel de protección ambiental y de promover un desarrollo sostenible.

En aplicación al artículo 7.2 de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, son objeto de evaluación ambiental simplificada los proyectos enumerados en el Anexo II, entre el que se encuentra, en el Grupo 6, epígrafe i) del Anexo II de la citada Ley «Instalaciones industriales para la producción de hidrógeno electrolítico, fotoelectrolítico o fotocatalítico a partir de fuentes renovables».

En consecuencia, el proyecto se somete al procedimiento de evaluación de impacto ambiental simplificada.

7.– El artículo 23 de la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi señala que cuando la competencia para emitir el informe de impacto ambiental corresponda al órgano ambiental de la Comunidad Autónoma del País Vasco y la actividad se encuentre sometida al régimen de autorización ambiental integrada, los procedimientos administrativos correspondientes a ambos regímenes y el procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria se integrarán. Asimismo, el contenido de la declaración de impacto ambiental o del informe de impacto ambiental, en su caso, formarán parte de la autorización ambiental integrada, emitiéndose ambos pronunciamientos en el mismo acto administrativo.

En orden a dar cumplimiento a lo señalado en el mencionado artículo, en la presente Resolución se emite el informe de impacto ambiental correspondiente al proyecto de modificación comunicado por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) consistente en una planta de producción de hidrógeno mediante la electrolisis de agua.

8.– De conformidad a lo dispuesto en el Decreto 112/2012, de 26 de junio, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición, los residuos resultantes de la ejecución de obras de construcción y demolición deben sujetarse al régimen jurídico por él determinado.

9.– De conformidad a lo dispuesto en el artículo 25 de la Ley 4/2015, de 25 de junio, de prevención y corrección de la contaminación del suelo, cuando la ampliación o modificación de una actividad o instalación potencialmente contaminante del suelo se lleve a cabo dentro de los límites de la parcela ocupada por la actividad o instalación que se proyecta ampliar o modificar no procederá dar inicio al procedimiento de declaración de la calidad del suelo; sin perjuicio de que si se van a producir excavaciones se deba acreditar la correcta gestión de los materiales excavados.

10.– En caso de que la ejecución del proyecto requiera otras licencias, autorizaciones, declaraciones responsables y/o comunicaciones emitidas por el Ayuntamiento del municipio donde se ubica la instalación y/u otras Administraciones públicas competentes en sus respectivas materias, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá contar con ellas.

11.– Esta Viceconsejería de Medio Ambiente es competente para dictar la presente Resolución en virtud de lo dispuesto en el Decreto 410/2024, de 3 de diciembre, por el que se establece la estructura orgánica y funcional del Departamento de Industria, Transición Energética y Sostenibilidad.

Vista la citada legislación y el resto de disposiciones de general y concurrente aplicación.

RESUELVO:

Primero.– Formular informe de impacto ambiental del proyecto de electrolizador de 100 MW en la refinería de Petronor, promovido por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) en el término municipal de Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena (Bizkaia), en los términos señalados en el Anexo I de la presente Resolución.

Determinar que, siempre que se adopten las medidas protectoras y correctoras establecidas en la presente Resolución, así como las planteadas por el promotor que no se opongan a las anteriores, no es previsible que con la ejecución del proyecto se generen afecciones significativas sobre el medio ambiente.

Por lo tanto, no se considera necesario que el proyecto de electrolizador de 100 MW en la refinería de Petronor, promovido por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) en el término municipal de Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena (Bizkaia), se someta a evaluación de impacto ambiental ordinaria.

Segundo.– Considerar como 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).

Tercero.– Imponer las medidas protectoras y correctoras específicas del proyecto de electrolizador de 100 MW en la refinería de Petronor, promovido por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) en el término municipal de Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena (Bizkaia), en un nuevo apartado (apartado Segundo, subapartado E) de la autorización ambiental integrada en orden a evitar que la planta de producción de hidrógeno mediante la electrolisis de agua con tecnología alcalina (electrolizador 100 MW) promovida por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) pueda tener efectos adversos significativos sobre el medio ambiente.

Cuarto.– Modificar, en los términos determinados en el Anexo II a la presente Resolución, los siguientes apartados de la autorización ambiental integrada de continua mención a fin de incorporar a la misma la planta de producción de hidrógeno mediante la electrolisis de agua con tecnología alcalina (electrolizador 100 MW) promovida por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor):

- Primero.
- Segundo.
- Anexo I y Anexo II.

Quinto.– De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 79.5 de la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi, el plazo para el inicio de la actividad de la modificación autorizada en la presente Resolución es de cuatro años, una vez publicada en el Boletín Oficial del País Vasco.

En caso de que no se hubiera procedido a la ejecución del proyecto en ese plazo, el informe de impacto ambiental perderá su vigencia y cesará en la producción de los efectos que le son propios, debiendo en ese caso el promotor iniciar nuevamente el procedimiento de evaluación de impacto ambiental simplificada del proyecto.

Sexto.– Requerir a Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) que dé respuesta a los siguientes aspectos en los plazos definidos a continuación:

Antes de dar comienzo a las obras se deberá presentar:

- Actualización del análisis de riesgos ambientales (ARA).
- Adecuación del proyecto, incluyendo los condicionantes del apartado de medidas protectoras y correctoras a aplicar a la planta de producción de hidrógeno mediante la electrolisis de agua con tecnología alcalina (electrolizador 100 MW).
- Estudio específico de posibilidades para aumentar el soterramiento de la línea eléctrica en los términos señalados en el apartado E.2.

Una vez finalizadas las obras y con carácter previo al inicio de la actividad de la planta de producción de hidrógeno mediante la electrolisis de agua con tecnología alcalina (electrolizador 100 MW):

- Proyecto as-built.

En el plazo de seis meses desde la puesta en marcha de la planta de producción de hidrógeno:

- Estudio acústico.

Séptimo.– El titular de la instalación podrá llevar a cabo el proyecto objeto de la presente Resolución sin perjuicio de la obtención del resto de autorizaciones o remisión de declaraciones responsables o comunicaciones sectoriales que sean legalmente exigibles.

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

Noveno.– 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.

Décimo.– Ordenar la publicación de la presente Resolución en la sede electrónica del Gobierno Vasco y en el Boletín Oficial del País Vasco.

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 4 de agosto de 2025.

El viceconsejero de Medio Ambiente,
JOSU BILBAO BEGOÑA.

ANEXO I

Informe de impacto ambiental del proyecto de electrolizador de 100 MW en la refinería de Petronor, promovido por Petróleos del Norte, S.A., en el término municipal de Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena (Bizkaia).

Con fecha 3 de febrero de 2025, el Servicio de prevención y control integrado de la contaminación (IPPC) del Gobierno Vasco solicita al Servicio de evaluación ambiental el informe de impacto ambiental de la modificación no sustancial de la Autorización Ambiental Integrada de la refinería de Petróleos del Norte, S.A. (en adelante Petronor), consistente en la instalación de un electrolizador de 100 MW, ubicado en el término municipal de Abanto Zierbena.

La solicitud se realiza en el marco de aplicación de la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi y, en aquellos aspectos no regulados por esta norma, en el de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

En aplicación del artículo 79 de la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi, con fecha 5 de febrero de 2025 el Servicio de evaluación ambiental de la Dirección de Administración Ambiental inició el trámite de consultas a las administraciones públicas afectadas y a las personas interesadas. Del mismo modo, se comunicó al órgano sustantivo el inicio del trámite.

Asimismo, la documentación de la que consta el expediente estuvo accesible en la web del Departamento de Industria, Transición Energética y Sostenibilidad para que las personas interesadas pudieran realizar las observaciones de carácter ambiental que considerase oportunas.

Finalizado el plazo legal establecido para el trámite de consultas, se han recibido los informes de diversos organismos, así como de asociaciones ecologistas con el resultado que obra en el expediente.

En concreto, el Ayuntamiento de Abanto Zierbena y las asociaciones ecologistas consideran que el proyecto debe someterse al procedimiento de evaluación de impacto ambiental ordinaria atendiendo, en lo que se refiere a los criterios señalados en la normativa de evaluación de impacto ambiental (Anexo III.F de la Ley 10/2021), a las siguientes cuestiones:

– Características del proyecto: acumulación con otros proyectos existentes y/o aprobados; la utilización de recursos naturales; los riesgos de accidentes graves y los riesgos para la salud humana.

– Sensibilidad medioambiental del área: áreas en que se han rebasado los objetivos de calidad medioambiental y la ausencia de un análisis de alternativas.

– Características del potencial impacto: probabilidad de impacto, la acumulación con impactos de otros proyectos existentes y posibilidad de reducir el impacto.

Una vez analizados los informes, así como los escritos recibidos, se constata que el órgano ambiental cuenta con los elementos de juicio suficientes para formular el informe de impacto ambiental, de acuerdo con el artículo 79 de la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi.

1.– Marco normativo.

De conformidad con lo dispuesto en el artículo 60 de la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi, se someterán preceptivamente al correspondiente procedimiento de evaluación ambiental los planes, programas y proyectos, y sus modificaciones y revisiones, que puedan tener efectos significativos sobre el medio ambiente, con el fin de garantizar un elevado nivel de protección ambiental y de promover un desarrollo sostenible.

El alcance del proyecto engloba dos actividades diferentes: la construcción de un electrolizador de 100 MW de potencia y la instalación de una línea eléctrica, de 400 kV y 670 m de longitud.

El proyecto es objeto de una evaluación ambiental simplificada porque se encuadra en el ámbito de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental, concretamente en el epígrafe i) del Grupo 6 del Anexo II de la citada Ley que contempla específicamente esta tipología de proyectos: «Instalaciones industriales para la producción de hidrógeno electrolítico, fotoelectrolítico o fotocatalítico a partir de fuentes renovables».

Examinada la documentación técnica, los informes y escritos que se hallan en el expediente de evaluación de impacto ambiental del proyecto, y a la vista de que el documento ambiental se ajusta a los aspectos previstos en la normativa en vigor, se procede a formular el informe de impacto ambiental relativo al proyecto de electrolizador de 100 MW en la refinería de Petronor, promovido por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), en el término municipal de Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena (Bizkaia).

Conforme a lo establecido en el artículo 43.4 de la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi, el informe de impacto ambiental se integrará en la Resolución de autorización ambiental integrada del proyecto.

2.– Alternativas.

Se ha considerado la alternativa 0 de no actuación, que es rechazada puesto que no es acorde con el objetivo de descarbonización que persigue la refinería.

Adicionalmente, se han valorado diversas alternativas tecnológicas, considerando finalmente la tecnología alcalina presurizada por tener un amplio recorrido, no requerir el uso de compresores y con ello reducir el consumo energético y no suponer variaciones relevantes respecto al impacto ambiental producido en relación con otras tecnologías similares.

Finalmente, atendiendo a la ubicación seleccionada, esta se encuentra condicionada por la cercanía de la refinería, ya que el hidrógeno producido se consumirá en la propia refinería. Asimismo, se evitan nuevas líneas de abastecimiento o exportación y se aprovechan las instalaciones existentes de Petronor.

Para el diseño de la línea eléctrica, se ha seleccionado el diseño de un corredor por el recorrido más corto con la idea de minimizar el impacto generado, tanto en términos de número de apoyos como de vuelo de los cables eléctricos, minimizando también los accesos a los apoyos para su construcción. La zona de implantación de la línea es bastante abrupta, presentando bastante desnivel negativo entre la subestación de Abanto y el área de los trabajos dentro de refinería. Esto hace poco practicable el uso de una línea enterrada.

3.– Características del proyecto.

El proyecto consiste fundamentalmente en la construcción de una planta de producción de hidrógeno, mediante electrolisis de agua con tecnología alcalina, con el fin de enviarlo a un hidrogenoducto que podrá alimentar la refinería de Petronor, en el término municipal de Abanto Zierbena, al poliducto, cuyo destino será el Puerto de Bilbao y al gaseoducto existente con destino en el Parque Tecnológico de Abanto.

Con este proyecto se desplaza parte de la producción actual de hidrógeno gris mediante reformado de metano, por lo que se reducirían aproximadamente en 150.000 t/año las emisiones actuales de CO₂.

Actualmente la producción anual de hidrógeno en la refinería es de 43.090 t/año. Con la puesta en marcha del electrolizador, la capacidad total de producción de hidrógeno de la refinería alcanzará aproximadamente 59.890 t/año. Sin embargo, la demanda de consumo de hidrógeno de la refinería no va a variar respecto a los valores actuales.

La capacidad nominal del electrolizador es de 100 MW y 16.800 t/año de H₂ renovable. La producción anual del electrolizador será como mínimo de 7.000 t/año, estimándose una media de 12.300 t/año. En el caso de que la producción del electrolizador alcance el máximo de 16.800 t/año, este hidrógeno también será destinado a cubrir la demanda de hidrógeno del coprocesado. El grado de sustitución de hidrógeno gris por hidrógeno verde dependerá de la productividad de los parques renovables asociados, estimándose que esta sustitución estará entre el 16 % y el 30 % de la producción actual de hidrógeno gris de la refinería.

Las nuevas instalaciones se localizan en terrenos de la refinería de Petronor, en su extremo sureste. La parcela ocupa un área aproximada total de 27.590 m² que actualmente se encuentra libre de construcciones, a excepción de la superficie destinada al compresor de hidrógeno y la zona de almacenamiento de hidrógeno, donde actualmente hay dos tanques que está previsto demoler.

La instalación se divide en las siguientes zonas y consta de los elementos que se describen a continuación:

– Electrolizador, que se sitúa en un edificio cerrado con techo a dos aguas. El paquete de electrolisis 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 H8-SUB30-1. Alimentará cada transformador-rectificador. Se trata del edificio dedicado a los equipos eléctricos de 30 kV, 6 kV y baja tensión, para reducir la tensión proveniente de la Subestación H8-SUB400-1.

– Sistema de acondicionamiento de potencia eléctrica (rectificador). El stack necesita alimentación eléctrica en corriente continua, por lo que es necesario un sistema acondicionador de potencia (rectificador) para transformar la corriente alterna disponible de la red eléctrica en corriente continua.

– Unidad de purificación de H₂ (HPU). Se situará junto al edificio de electrolizadores en el lado oeste. La línea de hidrógeno seco y purificado interconectará con los colectores de hidrógeno de la refinería y el Puerto.

– Sistema de refrigeración – Sistema cerrado electrolizadores. Consta de un depósito de expansión, dos bombas de circulación, intercambiadores de calor -tipo placas y un paquete de tratamiento químico. Se ha ubicado junto al edificio de electrolizadores y la subestación H8-SUB30-1.

– Sistema de agua de refrigeración – Torre de enfriamiento. 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. Se ha ubicado próximo a la torre de refrigeración 2 existente y está diseñada para utilizar agua reutilizada. Adicionalmente se dejará una conexión de agua bruta de consorcio para poder utilizar esta en casos en los que Petronor no disponga de agua reutilizada.

– Sistema de alimentación de agua desmineralizada y purificación. Consta de un tanque de agua desmineralizada, bombas de suministro de agua a tratamiento, paquete de tratamiento de agua desmineralizada, tanque de agua desmineralizada purificada y bombas de agua purificada. Se localiza junto al sistema cerrado de electrolizadores.

– Sistema de electrolito (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, un depósito de recogida de KOH y una bomba de recogida de KOH. Estos elementos se localizan junto al edificio de electrolizadores.

– Sistema de venteos. En el proceso existen sistemas de venteo de hidrógeno (que se enviará a la antorcha 1 existente en la refinería), de oxígeno (se dirigen a la atmósfera a través de colectores) y de nitrógeno (habitualmente no generará venteo alguno, a menos que se produzca una sobrepresión).

– Sistema de compresión y almacenamiento de H₂. Parte del H₂ del colector electrolítico será almacenado para cubrir las horas en las que no se dispone de suficiente energía eléctrica de origen renovable para operar el electrolizador a su capacidad de diseño y cubrir paradas programadas del tren de electrolizador o de emergencia. Debido al gran volumen que ocupa el H₂, será comprimido con un compresor de dos etapas. La ubicación del compresor y los recipientes de almacenamiento se proponen fuera del área de electrólisis, por limitaciones de espacio y por no ser equipos críticos que requieran proximidad al edificio de electrolizadores. Se ha considerado para la ubicación de estos, el área donde se ubican actualmente unos pequeños tanques de almacenamiento (TK 221 y TK 222) que serán desmantelados. Un rack exterior conectará las torres de refrigeración con la zona de almacenamiento de H₂ y la zona del electrolizador central.

El proyecto incluye las conexiones siguientes:

- 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.

Además, el proyecto incluye la construcción de una línea eléctrica que tendrá su origen en la Subestación ST. Electrolizador 400 kV proyectada, desde donde partirá, discurriendo primero en aéreo y posteriormente enterrada, hasta la Subestación ST. Abanto (REE) existente. La línea tiene 670,1 m de longitud, de los que 325,6 m discurren en aéreo mediante cuatro apoyos y 344,5 m en subterráneo. La planta del electrolizador está pensada para ser eléctricamente independiente de los sistemas eléctricos de la refinería.

Los servicios auxiliares (despresurización de hidrógeno a antorcha existentes, venteo a lugar seguro de oxígeno, aire de instrumentos, nitrógeno, efluentes líquidos) se tomarán de la refinería, excepto la electricidad y el agua de refrigeración, para lo que, como se ha comentado anteriormente, se requiere de la instalación de una nueva torre.

Se dispondrá también de un nuevo secador de aire de instrumentos con características similares al actual U1-Z-0105 (con capacidad para secar 9000 Nm³/h), para que trabaje en paralelo a este.

Consumo de energía:

El consumo eléctrico previsto pasará de un promedio de 631.793 MWh/año a 1.723.793 MWh/año. El aumento de 1.092.000 MWh representa un incremento del 173 %, cuyo abastecimiento se debe garantizar a partir de fuentes renovables. El suministro se realizará desde la existente ST Abanto hasta la nueva ST Electrolizador proyectada.

Para que el hidrógeno producido sea considerado verde o renovable debe cumplir con los requisitos de los actos delegados del hidrógeno (Directiva 2018/2001 del Parlamento Europeo y del Consejo estableciendo una metodología común de la Unión en la que se definen normas detalladas para la producción de carburantes líquidos y gaseosos renovables de origen no biológico) y en concreto con los establecidos en el Real Decreto 663/2024, de 9 de julio, por el que se regula la concesión directa de subvenciones a los proyectos españoles por su participación en el Proyecto Importante de Interés Común Europeo de la industria del hidrógeno dentro del Componente 9 del Plan de Recuperación, Transformación y Resiliencia –Financiado por la Unión Europea-Next Generation EU.

En este sentido, el promotor deberá inscribir las instalaciones de producción de hidrógeno renovable en el registro de instalaciones de producción de gas procedente de fuentes renovables establecido por el Real Decreto 376/2022, de 17 de mayo, por el que se regulan los criterios de sostenibilidad y de reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero de los biocarburantes, biolíquidos y combustibles de biomasa, así como el sistema de garantías de origen de los gases renovables, y adicionalmente solicitar en el referido sistema la expedición de garantías de origen por el total de la producción derivada de estas al menos hasta la finalización de la vida útil de la instalación. Así mismo, como beneficiaria de la subvención Petronor deberá 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. Estas certificaciones estarán a disposición de la administración y de otras partes interesadas si así se requiriese.

Consumo de agua:

El proyecto en fase de operación tendrá dos consumos principales de agua; por un lado, agua desmineralizada para la producción de H₂ en el electrolizador y, por el otro, agua para el circuito de refrigeración.

El agua desmineralizada provendrá de la red del consorcio de Aguas Bilbao Bizkaia, pasando por la unidad de cadenas de desmineralización de la refinería de Petronor. La toma se realizará a través de un colector existente en la refinería.

Adicionalmente, se estiman necesarios 78.000 m³/año de agua de la red de Aguas del Consorcio para sistemas contraincendios y otros usos auxiliares.

Finalmente, el proyecto tendrá una demanda de agua adicional para suplir las pérdidas del circuito de refrigeración (evaporación y purga) de 734.000 m³/año, la cual será suplida preferentemente con agua reutilizada, tanto del propio proyecto (unos 18.500 m³/año provendrán de las purgas de sistema de afino y de purificación H₂), como de la red de agua de la refinería de Petronor (restante para alcanzar los 734.00 m³/año).

Aunque este sistema de refrigeración está diseñado para utilizar agua reutilizada de Petronor, se dejará una conexión de agua bruta del consorcio para utilizarla en casos en los que no se disponga de agua reutilizada.

Conforme a la información aportada por el promotor, el incremento en el consumo de agua de la refinería pasará de 5.499.667 m³/año a 5.788.867 m³/año, lo que representa un incremento del 5,25 %.

Emisiones generadas:

La actividad generará los siguientes efluentes:

– Aguas de la unidad de purificación de agua: será utilizado internamente como agua para las torres de refrigeración. El caudal estimado es de 2 m³/h.

– Purgas de la torre de refrigeración: se integrará en el circuito de purgas del resto de unidades de refrigeración de las instalaciones de Petronor para ser vertidas posteriormente al mar. El caudal estimado es de 25 m³/h.

– Purificación de H₂: procedente de la corriente gaseosa tras la electrolisis. Será aprovechable en las torres de refrigeración. El caudal estimado es de 0,2 m³/h.

Por otro lado, la instalación dispondrá de los siguientes sistemas de venteo:

– Hidrógeno: el venteo de hidrógeno de alta velocidad de los electrolizadores y la despresurización de emergencia de los tanques de almacenamiento se enviarán hacia la Antorcha 1 de la refinería. Los venteos de baja velocidad y caudal provenientes del electrolizador se ventearán a la atmósfera.

– Oxígeno: tanto el venteo de alta velocidad como de baja velocidad se realizarán hacia la atmósfera por colectores independientes.

– Nitrógeno: el circuito de KOH contara 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 en caso de que hubiera una sobre presión se ventearía nitrógeno (dicho nitrógeno podría arrastrar alguna traza de sosa).

En relación con el ruido, se incluye un estudio acústico que determina los niveles de ruido ambiental generados por la nueva instalación, teniendo en cuenta su aportación al ruido ambiental originado por el resto de los focos de ruido presentes en la refinería.

De acuerdo con los resultados del estudio acústico para la valoración del impacto acústico originado por la nueva planta, en el ambiente exterior en las zonas residenciales del municipio de Abanto Zierbena, situadas al sureste del recinto industrial de Petronor, se supera el límite de inmisión de 45 dB(A) aplicable a nuevos focos emisores.

En consecuencia, se establecen limitaciones a las emisiones sonoras de los equipos y medidas correctoras para reducir la emisión de los focos que contribuyen en mayor medida a estos niveles acústicos.

Residuos generados:

Los principales residuos generados en fase de obras provienen de los excedentes de movimientos de tierras para el acondicionamiento de las plataformas en las que se instalarán los nuevos equipos. De acuerdo con la documentación analizada se generarán 147.838 t de tierras y piedras procedentes de excavación.

Durante la fase de obras se acondicionará una zona específica (impermeabilizada y cubierta) para el almacenamiento de residuos peligrosos, cuya gestión cumplirá con los requisitos reglamentarios. Asimismo, se habilitarán distintos puntos para los residuos generados en fase de operación.

En fase de funcionamiento del proyecto, el principal residuo generado en el proceso es la potasa (KOH) gastada, resultante de los procesos de mantenimiento de los módulos, que será recogida con camiones y será tratada en los pits de neutralización de cadenas de desmineralización de aguas existente en la refinería, llevándose a cabo la autogestión de la misma. En estas piscinas se realiza la neutralización de las corrientes existentes ácidas o alcalinas, para alcanzar un pH entre 6-9, antes de su envío a la Planta Depuradora de Aguas de Refinería. En estas instalaciones se neutraliza la potasa obteniéndose agua salina (sal + agua). Cuando por razones operativas no sea posible su autogestión, se llevará a cabo su gestión externa.

El incremento de la producción de residuos peligrosos en fase de operación del proyecto respecto a lo ya autorizado en la Autorización Ambiental Integrada con la que cuenta Petronor se encuentra por debajo del 0,02 %.

En fase de operación, tanto los residuos peligrosos como no peligrosos generados se almacenarán en las instalaciones actuales de Petronor.

Obras proyectadas:

Para la ejecución de las obras del electrolizador de 100 MW se prevén las siguientes actividades:

– Movimiento de tierras y accesos.

Se actuará en las diferentes zonas de implantación del proyecto a fin de explanar y preparar los terrenos para el posterior comienzo de las obras civiles. Estas actividades comprenderán la excavación, relleno, explanación, construcción de muros de contención, accesos nuevos y adecuación a los existentes.

En este sentido, se proyecta un vial principal y otro secundario hasta la zona del electrolizador de 6 m de ancho útil. Interiormente la nueva planta contará con viales perimetrales a toda el área de proceso. Por su parte, el acceso a la zona AIS se realizará prolongando un vial existente, lo que requiere cruzar por encima del canal de guarda existente. También se utilizarán viales existentes, adecuándolos para el acceso a la zona de almacenamiento y torres de refrigeración.

– Obras civiles y edificios.

Una vez concluido el movimiento de tierras y accesos, se comenzará con la instalación de los sistemas enterrados y cimentaciones de los diferentes equipos y edificios del proyecto. Se construirán cimentaciones en todas las zonas de la planta.

Completadas las cimentaciones se procederá a la edificación de las estructuras para los edificios, así como al montaje de las estructuras metálicas para tuberías y equipos para permitir el montaje de los mismos a su llegada a sitio.

– Montaje.

Una vez completadas las estructuras portantes para tuberías y equipos, se procederá al montaje de equipos a su llegada a planta. Además, se montarán los electrolizadores, que llegarán en diferentes módulos y piezas, dentro del edificio.

En paralelo al montaje de equipos se avanzará con el montaje de tuberías para la interconexión de los mismos entre ellos, y con los puntos de la planta que son necesario para el correcto funcionamiento posterior de la instalación. De igual manera, cuando el avance del montaje de tubería y equipos sea suficiente, se avanzará con el montaje de electricidad e instrumentación.

– Línea eléctrica y parque de intemperie.

En paralelo a la construcción de la planta de electrólisis en el interior de refinería, se ejecutará la línea eléctrica de 400 kV que conectará la subestación de REE de Abanto con la nueva subestación de intemperie a construir en refinería. Esta línea será parcialmente enterrada en su salida de la subestación de Abanto, e ira instalada en zanja y bajo tubo y, una vez atravesados los cruces que obligan a hacer la línea enterrada, se construirá aérea. Se ejecutarán 4 apoyos en el trazado y, posterior a los apoyos, se tenderán los cables que interconectarán las dos subestaciones.

Para la ejecución de estos apoyos, se requerirá ejecutar accesos temporales para permitir la construcción de las cimentaciones de los mismos, su montaje, y el posterior tendido de los cables. Los accesos nuevos a ejecutar para la construcción de la línea eléctrica serán los imprescindibles y se hará uso de los actualmente existentes, principalmente el ubicado al norte de la ST. Abanto. Será necesario abrir 4 nuevos accesos con longitud total de 133,62 m.

En lo que respecta a la vulnerabilidad del proyecto ante accidentes graves, el promotor señala que previamente a la puesta en marcha de la instalación, en el momento en que disponga de información final sobre las sustancias y almacenamientos, desarrollará la documentación para dar cumplimiento a

este marco legal (Plan de Autoprotección, Sistema de Gestión, Informe de Identificación de Accidentes Graves y Análisis del Riesgo y otros documentos asociados). Tal y como se expone en el apartado 6.1 del documento ambiental, en las instalaciones de la nueva planta está prevista la presencia de las siguientes sustancias incluidas en el Real Decreto 840/2015, de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas:

- Hidrógeno, incluido en la parte 2 del anexo del Real Decreto 840/2015.
- Oxígeno, incluido en la parte 2 del anexo del Real Decreto 840/2015.

4.– Ubicación del proyecto.

Las instalaciones del proyecto del electrolizador de 100MW se localizan dentro de la refinería de Petronor, en una parcela de 27.590 m², en el término municipal de Abanto-Zierbena. Parte de estas zonas se encuentran sin ocupación actual, aunque alguna se utiliza como áreas de almacenamiento de materiales a la intemperie. También se localiza en esta área un compresor de hidrógeno y dos tanques, que se demolerán. Se trata de un entorno con un alto grado de artificialización que carece de valores naturalísticos de elevado interés.

Sus principales características ambientales son las siguientes:

– El área se sitúa en la Unidad Hidrológica del Barbadun, en la cuenca de la masa de agua 'Barbadun drenaje transición' perteneciente a las Cuencas Intracomunitarias de la Demarcación Hidrográfica del Cantábrico Oriental. De acuerdo con la cartografía disponible en GeoEuskadi, la regata Fuente la Teja discurriría bordeando la zona de instalación proyectada, hasta desembocar aproximadamente 2,5 km aguas abajo en el río Barbadun y 500 m después en el mar Cantábrico. Dicha regata se encuentra totalmente antropizada en el ámbito de Petronor, discurriendo durante gran parte de su recorrido, canalizada, entubada o soterrada.

– El ámbito del proyecto se asienta sobre la masa de agua subterránea Anticlinorio Sur. La permeabilidad de los materiales aflorantes se considera baja por fisuración y presenta una vulnerabilidad baja a la contaminación del acuífero subyacente. Aunque gran parte de la refinería de Petronor se asienta sobre una zona de interés hidrogeológico, las instalaciones proyectadas se ubicarán fuera de esta.

– Como ya se ha mencionado, dentro del ámbito de la refinería de Petronor, el área donde se instalará la nueva actividad se encuentra fundamentalmente libre de ocupación. Aunque presenta un aspecto artificializado, estando utilizado parte como zona de acopio de materiales, también se identifican prados y matorrales en las zonas llanas, y alineaciones o pequeñas masas forestales asociadas a las vaguadas o terrenos de mayor pendiente.

– No se identifica ningún Hábitat de Interés Comunitario en el ámbito de actuación del proyecto. Sin embargo, de acuerdo con la documentación presentada en el ámbito de estudio (cuadrículas UTM de 1x1 km), se recogen citas de varias especies de flora amenazada. Asimismo, también se tiene constancia de la presencia de especies de flora exótica invasora en el ámbito de estudio.

– Atendiendo a las características del ámbito, la fauna presente en el entorno será aquella asociada a zonas periurbana. La regata Fuente la Teja se identifica como un área de expansión potencial del visón europeo, de acuerdo con el Plan de Gestión para la conservación de esta especie. Sin embargo, teniendo en cuenta las características del cauce, su presencia se considera improbable.

– El ámbito del proyecto está próximo al sector Costa-Barbadun de las zonas de protección y electrocución de aves declaradas por Orden de 6 de mayo de 2016, de la consejera de Medio Ambiente y Política Territorial, por la que se delimitan las áreas prioritarias de reproducción, alimentación, dispersión y concentración de las especies de aves amenazadas y se publican las zonas de protección para la avifauna. En estas zonas serán de aplicación las medidas para la salvaguarda contra la colisión y la electrocución en las líneas eléctricas aéreas de alta tensión, en aplicación del Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

– Asimismo, la línea eléctrica se localiza aproximadamente a 300 m del límite de un Área de Intervención Prioritaria-Nivel 2 (AIP2) definida en el Plan de Gestión de la tórtola europea (*Streptopelia turtur*). Conforme al citado plan de gestión, las áreas AIP2 son aquellas en la que requiere una intervención a medio o largo plazo a la hora de establecer las actuaciones o medidas de gestión para la mejora del estado de conservación de la población nidificante, así como de la población en paso migratorio.

– Las instalaciones no se localizan en espacios naturales protegidos, corredores ecológicos ni lugares de interés geológico. Tampoco coincide con espacios de interés naturalístico de otros catálogos (catálogo abierto de espacios naturales relevantes de la CAPV, listado de áreas de interés naturalístico de las DOT), ni con elementos del Registro de Zonas Protegidas del Plan Hidrológico). La Ría de Barbadun está catalogada como Zona Especial de Conservación incluida en la Red Natura 2000, y tanto la ría como el río Barbadun son coincidentes con diversas figuras de protección.

– No se identifica ningún elemento de interés cultural en el ámbito.

– Por lo que respecta a los riesgos ambientales el ámbito se incluye en una parcela recogida en el 'Inventario de suelos que soportan o han soportado actividades o instalaciones potencialmente contaminantes del suelo' (Código 48071-00004).

– No se incluye en el área de vulnerabilidad frente a los riesgos de inundación, erosión, sismicidad o incendios forestales.

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 (6.000.000 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.

6.– Medidas protectoras y correctoras a aplicar al proyecto.

El proyecto de electrolizador DE 100 MW en la refinería de Petronor, promovido por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) en el término municipal de Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena (Bizkaia) deberá adoptar las siguientes medidas protectoras y correctoras en orden a evitar que pueda tener efectos adversos significativos sobre el medio ambiente de manera que no sea necesario que el proyecto, se someta a evaluación de impacto ambiental ordinaria.

Las medidas protectoras y correctoras se ejecutarán de acuerdo con la normativa vigente, de acuerdo con lo establecido en los apartados siguientes y, en lo que no se oponga a lo anterior, de acuerdo con lo previsto en la documentación presentada por el promotor, a través del órgano sustantivo, ante esta Dirección de Administración Ambiental.

El dimensionamiento de estas medidas y el personal asignado para el control deberán garantizar los objetivos de calidad marcados en el documento ambiental y los establecidos en el presente informe ambiental.

Todas estas medidas deberán quedar integradas en el conjunto de los pliegos de condiciones para la contratación de las obras, y dotadas del consiguiente presupuesto que garantice el cumplimiento de estas. Asimismo, se aplicarán las buenas prácticas en obra.

Adicionalmente, deberán añadirse las medidas que se exponen en los apartados siguientes.

6.1.– Delimitación del ámbito de actuación.

– Las obras, así como el conjunto de operaciones auxiliares que impliquen ocupación del suelo, se desarrollarán en el área mínima imprescindible para su ejecución. Se restringirá al máximo la circulación de maquinaria fuera de dicha zona.

– En caso de afecciones accidentales fuera del ámbito señalado, serán aplicadas las medidas correctoras y de restitución adecuadas.

6.2.– Medidas destinadas a la protección del patrimonio natural.

– La apertura de accesos de obra y las áreas de instalación del contratista, incluidos el parque de maquinaria, las casetas de obra, el área de almacenamiento temporal de materiales de obra, zonas de acopios temporales de tierra vegetal y de residuos, se proyectarán en base a criterios de mínima afección ambiental. Se evitarán en particular aquellas localizaciones que puedan afectar, directa o indirectamente a vegetación y flora de interés y a los cauces de agua superficiales.

– Se deberá evitar el desbroce y/o tala de la vegetación autóctona en aquellas áreas donde no se prevea una ocupación directa.

– Con carácter previo al inicio de las obras se llevará a cabo una campaña de erradicación de las especies invasoras identificadas en la zona de obras del proyecto.

– Se adoptarán medidas de control para evitar que los terrenos removidos y desprovistos de vegetación constituyan una vía de entrada para especies vegetales invasoras. Se deberá controlar, además, el origen de las tierras utilizadas en las labores de restauración de la cubierta vegetal, evitando el empleo de tierras que pudieran estar contaminadas con especies invasoras.

– Tal como se describe en el documento ambiental, con carácter previo al comienzo de las obras se llevará a cabo una prospección botánica por parte de técnico especializado para detectar la posible presencia de flora amenazada en la zona de actuación. En caso de detectar la presencia de alguna especie de flora amenazada, en el informe de resultados de dicha prospección se detallarán las medidas específicas para su protección, las cuales serán controladas durante el seguimiento ambiental asociado al proyecto.

– Atendiendo a la proximidad del proyecto a la ZEC Barbadún, al Área de Intervención Prioritaria-Nivel 2 (AIP2) definida en el Plan de Gestión de la tórtola europea (*Streptopelia turtur*) y al sector Costa-Barbadun de las zonas de protección y electrocución de aves declaradas por Orden de 6 de mayo de 2016, de la Consejera de Medio Ambiente y Política Territorial, por la que se delimitan las áreas prioritarias de reproducción, alimentación, dispersión y concentración de las especies de aves amenazadas y se publican las zonas de protección para la avifauna, se considera necesario que el promotor valore la posibilidad de aumentar el tramo soterrado de la línea eléctrica de 400 kV entre la ST Electrolizador y la ST Abanto (REE). En todo caso, se deberá dotar al tramo aéreo de los dispositivos anticolidión y electrocución previstos en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

6.3.– Medidas destinadas a la protección de las aguas y de los suelos.

– Las obras deberán realizarse minimizando la emisión de finos a la red de drenaje natural. Para ello se proyectarán y ejecutarán, en su caso, dispositivos de conducción de aguas y sistemas de retención de sólidos en suspensión, de forma que se recojan en ellos las aguas que puedan contaminarse.

– El lavado de las cubas de hormigón se realizará en zonas acondicionadas expresamente a tal fin. En ningún caso, se permitirá el vertido a cauce de las lechadas del lavado de hormigón. Los restos de hormigón deberán ser gestionados conforme a las condiciones establecidas para la producción de residuos en la autorización ambiental integrada.

– La superficie destinada a parque de maquinaria de obra y la zona de mantenimiento de la misma se aislarán de la red de drenaje natural. Dispondrán de solera impermeable y de un sistema de recogida de efluentes para evitar la contaminación del suelo y de las aguas por acción de aceites y combustibles. No se permitirá la carga y descarga de combustible, cambios de aceite y las actividades propias de taller en zonas distintas a la señalada.

– Se deberá disponer en las obras de material absorbente específico de hidrocarburos, tipo rollos o material granulado, que permita su aplicación inmediata en caso de derrames o fugas accidentales.

6.4.– Medidas en relación con los suelos potencialmente contaminados.

– En cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Real Decreto 9/2005, de 14 de enero, la Ley 4/2015, de 25 de junio, y el Decreto 209/2019, de 26 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo, Petronor deberá adoptar las medidas necesarias para asegurar la protección del suelo, así como todas aquellas que se consideren oportunas o se requieran desde el Órgano Ambiental.

– El proyecto se ubica sobre una parcela incluida en el inventario de suelos que soportan o han soportado actividades o instalaciones potencialmente contaminantes del suelo (Código 48071-00004) En aplicación de lo dispuesto en el artículo 25 de la Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo, ya que la actuación prevista supone la excavación de un volumen de materiales superior a 500 m³, será preceptiva la presentación de un plan de excavación selectiva elaborado por una entidad acreditada en investigación y recuperación de la calidad del suelo, con el contenido descrito en el Anexo IV del Decreto 209/2019, de 26 de diciembre, y ser aprobado por el órgano ambiental con carácter previo a su ejecución.

– En caso de querer evacuar los excedentes a depósito en vertedero, la caracterización se deberá realizar de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 646/2020, de 7 de julio, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero y el Decreto 49/2009, de 24 de febrero, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero y la ejecución de rellenos.

– En caso de querer reutilizar los materiales sobrantes en la misma instalación, estos deberán obtener un valor inferior al VIE-B (uso industrial) establecido en la Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo y el contenido de hidrocarburos de dichas tierras no deberá suponer un riesgo. Para ello, el muestreo y análisis lo deberá realizar una entidad acreditada de acuerdo al Decreto 199/2006, de 10 de octubre, por el que se establece el sistema de acreditación de entidades de investigación y recuperación de la calidad del suelo y se determina el contenido y alcance de las investigaciones de la calidad del suelo a realizar.

– Aquellas tierras que obtengan valores inferiores a los VIE-A establecidos en la Ley 4/2015, de 25 de junio, y al valor de 50 mg/kg para TPHs, se consideran suelo limpio, por lo tanto, admisible en un relleno autorizado.

– En caso de prever una modificación fuera de la parcela en la que se encuentra autorizada la instalación (mediante la ocupación de nuevo suelo) y que el nuevo suelo que se prevé ocupar haya soportado anteriormente una actividad incluida en el Anexo I de la Ley 4/2015, de 25 de junio, el promotor deberá, con carácter previo al inicio de las modificaciones planteadas, obtener la declaración en materia de suelo.

– Asimismo, de acuerdo con el artículo 22 de la Ley 4/2015, de 25 de junio, la detección de indicios de contaminación obligará a informar de tal extremo al Ayuntamiento correspondiente y a la Viceconsejería de Medio Ambiente, con el objeto de que esta defina las medidas a adoptar, de conformidad, en su caso, con el artículo 23 de la citada Ley 4/2015.

6.5.– Medidas destinadas a aminorar los efectos derivados de los ruidos.

– Durante el tiempo de duración de las obras deberán aplicarse buenas prácticas operativas para la reducción en origen del ruido, en particular en las operaciones de excavación, carga y descarga, transporte, así como en cuanto al mantenimiento general de maquinaria utilizada y la reducción en origen del ruido y vibraciones, control de la emisión sonora de los equipos utilizados durante las obras, etc.

– De acuerdo con lo previsto en el artículo 22 del Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas, la maquinaria utilizada en la fase de obras debe ajustarse a las prescripciones establecidas en la legislación vigente referente a emisiones sonoras de maquinaria de uso al aire libre, y en particular, cuando les sea de aplicación, a lo establecido en el Real Decreto 212/2002, de 22 de febrero, por el que se regulan las emisiones sonoras en el entorno debidas a determinadas máquinas de uso al aire libre, y en las normas complementarias.

– Por otra parte, el proyecto deberá desarrollarse de modo que en su ámbito de afección no se superen, por efecto del ruido generado por las obras, los objetivos de calidad acústica establecidos en el Decreto 213/2012, de 16 de octubre, de contaminación acústica de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

– A este respecto, atendiendo a la duración prevista de las obras (superior a seis meses), resulta de aplicación lo previsto en el artículo 35bis del citado Decreto, por lo que previo al inicio de las obras deberá elaborarse un Estudio del impacto acústico donde se detallarán las medidas a tener en cuenta para el cumplimiento de los objetivos de calidad acústica durante el desarrollo de las obras.

– Los nuevos focos emisores acústicos deberán cumplir los valores límite establecidos en el Decreto 213/2012 de 16 de octubre, de contaminación acústica de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

– El proyecto debe incorporar las medidas correctoras descritas en el informe de Impacto Acústico del Proyecto BBH-001/A9100 Electrolizador 100 MW Fase 1: Informe Preliminar. 240021_Rev3. MAG, de fecha 26 de noviembre de 2014, elaborado por la empresa AAC y que figura como Anexo 1 al documento ambiental.

– En orden a comprobar la eficacia de dichas medidas el promotor deberá actualizar el estudio acústico en el plazo de 6 meses desde la puesta en funcionamiento de la planta.

– En el caso que durante las siguientes fases de desarrollo del proyecto se introduzcan modificaciones de diseño del proyecto del electrolizador, o en el caso, asimismo, de que los equipos a adquirir no puedan cumplir con los límites de emisión fijados en la documentación remitida, será preciso actualizar el citado estudio acústico, de manera que el dimensionamiento de las medidas correctoras asegure el cumplimiento de los límites de emisión.

6.6.– Medidas destinadas a la gestión de los residuos.

– Los diferentes residuos generados, incluidos los procedentes de excavaciones y los resultantes de las operaciones de preparación de los diferentes tajos, embalajes, materias primas de rechazo y de la campaña de limpieza se gestionarán de acuerdo con lo previsto en la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular y normativas específicas que les sean de aplicación.

– En atención a los principios jerárquicos sobre gestión de residuos, se debe fomentar la prevención en la generación de los residuos o, en su caso, que estos se gestionen con el orden de prioridad establecido en el artículo 8 de la citada Ley 7/2022, de 8 de abril, a saber: prevención, preparación para la reutilización, reciclado y otros tipos de valorización, incluida la valorización energética y eliminación. Los residuos únicamente podrán destinarse a eliminación si previamente queda debidamente justificado que su valorización no resulta técnica, económica o medioambientalmente viable.

– Los residuos de construcción y demolición se gestionarán de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición y en el Decreto 112/2012, de 26 de junio, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

– De acuerdo con el artículo 4 del citado Decreto 112/2012, el promotor deberá incluir en los proyectos básicos y de ejecución de la obra un estudio de gestión de residuos y materiales de construcción y demolición, que tendrá el contenido mínimo establecido en su Anexo I.

– Asimismo, y sin perjuicio de las obligaciones previstas en el Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, el contratista deberá elaborar un plan que refleje cómo llevará a cabo las obligaciones que le incumban en relación con los residuos y materiales de construcción y demolición que se vayan a producir en la obra. Dicho plan se incorporará a los documentos contractuales de la obra.

– Los residuos con destino a vertedero se gestionarán además de acuerdo con el Real Decreto 646/2020, de 7 de julio, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero y con el Decreto 49/2009, de 24 de febrero, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero y la ejecución de los rellenos.

– En relación con los sobrantes de excavación de las obras (suelos no contaminados y materiales naturales excavados), que se generen como excedentes para la ejecución estricta de la obra, y que se destinen a operaciones de relleno y a otras obras distintas de aquellas en la que se han generado, será de aplicación lo indicado en la Orden APM/1007/2017, de 10 de octubre, sobre normas generales de valorización de materiales excavados para su utilización en operaciones de relleno y obras distintas a aquellas en las que se generaron, en aplicación de las previsiones del artículo 34 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.

– Los rellenos a los que se pudieran destinar los materiales sobrantes de la actividad deberán cumplir las condiciones señaladas en el citado Decreto 49/2009, de 24 de febrero. Únicamente se permitirá la deposición en rellenos de materiales con contenidos en contaminantes por debajo de los valores indicativos de evaluación VIE-A, recogidos en el Anexo III de la Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo.

– Los recipientes o envases que contengan residuos peligrosos deberán observar las normas de seguridad establecidas en la normativa vigente. Los recipientes y envases que contengan residuos peligrosos deberán estar etiquetados de forma clara, legible e indeleble y permanecerán cerrados hasta su entrega a gestor en evitación de cualquier pérdida de contenido por derrame o evaporación.

– La gestión del aceite usado generado se hará de conformidad con el Real Decreto 679/2006, de 2 de junio, por el que se regula la gestión de los aceites industriales usados.

– El almacenamiento temporal de los aceites usados hasta el momento de su recogida por gestor autorizado se realizará en depósitos contenidos en cubeto o sistema de seguridad, con objeto de evitar la posible dispersión de aceites por rotura o pérdida de estanqueidad del depósito principal.

– Con objeto de facilitar el cumplimiento de la normativa en materia de gestión de residuos, deberán disponerse sistemas de gestión de los residuos generados en las diferentes labores. Estos sistemas serán gestionados por los encargados de dichas labores, que serán responsables de su correcta utilización por parte de los operarios. En particular, en ningún caso se producirán efluentes incontrolados procedentes del almacenamiento de combustibles y productos y del mantenimiento de la maquinaria, ni la quema de residuos.

– De acuerdo con lo anterior, se procederá al acondicionamiento de una zona específica que comprenda instalaciones cubiertas para el almacenamiento temporal de residuos peligrosos tales como latas de aceites, filtros, aceites, pinturas, etc., habilitando, además, y separados de aquellos, contenedores específicos para residuos no peligrosos e inertes. Dichos contenedores permanecerán cerrados hasta su entrega a gestor en evitación de cualquier pérdida de contenido por derrame o evaporación. Asimismo, a lo largo de la obra se instalarán dispositivos estancos de recogida (bidones, etc.) de los residuos generados, procediéndose a su segregación de acuerdo con su naturaleza, todo ello previo a su almacenamiento temporal en el mencionado punto limpio.

– Deberá elaborarse un informe comprensivo del seguimiento ambiental de los residuos generados en las obras, incorporando los documentos de identificación y los contratos de tratamiento contemplados en la legislación vigente.

– En fase de operación, tanto los residuos peligrosos como no peligrosos generados se almacenarán en las instalaciones actuales de Petronor, gestionándose de acuerdo con las especificaciones de la Autorización Ambiental Integrada en vigor.

6.7.– Medidas destinadas a aminorar las emisiones de polvo.

– A la salida de las zonas de obra se dispondrá de dispositivos de limpieza de vehículos.

– El transporte de los materiales de excavación se realizará en condiciones de humedad óptima, en vehículos dotados con disposición de cubrición de carga, con objeto de evitar la dispersión de lodos o partículas.

– Durante el tiempo que duren los trabajos se llevará a cabo un control estricto de las labores de limpieza al paso de vehículos tanto en el entorno afectado por las actuaciones a realizar como en las áreas de acceso a las zonas de actuación. Se contará con un sistema para riego de pistas y superficies transitoriamente desnudas o susceptibles de provocar emisión de material particulado al paso de vehículos. Asimismo, en periodos secos se procederá al riego de acúmulos de tierras o materiales con contenido en polvo.

– El transporte de los materiales de excavación se realizará en condiciones de humedad óptima, en vehículos dotados con disposición de cubrición de carga, con objeto de evitar la dispersión de lodos o partículas.

– Las zonas de acopio temporal de materiales y de préstamos se situarán alejadas de edificios habitados en su caso.

6.8.– Medidas relativas a la restauración y protección del paisaje.

– Se restaurarán todas las áreas que hayan sido afectadas por la ejecución del proyecto, en especial de aquellas áreas afectadas por la ejecución de la línea eléctrica. Dicha revegetación se realizará lo antes posible para evitar procesos erosivos y arrastres de sólidos a los cauces y con especies autóctonas, de manera que se favorezca la creación de hábitats naturalizados y procurando conectarlos con la vegetación natural presente en las inmediaciones.

– Durante los movimientos de tierra, la tierra vegetal se retirará y acopiará de forma diferenciada, con objeto de facilitar las labores de restauración y revegetación de los espacios afectados por las obras.

6.9.– Medidas destinadas a la protección del patrimonio cultural.

– En cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 6/2019, de 9 de mayo, de Patrimonio Cultural Vasco, si en el transcurso de los trabajos de remoción de terrenos se produjera algún otro hallazgo que suponga un indicio de carácter arqueológico, se informará inmediatamente a la Dirección de Cultura de la Diputación Foral de Bizkaia que determinará las medidas oportunas a adoptar.

6.10.– Medidas destinadas a prevenir los riesgos de accidentes graves en los que intervienen sustancias peligrosas.

Conforme a lo establecido en el artículo 8.2 de la Orden de 10 de enero de 2024, de la consejera de Desarrollo Económico, Sostenibilidad y Medio Ambiente, de información, evaluación y control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas, nueve meses antes del inicio de la explotación o construcción del establecimiento, o, en su caso, nueve meses antes

de la fecha en la que el nuevo establecimiento vaya a quedar incluido dentro del ámbito de aplicación de la citada Orden, el promotor deberá remitir al órgano competente una notificación con el contenido previsto en el artículo 7 del Real Decreto 840/2015 de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas. La notificación se acompañará de la documentación requerida en los artículos 12 y 13 de la citada Orden.

6.11.– Limpieza y acabado de obra.

– Una vez finalizada la obra se llevará a cabo una rigurosa campaña de limpieza, debiendo quedar el área de influencia del proyecto totalmente limpia de restos de obras y desmantelando todas las instalaciones temporales.

6.12.– Cese de la actividad.

– Una vez finalizada la vida útil de la instalación se deberá proceder con carácter general a desmontar y retirar cualquier tipo de elemento susceptible de provocar contaminación, que será entregado al gestor autorizado correspondiente para que realice el tratamiento pertinente, de acuerdo con la legislación vigente.

– Tras el cese de la actividad, el titular evaluará el estado del suelo y la contaminación de las aguas subterráneas por las sustancias peligrosas relevantes utilizadas, producidas o emitidas por la instalación y comunicará a este órgano los resultados de dicha evaluación. En el caso de que la evaluación determine que la instalación ha causado una contaminación significativa del suelo o de las aguas subterráneas con respecto al estado establecido en los informes de investigación de la calidad del suelo realizados en la tramitación de la declaración de calidad del suelo, el titular tomará las medidas adecuadas para hacer frente a dicha contaminación con objeto de restablecer el emplazamiento de la instalación a aquel estado, siguiendo las normas del Anexo II de la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de responsabilidad ambiental.

6.13.– Diseño del programa de trabajos.

– El contratista, antes del inicio de las obras redactará el manual de buenas prácticas que deberá implantar en las obras para su utilización por el personal de obra. En este manual se tratarán aspectos como la superficie máxima a afectar, periodos de trabajo, la producción del polvo y ruido y la manera de corregirlo, la mínima ocupación del suelo, evitar vertidos a las aguas, la gestión de residuos, etc.

– El contratista deberá elaborar una serie de propuestas de actuación detalladas en relación con los aspectos que se señalan en los subapartados siguientes. Dichas propuestas, que se diseñarán de acuerdo con los criterios que para cada caso se establecen en esta Resolución, deberán ser objeto de aprobación expresa por parte del director de obra y quedarán integradas en el programa de ejecución de los trabajos. Los documentos son los que se detallan a continuación:

– Detalles acerca de la localización y características de las áreas de instalaciones del contratista y almacenamiento temporal de residuos.

– Detalles de las redes de conducción de aguas y localización de los dispositivos de retención de sólidos en suspensión.

– Detalles y localización de los dispositivos de limpieza de vehículos previstos en la autorización ambiental integrada.

– Plan de gestión de los residuos de construcción y demolición generados en las obras, de acuerdo con lo previsto en el Decreto 112/2012, de 26 de junio por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

6.14.– Informe de fin de obra.

– El promotor deberá remitir, al órgano ambiental un informe de fin de obra en el que se recojan las eventualidades surgidas durante el desarrollo de las obras y del nivel de cumplimiento de las medidas protectoras y correctoras recogidas esta Resolución, así como de las medidas requeridas por el órgano ambiental para la correcta gestión de los residuos.

– En el citado informe deberán documentarse detalladamente las modificaciones puntuales que, en su caso, hayan sido introducidas durante la ejecución del proyecto, con justificación desde el punto de vista de su incidencia ambiental. Se documentarán asimismo los resultados del programa de vigilancia ambiental desarrollado durante la fase de construcción y el destino concreto de los materiales de excavación, incluyéndose datos relativos a la cuantificación y caracterización de los mismos.

7.– Resultado de la evaluación de impacto ambiental simplificada.

De acuerdo con los términos establecidos en este informe, teniendo en cuenta el conjunto de los criterios contemplados en la normativa a estos efectos y siempre que se adopten las medidas protectoras y correctoras propuestas en el mismo, así como las planteadas por el promotor que no se opongan a las anteriores, no es previsible que con la ejecución del proyecto se generen afecciones negativas significativas sobre el medio ambiente. Por tanto, no se considera necesario que el proyecto de electrolizador de 100 MW en la refinería de Petronor, promovido por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), en el término municipal de Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena (Bizkaia), se someta a evaluación de impacto ambiental ordinaria.

8.– Vigencia del informe de impacto ambiental.

De acuerdo con lo dispuesto en el artículo 79.5 de la Ley 10/2021, de 9 de diciembre, de Administración Ambiental de Euskadi, el presente informe de impacto ambiental perderá su vigencia y cesará en la producción de los efectos que le son propios si, una vez publicado en el Boletín Oficial del País Vasco, no se hubiera procedido a la ejecución del proyecto mencionado en el plazo máximo de cuatro años desde su publicación. En ese caso, el promotor deberá iniciar nuevamente el procedimiento de evaluación de impacto ambiental simplificada del proyecto.

ANEXO II

Se modifican los siguientes apartados de la autorización ambiental integrada concedida a Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) para 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) y así adaptarla al proyecto de modificación comunicado por consistente en una planta de producción de hidrogeno para, siendo su nueva redacción la siguiente:

«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 G.L.P. (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 G.L.P. 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.

miércoles 22 de octubre de 2025

– 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, G.L.P. y gasóleo. La capacidad de la unidad FCC es de unas 2.306.000 t/año.

– 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.

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 hidrosulfuración 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 refinera 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 electrolisis, 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, hidrot ratamiento, 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 vehicular 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 hidrot ratamiento 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 NOx y utilización de quemadores de bajo NOx.
- Minimización de la emisión de partículas procedentes de la manipulación de sólidos mediante ciclones para reducir las emisiones del regenerador de FCC.
- 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 campas 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.»

«Segundo.– Imponer las siguientes condiciones y requisitos para la explotación y cese de la actividad de refino de petróleo y planta de combustibles sintéticos e hidrógeno electrolítico (planta HUB), promovida por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) en los términos municipales de Muskiz, Zierbena y Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena (Bizkaia):

A.) Responsabilidad medioambiental.

El operador de la actividad está obligado a adoptar y a ejecutar las medidas de prevención, de evitación y de reparación de daños medioambientales y a sufragar sus costes, cualquiera que sea su cuantía, incluso aunque no se haya incurrido en dolo, culpa o negligencia, tal como se indica en el artículo 19.1 de la Ley de Responsabilidad Medioambiental.

Así mismo, de acuerdo al artículo 11 de la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental, en los supuestos en los que exista una pluralidad de operadores y se pruebe su participación en la causación del daño o de la amenaza inminente de causarlo, la responsabilidad será mancomunada, a no ser que por ley especial que resulte aplicable se disponga otra cosa.

Al haberse producido una modificación de la autorización concedida a Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), se deberá actualizar el análisis de riesgos ambientales tal como establece el artículo 34 del RD 2090/2008, de 22 de diciembre. Al existir una pluralidad de instalaciones dentro de la actividad, y tal como indica el artículo 40 del citado RD 2090/2008, de 22 de diciembre, el operador podrá elegir entre estas dos opciones:

a) La constitución de instrumentos de garantía independientes para cada instalación y por tanto la realización de tantos análisis de riesgos ambientales como instalaciones.

b) La inclusión, en un mismo instrumento de garantía, de la actividad desarrollada por todas las instalaciones. El análisis de riesgos que sirva de punto de partida para la fijación de la cuantía de este instrumento de garantía deberá realizarse para cada instalación o, si se opta por un único documento, particularizarse para cada instalación, conforme a todos los requisitos establecidos en este reglamento para el análisis de riesgos.

La presentación de las actualizaciones y/o realización de nuevos análisis de riesgos, así como la documentación de la constitución de garantía financiera si les fuera de obligación, se deberá presentar por el procedimiento habilitado en Ingurunet:

<https://www.euskadi.eus/comunicacion/garantia-financiera-para-hacer-frente-a-la-responsabilidad-ambiental/web01-a2ingkut/es/>

B) Seguro de responsabilidad civil.

Deberá constituirse un seguro de responsabilidad civil por una cuantía de un millón cien mil (1.100.000) euros que cubrirá el riesgo de indemnización por los posibles daños causados a terceras personas o a sus bienes y los costes de reparación y recuperación del medio ambiente alterado, derivados del ejercicio de la actividad objeto de autorización. Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá remitir al órgano ambiental una copia de las condiciones generales, particulares y específicas que configuran el seguro contratado, el cual deberá ser aceptado por el órgano ambiental.

Asimismo, anualmente deberá remitir al órgano ambiental el documento acreditativo de la actualización del Seguro de Responsabilidad Civil, y en caso de que se produzca cualquier modificación en la póliza deberá comunicarse este extremo al órgano ambiental, debiendo remitirse además una copia de las condiciones generales, particulares y específicas que configuran el nuevo seguro contratado.

El importe de dicho seguro podrá ser actualizado anualmente, incrementándose en función del Índice de Precios al Consumo (IPC) de los 12 meses anteriores o reduciéndose en función del gasto previsto ya ejecutado.

C) Fianza.

Prestación de fianza por un importe de cincuenta mil (50.000) euros en los términos establecidos en el Real Decreto 208/2022, de 22 de marzo, sobre las garantías financieras en materia de residuos.

Asimismo, para la actividad de gestión de residuos Marpol se deberá disponer de una fianza por un importe de setenta y dos mil (72.000) euros, importe establecido a tenor de la actividad de autogestión autorizada por la presente Resolución, en los términos recogidos en la misma norma.

El importe de dicha fianza podrá ser actualizado anualmente a requerimiento de este Órgano Ambiental, incrementándose en función del Índice de Precios al Consumo (IPC) de los 12 meses anteriores.

Asimismo, a tenor de lo dispuesto en el artículo 88.4 de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas, una vez haya sido establecido el canon de vertido al que se refiere el apartado Segundo F.2.5. de esta autorización, conforme a los criterios fijados en el artículo 85 de la mencionada ley y la normativa de desarrollo que se apruebe, el Departamento de Industria, Transición Energética y Sostenibilidad del Gobierno Vasco podrá exigir a Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) la constitución de una fianza para responder del cumplimiento de las condiciones de vertido impuestas.

D) Responsable de las relaciones con la Administración.

Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) remitirá a la Viceconsejería de Medio Ambiente cualquier modificación de los datos facilitados respecto al responsable de las relaciones con la Administración. Cualquier modificación será recogida en un documento firmado por un representante legal de Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) y por la persona nombrada e incluir los siguientes datos: nombre y apellidos, DNI, domicilio a efectos de comunicaciones y cualificación técnica. Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) remitirá al Órgano Ambiental dicha modificación.

E) Medidas protectoras y correctoras a aplicar a la planta de producción de hidrógeno mediante la electrolisis de agua con tecnología alcalina (electrolizador 100 MW).

El proyecto de electrolizador de 100 MW en la refinería de Petronor, promovido por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) en el término municipal de Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena (Bizkaia) deberá adoptar las siguientes medidas protectoras y correctoras en orden a evitar que pueda tener efectos adversos significativos sobre el medio ambiente de manera que no sea necesario que el proyecto, se someta a evaluación de impacto ambiental ordinaria.

Las medidas protectoras y correctoras se ejecutarán de acuerdo con la normativa vigente, de acuerdo con lo establecido en los apartados siguientes y, en lo que no se oponga a lo anterior, de acuerdo con lo previsto en la documentación presentada por el promotor, a través del órgano sustantivo, ante esta Dirección de Administración Ambiental.

El dimensionamiento de estas medidas y el personal asignado para el control deberán garantizar los objetivos de calidad marcados en el documento ambiental y los establecidos en el presente informe ambiental.

Todas estas medidas deberán quedar integradas en el conjunto de los pliegos de condiciones para la contratación de las obras, y dotadas del consiguiente presupuesto que garantice el cumplimiento de estas. Asimismo, se aplicarán las buenas prácticas en obra.

Adicionalmente, deberán añadirse las medidas que se exponen en los apartados siguientes.

E.1.– Delimitación del ámbito de actuación.

– Las obras, así como el conjunto de operaciones auxiliares que impliquen ocupación del suelo, se desarrollarán en el área mínima imprescindible para su ejecución. Se restringirá al máximo la circulación de maquinaria fuera de dicha zona.

– En caso de afecciones accidentales fuera del ámbito señalado, serán aplicadas las medidas correctoras y de restitución adecuadas.

E.2.– Medidas destinadas a la protección del patrimonio natural.

– La apertura de accesos de obra y las áreas de instalación del contratista, incluidos el parque de maquinaria, las casetas de obra, el área de almacenamiento temporal de materiales de obra, zonas de acopios temporales de tierra vegetal y de residuos, se proyectarán en base a criterios de mínima afección ambiental. Se evitarán en particular aquellas localizaciones que puedan afectar, directa o indirectamente a vegetación y flora de interés y a los cauces de agua superficiales.

– Se deberá evitar el desbroce y/o tala de la vegetación autóctona en aquellas áreas donde no se prevea una ocupación directa.

– Con carácter previo al inicio de las obras se llevará a cabo una campaña de erradicación de las especies invasoras identificadas en la zona de obras del proyecto.

– Se adoptarán medidas de control para evitar que los terrenos removidos y desprovistos de vegetación constituyan una vía de entrada para especies vegetales invasoras. Se deberá controlar, además, el origen de las tierras utilizadas en las labores de restauración de la cubierta vegetal, evitando el empleo de tierras que pudieran estar contaminadas con especies invasoras.

– Tal como se describe en el documento ambiental, con carácter previo al comienzo de las obras se llevará a cabo una prospección botánica por parte de técnico especializado para detectar la posible presencia de flora amenazada en la zona de actuación. En caso de detectar la presencia de alguna especie de flora amenazada, en el informe de resultados de dicha prospección se detallarán las medidas específicas para su protección, las cuales serán controladas durante el seguimiento ambiental asociado al proyecto.

– Atendiendo a la proximidad del proyecto a la ZEC Barbadún, al Área de Intervención Prioritaria-Nivel 2 (AIP2) definida en el Plan de Gestión de la tortola europea (*Streptopelia turtur*) y al sector Costa-Barbadun de las zonas de protección y electrocución de aves declaradas por Orden de 6 de mayo de 2016, de la Consejera de Medio Ambiente y Política Territorial, por la que se delimitan las áreas prioritarias de reproducción, alimentación, dispersión y concentración de las especies de aves amenazadas y se publican las zonas de protección para la avifauna, se considera necesario que el

promotor valore la posibilidad de aumentar el tramo soterrado de la línea eléctrica de 400 kV entre la ST Electrolizador y la ST Abanto (REE). En todo caso, se deberá dotar al tramo aéreo de los dispositivos anticolidión y electrocución previstos en el Real Decreto 1432/2008, de 29 de agosto, por el que se establecen medidas para la protección de la avifauna contra la colisión y la electrocución en líneas eléctricas de alta tensión.

E.3.– Medidas destinadas a la protección de las aguas y de los suelos.

– Las obras deberán realizarse minimizando la emisión de finos a la red de drenaje natural. Para ello se proyectarán y ejecutarán, en su caso, dispositivos de conducción de aguas y sistemas de retención de sólidos en suspensión, de forma que se recojan en ellos las aguas que puedan contaminarse.

– El lavado de las cubas de hormigón se realizará en zonas acondicionadas expresamente a tal fin. En ningún caso, se permitirá el vertido a cauce de las lechadas del lavado de hormigón. Los restos de hormigón deberán ser gestionados conforme a las condiciones establecidas para la producción de residuos en la autorización ambiental integrada.

– La superficie destinada a parque de maquinaria de obra y la zona de mantenimiento de la misma se aislarán de la red de drenaje natural. Dispondrán de solera impermeable y de un sistema de recogida de efluentes para evitar la contaminación del suelo y de las aguas por acción de aceites y combustibles. No se permitirá la carga y descarga de combustible, cambios de aceite y las actividades propias de taller en zonas distintas a la señalada.

– Se deberá disponer en las obras de material absorbente específico de hidrocarburos, tipo rollos o material granulado, que permita su aplicación inmediata en caso de derrames o fugas accidentales.

E.4.– Medidas en relación con los suelos potencialmente contaminados.

– En cumplimiento de las obligaciones establecidas en el Real Decreto 9/2005, de 14 de enero, la Ley 4/2015, de 25 de junio, y el Decreto 209/2019, de 26 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo, Petronor deberá adoptar las medidas necesarias para asegurar la protección del suelo así como todas aquellas que se consideren oportunas o se requieran desde el Órgano Ambiental.

– El proyecto se ubica sobre una parcela incluida en el inventario de suelos que soportan o han soportado actividades o instalaciones potencialmente contaminantes del suelo (Código 48071-00004) En aplicación de lo dispuesto en el artículo 25 de la Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo, ya que la actuación prevista supone la excavación de un volumen de materiales superior a 500 m³, será preceptiva la presentación de un plan de excavación selectiva elaborado por una entidad acreditada en investigación y recuperación de la calidad del suelo, con el contenido descrito en el Anexo IV del Decreto 209/2019, de 26 de diciembre, y ser aprobado por el órgano ambiental con carácter previo a su ejecución.

– En caso de querer evacuar los excedentes a depósito en vertedero, la caracterización se deberá realizar de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 646/2020, de 7 de julio, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero y el Decreto 49/2009, de 24 de febrero, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero y la ejecución de rellenos.

– En caso de querer reutilizar los materiales sobrantes en la misma instalación, estos deberán obtener un valor inferior al VIE-B (uso industrial) establecido en la Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo y el contenido de hidrocarburos de dichas tierras no deberá suponer un riesgo. Para ello, el muestreo y análisis lo deberá realizar una entidad acreditada de acuerdo al Decreto 199/2006, de 10 de octubre, por el que se establece el sistema de acreditación de entidades de investigación y recuperación de la calidad del suelo y se determina el contenido y alcance de las investigaciones de la calidad del suelo a realizar.

– Aquellas tierras que obtengan valores inferiores a los VIE-A establecidos en la Ley 4/2015, de 25 de junio, y al valor de 50 mg/kg para TPHs, se consideran suelo limpio, por lo tanto, admisible en un relleno autorizado.

– En caso de prever una modificación fuera de la parcela en la que se encuentra autorizada la instalación (mediante la ocupación de nuevo suelo) y que el nuevo suelo que se prevé ocupar haya soportado anteriormente una actividad incluida en el Anexo I de la Ley 4/2015, de 25 de junio, el promotor deberá, con carácter previo al inicio de las modificaciones planteadas, obtener la declaración en materia de suelo.

– Asimismo, de acuerdo con el artículo 22 de la Ley 4/2015, de 25 de junio, la detección de indicios de contaminación obligará a informar de tal extremo al Ayuntamiento correspondiente y a la Viceconsejería de Medio Ambiente, con el objeto de que esta defina las medidas a adoptar, de conformidad, en su caso, con el artículo 23 de la citada Ley 4/2015.

E.5.– Medidas destinadas a aminorar los efectos derivados de los ruidos.

– Durante el tiempo de duración de las obras deberán aplicarse buenas prácticas operativas para la reducción en origen del ruido, en particular en las operaciones de excavación, carga y descarga, transporte, así como en cuanto al mantenimiento general de maquinaria utilizada y la reducción en origen del ruido y vibraciones, control de la emisión sonora de los equipos utilizados durante las obras, etc.

– De acuerdo con lo previsto en el artículo 22 del Real Decreto 1367/2007, de 19 de octubre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del Ruido, en lo referente a zonificación acústica, objetivos de calidad y emisiones acústicas, la maquinaria utilizada en la fase de obras debe ajustarse a las prescripciones establecidas en la legislación vigente referente a emisiones sonoras de maquinaria de uso al aire libre, y en particular, cuando les sea de aplicación, a lo establecido en el Real Decreto 212/2002, de 22 de febrero, por el que se regulan las emisiones sonoras en el entorno debidas a determinadas máquinas de uso al aire libre, y en las normas complementarias.

– Por otra parte, el proyecto deberá desarrollarse de modo que en su ámbito de afección no se superen, por efecto del ruido generado por las obras, los objetivos de calidad acústica establecidos en el Decreto 213/2012, de 16 de octubre, de contaminación acústica de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

– A este respecto, atendiendo a la duración prevista de las obras (superior a seis meses), resulta de aplicación lo previsto en el artículo 35bis del citado Decreto, por lo que previo al inicio de las obras deberá elaborarse un Estudio del impacto acústico donde se detallarán las medidas a tener en cuenta para el cumplimiento de los objetivos de calidad acústica durante el desarrollo de las obras.

– Los nuevos focos emisores acústicos deberán cumplir los valores límite establecidos en el Decreto 213/2012 de 16 de octubre, de contaminación acústica de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

– El proyecto debe incorporar las medidas correctoras descritas en el informe de Impacto Acústico del Proyecto BBH-001/A9100 Electrolizador 100 MW Fase 1: Informe Preliminar. 240021_Rev3. MAG, de fecha 26 de noviembre de 2014, elaborado por la empresa AAC y que figura como Anexo 1 al documento ambiental.

– En orden a comprobar la eficacia de dichas medidas el promotor deberá actualizar el estudio acústico en el plazo de 6 meses desde la puesta en funcionamiento de la planta.

– En el caso que durante las siguientes fases de desarrollo del proyecto se introduzcan modificaciones de diseño del proyecto del electrolizador, o en el caso, asimismo, de que los equipos a adquirir no puedan cumplir con los límites de emisión fijados en la documentación remitida, será preciso actualizar el citado estudio acústico, de manera que el dimensionamiento de las medidas correctoras asegure el cumplimiento de los límites de emisión.

E.6.– Medidas destinadas a la gestión de los residuos.

– Los diferentes residuos generados, incluidos los procedentes de excavaciones y los resultantes de las operaciones de preparación de los diferentes tajos, embalajes, materias primas de rechazo y de la campaña de limpieza se gestionarán de acuerdo con lo previsto en la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular y normativas específicas que les sean de aplicación.

– En atención a los principios jerárquicos sobre gestión de residuos, se debe fomentar la prevención en la generación de los residuos o, en su caso, que estos se gestionen con el orden de prioridad establecido en el artículo 8 de la citada Ley 7/2022, de 8 de abril, a saber: prevención, preparación para la reutilización, reciclado y otros tipos de valorización, incluida la valorización energética y eliminación. Los residuos únicamente podrán destinarse a eliminación si previamente queda debidamente justificado que su valorización no resulta técnica, económica o medioambientalmente viable.

– Los residuos de construcción y demolición se gestionarán de acuerdo con lo previsto en el Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición y en el Decreto 112/2012, de 26 de junio, por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

– De acuerdo con el artículo 4 del citado Decreto 112/2012, el promotor deberá incluir en los proyectos básicos y de ejecución de la obra un estudio de gestión de residuos y materiales de construcción y demolición, que tendrá el contenido mínimo establecido en su Anexo I.

– Asimismo, y sin perjuicio de las obligaciones previstas en el Real Decreto 105/2008, de 1 de febrero, el contratista deberá elaborar un plan que refleje cómo llevará a cabo las obligaciones que le incumban en relación con los residuos y materiales de construcción y demolición que se vayan a producir en la obra. Dicho plan se incorporará a los documentos contractuales de la obra.

– Los residuos con destino a vertedero se gestionarán además de acuerdo con el Real Decreto 646/2020, de 7 de julio, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero y con el Decreto 49/2009, de 24 de febrero, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero y la ejecución de los rellenos.

– En relación con los sobrantes de excavación de las obras (suelos no contaminados y materiales naturales excavados), que se generen como excedentes para la ejecución estricta de la obra, y que se destinen a operaciones de relleno y a otras obras distintas de aquellas en la que se han generado, será de aplicación lo indicado en la Orden APM/1007/2017, de 10 de octubre, sobre normas generales de valorización de materiales excavados para su utilización en operaciones de relleno y obras distintas a aquellas en las que se generaron, en aplicación de las previsiones del artículo 34 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.

– Los rellenos a los que se pudieran destinar los materiales sobrantes de la actividad deberán cumplir las condiciones señaladas en el citado Decreto 49/2009, de 24 de febrero. Únicamente se permitirá la deposición en rellenos de materiales con contenidos en contaminantes por debajo de los valores indicativos de evaluación VIE-A, recogidos en el Anexo III de la Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo.

– Los recipientes o envases que contengan residuos peligrosos deberán observar las normas de seguridad establecidas en la normativa vigente. Los recipientes y envases que contengan residuos peligrosos deberán estar etiquetados de forma clara, legible e indeleble y permanecerán cerrados hasta su entrega a gestor en evitación de cualquier pérdida de contenido por derrame o evaporación.

– La gestión del aceite usado generado se hará de conformidad con el Real Decreto 679/2006, de 2 de junio, por el que se regula la gestión de los aceites industriales usados.

– El almacenamiento temporal de los aceites usados hasta el momento de su recogida por gestor autorizado se realizará en depósitos contenidos en cubeto o sistema de seguridad, con objeto de evitar la posible dispersión de aceites por rotura o pérdida de estanqueidad del depósito principal.

– Con objeto de facilitar el cumplimiento de la normativa en materia de gestión de residuos, deberán disponerse sistemas de gestión de los residuos generados en las diferentes labores. Estos sistemas serán gestionados por los encargados de dichas labores, que serán responsables de su correcta utilización por parte de los operarios. En particular, en ningún caso se producirán efluentes incontrolados procedentes del almacenamiento de combustibles y productos y del mantenimiento de la maquinaria, ni la quema de residuos.

– De acuerdo con lo anterior, se procederá al acondicionamiento de una zona específica que comprenda instalaciones cubiertas para el almacenamiento temporal de residuos peligrosos tales como latas de aceites, filtros, aceites, pinturas, etc., habilitando, además, y separados de aquellos, contenedores específicos para residuos no peligrosos e inertes. Dichos contenedores permanecerán cerrados hasta su entrega a gestor en evitación de cualquier pérdida de contenido por derrame o evaporación. Asimismo, a lo largo de la obra se instalarán dispositivos estancos de recogida (bidones, etc.) de los residuos generados, procediéndose a su segregación de acuerdo con su naturaleza, todo ello previo a su almacenamiento temporal en el mencionado punto limpio.

– Deberá elaborarse un informe comprensivo del seguimiento ambiental de los residuos generados en las obras, incorporando los documentos de identificación y los contratos de tratamiento contemplados en la legislación vigente.

– En fase de operación, tanto los residuos peligrosos como no peligrosos generados se almacenarán en las instalaciones actuales de Petronor, gestionándose de acuerdo con las especificaciones de la Autorización Ambiental Integrada en vigor.

E.7.– Medidas destinadas a aminorar las emisiones de polvo.

– A la salida de las zonas de obra se dispondrá de dispositivos de limpieza de vehículos.

– El transporte de los materiales de excavación se realizará en condiciones de humedad óptima, en vehículos dotados con disposición de cubrición de carga, con objeto de evitar la dispersión de lodos o partículas.

– Durante el tiempo que duren los trabajos se llevará a cabo un control estricto de las labores de limpieza al paso de vehículos tanto en el entorno afectado por las actuaciones a realizar como en las áreas de acceso a las zonas de actuación. Se contará con un sistema para riego de pistas y superficies transitoriamente desnudas o susceptibles de provocar emisión de material particulado al paso de vehículos. Asimismo, en periodos secos se procederá al riego de acúmulos de tierras o materiales con contenido en polvo.

– El transporte de los materiales de excavación se realizará en condiciones de humedad óptima, en vehículos dotados con disposición de cubrición de carga, con objeto de evitar la dispersión de lodos o partículas.

– Las zonas de acopio temporal de materiales y de préstamos se situarán alejadas de edificios habitados en su caso.

E.8.– Medidas relativas a la restauración y protección del paisaje.

– Se restaurarán todas las áreas que hayan sido afectadas por la ejecución del proyecto, en especial de aquellas áreas afectadas por la ejecución de la línea eléctrica. Dicha revegetación se realizará lo antes posible para evitar procesos erosivos y arrastres de sólidos a los cauces y con especies autóctonas, de manera que se favorezca la creación de hábitats naturalizados y procurando conectarlos con la vegetación natural presente en las inmediaciones.

– Durante los movimientos de tierra, la tierra vegetal se retirará y acopiará de forma diferenciada, con objeto de facilitar las labores de restauración y revegetación de los espacios afectados por las obras.

E.9.– Medidas destinadas a la protección del patrimonio cultural.

– En cumplimiento de lo dispuesto en la Ley 6/2019, de 9 de mayo, de Patrimonio Cultural Vasco, si en el transcurso de los trabajos de remoción de terrenos se produjera algún otro hallazgo que suponga un indicio de carácter arqueológico, se informará inmediatamente a la Dirección de Cultura de la Diputación Foral de Bizkaia que determinará las medidas oportunas a adoptar.

E.10.– Medidas destinadas a prevenir los riesgos de accidentes graves en los que intervienen sustancias peligrosas.

Conforme a lo establecido en el artículo 8.2 de la Orden de 10 de enero de 2024, de la consejera de Desarrollo Económico, Sostenibilidad y Medio Ambiente, de información, evaluación y control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas, nueve meses antes del inicio de la explotación o construcción del establecimiento, o, en su caso, nueve meses antes de la fecha en la que el nuevo establecimiento vaya a quedar incluido dentro del ámbito de aplicación de la citada Orden, el promotor deberá remitir al órgano competente una notificación con el contenido previsto en el artículo 7 del Real Decreto 840/2015 de 21 de septiembre, por el que se aprueban medidas de control de los riesgos inherentes a los accidentes graves en los que intervengan sustancias peligrosas. La notificación se acompañará de la documentación requerida en los artículos 12 y 13 de la citada Orden.

E.11.– Limpieza y acabado de obra.

– Una vez finalizada la obra se llevará a cabo una rigurosa campaña de limpieza, debiendo quedar el área de influencia del proyecto totalmente limpia de restos de obras y desmantelando todas las instalaciones temporales.

E.12.– Cese de la actividad.

– Una vez finalizada la vida útil de la instalación se deberá proceder con carácter general a desmontar y retirar cualquier tipo de elemento susceptible de provocar contaminación, que será entregado al gestor autorizado correspondiente para que realice el tratamiento pertinente, de acuerdo con la legislación vigente.

– Tras el cese de la actividad, el titular evaluará el estado del suelo y la contaminación de las aguas subterráneas por las sustancias peligrosas relevantes utilizadas, producidas o emitidas por la instalación y comunicará a este órgano los resultados de dicha evaluación. En el caso de que la evaluación determine que la instalación ha causado una contaminación significativa del suelo o de las aguas subterráneas con respecto al estado establecido en los informes de investigación de la calidad del suelo realizados en la tramitación de la declaración de calidad del suelo, el titular tomará las medidas adecuadas para hacer frente a dicha contaminación con objeto de restablecer el emplazamiento de la instalación a aquel estado, siguiendo las normas del Anexo II de la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de responsabilidad ambiental.

E.13.– Diseño del programa de trabajos.

– El contratista, antes del inicio de las obras redactará el manual de buenas prácticas que deberá implantar en las obras para su utilización por el personal de obra. En este manual se tratarán aspectos como la superficie máxima a afectar, periodos de trabajo, la producción del polvo y ruido y la manera de corregirlo, la mínima ocupación del suelo, evitar vertidos a las aguas, la gestión de residuos, etc.

– El contratista deberá elaborar una serie de propuestas de actuación detalladas en relación con los aspectos que se señalan en los subapartados siguientes. Dichas propuestas, que se diseñarán de acuerdo con los criterios que para cada caso se establecen en esta Resolución, deberán ser objeto de aprobación expresa por parte del director de obra y quedarán integradas en el programa de ejecución de los trabajos. Los documentos son los que se detallan a continuación:

- Detalles acerca de la localización y características de las áreas de instalaciones del contratista y almacenamiento temporal de residuos.

- Detalles de las redes de conducción de aguas y localización de los dispositivos de retención de sólidos en suspensión.

- Detalles y localización de los dispositivos de limpieza de vehículos previstos en la autorización ambiental integrada.

- Plan de gestión de los residuos de construcción y demolición generados en las obras, de acuerdo con lo previsto en el Decreto 112/2012, de 26 de junio por el que se regula la producción y gestión de los residuos de construcción y demolición.

E.14.– Informe de fin de obra.

– El promotor deberá remitir, al órgano ambiental un informe de fin de obra en el que se recojan las eventualidades surgidas durante el desarrollo de las obras y del nivel de cumplimiento de las medidas protectoras y correctoras recogidas esta Resolución, así como de las medidas requeridas por el órgano ambiental para la correcta gestión de los residuos.

– En el citado informe deberán documentarse detalladamente las modificaciones puntuales que, en su caso, hayan sido introducidas durante la ejecución del proyecto, con justificación desde el punto de vista de su incidencia ambiental. Se documentarán asimismo los resultados del programa de vigilancia ambiental desarrollado durante la fase de construcción y el destino concreto de los materiales de excavación, incluyéndose datos relativos a la cuantificación y caracterización de los mismos.

F) Medidas protectoras y correctoras.

Las medidas protectoras y correctoras se ejecutarán de acuerdo con lo previsto en la documentación presentada por el promotor ante esta Viceconsejería de Medio Ambiente, de acuerdo a la normativa vigente y con lo establecido en los apartados siguientes:

F.1.– Condiciones para la protección de la calidad del aire.

F.1.1.– Condiciones generales.

La planta Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) se explotará de modo que, en las emisiones a la atmósfera, no se superen los valores límite de emisión establecidos en esta Resolución y los requisitos técnicos establecidos por la Viceconsejería de Medio Ambiente en sus correspondientes instrucciones técnicas.

Toda emisión de contaminantes a la atmósfera generada en el proceso deberá ser captada y evacuada al exterior por medio de conductos apropiados previo paso, en su caso, por un sistema de depuración de gases diseñado conforme a las características de dichas emisiones.

Podrán exceptuarse de esta norma general aquellas emisiones no confinadas cuya captación sea técnica y/o económicamente inviable o bien cuando se demuestre la escasa incidencia de las mismas en el medio.

Se tomarán las disposiciones apropiadas para reducir la probabilidad de emisiones accidentales y para que los efluentes correspondientes no presenten peligro para la salud humana y seguridad pública. Las instalaciones de tratamiento de los efluentes gaseosos deberán ser explotadas y mantenidas de forma que hagan frente eficazmente a las variaciones debidas a la temperatura y composición de los efluentes. Asimismo, se deberán reducir al mínimo la duración de los periodos de disfuncionamiento e indisponibilidad.

F.1.2.– Identificación de los focos. Catalogación.

La actividad desarrollada en la instalación de Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) se corresponde con el código de actividad potencialmente contaminante de la atmósfera A 04 01 02 00 (Cracking catalítico fluido-horno de CO) según el Real Decreto 100/2011, de 28 de enero, por el que se actualiza el catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera y se establecen las disposiciones básicas para su aplicación. La instalación cuenta con los siguientes focos, catalogados de acuerdo con la normativa vigente:

N.º foco	foco	Denominación foco de emisión	Procesos asociados	Altura (m)	Diámetro interior (m)	Catalogación Grupo	Coordenadas UTM	
							X	Y
1	48001916-01	Chimenea de la planta I (U-STK-02)	destilación crudo I reformado catalítico I hidrosulfuración destilados medios I y III hidrosulfuración Nafta I recuperación de azufre SR5 recuperación de azufre SR4 producción de vapor 17.5kg/cm ²	139	5,50–8,95	Foco sistemático	491595,3628	4797203,8779

miércoles 22 de octubre de 2025

N.º foco	foco	Denominación foco de emisión	Procesos asociados	Altura (m)	Diámetro interior (m)	Catalogación Grupo	Coordenadas UTM	
							X	Y
2	48001916-02	Chimenea de la planta II (U2-STK-01)	destilación crudo II reformado catalítico II hidrodesulfuración destilados medios II hidrodesulfuración Nafta II hidrodesulfuración destilados pesados producción de hidrógeno producción de vapor 17.5kg/cm ²	165	3,72-9,80	Foco sistemático	491782,6008	4797085,5175
3	48001916-03	Chimenea de la planta III (U3-STK-01)	Ducto 1: unidades de combustión destilación a vacío viscorreductora recuperación de azufre SR3 A/B producción de vapor 42 kg/cm ² unidades de recuperación de azufre SR6	222	2,75	Foco sistemático	490609,9506	4797512,8437
4	48001916-04	Chimenea de la planta III (FCC) (U3-STK-02)	Ducto 2 regeneración continua de catalizador de FCC	222	3,20	Foco sistemático	490609,9506	4797512,8437
5	48001916-05	Chimenea alquilación (AK3-STK-01)	Alquilación	60	1,73	Foco sistemático	490823,5869	4797512,4603
6	48001916-06	Chimenea cogeneración (CG-STK-01)	cogeneración	50	3,47	Foco sistemático	491600,2535	4797188,3818
7	48001916-07	Chimenea terminal marítima (MT)	caldera terminal marítima	11	0,64	Foco sistemático	491859,8233	4801325,0035
8	48001916-08	Chimenea unidad de producción de hidrógeno (H4-STK-01)	producción de hidrógeno	60	1,88	Foco sistemático	491411,1851	4797415,4499
9	48001916-09	Chimenea planta III de la desulfuradora de gasolinas (NF3-STK-01)	desulfuradora de nafta 3	60	1,00-1,26	Foco sistemático	490790,5330	4797413,4549
10	48001916-10	Chimenea de la desulfuradora de gasóleos (G4-STK-01)	desulfuradora de gasóleos	60	1,10	Foco sistemático	491361,0250	4797474,6426
11	48001916-11	Calderín II	Calderín de Calefacción de Terminal Marítima.	9	0,35	Foco sistemático	491850,87	4801328
12	48001916-12	Chimenea caldera de cogeneración (CG6-STK-01)	Cogeneración	75	3,70	Foco sistemático	490,769	4797,37

miércoles 22 de octubre de 2025

N.º foco	foco	Denominación foco de emisión	Procesos asociados	Altura (m)	Diámetro interior (m)	Catalogación Grupo	Coordenadas UTM	
							X	Y
13	48001916-13	Chimenea horno de coquización (CK6-STK-01)	Coquización	80	3,50	Foco sistemático	491,246	4797,47
14	48001916-14	Chimenea horno HDT de nafta de coquización (NC6-STK-01)	Desulfuración de naftas de coquización	60	0,56	Foco sistemático	491,111	4797,57
15	48001916-15	Ventilación de la nave de almacenamiento de coque (AL6-F-01 A)	Almacenamiento de coque	31,6	1	Foco sistemático	491,025	4797,76
16	48001916-16	Ventilación de la nave de almacenamiento de coque (AL6-F-01 B)	Almacenamiento de coque	31,6	1	Foco sistemático	491,018	4797,76
17	48001916-17	Aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 A) coque	Almacenamiento de coque	31,2	0,6	Foco sistemático	491,033	4797,76
18	48001916-18	Aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 B) coque	Almacenamiento de coque	31,2	0,6	Foco sistemático	491,030	4797,76
19	48001916-19	Aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 C) coque	Almacenamiento de coque	31,2	0,6	Foco sistemático	491,026	4797,77
20	48001916-20	Aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 D) coque	Almacenamiento de coque	31,2	0,6	Foco sistemático	491,022	4797,77
21	48001916-21	Aspiración silos de almacenamiento de azufre (SR6-X-11)	Almacenamiento de azufre	31,9	0,26	Foco sistemático	490,831	4797,39
22	48001916-22	Ventilación de la unidad de recuperación de COV's	Eliminación de compuestos orgánicos volátiles	13	0,25	Foco sistemático	490,970	4801,70
23	48001916-23	Sistema de eliminación de COVs	Producción de combustibles sintéticos (planta HUB)	25	0,7	Foco sistemático	493.012	4.800.663

Se generan emisiones difusas de partículas en los procesos de acondicionamiento, almacenamiento y expedición de coque. Estas emisiones tendrán carácter discontinuo y su emisión estimada es de 210 kg/año.

Además, se generan emisiones difusas de COV's en los tanques de almacenamiento, y debido a los sistemas de sellado piping de equipos como bridas, sellos de bombas, válvulas, bombas, compresores, finales de línea, tomas de muestra, conectores, elementos de instrumentación, etc. Asimismo, se emiten compuestos volátiles y sustancias olorosas de los separadores API del sistema de depuración de aguas de la refinería y en la recepción previa a la eliminación de grasas que pueden crear una película de hidrocarburos que por exposición al aire puede liberar sustancias orgánicas. En la manipulación de escamas de azufre, se producen emisiones difusas de partículas. Asimismo, la planta de producción de hidrógeno (electrolizador 100 MW) dispone de tres sistemas de venteo de H₂, N₂ y de O₂.

F.1.3.– Valores límite de emisión.

a) La planta se explotará de modo que, en las emisiones a la atmósfera, no se superen los siguientes valores límite de emisión:

Focos		Sustancias	Valores Límite Emisión	% O ₂ referencia
1	Chimenea de la planta I (U-STK-02)	Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	200 mg/Nm ³ (1)	3
		Dióxido de azufre (SO ₂)	35 mg/Nm ³ (1)(3) (gas refinería)	3
		Partículas totales	50 mg/Nm ³	3
		Monóxido de carbono (CO)	100 mg/Nm ³	3
		Ácido sulfhídrico (H ₂ S)	5 mg/Nm ³	3
2	Chimenea de la planta II (U2-STK-01)	Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	200 mg/Nm ³ (1)	3
		Dióxido de azufre (SO ₂)	35 mg/Nm ³ (1) (gas refinería)	3
		Partículas totales	50 mg/Nm ³	3
		Monóxido de carbono (CO)	100 mg/Nm ³	3
3	Chimenea de la planta III (U3-STK-01)	Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	200 mg/Nm ³ (1)	3
		Dióxido de azufre (SO ₂)	35 mg/Nm ³ (1)(3) (gas refinería)	3
		Partículas totales	50 mg/Nm ³	3
		Monóxido de carbono (CO)	100 mg/Nm ³ (4)	3
4	Chimenea de la planta III (FCC) (U3-STK-02)	Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	300 mg/Nm ³	3
		Dióxido de azufre (SO ₂)	800 mg/Nm ³	3
		Partículas totales	50 mg/Nm ³	3
		Monóxido de carbono (CO)	100 mg/Nm ³	3
5	Chimenea alquilación (AK3-STK-01)	Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	150 mg/Nm ³ (1)	3
		Dióxido de azufre (SO ₂)	35 mg/Nm ³ (1) (gas refinería)	3
		Partículas totales	50 mg/Nm ³	3
		Monóxido de carbono (CO)	100 mg/Nm ³	3
6	Chimenea cogeneración (CG-STK-01)	Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	(2)	15
		Monóxido de carbono (CO)	100 mg/Nm ³	15
		Dióxido de azufre (SO ₂)	35 mg/Nm ³	15
7	Chimenea terminal marítima (MT)	Dióxido de azufre (SO ₂)	600 mg/Nm ³	3
		Monóxido de carbono (CO)	100 mg/Nm ³	3
		Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	300 ppm	3
		Opacidad	2 bcharac	3

miércoles 22 de octubre de 2025

Focos		Sustancias	Valores Limite Emisión	% O ₂ referencia
8	Chimenea unidad de producción de hidrógeno (H4-STK-01)	Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	100 mg/Nm ³	3
		Dióxido de azufre (SO ₂)	35 mg/Nm ³	3
		Monóxido de carbono (CO)	100 mg/Nm ³	3
		Partículas totales	5 mg/Nm ³	3
9	Chimenea planta III de la desulfuradora de gasolinas (NF3-STK-01)	Dióxido de azufre (SO ₂)	35 mg/Nm ³	3
		Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	150 mg/Nm ³	3
		Partículas totales	5 mg/Nm ³	3
		Monóxido de carbono (CO)	100 mg/Nm ³	3
10	Chimenea de la desulfuradora de gasóleos (G4-STK-01)	Dióxido de azufre (SO ₂)	35 mg/Nm ³	3
		Partículas totales	5 mg/Nm ³	3
		Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	200 mg/Nm ³	3
		Monóxido de carbono (CO)	100 mg/Nm ³	3
11	Calderín II	Dióxido de azufre (SO ₂)	600 mg/Nm ³	3
		Monóxido de carbono (CO)	100 mg/Nm ³	3
		Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	300 ppm	3
		Opacidad	2 bacharac	3
12	Chimenea caldera de cogeneración (CG6-STK-01)	Dióxido de azufre (SO ₂)	12 mg/Nm ³	15
		Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	(2)	15
		Monóxido de carbono (CO)	50 mg/Nm ³	15
		Ácido sulfhídrico (H ₂ S)	5 mg/Nm ³	15
13	Chimenea horno de coquización (CK6-STK-01)	Dióxido de azufre (SO ₂)	35 mg/Nm ³	3
		Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	200 mg/Nm ³	3
		Partículas totales	5 mg/Nm ³	3
		Monóxido de carbono (CO)	100 mg/Nm ³	3
		Ácido sulfhídrico (H ₂ S)	5 mg/Nm ³	3
14	Chimenea horno HDT de nafta de coquización (NC6-STK-01)	Dióxido de azufre (SO ₂)	35 mg/Nm ³	3
		Óxidos de nitrógeno (como NO ₂)	150 mg/Nm ³	3
		Partículas totales	5 mg/Nm ³	3
		Monóxido de carbono (CO)	100 mg/Nm ³	3
		Ácido sulfhídrico (H ₂ S)	5 mg/Nm ³	3
15	Ventilación de la nave de almacenamiento de coque (AL6-F-01 A)	Partículas totales	30 mg/Nm ³	-
16	Ventilación de la nave de almacenamiento de coque (AL6-F-01 B)	Partículas totales	30 mg/Nm ³	-
17	Aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 A) coque	Partículas totales	30 mg/Nm ³	-
18	Aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 B) coque	Partículas totales	30 mg/Nm ³	-
19	Aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 C) coque	Partículas totales	30 mg/Nm ³	-
20	Aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 D) coque	Partículas totales	30 mg/Nm ³	-
21	Aspiración silos de almacenamiento de azufre (SR6-X-11)	Partículas totales	30 mg/Nm ³	-
22	Venteo de la unidad de recuperación de COV's	Compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM)	10 g/Nm ³	3
		Benceno	1 mg/Nm ³	3

miércoles 22 de octubre de 2025

Focos		Sustancias	Valores Límite Emisión	% O ₂ referencia
23	Sistema de eliminación de COVs	Carbono orgánico total (COT)	20 mg C/Nm ³	-
		Monóxido de carbono (CO)	50 mg/Nm ³	
		Óxidos de Nitrógeno (NO _x)	130 mg/Nm ³	

(1) En caso de que los focos 1, 2, 3 y 5 funcionen mediante la combustión de fuel-oil se deberá notificar a la Viceconsejería de Medio Ambiente concretando de manera exacta los períodos de tiempo de inicio y fin de la dosificación para proceder a la correcta evaluación de los mismos. En ese caso, el límite de Óxidos de nitrógeno (como NO₂) será de 300 mg/Nm³ y el de Dióxido de azufre (SO₂) 600 mg/Nm³.

(2) Se establece un límite de óxidos de nitrógeno (como NO₂) conjunto para los focos 6 y 12 (cogeneraciones CG1 y CG6) de 100 mg/Nm³ como valor promedio mensual al 15 % de oxígeno.

Para ello, se derivará el valor límite de emisión conjunto empleando los caudales de emisión de cada unidad que se han considerado representativos y sostenibles en base a los siguientes caudales para cada unidad:

– Caudal de humo diario promedio de CG6: 9.508.490 Nm³/día.

– Caudal de humo diario promedio de CG1: 8.117.839 Nm³/día.

La media obtenida en cada unidad se ponderará en base al caudal real en cada unidad.

La vigencia de la metodología de cálculo será objeto de comprobación y, en su caso actualización, a partir de la información aportada en el Programa de Vigilancia Ambiental.

(3) El valor límite viene referido a las unidades de combustión. Para la determinación de la emisión se realizará un cálculo trayendo la emisión de las unidades recuperadoras de azufre en base al cálculo másico empleando los rendimientos de desulfuración, el porcentaje de azufre en los combustibles y el caudal de humos con valores diarios. Inicialmente se empleará la referencia de 2.000 mg/Nm³ de SO₂ en planta 1 y 2.300 mg/Nm³ en planta 3 aportada en la propuesta de 4 de marzo de 2019, cuya vigencia deberá ser confirmada anualmente mediante un cálculo que se aportará en el Programa de Vigilancia Ambiental.

(4) El límite viene referido a las emisiones de las unidades de combustión, para lo que se realizará una evaluación mediante control semestral a través de ECA en cada una de las calderas y hornos cuyos resultados se aportarán en el Programa de Vigilancia Ambiental.

Dichos valores están referidos a las siguientes condiciones: 273 K de temperatura, 101,3 kPa de presión, gas seco y un oxígeno de referencia establecido en la tabla.

Estos valores límites de emisión se entienden sin perjuicio de que en ningún momento los niveles de inmisión en la zona de influencia de los focos emisores superen los valores admisibles.

Además, en los focos 1, 2 y 3 se establecen unos límites en carga de las emisiones que corresponden con los valores establecidos en el Plan Nacional de Reducción de Emisiones para Grandes Instalaciones de Combustión.

Parámetro	Foco 1	Foco 2	Foco 3
SO ₂	3689 t/año	2904 t/año	4376 t/año
NO _x	1122 t/año	836 t/año	1349 t/año
Partículas	125 t/año	93 t/año	150 t/año

A fin de conocer la carga contaminante, según lo establecido en la Orden PRA/321/2017, la empresa enviará un informe con datos de la carga emitida en los focos 1, 2 y 3 en los parámetros SO₂, NO_x y PT. También se enviarán datos de la carga acumulada durante el año de cada parámetro para poder valorar la tendencia de las emisiones y poder establecer medidas correctoras.

Se deberá dar cumplimiento a las actuaciones contempladas en el plan de mejora del rendimiento en las plantas de recuperación de azufre presentado a este Órgano con fecha de 30 de octubre de 2008 y asimismo, se garantizará un rendimiento mínimo, en condiciones óptimas de funcionamiento, del:

Planta de azufre	Rendimiento %	Rendimiento global %
SR5 (>50 t/día)	>97,5	>98,5 %
SR4 (>50 t/día)	>97,5	
SR3A (>50 t/día)	>97,5	
SR3B (>50 t/día)	>97,5	
SR6A (>100 t/día)	>99,5	
SR6B (>100 t/día)	>99,5	

Asimismo, se priorizará la desulfuración en las instalaciones SR6A y SR6B maximizando su uso respecto al del resto de instalaciones.

Se considera que se respetan los valores límites de emisión fijados anteriormente cuando:

1.– En el caso de mediciones discontinuas, el cumplimiento de los valores de emisión se evaluará de conformidad con lo establecido en el artículo 9 del Decreto 278/2011, de 28 de diciembre.

2.– En lo que se refiere a los parámetros medidos en continuo se considerarán respetados los valores límite de emisión fijados si la evaluación de los resultados de las medidas indica, para las horas de funcionamiento de un año, se han cumplido las condiciones siguientes:

a) Focos 1, 2, 3, 6 y 12, a excepción del control del CO en las unidades de combustión del foco 3:

– Ningún valor medio mensual validado rebasa los valores límite de emisión.

– Ningún valor medio diario validado rebasa el 110 % de los valores límite de emisión.

– El 95 % de todos los valores medios horarios validados del año no supera el 200 % de los valores límite de emisión.

A efectos del cálculo de los valores medios de emisión, no se tomarán en consideración los valores medidos durante los períodos de arranque y parada.

Los valores de los intervalos de confianza del 95 % de cualquier medición, determinados para los valores límite de emisión diarios, no superarán los siguientes porcentajes de los valores límite de emisión:

Monóxido de carbono 10 %.

Dióxido de azufre 20 %.

Óxidos de nitrógeno 20 %.

Partículas 30 %.

Los valores medios validados horarios y diarios se determinarán a partir de los valores medios horarios válidos medidos, una vez sustraído el valor del intervalo de confianza.

b) Foco 4:

– Ningún valor medio mensual validado supera el Valor Límite de Emisión.

c) Resto de focos.

– Ningún valor medio mensual validado supera el Valor Límite de Emisión y

– En el caso de:

1.º Dióxido de azufre y partículas: un 97 por ciento de todos los valores medios de cada 48 horas no rebasa el 110 por cien de los valores límite de emisión.

2.º Óxidos de nitrógeno: un 95 por cien de todos los valores medios de cada 48 horas no rebasa el 110 por cien de los valores límite de emisión.

El valor de intervalo de confianza a 95 por 100, determinado en los valores máximos de emisión no superará los porcentajes siguientes del valor límite de emisión: monóxido de carbono 10 %, dióxido de azufre y óxidos de nitrógeno, 20 por 100; partículas, 30 %.

Los valores medios por hora y día validados se determinarán durante el plazo de explotación efectivo (excluidos los periodos de arranque y parada) a partir de los valores medios por hora válidos, medidos tras sustraer el valor del intervalo de confianza especificado anteriormente.

F.1.4.– Sistemas de captación y evacuación de gases.

Las chimeneas de evacuación de los gases residuales de los focos alcanzarán una cota de coronación, no inferior a la establecida en el apartado Segundo, subapartado F.1.2. de esta autorización. Las secciones y la ubicación de los puntos de muestreo deberán cumplir lo establecido en las instrucciones técnicas publicadas mediante la Orden de 11 de julio de 2012, de la consejera de Medio Ambiente, Planificación Territorial, Agricultura y Pesca.

En particular, en lo que se refiere a la localización y características de los orificios previstos para la toma de muestras, se deberán cumplir las instrucciones técnicas de la viceconsejería de Medio Ambiente.

Con objeto de minimizar las emisiones difusas se utilizarán equipos de detección de fugas, se procederá a una correcta gestión ambiental y se llevará a cabo un correcto diseño de la instalación.

Con objeto de minimizar las emisiones difusas de COV's y partículas se dispondrá de:

– Reacondicionamiento y mantenimiento del parque de tanques de refinería según las prescripciones recogidas en el documento BREF de las mejores técnicas disponibles.

– Implementación de un programa de detección y reparación de fugas para la detección y reducción de las emisiones de COVs de carácter difuso que tienen su origen en las pérdidas que se producen en los diferentes elementos de las unidades del proceso. Asimismo, deberá presentarse un informe anual de seguimiento del programa de detección y reparación de fugas (LDAR) con las actuaciones y mejoras realizadas.

– Métodos de aspiración asociados con curvas de correlación para los equipos principales.

– Técnicas de imagen óptica para gases.

– Cálculo de emisiones crónicas basados en factores de emisiones validados regularmente por mediciones.

– Sistema de recuperación de compuestos orgánicos volátiles emitidos en los atraques para la carga de gasolinas y naftas de la terminal portuaria. El sistema consistirá en una adsorción-absorción y se recuperará al menos el 95 % de los compuestos orgánicos volátiles emitidos, incorporando la recuperación registrada en el Programa de Vigilancia Ambiental de cada año.

Para la minimización de emisiones difusas de partículas en la manipulación y almacenamiento de coque, las medidas a adoptar serán las siguientes:

- Acondicionamiento y almacenamiento de coque húmedo.
- Instalación de un foso de recogida del coque tras el apagado.
- La nave de almacenamiento de coque se encontrará cerrada.
- Descarga por gravedad de coque seco a los camiones, desde tolvas alimentadas por cintas de distribución cubiertas.
- Sistema de captación de partículas en las tolvas de descarga a los camiones.
- Expedición de coque fuera de la refinería en camiones de tipo bañera cubiertos y homologados para el transporte de coque.
- Lavado de ruedas de los camiones a la salida de la refinería para evitar el arrastre y emisión de partículas de coque.

F.2.– Condiciones para el vertido al mar.

En la presente Resolución se recogen las condiciones que deberán cumplirse para el vertido conjunto del total de las aguas residuales.

F.2.1.– Clasificación, origen, medio receptor y localización de los vertidos.

Tipo de actividad principal generadora del vertido: Refino de petróleo.

Grupo de actividad: Minería.

Clase-grupo-CNAE: 2-8.1920.

Punto de vertido	Tipos de aguas residuales	Procedencia del vertido	Medio receptor	Coordenadas UTM (ETRS 89) del punto de vertido
1	Aguas residuales industriales tratadas en la planta DAR	Aguas de proceso (aguas de desalado del crudo, drenajes de los tanques de crudo, drenajes de antorcha) (L1) Aguas aceitosas (limpieza, plantas de proceso, strippers de aguas, laboratorio, pluviales con hidrocarburos) (L2) Aguas sanitarias (se incorporan a la línea de tratamiento del flujo de aguas aceitosas) (L3) Aguas pluviales, purgas de refrigeración y calderas y aguas de neutralización (L4)	Mar. Terminal Marítima de Punta Lucero	X: 491.213 Y: 4.801.218
	Agua procedente de la estación de recepción de aguas de deslastre	Aguas de deslastre		
2	Aguas procedentes de la planta de combustibles sintéticos e hidrógeno electrolítico (planta HUB)	Aguas de las corrientes no orgánicas Aguas de las corrientes orgánicas Aguas de escorrentía pluvial susceptibles de arrastrar contaminación	Mar. Estuario Nervión exterior	X: 493.028 Y: 4.800.848

En ningún caso podrá utilizarse la conducción de vertido como medio de transporte de cualquier otro fluido que no sea alguno de los flujos recogidos en la tabla anterior.

Asimismo, se dispone de un punto de vertido a la ría del Barbadun (coordenadas UTM ETRS 89 X: 490.894 Y: 4.797.711), que se emplea como aliviadero de las balsas finales de retención final. El alivio únicamente estará autorizado debido a situaciones de fuerza mayor (pluviosidad mayor de la estimada o cualquier otro motivo inesperado), que deberán ser comunicadas de forma inmediata a la Agencia Vasca del Agua cumplimentando el Protocolo de vertidos fuera de norma o accidentales especificado en el Anexo I de la presente autorización, y de cualquier modo no rebasarán los límites de emisión fijados en el apartado Segundo F.2.3. de esta autorización.

El número de emisiones o aliviados anuales no podrá ser mayor de diez, debiendo en su caso implementarse medidas correctoras adicionales consistentes en aumentar la capacidad de bombeo hacia el punto de vertido al mar, de modo que los aliviados no superen el umbral establecido.

F.2.2.– Caudales y volúmenes máximos de vertido.

Vertido 1: Aguas residuales industriales tratadas en la planta DAR.

Flujo formado por las aguas de proceso L1, aguas aceitosas L2, aguas sanitarias L3 y aguas pluviales y purgas L4.

Caudal punta: 1.400 m³/h.

Volumen medio diario: 16.438 m³/día.

Volumen máximo anual: 6.900.000 m³.

Vertido 2: Aguas procedentes de la estación de recepción de aguas de deslastres.

Volumen máximo anual: 99.460 m³.

Vertido 3: Aguas de las corrientes no orgánicas.

Flujo formado por las aguas procedentes de las purgas de las torres de refrigeración, corriente de condensado, planta de electrolisis y aguas de contralavado filtros de arena (planta HUB).

Caudal punta: 6,15 m³/h.

Volumen medio diario: 139,20 m³/día.

Volumen máximo anual: 51.660 m³.

Vertido 4: Aguas de las corrientes orgánicas.

Flujo formado por las aguas procedentes del proceso de efuels (Efluente 1), del proceso de efuels (Efluente 2), del agua desde unidad Hydrocracker, de las aguas sanitarias y de la purga desde bomba de reflujo de amina RU-P-02 (planta HUB).

Caudal punta: 2,28 m³/h.

Volumen medio diario: 54,50 m³/día.

Volumen máximo anual: 19.152 m³.

Vertido 5: Aguas de escorrentía pluvial susceptibles de arrastrar contaminación.

Planta HUB.

Caudal punta: 3 m³/h.

Volumen medio diario: 72 m³/día.

Volumen máximo anual: 25.200 m³.

Las aguas de escorrentía pluvial desprovistas de contaminación procedentes de la planta de combustibles sintéticos e hidrógeno electrolítico (planta HUB), a ejecutarse en el Puerto de Bilbao, en Punta Sollana, serán vertidas al estuario del Nerbioi sin tratamiento alguno.

F.2.3.– Valores Límites de Emisión.

Los parámetros característicos de contaminación del vertido a mar serán, exclusivamente, los que se relacionan a continuación, con los valores límite de emisión que se especifican para cada uno de ellos:

a) Vertido 1: Aguas residuales industriales tratadas en la planta DAR.

Parámetro	Valores límite de emisión	NEA-MTD (media anual) Decisión 2014/738/UE
Temperatura puntual	Incremento < 3.°C*	
Temperatura media de la columna de agua	Incremento < 1.°C*	
pH	5,5-9,5	
Sólidos en suspensión (mg/l)	30	5-25
DQO (mg O ₂ /l)	100	30-125
N-NH ₃ (mg/l)	20	
N-NO ₃ (mg/l)	20	
Nitrógeno total (mg/l)	65	1-25
Fosfatos (mg/l)	5	
Arsénico (mg/l)	0,5	
Cadmio (mg/l)	0,2	0,002-0,008
Cobre (mg/l)	0,5	
Cromo (VI) (mg/l)	0,2	
Mercurio (mg/l)	0,05	0,0001-0,001
Níquel (mg/l)	2	0,005-0,100
Plomo (mg/l)	0,2	0,005-0,030
Selenio (mg/l)	0,1	
Zinc (mg/l)	3	
Hidrocarburos totales (mg/l)	15	0,1-2,5**
Hidrocarburos no polares (mg/l)	10	
Hidrocarburos flotantes	Ausencia	
PAH (mg/l)	0,05	
Aceites y grasas (emulsión) (mg/l)	20	
Aceites y grasas flotantes	Ausencia	
Cianuros (mg/l)	0,25	
Sulfuros (mg/l)	1	

Parámetro	Valores límite de emisión	NEA-MTD (media anual) Decisión 2014/738/UE
BTEX (mg/l)	0,5	Benceno: 0,001-0,05
Fluoruros (mg/l)	10	
Fenoles (mg/l)	0,5	

* Se considerará como límite un incremento puntual máximo de 3.°C (en cualquier nivel de profundidad de un perfil vertical realizado en una zona situada a 50 m del punto de vertido) y un incremento máximo de 1.°C en el valor medio de la temperatura de la columna de agua entre el punto de surgencia y la superficie (en ambos casos respecto a un perfil térmico representativo de una zona no afectada).

** La NEA-MTD hace referencia al índice de hidrocarburos (IH).

Los valores límite de emisión para los metales se refieren al «metal total» considerando la fase disuelta y el metal particulado.

b) Vertido 2: Aguas procedentes de la estación de recepción de aguas de deslastres.

Parámetro	Valores límite de emisión
Temperatura puntual	Incremento < 3.°C*
Temperatura media de la columna de agua	Incremento < 1.°C*
pH	5,5-9,5
Sólidos en suspensión (mg/l)	30
DQO (mg O ₂ /l)	100
Hidrocarburos totales (mg/l)	15
Hidrocarburos no polares (mg/l)	10
Hidrocarburos flotantes	Ausencia
PAH (mg/l)	0,05
Aceites y grasas (emulsión) (mg/l)	20
Aceites y grasas flotantes	Ausencia
Fluoruros (mg/l)	10
Fenoles (mg/l)	0,5

* Se considerará como límite un incremento puntual máximo de 3.°C (en cualquier nivel de profundidad de un perfil vertical realizado en una zona situada a 50 m del punto de vertido) y un incremento máximo de 1.°C en el valor medio de la temperatura de la columna de agua entre el punto de surgencia y la superficie (en ambos casos respecto a un perfil térmico representativo de una zona no afectada).

c) Vertido 3: Aguas de las corrientes no orgánicas.

Parámetro	Valores límite de emisión
Temperatura puntual	Incremento < 3.°C*
Temperatura media de la columna de agua	Incremento < 1.°C*
pH	5,5-9,5
Sólidos en suspensión (mg/l)	35
Zinc (mg/l)	3
AOX (mg/l)	0,5
Cloro residual libre (mg/l)	0,05
Aceites y grasas (emulsión) (mg/l)	20
Aceites y grasas flotantes	Ausencia

Parámetro	Valores límite de emisión
Nitrógeno total (mg/l)	20
Fósforo total (mg/l)	3

* Se considerará como límite un incremento puntual máximo de 3.°C (en cualquier nivel de profundidad de un perfil vertical realizado en una zona situada a 50 m del punto de vertido) y un incremento máximo de 1.°C en el valor medio de la temperatura de la columna de agua entre el punto de surgencia y la superficie (en ambos casos respecto a un perfil térmico representativo de una zona no afectada).

d) Vertido 4: Aguas de las corrientes orgánicas.

Parámetro	Valores límite de emisión
Temperatura puntual	Incremento < 3.°C*
Temperatura media de la columna de agua	Incremento < 1.°C*
pH	5,5-9,5
Sólidos en suspensión (mg/l)	35
DQO (mg O ₂ /l)	100
DBO ₅ (mg O ₂ /l)	30
Nitrógeno total (mg/l)	20
Amonio (mg N/l)	15
Aceites y grasas (emulsión) (mg/l)	20
Hidrocarburos totales (mg/l)	15
Fósforo total (mg/l)	3

* Se considerará como límite un incremento puntual máximo de 3.°C (en cualquier nivel de profundidad de un perfil vertical realizado en una zona situada a 50 m del punto de vertido) y un incremento máximo de 1.°C en el valor medio de la temperatura de la columna de agua entre el punto de surgencia y la superficie (en ambos casos respecto a un perfil térmico representativo de una zona no afectada).

e) Vertido 5: Aguas de escorrentía pluvial susceptibles de arrastrar contaminación.

Parámetro	Valores límite de emisión
pH	5,5-9,5
Sólidos en suspensión (mg/l)	35
DQO (mg O ₂ /l)	160
Cromo total (mg/l)	0,2
Níquel (mg/l)	2
Aceites y grasas (emulsión) (mg/l)	20
Hidrocarburos totales (mg/l)	15
Nitrógeno total (mg/l)	20
Fósforo total (mg/l)	3

No podrán utilizarse técnicas de dilución para alcanzar los valores límite de emisión.

Además, deberán cumplirse las normas de calidad ambiental del medio receptor. En caso contrario, el titular estará obligado a instalar el tratamiento adecuado que sea necesario, para que el vertido no sea causa del incumplimiento de aquellas.

Para los flujos 3, 4 y 5, en el momento de la puesta en marcha de la instalación deberá hacerse una caracterización cualitativa de cada uno de ellos. En el caso de detectarse la presencia de

contaminantes no previstos en este apartado, deberá comunicarse al órgano ambiental para que desde la Agencia Vasca del Agua se establezcan los valores límite de emisión que correspondan.

En caso de superación de los valores límite de emisión establecidos, deberá seguirse el protocolo establecido en el Anexo I de la Resolución para los vertidos fuera de norma.

F.2.4.– Instalaciones de depuración y evacuación.

Las instalaciones de depuración o medidas correctoras de las aguas residuales para el conjunto de las instalaciones industriales se ajustarán a la documentación aportada por la empresa peticionaria y constarán básicamente de las actuaciones que se describen a continuación.

– Vertido 1: Aguas residuales industriales tratadas en la planta DAR.

La planta DAR de la refinería consta fundamentalmente de tres líneas de tratamiento independientes, la línea de aguas de proceso (L1), la de aguas aceitosas (L2) y la línea de aguas pluviales de cunetas, purgas de torres de refrigeración, purgas de calderas y aguas de neutralización (L4). Además, la instalación dispone de una línea de tratamiento de fangos.

La línea de aguas de proceso (L1) trata el agua procedente de los drenajes de los tanques de crudo y las antorchas y del desalado del crudo y la línea de aguas aceitosas (L2) trata las aguas procedentes del laboratorio, pluviales contaminadas, plantas de proceso, de limpieza de áreas y strippers de aguas.

Las aguas aceitosas (L2) se acumulan en una piscina de decantación antes de comenzar el tratamiento. Complementariamente se dispone de otra piscina en la que se recogen las aguas de lluvia en situaciones de fuertes avenidas y otros flujos (aportaciones de exceso de caudal de los equipos, reboses de arquetas de tratamiento terciario y de los fosos de natas/lodos de los equipos de flotación por aire disuelto (DAF), aguas del vaciado de equipos DAF y del tratamiento biológico).

Las líneas de tratamiento de los flujos L1 y L2 son similares: constan de un pretratamiento de separación de aceites sólidos en suspensión, mediante separadores de placas, tratamiento físico-químico por flotación de aire disuelto para la eliminación de hidrocarburos y sólidos, y tratamiento biológico para la eliminación de materia orgánica y acondicionamiento de la calidad del efluente.

Parte de las aguas aceitosas (L2) son objeto de un tratamiento adicional de afino destinado a posibilitar su reutilización. Dicho tratamiento consiste en una adición de reactivos para oxidar la materia orgánica y coagular/flocular los sólidos arrastrados, decantación mediante decantador lamelar para la retirada de sólidos y filtración en lecho de arena. El agua resultante se almacena en tanque para su suministro a las zonas de consumo (torres de refrigeración, agua de planta y agua contra incendios).

Como parte del tratamiento del agua que llega a la planta DAR, se incluye la recuperación del aceite que es aportado por cada una de las corrientes. Para este servicio se dispone de balsas de acumulación que, además de su función de depósito, actúan como decantadores estáticos.

Por su parte, las aguas sanitarias (L3) son enviadas al tratamiento biológico de la línea de aguas aceitosas (L2) de la planta DAR, donde siguen el mismo tratamiento que el resto del citado flujo.

Las aguas de cunetas de calles y avenidas, purgas de torres de refrigeración, purgas de calderas y aguas de neutralización (L4) reciben un tratamiento de decantación para separar los sólidos en suspensión.

Asimismo, la planta incorpora una sección para el tratamiento de los fangos producidos en cada una de las fases de depuración del agua. El tratamiento de fangos dispone de dos líneas, una para los fangos aceitosos y otra para los fangos biológicos con bajo contenido en aceites. Básicamente, ambas líneas constan de una separación o decantación, calentamiento y centrifugación.

En cumplimiento de las condiciones establecidas en la autorización, se ha optimizado la sección de pretratamiento de aguas, tanto de la línea de aguas de proceso (L1) como de la línea de aguas aceitosas (L2) con el objetivo de mejorar el rendimiento del tratamiento de las aguas, reducir olores procedentes de las instalaciones actuales y laminar las puntas de caudal, lo que mejorará la eficiencia del DAF y del tratamiento biológico.

Para ello, se ha procedido a implementar:

- Desbaste de sólidos gruesos.
- Separadores de hidrocarburos por gravedad tipo API cerrados a la atmósfera.
- Separadores de emergencia, 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.
- Sistema de almacenamiento para alivio de tormentas.

La unidad de pretratamiento de aguas de proceso (L1), con capacidad de tratamiento de 165 m³/h, consta de las siguientes secciones: recepción de efluentes, dos separadores CPI más un predecantador que reciben las aguas del colector de entrada y cámara de coagulación. Se han implantado dos filtros de carbón activo en el final de la línea de enlace de los venteos de las unidades susceptibles de generar COVs.

La línea de pretratamiento de aguas aceitosas (L2), con capacidad de tratamiento de 620 m³/h, consta de las siguientes secciones: desbaste de sólidos gruesos, separadores de hidrocarburos por gravedad tipo API, con cubierta flotante para evitar la generación de olores (dos unidades, una de ellas de reserva), separadores de emergencia para el tratamiento de situaciones extraordinarias (caudal superior al máximo aceptable por ambos separadores API), separadores por placas coalescentes tipo CPI (5 unidades operables en paralelo con capacidad unitaria de 155 m³/h) y sistema de almacenamiento de aguas pluviales para alivio de tormentas. Se ha ejecutado un tanque de acumulación para la recogida de los excedentes del pozo de bombeo en los casos en que se produzcan grandes avenidas de agua (lluvias persistentes y tormentas), en sustitución de las actuales balsas de acumulación. La capacidad del tanque es de 10.000 m³. Los venteos se conducirán al sistema de eliminación de compuestos volátiles por adsorción sobre carbón activo.

– Vertido 2: Aguas procedentes de la estación de recepción de aguas de deslastres.

La refinería cuenta con una planta de tratamiento de las aguas de deslastre de los barcos, situada en la Terminal Marítima de Punta Lucero. En esta planta se dispone de capacidad para la recepción de deslastres procedentes de los barcos, en los que se produce una primera decantación de aceites. Si fuera preciso, los deslastres se pueden enviar a la refinería para asegurar un completo tratamiento de separación y tratamiento de las aguas. Las aguas decantadas en los tanques se dirigen al foso de distribución de entrada a los separadores API, de tres canales, diseñado para una capacidad de tratamiento máxima de 900 m³/h. Tras su paso por los separadores API las aguas son conducidas al punto de vertido final.

– Vertido 3: Aguas de las corrientes no orgánicas.

El tratamiento tendrá una capacidad máxima de tratamiento de 6,15 m³/h y constará de las siguientes etapas:

- Tanque de laminación y homogeneización de efluentes.

- Bombas de recirculación y alimentación al tratamiento físico-químico.
 - Tratamiento físico-químico con cámaras de coagulación y floculación y clarificación lamelar.
 - Bombas de recirculación y/o purga de fangos.
 - Sistema de dosificación de sosa, ácido, coagulante y polielectrolito.
 - Bombas de alimentación a filtración.
 - Filtración silíceo.
 - Bombas a tanque de recepción de efluentes tratados.
- Vertido 4: Aguas de las corrientes orgánicas.

El tratamiento tendrá una capacidad máxima de tratamiento de 2,28 m³/h y constará de las siguientes etapas:

- Tanque de laminación y homogeneización de efluentes.
- Bombas de recirculación y alimentación al tanque de ajuste de pH.
- Tanque de ajuste de pH.
- Sistema de dosificación de ácido y sosa.
- Separador lamelar de hidrocarburos.
- Sistema de dosificación de nutrientes.
- Reactor biológico, con cámaras anóxica y aerobia.
- Clarificación secundaria.
- Tanque de almacenamiento de efluentes clarificados.
- Bombas de alimentación a filtración.
- Filtración multimedia.
- Filtración de carbón activo.
- Tanque de recepción de efluentes tratados.

– Vertido 5: Aguas de escorrentía pluvial susceptibles de arrastrar contaminación.

El tratamiento tendrá una capacidad máxima de tratamiento de 3 m³/h y consta de las siguientes etapas:

- Separador lamelar de hidrocarburos.
- Arqueta de recogida de las aguas tratadas.
- Bombas a tanque de recepción de efluentes tratados.

Los lodos procedentes de los sistemas de depuración tras un tratamiento consistente en un espesador de fangos y decantador centrífugo serán retirados por gestor autorizado.

Si se comprobase la insuficiencia de las medidas correctoras adoptadas, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá ejecutar las modificaciones precisas en las instalaciones de depuración a fin de ajustar el vertido a las características autorizadas, previa comunicación a la Administración y, si procede, solicitará la correspondiente modificación de la autorización.

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.

Asimismo, se dispone de un punto de vertido a la ría del Barbadun que se emplea como aliviadero de las balsas finales de la planta DAR; dicho alivio solo se autorizará en situaciones de fuerza mayor y sin rebasar los límites de emisión fijados en el apartado Segundo F.2.3. de esta autorización.

Se dispondrá una arqueta de control claramente identificada para cada flujo de agua autorizado. Estas deberán situarse en lugar de acceso directo para su inspección y vigilancia, permitiendo el acceso al personal de la Agencia Vasca del Agua en cualquier momento.

El punto de control del efluente depurado deberá situarse, en la medida de lo posible, entre la salida del efluente de la depuradora y el punto de vertido, permitiendo que el muestreo sea representativo de las características del vertido final al medio receptor.

Se establecerán los siguientes puntos de control, con el objetivo de comprobar el correcto funcionamiento de la planta:

- Punto de control de aguas residuales industriales de la planta DAR (PCV1): efluente procedente del tratamiento de las aguas de refinería.

- Punto de control del efluente depurado de las aguas de deslastres (PCV2): efluente procedente de la estación de recepción de las aguas de deslastres.

- Punto de control corrientes no orgánicas (PCV3): efluente procedente del tratamiento de las aguas de las corrientes no orgánicas de la planta HUB.

- Punto de control corrientes orgánicas (PCV4): efluente procedente del tratamiento de las aguas de corrientes orgánicas de la planta HUB.

- Punto de control aguas pluviales (PCV5): efluente procedente del tratamiento de las aguas pluviales susceptibles de arrastrar contaminación.

Puntos de Control (PC)		Elementos de control	Punto de vertido (PV) asociado al PC	Observaciones
Código PC	Descripción PC			
PCV1	Vertido aguas planta DAR	Caudalímetro Tomamuestras automático Medidor de DQO/COT	PV1	El equipo de toma de muestras instalado a la salida de la planta DAR tomará muestras tanto si se vierte a la Terminal Marítima como si se vierte a la ría del Barbadún
PCV2	Vertido aguas de deslastres	Caudalímetro Tomamuestras automático	PV1	En caso de vertido por este punto se tomará muestra representativa y se justificará el caudal en base a las mediciones del nivel de los tanques

miércoles 22 de octubre de 2025

Puntos de Control (PC)		Elementos de control	Punto de vertido (PV) asociado al PC	Observaciones
Código PC	Descripción PC			
PCV3	Vertido corrientes no orgánicas	Caudalímetro Tomamuestras automático Medidor de pH	PV2	-
PCV4	Vertido corrientes orgánicas	Caudalímetro Tomamuestras automático	PV2	-
PCV5	Aguas de escorrentía pluvial	Caudalímetro	PV2	La toma de muestra de este flujo podrá ser puntual

La Agencia Vasca del Agua, cuando lo estime oportuno, inspeccionará las instalaciones de depuración y podrá efectuar aforos y análisis del efluente para comprobar que los caudales y parámetros de los vertidos no superan los límites autorizados y, en su caso, el rendimiento de las instalaciones de depuración. Asimismo, podrá exigir a Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) que designe un responsable de la explotación de las instalaciones de depuración, con titulación adecuada para realizar estas tareas.

Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá disponer de la instrumentación, elementos de control o sistemas de medición necesarios para obtener los datos de caudales o parámetros exigidos en esta resolución, y además contar con los procedimientos y los recursos humanos y tecnológicos necesarios para mantener tanto las instalaciones o infraestructuras como los sistemas y elementos de medición en perfecto estado de funcionamiento.

Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) debe implantar un sistema de control en continuo que permita realizar un seguimiento en tiempo real y en remoto desde la Agencia Vasca del Agua de los vertidos a dominio público marítimo-terrestre originados en sus instalaciones. Para ello, en el plazo que se establece al efecto, deberá instalar los correspondientes equipos automáticos de medición en continuo de los caudales y parámetros indicados a continuación y reportar sus mediciones:

Punto de Control	Parámetro	Unidad	Observaciones
PCV1	DQO/COT*	mg/l	Se aceptará el dato de carbono orgánico total (COT) como sustitutivo de la DQO
	Caudal instantáneo	l/s	-
PCV3	pH		-
	Caudal instantáneo	l/s	-
PCV4	Caudal instantáneo	l/s	-

*La medición en continuo aplica al valor medio de 24 horas.

La Agencia Vasca del Agua se reserva la posibilidad de exigir en un futuro el control en continuo de cualquier otro parámetro adicional que mejore el seguimiento del vertido.

El plazo para la instalación de los equipos automáticos de medición en continuo vendrá dado por las actuaciones a desarrollar establecidas en el Convenio de colaboración firmado el 6 de marzo de 2024 entre la Agencia Vasca del Agua y Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) para la realización del estudio tecnológico para poder identificar los desarrollos tecnológicos más avanzados en medidores en continuo de vertidos de aguas industriales.

Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) dispondrá en los puntos de control indicados todos los equipos y sistemas de control necesarios (sensores-sondas-analizadores, caudalímetros, controladores, equipos para la transmisión de datos...) para registrar, almacenar y reportar a la Agencia Vasca del Agua de manera integral y centralizada datos en continuo de caudales, parámetros e incidencias en los equipos de control o en su instalación.

La transmisión de esta información no exime de remitir los controles y análisis puntuales requeridos en la autorización de la manera que esté establecida. No obstante, en función de la fiabilidad de la información recibida en continuo, se podrán modificar las frecuencias de remisión de los controles periódicos impuestos en esta resolución.

Con objeto de garantizar la fiabilidad de los datos registrados por los equipos de medida en continuo, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá acreditar la realización de los planes de calibración/ajuste, aseguramiento de la calidad de la medida y mantenimiento indicados por los fabricantes de los mismos, mediante un informe a entregar con periodicidad anual.

La Agencia Vasca del Agua remitirá a Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) el manual para la emisión de datos derivados del control en continuo al repositorio de la Agencia Vasca del Agua. En el mismo se determina el procedimiento de conexión entre el emisor y el repositorio de URA, los protocolos de comunicación a través de los cuales deberán emitirse los datos, la estructura del mensaje que contendrá la información, etc.

En cuanto a los equipos necesarios para la transmisión de esa información, variarán en función de los dispositivos existentes en las instalaciones:

- Cuando la entidad titular cuente con un sistema de telecontrol y recogida de datos centralizado de tipo On Premise (en local en un SCADA o similar) deberá configurar dicho sistema para que realice la transmisión de los datos en continuo hasta el repositorio de la Agencia Vasca del Agua. En caso de que no sea posible realizar la configuración del sistema de telecontrol, se deberá instalar una pasarela de comunicaciones capaz de solicitar información al sistema centralizado de telecontrol y enviar esos datos al repositorio de la Agencia Vasca del Agua. Si existiese algún parámetro o caudal requerido en el condicionado del control en continuo, pero no centralizado en el sistema de telecontrol, deberá conectarse al PLC de la planta previamente.

- En las instalaciones donde no exista un sistema de telecontrol, deberán instalarse equipos capaces de recoger los datos registrados por los equipos de medición en campo y transmitirlos directamente al repositorio de la Agencia Vasca del Agua.

Conexión a colector.

En relación con los vertidos de aguas residuales generados en la planta de combustibles sintéticos e hidrógeno electrolítico (planta HUB), en el momento en que entre en servicio la futura red de saneamiento a ejecutar en el puerto de Bilbao, dentro de la Fase III del proyecto de saneamiento del Puerto de Bilbao, deberá contactarse con el ente gestor de la red de saneamiento al objeto de iniciar los trámites para la conexión a dicha red de aquellos flujos susceptibles de ser conectados.

En el momento que sea viable la conexión, deberá informarse a la Agencia Vasca del Agua y solicitar ante el órgano ambiental la modificación de la autorización ambiental integrada.

F.2.5.– Canon de Control de Vertidos.

La Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas establece, en su art. 85, que los vertidos de aguas residuales desde tierra al mar serán gravados con un canon en función de su carga contaminante.

La Ley 1/2006, de 23 de junio, de Aguas encomienda a la Agencia Vasca del Agua, en su artículo 7, tanto las autorizaciones de los vertidos desde tierra a mar como la gestión, liquidación, recaudación e inspección de los tributos establecidos en la legislación vigente en materia de aguas.

En virtud del Decreto 459/2013, de 10 de diciembre, sobre los vertidos efectuados desde tierra al mar, se reglamenta el citado canon, que será destinado íntegramente a la financiación de actuaciones tendentes a la minimización de la contaminación producida por los vertidos de tierra a mar y la consecución de los objetivos medioambientales en las aguas territoriales del Estado correspondientes al litoral del País Vasco, y se establece, entre otras cuestiones, el procedimiento para realizar su cálculo.

Así, de conformidad con los artículos 17 y 18 del citado Decreto, el importe del canon de control de vertido será el producto de su carga contaminante, expresada en unidades de contaminación, por el precio unitario de 3.000,00 euros, y su carga contaminante se calculará multiplicando el volumen anual del vertido por un coeficiente establecido en función del grado de contaminación del vertido, por la presencia de sustancias peligrosas en el mismo, así como por las características del tipo de conducción utilizada para la evacuación.

En base a lo anterior, la Agencia Vasca del Agua, en aplicación del artículo 14 y siguientes del Decreto 459/2013, de 10 de diciembre, sobre los vertidos efectuados desde tierra al mar, procede al cálculo del canon anual del presente vertido:

– Vertido 1: Aguas industriales tratadas en la planta DAR.

Canon de Vertido = C x PUC.

$C = K \times V$.

$K = k_1 \times k_2 \times k_3$.

Siendo:

C = Carga contaminante, medida en unidades de contaminación.

PUC = Valor de la unidad de contaminación.

K = Coeficiente del canon según lo establecido en el Anexo III del Decreto 459/2013.

k_1 = Coeficiente ligado a la carga contaminante.

k_2 = Coeficiente determinado por el tipo de conducción.

k_3 = Coeficiente de aplicación a vertidos con sustancias peligrosas.

V = Volumen del vertido autorizado ($m^3/año$).

$k_1 = (7,75 \cdot DQO + 7,75 \cdot SS + 23,24 \cdot N + 116,22 \cdot P + 58,11 \cdot AG + 77,48 \cdot HC + 309,92 \cdot MEQ + 1116,21 \cdot CN + 1162,21 \cdot FEN + 2324,43 \cdot CrVI) \cdot 10^{-9}$.

$MEQ = (200 \cdot Hg + 75 \cdot Cd + 35 \cdot Pb + 10 \cdot As + 35 \cdot Cu + 15 \cdot Ni + 3 \cdot Zn) / 7 = (200 \cdot 0,05 + 75 \cdot 0,2 + 35 \cdot 0,2 + 10 \cdot 0,5 + 35 \cdot 0,5 + 15 \cdot 2 + 3 \cdot 3) / 7 = 13,36$.

$k_1 = (7,75 \cdot 100 + 7,75 \cdot 30 + 23,24 \cdot 65 + 116,22 \cdot 5 + 58,11 \cdot 20 + 77,48 \cdot 15 + 309,92 \cdot 13,36 + 1116,21 \cdot 0,25 + 1116,21 \cdot 0,5 + 2324,43 \cdot 0,2) \cdot 10^{-9} = 1,08998 \cdot 10^{-5}$.

k_2 : resto condiciones. $k_2 = 1,00$.

k_3 : Con sustancias contaminantes del Anexo II. $k_3 = 1,28$.

$$K = 1,08998 \cdot 10^{-5} \times 1,00 \times 1,28 = 1,39517 \cdot 10^{-5}.$$

$$\text{Volumen } V = 6.900.000 \text{ m}^3/\text{año}.$$

$$\text{Carga Contaminante } C = 1,39517 \cdot 10^{-5} \times 6.900.000 = 96,2669.$$

$$\text{Canon de Vertido} = 96,2669 \times 3.000 = 288.800,82 \text{ euros/año}.$$

– Vertido 2: Aguas procedentes de la estación de recepción de aguas de deslastes.

Canon de Vertido $C \times \text{PUC}$.

$$C = K \times V.$$

$$K = k_1 \times k_2 \times k_3.$$

Siendo:

C = Carga contaminante, medida en unidades de contaminación.

PUC = Valor de la unidad de contaminación.

K = Coeficiente del canon según lo establecido en el Anexo III del Decreto 459/2013.

k_1 = Coeficiente ligado a la carga contaminante.

k_2 = Coeficiente determinado por el tipo de conducción.

k_3 = Coeficiente de aplicación a vertidos con sustancias peligrosas.

V = Volumen del vertido autorizado ($\text{m}^3/\text{año}$).

$$k_1: (7,75 \cdot \text{DQO} + 7,75 \cdot \text{SS} + 58,11 \cdot \text{AG} + 77,48 \cdot \text{HC} + 1162,21 \text{ FEN}) \cdot 10^{-9}.$$

$$k_1: (7,75 \cdot 100 + 7,75 \cdot 30 + 58,11 \cdot 20 + 77,48 \cdot 15 + 1116,21 \cdot 0,5) \cdot 10^{-9} = 3,913 \cdot 10^{-6}.$$

k_2 : resto condiciones. $k_2 = 1,00$.

k_3 : Con sustancias contaminantes del Anexo II. $k_3 = 1,28$.

$$K = 3,913 \cdot 10^{-6} \times 1,00 \times 1,28 = 5,0086 \cdot 10^{-6}.$$

$$\text{Volumen } V = 99.460 \text{ m}^3/\text{año}.$$

$$\text{Carga Contaminante } C = 5,0086 \cdot 10^{-6} \times 99.460 = 0,498160.$$

$$\text{Canon de Vertido} = 0,498160 \times 3.000 = 1.494,48 \text{ euros/año}.$$

– Vertido 3: Aguas de las corrientes no orgánicas.

Canon de Vertido $C \times \text{PUC}$.

$$C = K \times V.$$

$$K = k_1 \times k_2 \times k_3.$$

Siendo:

C = Carga contaminante, medida en unidades de contaminación.

PUC = Valor de la unidad de contaminación.

K = Coeficiente del canon según lo establecido en el Anexo III del Decreto 459/2013.

k1 = Coeficiente ligado a la carga contaminante.

k2 = Coeficiente determinado por el tipo de conducción.

k3 = Coeficiente de aplicación a vertidos con sustancias peligrosas.

V = Volumen del vertido autorizado (m³/año).

k1: $(7,75 \cdot SS + 23,24 \cdot N + 116,22 \cdot P + 58,11 \cdot AG + 1162,21 \cdot AOX + 309,92 \cdot MEQ) \cdot 10^{-9}$

MEQ = $(3 \cdot Zn) / 1 = (3 \cdot 3) / 1 = 9$.

k1: $(7,75 \cdot 35 + 23,24 \cdot 20 + 116,22 \cdot 3 + 58,11 \cdot 20 + 1162,21 \cdot 0,5 + 309,92 \cdot 9) \cdot 10^{-9} = 5,6173 \cdot 10^{-6}$.

k2: resto condiciones. k2 = 1,00.

k3: Con sustancias contaminantes del Anexo II. k3 = 1,28.

K = $5,6173 \cdot 10^{-6} \times 1,00 \times 1,28 = 7,1901 \cdot 10^{-6}$.

Volumen V = 51.660 m³/año.

Carga Contaminante C = $7,1901 \cdot 10^{-6} \times 51.660 = 0,371442$.

Canon de Vertido = $0,371442 \times 3.000 = 1.114,33$ euros/año.

Vertido 4: Aguas procedentes de las corrientes orgánicas.

Canon de Vertido C x PUC.

C = K x V.

K = k1 x k2 x k3.

Siendo:

C = Carga contaminante, medida en unidades de contaminación.

PUC = Valor de la unidad de contaminación.

K = Coeficiente del canon según lo establecido en el Anexo III del Decreto 459/2013.

k1 = Coeficiente ligado a la carga contaminante.

k2 = Coeficiente determinado por el tipo de conducción.

k3 = Coeficiente de aplicación a vertidos con sustancias peligrosas.

V = Volumen del vertido autorizado (m³/año).

$$k1: (7,75 \cdot DQO + 7,75 \cdot SS + 23,24 \cdot N + 116,22 \cdot P + 58,11 \cdot AG + 77,48 \cdot HC) \cdot 10^{-9}.$$

$$k1: (7,75 \cdot 100 + 7,75 \cdot 35 + 23,24 \cdot 20 + 116,22 \cdot 3 + 58,11 \cdot 20 + 77,48 \cdot 15) \cdot 10^{-9} = 4,1841 \cdot 10^{-6}.$$

$$k2: \text{resto condiciones. } k2 = 1,00.$$

$$k3: \text{Con sustancias contaminantes del Anexo II. } k3 = 1,00.$$

$$K = 4,1841 \cdot 10^{-6} \times 1,00 \times 1,00 = 4,1841 \cdot 10^{-6}.$$

$$\text{Volumen } V = 19.152 \text{ m}^3/\text{año}.$$

$$\text{Carga Contaminante } C = 4,1841 \cdot 10^{-6} \times 19.152 = 0,080134.$$

$$\text{Canon de Vertido} = 0,080134 \times 3.000 = 240,40 \text{ euros/año}.$$

– Vertido 5: Aguas de escorrentía pluvial susceptibles de arrastrar contaminación.

$$\text{Canon de Vertido } C \times \text{PUC}.$$

$$C = K \times V.$$

$$K = k1 \times k2 \times k3.$$

Siendo:

C = Carga contaminante, medida en unidades de contaminación.

PUC = Valor de la unidad de contaminación.

K = Coeficiente del canon según lo establecido en el Anexo III del Decreto 459/2013.

k1 = Coeficiente ligado a la carga contaminante.

k2 = Coeficiente determinado por el tipo de conducción.

k3 = Coeficiente de aplicación a vertidos con sustancias peligrosas.

V = Volumen del vertido autorizado (m³/año).

$$k1: (7,75 \cdot DQO + 7,75 \cdot SS + 23,24 \cdot N + 116,22 \cdot P + 58,11 \cdot AG + 77,48 \cdot HC + 1162,21 \cdot MEQ) \cdot 10^{-9}.$$

$$MEQ = (5 \cdot Cr + 15 \cdot Ni) / 2 = (5 \cdot 0,2 + 15 \cdot 2) / 2 = 15,5.$$

$$k1: (7,75 \cdot 160 + 7,75 \cdot 35 + 23,24 \cdot 20 + 116,22 \cdot 3 + 58,11 \cdot 20 + 77,48 \cdot 15 + 1116,21 \cdot 15,5) \cdot 10^{-9} = 9,4529 \cdot 10^{-6}.$$

$$k2: \text{resto condiciones. } k2 = 1,00.$$

$$k3: \text{Con sustancias contaminantes del Anexo II. } k3 = 1,28.$$

$$K = 9,4529 \cdot 10^{-6} \times 1,00 \times 1,28 = 1,20997 \cdot 10^{-5}.$$

$$\text{Volumen } V = 25.200 \text{ m}^3/\text{año}.$$

$$\text{Carga Contaminante } C = 1,20997 \cdot 10^{-5} \times 25.200 = 0,304911.$$

$$\text{Canon de Vertido} = 0,304911 \times 3.000 = 914,73 \text{ euros/año}.$$

Canon de vertido total: $288.800,82 + 1.494,48 + 1.114,33 + 240,40 + 914,74 = 292.564,77$ euros/año.

En el supuesto de que el titular del vertido se acoja al Protocolo Opcional de Seguimiento regulado en el artículo 16 del Decreto 459/2013, serán de aplicación los valores de K y V resultantes del mismo para el cálculo del canon de vertido.

El artículo 20 del mencionado Decreto establece que el canon se devengará en el momento de la entrada en vigor de la Resolución por la que se autorice el vertido. En las sucesivas anualidades de vigencia de la autorización el devengo de la tasa se producirá el 1 de enero de cada año.

Así mismo, el citado precepto determina que el canon se liquidará por año natural completo, excepto el ejercicio en que se otorgue la autorización de vertido, su modificación, cese o su extinción, o el ejercicio en el que se apruebe el Protocolo Opcional de Seguimiento, en cuyo caso se calculará el canon proporcionalmente al número de días de vigencia de la autorización, en relación con el total del año.

En cumplimiento del citado Decreto, la Agencia Vasca del Agua practicará durante el primer semestre de cada año las liquidaciones correspondientes al año anterior.

F.3.– Condiciones para garantizar la correcta gestión de los residuos producidos en la planta.

Todos los residuos generados en las instalaciones se gestionarán de acuerdo con lo dispuesto en la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular y normativas específicas que les sean de aplicación, debiendo ser, en su caso, caracterizados con objeto de determinar su naturaleza y destino más adecuado.

Queda expresamente prohibida la mezcla de las distintas tipologías de residuos generados entre sí o con otros residuos o efluentes, segregándose los mismos desde su origen y disponiéndose de los medios de recogida y almacenamiento adecuados para evitar dichas mezclas.

En atención a los principios jerárquicos sobre gestión de residuos, se debe fomentar la prevención en la generación de residuos o, en su caso, que estos se gestionen con el orden de prioridad establecido en el artículo 8 de la citada Ley 7/2022, de 8 de abril, a saber: prevención, preparación para la reutilización, reciclado y otros tipos de valorización, incluida la valorización energética. Los residuos únicamente podrán destinarse a eliminación si previamente queda debidamente justificado que su valorización no resulta técnica, económica o medioambientalmente viable.

Asimismo, aquellos residuos para los que se disponga de instalaciones de tratamiento autorizadas en la Comunidad Autónoma del País Vasco deberán ser prioritariamente destinados a dichas instalaciones en atención a los principios de autosuficiencia y proximidad.

Para aquellos residuos cuyo destino final previsto sea la eliminación en vertedero autorizado, la caracterización se efectuará de conformidad con lo señalado en la Decisión del Consejo 2003/33/CE, de 19 de diciembre de 2002, por la que se establecen los criterios y procedimientos de admisión de residuos en vertederos, así como las directrices establecidas en el Real Decreto 646/2020, de 7 de julio, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero y, en su caso, las directrices que como desarrollo de la mencionada Decisión se aprueben para el País Vasco.

Las cantidades de residuos producidas en la instalación y recogidas en la presente Resolución tienen carácter meramente orientativo, teniendo en cuenta las diferencias de producción de la actividad y la relación existente entre la producción y la generación de residuos, reflejada en los indicadores de la actividad. Sin perjuicio de lo establecido en el artículo 10 del texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación aprobado mediante Real Decreto Legislativo 1/2016, para la calificación de las modificaciones de la instalación, únicamente en el caso de que un aumento en las

cantidades generadas conlleve un cambio en las condiciones de almacenamiento y envasado establecidas previamente se deberá solicitar la adecuación de la autorización.

El área o áreas de almacenamiento de residuos dispondrán de suelos estancos. Para aquellos residuos que, por su estado físico líquido o pastoso, o por su grado de impregnación, puedan dar lugar a vertidos o generar lixiviados se dispondrá de cubetos o sistemas de recogida adecuados a fin de evitar el vertido al exterior de eventuales derrames. En el caso de residuos pulverulentos, se evitará el contacto de los residuos con el agua de lluvia o su arrastre por el viento, procediendo, en caso necesario, a su cubrición.

Con carácter previo a la primera retirada, se deberá justificar la correcta identificación y clasificación que se viene realizando de los residuos producidos que se entregan a gestor autorizado, especialmente en lo que a la condición de residuo peligroso y las características de peligrosidad se refiere, de acuerdo a los criterios establecidos en la Lista Europea de Residuos publicada mediante la Decisión de la Comisión de 18 de diciembre de 2014 por la que se modifica la Decisión 2000/532/CE, sobre la lista de residuos, y en el Reglamento (UE) n.1357/2014 de la Comisión de 18 de diciembre de 2014 por el que se sustituye el Anexo III de la Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre los residuos y por la que se derogan determinadas Directivas. Una vez acreditada esta, se procederá a actualizar la identificación y clasificación recogida en la presente autorización y vigente en el momento de la tramitación de la misma.

En caso de desaparición, pérdida o escape de residuos deberá comunicarse de forma inmediata esta circunstancia a esta Viceconsejería de Medio Ambiente y a los Ayuntamientos de Muskiz, Zierbena, y Abanto y Ciérvana-Abanto Zierbena .

Para trasladar los residuos producidos a otras Comunidades Autónomas se dará cumplimiento al Real Decreto 553/2020, de 2 de junio, por el que se regula el traslado de residuos en el interior del territorio del Estado, así como al posterior desarrollo que se realice de la norma en la Comunidad Autónoma del País Vasco.

Siendo así, todo traslado de residuos a otra Comunidad Autónoma deberá ir acompañado de un documento de identificación, a los efectos de seguimiento y control, de conformidad con el artículo 31.2 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.

En los casos de notificación previa preceptiva, cuando concorra alguna de las causas previstas en el artículo 31 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, y desarrolladas en el artículo 9 del Real Decreto 553/2020, de 2 de junio, tanto este órgano como el órgano competente de la comunidad autónoma de destino podrán oponerse al traslado de los residuos, comunicando su decisión motivada al operador en el plazo máximo de diez días desde la fecha de presentación de la notificación de traslado.

En aquellos casos en los que se exporten residuos fuera del Estado, se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el Reglamento 1013/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo de 14 de junio de 2006, relativo a los traslados de residuos.

F.3.1.– Residuos Peligrosos.

Los residuos peligrosos declarados por el promotor son los siguientes:

N.º	LER	Descripción del residuo	Caract. Peligrosidad HP	Vía de gestión	Tipo de almacenamiento	Producción estimada (t/año)
1	050104	Fluoruro Cálcico	HP08	D14/9	Retirado directamente desde el punto de generación	150
2	160802	Catalizador Gastado conteniendo Zinc	HP05	D5/R13	Bidón	10

miércoles 22 de octubre de 2025

N.º	LER	Descripción del residuo	Caract. Peligrosidad HP	Vía de gestión	Tipo de almacenamiento	Producción estimada (t/año)
3	160802	Catalizadores Gastados conteniendo Níquel	HP05	D5/D15	Bidón	60
4	050115	Arcillas y Arenas de Filtros	HP05	R3/9/D5/D9	Bidón	120
5	160802	Catalizador Gastado (cobalto, níquel,...)	HP05	D5/15/R13	Bidón	30
6	160807	Catalizador Gastado tipo Resina	HP05	D5/9	Bidón	10
7	060699	Residuos Líquidos de Aminas	HP05	D13/15	Bidón	3
8	150202	Filtros de Unidades de Aminas	HP05	D5	Bidón	9
9	050109	Sedimentos de centrifugación	HP05	R3/D9	Retirada directa	1.400
10	050103	Lodos Aceitosos	HP05	R1/3/D9	Retirada directa	200
11	130205	Aceites usados en sellos de compresores	HP03	R13	Retirada directa en operaciones de limpieza. En caso de que no se pueda reincorporar al proceso se entrega a un gestor autorizado	160,6
12	150110	Residuos de envases contaminados con sustancias peligrosas	HP05	R4/5	Contenedor	35,1
13	140603	Disolvente Orgánico No Halogenado	HP03	R13	Retirada directa del depósito de la máquina de limpieza	5
14	160209	Residuos de Piraleno	HP06	D15/R13	Retirada directa	0,4
15	160601	Baterías de plomo ácido	HP08	R13	Contenedor	1,2
16	160602	Baterías Ni/Cd	HP08	R13/4	Contenedor	4,1
17	200133	Pilas y baterías portátiles usadas	HP6	R4/13	Contenedor	0,8
18	200121	Lámparas Fluorescentes y otras con Mercurio	HP06	R13/R04	Envase	1,8
19	180103	Residuos Sanitarios	HP09	D9/10/15	Contenedor	0,5
20	100104	Cenizas de Hornos y Ductos	HP06	D5	Envase	95
21	170601	Residuos con Amianto friable	HP07	D5	Envase	12
22	170605	Residuos con Amianto no friable	HP07	D5	Envase	13
23	150110	Envases contaminados con aceites y aminas	HP05	R13	Contenedor	35
24	160507	Residuos químicos caducados	HP06	D15	Envase	puntual
25	160213	Equipos eléctricos y electrónicos desechados	HP06/HP14	R4	Contenedor	3,3
26	170903	Otros residuos de Construcción y Demolición	HP05	D9/15/R13	Contenedor	1.400
27	130205	Aceites usados en sellos de compresores (P.I.>23.°C y <150.°C)	HP03	R9	Retirada directa	32,8
28	160504	Botes de aerosoles vacíos	HP03	D15	Contenedor	1

miércoles 22 de octubre de 2025

N.º	LER	Descripción del residuo	Caract. Peligrosidad HP	Vía de gestión	Tipo de almacenamiento	Producción estimada (t/año)
29	120301	Soluciones Acuosas de limpieza	HP13	D15	Depósito de la máquina de limpieza	2,5
30	150202	Residuos contaminados con Hidrocarburos	HP05	D5/9	Contenedor	165
31	160508	Productos químicos caducados	HP06/HP08	D15	Envase	60
32	150110	Residuos de envases contaminados con sustancias peligrosas	HP05	R13	Contenedor	3,5
33	130205	Aceites lubricantes	HP03/HP06	R13	Envase	3,3
34	060204	Potasa (KOH)	HP04	R13	Se trata en los pits de neutralización de cadenas de desmineralización de aguas existente en la refinería, llevándose a cabo la autogestión. En caso de que no sea posible por razones operativas se entrega a gestor autorizado	93,76
35	160807	Catalizador De-oxo	HP05	D5/15/R13	Bidón	0,048
36	130113	Unconverted oil	HP03/HP0&	R13	Envase	1
37	160802	Catalizadores	HP05	D5/15/R13	Bidón	2,0
38	190813	Fangos EDAR	HP14	D5/15/R13	Contenedor	173,65

a) La denominación y codificación correspondiente a cada residuo peligroso se establece de acuerdo con la situación y características del mismo, documentadas en el marco de la tramitación de la autorización. Aun cuando ciertos códigos pueden experimentar alguna variación, existen otros de carácter básico que, por su propia naturaleza, deben permanecer inalterables durante el transcurso de la actividad productora. Son los que definen: el tipo y constituyentes peligrosos del residuo. En orden a verificar la correcta jerarquización en las vías de gestión y asegurar el cumplimiento de lo establecido tanto en la Estrategia Comunitaria para la Gestión de los Residuos como en el Plan de Prevención y Gestión de Residuos de Euskadi, 2030, la información contenida en los contratos de tratamiento de cada residuo será objeto de validación por parte de este Órgano previa solicitud del gestor autorizado correspondiente. La verificación cobrará especial relevancia en los casos en los que se solicite la validación de códigos de deposición o eliminación en contratos de tratamiento de residuos previamente gestionados de acuerdo a un código de operación de gestión de recuperación o valorización.

b) Los sistemas de recogida de residuos peligrosos deberán ser independientes para aquellas tipologías de residuos cuya posible mezcla en caso de derrames suponga aumento de su peligrosidad o mayor dificultad de gestión.

c) Los residuos «Fluoruro cálcico», «Lodos aceitosos», «Lodos Aceitosos Contaminados con TEL (tanques de gasolinas con plomo)», «Aceites usados en sellos de compresores» y «Disolvente orgánico no halogenado» deberán ser recogidos directamente desde los mismos depósitos de la instalación donde se generan, sin que se produzcan envasado ni almacenamientos previos, para su entrega a gestor autorizado, siempre que exista la disponibilidad de gestor autorizado.

d) Los recipientes o envases conteniendo residuos peligrosos deberán observar las normas de seguridad establecidas en la normativa vigente.

e) Los recipientes o envases a que se refiere el punto anterior deberán estar etiquetados de forma clara, legible e indeleble y permanecerán cerrados hasta su entrega a gestor en evitación de cualquier pérdida de contenido por derrame o evaporación. En la etiqueta deberá figurar:

1.º El código y la descripción del residuo conforme a lo establecido en el artículo 6, así como el código y la descripción de las características de peligrosidad de acuerdo con el Anexo I.

2.º Nombre, Asignación de Número de Identificación Medioambiental (en adelante «NIMA»), dirección, postal y electrónica, y teléfono del productor o poseedor de los residuos.

3.º Fecha en la que se inicia el depósito de residuos.

4.º La naturaleza de los peligros que presentan los residuos, que se indicará mediante los pictogramas descritos en el Reglamento (CE) n.º 1272/2008 del Parlamento y del Consejo, de 16 de diciembre de 2008.

f) Las condiciones de manipulación, envasado, etiquetado y almacenamiento de los residuos sanitarios específicos (Grupo II) serán las establecidas en el Decreto 21/2015, de 3 de marzo, sobre gestión de los residuos sanitarios en la Comunidad Autónoma de Euskadi y posteriores normativas de desarrollo.

g) Las condiciones de manipulación, envasado, etiquetado y almacenamiento de los residuos de citostáticos y todo material utilizado en su preparación o en contacto con los mismos (Grupo III, apartado a) serán las establecidas en la citada norma.

h) El tiempo de almacenamiento de los restantes residuos peligrosos no podrá exceder de 6 meses.

i) La Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular se dispondrá de una zona habilitada e identificada para el correcto almacenamiento de los residuos peligrosos que reúna las condiciones adecuadas de higiene y seguridad estando protegidos de la intemperie y con sistemas de retención de vertidos y derrames.

j) Previamente al traslado de los residuos hasta las instalaciones del gestor autorizado deberá disponerse, como requisito imprescindible, de compromiso documental de aceptación por parte de dicho gestor autorizado, en el que se fijen las condiciones de esta, verificando las características del residuo a tratar y la adecuación a su autorización administrativa. Dicho documento se remitirá a la Viceconsejería de Medio Ambiente antes de la primera evacuación del residuo, y en su caso, previamente al envío del mismo a un nuevo gestor de residuos. En caso necesario, deberá realizarse una caracterización detallada, al objeto de acreditar la idoneidad del tratamiento propuesto. En su caso, deberá justificarse que la vía de gestión propuesta se ajusta a los principios jerárquicos sobre gestión de residuos recogidos en la presente Resolución.

k) Con anterioridad al traslado de los residuos peligrosos y una vez efectuada, en su caso, la notificación previa de dicho traslado con la antelación reglamentariamente establecida, deberá procederse a cumplimentar el documento de identificación, una fracción del cual deberá ser entregada al transportista como acompañamiento de la carga desde su origen al destino previsto. Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá registrar y conservar en archivo los documentos de identificación o documento oficial equivalente, durante un periodo no inferior a cinco años.

l) Deberá verificarse que el transporte a utilizar para el traslado de los residuos peligrosos hasta las instalaciones del gestor autorizado reúne los requisitos exigidos por la legislación vigente para el transporte de este tipo de mercancías.

m) En el caso de traslado transfronterizo de residuos se atenderá a lo dispuesto en la reglamentación europea al respecto (Reglamento (CE) n.º 1013/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo de 14 de junio de 2006 relativo a los traslados de residuos).

n) 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 y a las operaciones detalladas en la correspondiente consigna de lavado, a fin de garantizar la eficacia y homogeneidad del tratamiento dado a dichos residuos de envases.

Las aguas generadas en el lavado de estos envases se vehicularán a la instalación para el tratamiento de aguas industriales identificada en el proceso tratamiento de aguas de refinería.

El registro descrito en el punto s) incluirá las cantidades de residuos autogestionados.

Los residuos de envases, tras el tratamiento de lavado, se destinarán a su valorización como residuo industrial no peligroso (chatarra).

Por otra parte, también se autogestionan los residuos originados en las limpiezas periódicas de los depósitos de almacenamiento y de los fondos de los API's, con los residuos que se generan en el proceso Limpieza de Depósitos al consistir en residuos de las mismas características y naturaleza.

o) Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá gestionar el aceite usado generado de conformidad con el Real Decreto 679/2006, de 2 de junio, por el que se regula la gestión de los aceites industriales usados.

p) Los residuos de equipos eléctricos y electrónicos, entre los que se incluyen las lámparas fluorescentes, se gestionarán de conformidad con lo establecido en el Real Decreto 110/2015, de 20 de febrero, sobre residuos de aparatos eléctricos y electrónicos. Asimismo, los residuos de pilas y acumuladores deberán cumplir lo establecido en el Real Decreto 106/2008, de 1 de febrero, sobre pilas y acumuladores y la gestión ambiental de sus residuos. Se exceptúa del cumplimiento de las medidas referidas a la disponibilidad de un contrato de tratamiento suscrito con gestor autorizado, a la notificación previa de traslado y a cumplimentar el documento de identificación, a los residuos que bien sean entregados a la infraestructura de gestión de los sistemas integrados de gestión, o bien sean entregados a las Entidades Locales para su gestión conjunta con los residuos municipales y asimilables de igual naturaleza recogidos selectivamente, siempre que sea acreditada dicha entrega por parte de la entidad local correspondiente. Los justificantes de dichas entregas a las Entidades Locales deberán conservarse durante un periodo no inferior a cinco años.

q) En tanto en cuanto Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) sea poseedor de aparatos que contengan o puedan contener PCB, deberá cumplir los requisitos que para su correcta gestión se señalan en el Real Decreto 1378/1999, de 27 de agosto, por el que se establecen medidas para la eliminación y gestión de los policlorobifenilos, policloroterfenilos y aparatos que los contengan, y su posterior modificación mediante Real Decreto 228/2006, de 24 de febrero.

r) En la medida en que Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) sea poseedor de las sustancias usadas definidas en el Reglamento (CE) n.º 1005/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de septiembre de 2009, sobre las sustancias que agotan la capa de ozono, estas se recuperarán para su destrucción por medios técnicos aprobados por las partes o mediante cualquier otro medio técnico de destrucción aceptable desde el punto de vista del medio ambiente, o con fines de reciclado o regeneración durante las operaciones de revisión y mantenimiento de los aparatos o antes de su desmontaje o destrucción.

s) Se llevará un registro, en el que se hará constar la cantidad, naturaleza, código de identificación, origen, métodos, y lugares de tratamiento, así como las fechas de generación y cesión de todos los residuos, frecuencia de recogida y medio de transporte en cumplimiento de lo establecido en la normativa vigente. Se remitirá a la Viceconsejería de Medio Ambiente copia de este registro de control dentro del Informe anual del Programa de Vigilancia Ambiental.

t) De conformidad con lo establecido en el artículo 65 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá entregar, antes del 1 de marzo del año posterior respecto al cual se hayan recogido los datos y dentro del programa de vigilancia ambiental correspondiente, una memoria resumen de la información contenida en el archivo cronológico, con el contenido mínimo que figura en el Anexo XV de esta Ley.

u) De conformidad con lo dispuesto en el artículo 64 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá disponer de un archivo cronológico en formato electrónico donde se recojan, por orden cronológico, la cantidad, naturaleza y origen del residuo generado y la cantidad de productos, materiales o sustancias, y residuos resultantes de la preparación para la reutilización, del reciclado, de otras operaciones de valorización y de operaciones de eliminación; y cuando proceda, se inscribirá también el destino, la frecuencia de recogida, el medio de transporte y el método de tratamiento previsto del residuo resultante, así como el destino de productos, materiales y sustancias. Las inscripciones del archivo cronológico se realizarán, cuando sea de aplicación, por cada una de las operaciones de tratamiento autorizadas de conformidad con los anexos II y III de la Ley 7/2022, de 8 de abril. El archivo cronológico se conformará a partir de la información contenida en las acreditaciones documentales exigidas en la producción y gestión de residuos. Dicho archivo cronológico se guardará durante, al menos, cinco años y se remitirá con carácter anual a esta Viceconsejería de Medio Ambiente dentro del programa de vigilancia ambiental del año correspondiente.

v) Si Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) fuera el poseedor final de un envase comercial o industrial de un suministrador que se haya adherido a la Disposición Adicional Primera de la Ley 11/1997, de 24 de abril, de Envases y Residuos de Envases, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) es el responsable de la correcta gestión ambiental del residuo de envase o envase usado y en consecuencia deberá entregarlo a un gestor autorizado para dicho residuo.

w) A fin de cumplimentar uno de los principios esenciales de la gestión de residuos peligrosos, el cual es la minimización de la producción de dichos residuos, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá elaborar y presentar ante esta Viceconsejería de Medio Ambiente con una periodicidad mínima de cuatro años, un plan de minimización en la producción de residuos peligrosos, tal y como establece el artículo 18.7 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular, siempre que Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) no produzca menos de 10 t/año de residuos peligrosos o disponga de certificación EMAS o equivalente.

x) Los documentos referenciados en los apartados j), k) (cuando los gestores radiquen en territorio de la CAPV), s) y t) de este apartado serán enviados a la Viceconsejería de Medio Ambiente mediante transacción electrónica a través de los canales, sistemas o aplicaciones informáticas puestos a disposición por parte de la Administración General de la Comunidad Autónoma de Euskadi.

y) En caso de detectarse la presencia de residuos que contengan amianto, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá dar cumplimiento a las exigencias establecidas en el Real Decreto 108/1991 (art. 3) para la prevención y reducción de la contaminación del medio ambiente producida por el amianto. Asimismo, las operaciones de manipulación para su gestión de los residuos que contengan amianto se realizarán de acuerdo a las exigencias establecidas en el Real Decreto 396/2006 por el que se establecen las disposiciones mínimas de seguridad y salud aplicables a los trabajos con riesgo de exposición al amianto.

F.3.2.– Residuos no Peligrosos.

Los residuos no peligrosos declarados por el promotor son los siguientes:

Nombre del residuo	Código LER	Proceso asociado	Producción estimada (t/año)
Residuos urbanos	200301	Mantenimiento y Servicios Generales	192,45
Catalizador gastado de FCC	160804	Cracking Catalítico	200
Calorifugado no metálico	170604	Mantenimiento y Servicios Generales	300
Chatarra	170407	Mantenimiento y Servicios Generales	1.050
Tierras (RnP)	170504	Mantenimiento y Servicios Generales	5
Escombros	170904	Mantenimiento y Servicios Generales	615
Refractario limpio	170904	Mantenimiento y Servicios Generales	13
Neumáticos usados Puerto	160103	Defensa atraques	116
Madera	200138	Embalajes	262,5
Carbón activo	190904	Lavado de gases	121,8
Sellos Techo Tanques	170904	Reparaciones de techos de tanques	70
Residuos de tintas	080313	Mantenimiento y Servicios Generales	0,5
Papel	200101	Mantenimiento y Servicios Generales	73,53
Vidrio	200102	Mantenimiento y Servicios Generales	10,5
Plástico no contaminado	200139	Mantenimiento y Servicios Generales	63
Alúmina Gastada	050199	Alquilación Secado Gases/Rellenos	67
Arena de Chorreo	120117	Mantenimiento y Servicios Generales	1.300
Tamiz Molecular	050199	Desulfuración	950
Residuos de limpiezas	170904	Mantenimiento	10,5
Tierras de pocetos	200306	Mantenimiento y Servicios Generales	10
Asfalto	050117 170302	Mantenimiento y Servicios Generales	30
Catalizadores metálicos	160803	Fabricación de hidrógeno y/o desulfuración	615
Resinas de intercambio iónico	190905	Mantenimiento y Servicios Generales	10
Escombros recuperables (RCD)	170107	Mantenimiento y Servicios Generales	95
Residuos con azufre	050116	Desulfuración	400
Residuos de toner de impresora	160214	Mantenimiento y Servicios Generales	0,53

a) Los envases usados y residuos de envases deberán ser entregados en condiciones adecuadas de separación por materiales a un agente económico (proveedor) para su reutilización en el caso de los envases usados, o a un recuperador, reciclador o valorizador autorizado para el caso de residuos de envases.

b) El periodo de almacenamiento de estos residuos no podrá exceder de 1 año cuando su destino final sea la eliminación o de 2 años cuando su destino final sea la valorización.

c) Con carácter general todo residuo con anterioridad a su evacuación deberá contar con un contrato de tratamiento suscrito con gestor autorizado que detalle las condiciones de dicha aceptación. En su caso, deberá justificarse que la vía de gestión propuesta se ajusta a los principios jerárquicos sobre gestión de residuos recogidos en la presente Resolución. Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá registrar y conservar en archivo los contratos de tratamiento, o documento oficial equivalente, cuando estos resulten preceptivos, durante un periodo no inferior a cinco años.

d) Asimismo, de conformidad con el Decreto 49/2009, de 24 de febrero, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero y la ejecución de rellenos, con anterioridad al traslado de los residuos no peligrosos destinados a su depósito en vertedero autorizado, deberá cumplimentarse el correspondiente documento de seguimiento y control. Dichos documentos deberán conservarse durante un período de cinco años.

e) Todo traslado de residuos deberá ir acompañado de un documento de identificación, a los efectos de seguimiento y control, de conformidad con el artículo 31.2 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.

f) Si Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) fuera el poseedor final de un envase comercial o industrial de un suministrador que se haya adherido a la Disposición Adicional Primera de la Ley 11/1997, de 24 de abril, de Envases y Residuos de Envases, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) es el responsable de la correcta gestión ambiental del residuo de envase o envase usado y en consecuencia deberá entregarlo a un gestor autorizado para dicho residuo.

g) De conformidad con lo establecido en el artículo 65 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá entregar, antes del 1 de marzo del año posterior respecto al cual se hayan recogido los datos y dentro del programa de vigilancia ambiental correspondiente, una memoria resumen de la información contenida en el archivo cronológico, con el contenido mínimo que figura en el Anexo XV de esta Ley.

h) De conformidad con lo dispuesto en el artículo 64 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá disponer de un archivo cronológico en formato electrónico donde se recojan, por orden cronológico, la cantidad, naturaleza y origen del residuo generado y la cantidad de productos, materiales o sustancias, y residuos resultantes de la preparación para la reutilización, del reciclado, de otras operaciones de valorización y de operaciones de eliminación; y cuando proceda, se inscribirá también el destino, la frecuencia de recogida, el medio de transporte y el método de tratamiento previsto del residuo resultante, así como el destino de productos, materiales y sustancias. Las inscripciones del archivo cronológico se realizarán, cuando sea de aplicación, por cada una de las operaciones de tratamiento autorizadas de conformidad con los anexos II y III de la Ley 7/2022, de 8 de abril. El archivo cronológico se conformará a partir de la información contenida en las acreditaciones documentales exigidas en la producción y gestión de residuos. Dicho archivo cronológico se guardará durante, al menos, cinco años y se remitirá con carácter anual a esta Viceconsejería de Medio Ambiente dentro del programa de vigilancia ambiental del año correspondiente.

i) Se llevará un registro, en el que se hará constar la cantidad, naturaleza, código de identificación, origen, métodos, y lugares de tratamiento, así como las fechas de generación y cesión de todos los residuos, frecuencia de recogida y medio de transporte. Anualmente se remitirá a la Viceconsejería de Medio Ambiente copia de este registro de control dentro del Informe anual del Programa de Vigilancia Ambiental.

j) Los documentos referenciados en los apartados c) y d) (cuando los gestores radiquen en territorio de la CAPV), y e) de este apartado serán enviados a la Viceconsejería de Medio Ambiente a través de los canales, sistemas o aplicaciones informáticas puestos a disposición por parte de la Administración General de la Comunidad Autónoma de Euskadi.

F.4.– Condiciones en relación con la protección del suelo.

Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá presentar el informe preliminar de la situación del suelo correspondiente a sus instalaciones.

Asimismo, con objeto de dar cumplimiento a las obligaciones en relación con la protección del suelo establecidas en el Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, y el Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, el promotor deberá entregar:

– El informe de base con el contenido en los plazos y periodicidades referidas en el artículo 20 de Decreto 209/2019, de 26 de diciembre.

– Documentos de control y seguimiento de suelos y aguas subterráneas según los plazos establecidos en el artículo 10.2 del Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre.

En todo caso, el promotor remitirá un documento único de suelos, elaborado por entidad acreditada que puede desarrollar labores de investigación y recuperación de la calidad del suelo, y que incluya los mencionados informes (informe periódico de situación del suelo, informe de base y documentos de control y seguimiento de suelos y aguas subterráneas).

Cada vez que exista la obligación de modificar la documentación entregada, o entregar nueva documentación, remitirá un nuevo documento único de suelos. Esta documentación deberá cumplir las obligaciones establecidas en la normativa mencionada a continuación:

– Real decreto 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados.

– Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrados de la contaminación.

– Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo.

– Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación.

– Orden de 23 de enero de 2020, del consejero de Medio Ambiente, Planificación Territorial y Vivienda, por la que se aprueba la Instrucción Técnica sobre la interpretación y aplicación de lo dispuesto en el Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Prevención y Control Integrados de la Contaminación en relación a la exigencia de un informe base para determinar el estado del suelo y las aguas subterráneas.

En consecuencia, cuando dispongan de la información del proyecto as-built y antes del comienzo de la actividad de la planta HUB, se deberá presentar el informe preliminar del suelo correspondiente a esta actuación.

En relación con movimientos de tierras derivados de modificaciones de las instalaciones el promotor deberá cumplir las siguientes condiciones:

1.– En caso de prever una modificación que conlleve el movimiento de tierras dentro de la parcela en la que se encuentra autorizada la instalación:

a) De conformidad con el apartado 1c del artículo 25 de la Ley 4/2015, de 25 de junio, el promotor de la actividad deberá caracterizar aquellos materiales (tierras, escombros, etc.) objeto de excavación a fin de verificar si hubieran podido resultar afectados como consecuencia de acciones contaminantes y determinar, en función de los resultados de dicha caracterización, la vía de gestión más adecuada para los mismos.

b) Si en dicha actuación se prevé un volumen de materiales a excavar superior a 500 m³, incluyendo las soleras, o se detectará dicha superación en el transcurso de la misma, será preceptiva la presentación de un plan de excavación selectiva elaborado por una entidad acreditada en investigación y recuperación de la calidad del suelo. El plan de excavación deberá contemplar el contenido señalado en el Anexo IV del Decreto 209/2019, de 26 de diciembre y ser aprobado por el órgano ambiental con carácter previo a su ejecución.

c) En caso de que el volumen a excavar sea inferior a 500 m³, la comunicación de modificación deberá contener la siguiente información:

– Identificación de la persona física o jurídica promotora de la actuación y del contratista que la llevará a cabo.

– Datos de ubicación del emplazamiento al que afectará la actuación incluyendo referencia del Registro Administrativo de la Calidad del Suelo.

– Delimitación y superficie de la zona objeto de la actuación. Se incluirán en la comunicación planos que permitan la localización inequívoca de la parcela y de la zona de actuación.

– Descripción detallada de la actuación.

– Volumen de materiales que serán excavados incluyendo las soleras.

– Identificación del responsable de las labores de seguimiento ambiental y de la elaboración del informe final, que deberá ser una entidad acreditada en los supuestos señalados en este artículo.

– Fechas previstas para el inicio de la actuación.

d) En cualquiera de los supuestos anteriores, tras la ejecución de la obra se deberá remitir un informe final en el que se indiquen los resultados de las caracterizaciones de las tierras así como un informe acreditativo de la correcta reutilización o gestión de los materiales excavados. Las labores de seguimiento ambiental y el informe serán realizados por una entidad acreditada cuando el volumen de la excavación supere los 100 m³.

e) Como norma general se cumplirán los criterios recogidos en la Guía de excavaciones selectivas en el ámbito de los suelos contaminados disponible en la siguiente dirección:

<https://www.ihobe.eus/publicaciones/guia-excavaciones-selectivas-en-ambito-suelos-contaminados-2>

f) En caso de querer evacuar los excedentes a depósito en vertedero, la caracterización se deberá realizar de acuerdo a lo establecido en el Real Decreto 646/2020, de 7 de julio, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero y Decreto 49/2009, de 24 de febrero, por el que se regula la eliminación de residuos mediante depósito en vertedero y la ejecución de rellenos. Con carácter general el muestreo se efectuará siguiendo los criterios básicos a considerar en el diseño de la campaña de caracterización de los materiales a excavar recogidos en el Anexo IV del Decreto 209/2019, de 26 de diciembre y en apartado 10.6 Muestreo «in situ» de los suelos a excavar de la mencionada guía.

g) En caso de querer reutilizar los materiales sobrantes en la misma instalación, estos deberán obtener un valor inferior al VIE-B (uso industrial) establecido en la Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo y el contenido de hidrocarburos de dichas tierras no deberá suponer un riesgo. Para ello, el muestreo y análisis lo deberá realizar una entidad acreditada de acuerdo al Decreto 199/2006, de 10 de octubre, por el que se establece el sistema de acreditación de entidades de investigación y recuperación de la calidad del suelo y se determina el contenido y alcance de las investigaciones de la calidad del suelo a realizar.

h) Aquellas tierras que obtengan valores inferiores a los VIE-A establecidos en la Ley 4/2015, de 25 de junio, y al valor de 50 mg/kg para TPHs, se consideran suelo limpio, por lo tanto, admisible en un relleno autorizado.

i) El sustrato rocoso sano se podrá gestionar sin restricciones. En el caso de que se trate de sustrato rocoso meteorizado asimilable a suelo natural el criterio a cumplir será el establecido en los puntos anteriores.

2.– En caso de prever una modificación fuera de la parcela en la que se encuentra autorizada la instalación (mediante la ocupación de nuevo suelo) y que el nuevo suelo que se prevé ocupar haya soportado anteriormente una actividad incluida en el Anexo I de la Ley 4/2015, de 25 de junio, el promotor deberá, con carácter previo al inicio de las modificaciones planteadas, obtener la declaración en materia de suelo.

Asimismo, de acuerdo con el artículo 22, apartado 2.º de la Ley 4/2015, de 25 de junio, la detección de indicios de contaminación obligará a informar de tal extremo al Ayuntamiento correspondiente y a la Viceconsejería de Medio Ambiente, con el objeto de que esta defina las medidas a adoptar, de conformidad, en su caso, con el apartado 1.e del artículo 23 de la citada Ley 4/2015.

F.5.– Condiciones en relación con el ruido.

a) Se instalarán todas las medidas necesarias para que no se superen los siguientes índices acústicos:

a.1.– La actividad se adecuará de modo que el índice de ruido LAeq,60 segundos transmitido al interior de las viviendas no deberá superar en ningún momento los 40 dB (A) entre las 7 y 23 horas con las ventanas y puertas cerradas, ni el índice LAmax los 45 dB (A).

a.2.– La actividad se adecuará de modo que el índice de ruido LAeq,60 segundos transmitido al interior de las viviendas no deberá superar en ningún momento los 30 dB (A) entre las 23 y 7 horas, con las puertas y ventanas cerradas, ni el índice LAmax los 35 dB (A).

a.3.– La actividad no deberá transmitir un ruido superior al indicado en la Tabla 1, medido a 4 m de altura (excepto en situaciones especiales donde se adoptará la altura necesaria para evitar apantallamientos), en todo el perímetro del cierre exterior del recinto industrial.

Índice de ruido	dB (A)
Ld	75
Le	75
Ln	65

Tabla 1: Niveles sonoros exigidos en el cierre exterior del recinto industrial.

La instalación en funcionamiento, además de cumplir los límites fijados en la Tabla 1, no deberá superar en ningún valor diario (LAeq,d, LAeq,e y LAeq,n) un incremento de nivel superior a 3 dB sobre los valores indicados en la tabla 1.

Además, si existiese un modo del funcionamiento del proceso claramente diferenciado del resto de la actividad, se deberá determinar un nivel de ruido asociado a este modo de funcionamiento (LAeq,Ti), siendo Ti el tiempo de duración de dicho modo de funcionamiento. Este nivel no deberá superar en 5 dB los valores fijados en la tabla 1.

b) Las actividades de carga y descarga, así como el transporte de materiales en camiones, debe realizarse de manera que el ruido producido no suponga un incremento importante en el nivel ambiental de las zonas de mayor sensibilidad acústica.

c) Para las fuentes de ruido relacionadas con las operaciones asociadas a la planta de combustibles sintéticos e hidrógeno electrolítico (planta HUB), compresor nuevo en la refinería y electrolizador de 100 MW que da origen a esta Resolución, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá adoptar las medidas necesarias para que la instalación no transmita al medio ambiente exterior niveles de ruido superiores a los establecidos como valores límite en la tabla F, del Anexo I del Decreto 213/2012, de 16 de octubre de contaminación acústica de la Comunidad Autónoma del País Vasco, evaluados conforme a los procedimientos del Anexo II Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a la evaluación del ruido ambiental.

Tipo de área acústica	Índices de ruido		
	L _{K,d} (día)	L _{K,e} (tarde)	L _{K,n} (noche)
E. Ámbitos/ Sectores del territorio con predominio de suelo de uso sanitario, docente y cultural que requiera una especial protección contra la contaminación acústica	50	50	40
A. Ámbitos/Sectores del territorio con predominio de suelo de uso residencial (1)	55	55	45
D. Ámbitos/Sectores del territorio con predominio de suelo de uso terciario distinto del contemplado en C	60	60	50
C. Ámbitos/Sectores del territorio con predominio de suelo de uso recreativo y de espectáculos	63	63	53
B. Ámbitos/Sectores del territorio con predominio de suelo de uso industrial	65	65	55

(1) Estos valores límite también son de aplicación para las edificaciones de uso residencial no ubicadas en ningún tipo de área acústica, referidos como sonido incidente en la totalidad de las fachadas con ventana para las diferentes alturas de la edificación.

Los valores límite en el exterior están referenciados a una altura de 2 metros sobre el nivel del suelo y a todas las alturas de la edificación en el exterior de las fachadas con ventana.

Se considerará que se respetan los valores límite de inmisión de ruido establecidos cuando los valores de los índices acústicos evaluados conforme a los procedimientos establecidos en el Anexo II del Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre, del ruido, en lo referente a la evaluación del ruido ambiental, cumplan, para el periodo de un año, que:

– Ningún valor promedio del año supera los valores fijados en la correspondiente tabla F del citado Anexo I.

– Ningún valor diario supera en 3 dB los valores fijados en la correspondiente tabla F del citado Anexo I.

– Ningún valor medido del índice $L_{k\text{eq}}$, T_i supera en 5 dB los valores fijados en la correspondiente tabla F del citado Anexo I.

F.6.– Condiciones en relación con los olores.

Se deberá dar cumplimiento a los puntos F.2.4. y G.6 del apartado Segundo de la presente autorización para la minimización de los COV's, especialmente en lo referido al estudio olfatométrico de las instalaciones.

Para evitar o, cuando ello no sea posible, reducir las emisiones de olores, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá establecer, aplicar y revisar el plan de gestión de olores, como parte del sistema de gestión ambiental, que incluya todos los elementos siguientes:

– Un protocolo que contenga actuaciones y plazos adecuados.

– Un protocolo para realizar controles de olores.

– Un protocolo de respuesta a incidentes concretos de olores.

– Un programa de prevención y reducción de olores destinado a determinar la fuente o fuentes, medir o estimar la exposición a los olores, caracterizar las contribuciones de las fuentes y aplicar medidas de prevención y/o reducción.

Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá minimizar las molestias por olores. En su caso, el órgano competente podrá exigir al titular de la instalación la captación y depuración de las emisiones de aquellos procesos que considere oportunos.

Adicionalmente, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) incorporará en el Programa de Vigilancia Ambiental la información del seguimiento de las actuaciones de identificación y minimización de los puntos de emisión de olores.

En cuanto a la planta HUB, se deberán minimizar las molestias por olores. En su caso, el órgano ambiental podrá exigir al titular de la instalación la captación y depuración de las emisiones de aquellos procesos que considere oportunos.

F.7.– Condiciones y controles para la recepción, manipulación y almacenamiento de residuos.

F.7.1.– Condiciones generales.

a) Para cada nuevo residuo que se prevea tratar en la planta, el operador deberá remitir a esta Viceconsejería de Medio Ambiente el correspondiente contrato de tratamiento en el que constará, en su caso, una propuesta de parámetros limitativos o condicionantes para la aceptación del residuo.

b) Comprobada la posibilidad de admisión de un determinado residuo, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) remitirá al titular del mismo un contrato de tratamiento como documento acreditativo de la aceptación, en el que se fijen las condiciones de esta.

c) Bajo ninguna circunstancia podrán aceptarse en la planta residuos que difieran de los señalados en esta Resolución o que pudiendo encuadrarse dentro de la denominación de los residuos admisibles presenten contaminación atribuible a la mezcla con otros tipos genéricos de residuos.

d) Todo traslado de residuos desde otra comunidad autónoma deberá ir acompañado de un documento de identificación, a los efectos de seguimiento y control, de conformidad con el artículo 31.2 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.

e) Control de entrada de residuos.

Se deberá llevar un control de los residuos que lleguen a la planta para su valorización, de forma que se garantice que son admisibles en la planta de acuerdo con el condicionado de esta resolución.

Dicho control consistirá en la verificación establecida en el contrato de tratamiento aprobado por esta Viceconsejería de Medio Ambiente. En dicho documento se establecerán parámetros limitativos y condicionantes de aceptación. Dicha verificación quedará registrada en un documento de control de entrada.

f) Operaciones de carga y descarga.

Las zonas de estacionamiento de vehículos en las operaciones de carga y descarga se realizarán sobre solera impermeabilizada y dispondrán de las pendientes necesarias y redes de recogida de eventuales derrames, que permitan dirigir estos hacia arqueta ciega o balsa de recogida, sin pasar en su recorrido por debajo del vehículo ni aproximarse a otros vehículos o instalaciones.

Cuando el producto se recepcione por buque, desde las instalaciones existentes en el Superpuerto, ubicado en el término municipal de Zierbena, la operación se realizará siguiendo los protocolos habituales para el resto de descarga de buques de otras materias primas.

En todo caso las operaciones de carga, descarga y manipulación de los residuos en planta, así como la estanqueidad de los equipos, deberán evitar o, en su defecto, reducir al máximo posible la existencia de emisiones difusas o incontroladas.

g) Registro de datos de los residuos gestionados.

De conformidad con lo establecido en el artículo 64 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá disponer de un archivo cronológico en formato físico o electrónico, donde recogerá por orden cronológico la cantidad, naturaleza y origen del residuo generado y la cantidad de productos, materiales o sustancias, y residuos resultantes de la preparación para la reutilización, del reciclado, de otras operaciones de valorización y de operaciones de eliminación; y cuando proceda, se inscribirá también el destino, la frecuencia de recogida, el medio de transporte y el método de tratamiento previsto del residuo resultante, así como el destino de productos, materiales y sustancias. Las inscripciones del archivo cronológico se realizarán, cuando sea de aplicación, por cada una de las operaciones de tratamiento autorizadas de conformidad con los anexos II y III de la Ley 7/2022, de 8 de abril. Acerca de los residuos rechazados se recogerá la cantidad, empresa productora del residuo rechazado, causa del rechazo, destino final del residuo rechazado, así como otras incidencias. En el citado archivo cronológico se incorporará la información contenida en la acreditación documental de las operaciones de producción y gestión de residuos. El archivo cronológico se conformará a partir de la información contenida en las acreditaciones documentales exigidas en la producción y gestión de residuos.

Dicho archivo cronológico se guardará durante, al menos, cinco años y se remitirá con carácter anual a esta Viceconsejería de Medio Ambiente dentro del programa de vigilancia ambiental del año correspondiente, en consonancia con el artículo 65 de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.

h) Residuos importados de fuera del estado.

En aquellos casos en los que los residuos a gestionar sean importados de fuera del Estado, se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el Reglamento 1013/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo de 14 de junio de 2006, relativo a los traslados de residuos.

F.7.2.– Condiciones específicas para la gestión de residuos no peligrosos.

Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) procederá a la valorización de residuos no peligrosos en el proceso de refinado de petróleo, y más concretamente en el proceso de hidrosulfuración para la formulación de gasóleo de automoción, keroseno de aviación y otros productos sostenibles. Los aceites y grasas admisibles en la planta para su valorización se detallan en los siguientes apartados que contienen asimismo especificaciones para su correcta gestión.

La capacidad máxima autorizada es de 50.000 tns/año (operación de gestión R0102).

F.7.2.1.– Residuos admisibles.

Los residuos no peligrosos a tratar para la producción de productos sostenibles serán los incluidos en la Lista Europea de Residuos publicada mediante la Decisión de la Comisión de 18 de diciembre de 2014 por la que se modifica la Decisión 2000/532/CE, sobre la lista de residuos, de conformidad con la Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, con el siguiente epígrafe:

Código	Residuo
020301	Lodos de lavado, limpieza, pelado, centrifugado y separación de la preparación y elaboración de frutas, hortalizas, cereales, aceites comestibles, cacao, café, té y tabaco; producción de conservas; producción de levadura y extracto de levadura y preparación y fermentación de melazas.
020303	Residuos de la extracción con disolvente de la preparación y elaboración de frutas, hortalizas, cereales, aceites comestibles, cacao, café, té y tabaco; producción de conservas; producción de levadura y extracto de levadura y preparación y fermentación de melazas.
020304	Materiales inadecuados para el consumo o la elaboración de la preparación y elaboración de frutas, hortalizas, cereales, aceites comestibles, cacao, café, té y tabaco; producción de conservas; producción de levadura y extracto de levadura y preparación y fermentación de melazas.
020399	Aceite y restos procedentes del refinado/extracción de aceites vegetales crudos
070699	Glicerinas, monoglicéridos y diglicéridos de los ácidos grasos procedentes de la fabricación de biodiesel a partir de aceites vegetales crudos.
160306	Aceites destinados a la alimentación humana que no cumplan con los criterios de calidad.
	Residuos procedentes de la industria aceitera que se destinan a la alimentación animal y que no cumplen con los criterios de calidad.
190299	Aceite procedente de tierras decolorantes o aceite ácido /oleínas que proceden de plantas de refinado de aceites vegetales residuales
190809	Mezclas de grasas y aceites procedentes de la separación de agua/sustancias aceitosas que solo contienen aceites y grasas comestibles.
200125	Aceites y grasas comestibles de residuos municipales.

Los residuos recepcionados no deberán presentar ninguna de las características descritas en el Anexo III de la Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, sobre los residuos y por la que se derogan determinadas Directivas sustituido mediante el Reglamento (UE) No 1357/2014 de la Comisión de 18 de diciembre de 2014.

F.7.2.2.– Control de entrada de residuos afectados por la normativa Sandach.

Todos aquellos residuos afectados por el Reglamento 1069/2009, de 21 de octubre, del Parlamento Europeo y del Consejo por el que se establecen las normas sanitarias aplicables a los subproductos animales y los productos derivados no destinados al consumo humano a tratar para producir productos sostenibles, deberán regirse por el citado reglamento y demás normativa de aplicación y no por la legislación de residuos, de acuerdo con el artículo 3.3.b) de la Ley 7/2022, de 8 de abril, de residuos y suelos contaminados para una economía circular.

F.7.2.3.– Almacenamiento de los residuos no peligrosos recepcionados.

El almacenamiento de los residuos no peligrosos se realizará en los TK 511 y TK 512 de 8.051 m³ cada uno en condiciones adecuadas de estanqueidad, al objeto de evitar el posible impacto por fugas o derrames que pudieran generarse procediendo, en su caso, a la recogida y caracterización de los mismos.

El tiempo máximo de almacenamiento de los residuos no peligrosos a valorizar será de dos años.

F.7.2.4.– Fin de vida de la condición de residuo.

Los productos sostenibles resultantes de la unidad de hidrogenación deberán cumplir las especificaciones técnicas según proceda. Para el gasóleo de automoción, la especificación técnica está basada en el Real Decreto 1088/2010, de 3 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo a las especificaciones técnicas de gasolinas, gasóleos, fuelóleos y gases licuados del petróleo, por el que se regula el uso de determinados biocarburantes y el contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo. Para el keroseno de aviación, la especificación técnica está basada en la Orden TMA/692/2020, de 15 de julio, por la que se aprueban normas técnicas aplicables al suministro de combustible a aeronaves de aviación civil. Para los otros productos sostenibles, las especificaciones técnicas serán las correspondientes a su uso o destino. Los certificados acreditativos correspondientes serán remitidos anualmente en el marco del Programa de Vigilancia Ambiental.

F.7.3.– Condiciones específicas para la autogestión de residuos peligrosos.

Los residuos recepcionados serán sometidos a tratamiento de forma que las fracciones oleosas se destinarán a su aprovechamiento en la refinería (crudo), las acuosas sean acondicionadas de acuerdo a lo establecido en el apartado Segundo F.2. de la presente autorización, sobre «Condiciones para el vertido al mar» y los lodos se vehicularán junto con los lodos de la planta de tratamiento de aguas residuales de refinería (TAR).

F.7.3.1.– Residuos admisibles.

Los residuos peligrosos a tratar en la planta serán los incluidos en la Lista Europea de Residuos publicada mediante la Decisión de la Comisión de 18 de diciembre de 2014 por la que se modifica la Decisión 2000/532/CE, sobre la lista de residuos, de conformidad con la Directiva 2008/98/CE del Parlamento Europeo y del Consejo, con el siguiente epígrafe:

Código	Residuo
130899	Residuos de aceites y de combustibles líquidos (Marpol Anexo I, tipos A y B)
160799	Residuos no especificados en otra categoría. (Marpol Anexo II -Y- -Sustancias nocivas líquidas, flotantes persistentes)

Únicamente se podrán realizar las siguientes actividades de recogida y tratamiento de los siguientes residuos peligrosos:

– Residuos y mezclas oleosas procedentes de los buques cuya carga tenga origen o destino en Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) y que, de acuerdo con lo establecido en el artículo 4 del Real Decreto 1381/2002 consistan en:

- Residuos y agua de lastre contaminada con petróleo crudo.
- Residuos y agua de lastre contaminada por productos petrolíferos que no sean petróleo crudo ni su densidad superior a 1.

– Aguas aceitosas de lluvia recogidas en los atraques, en las fosas de las bombas y en los cubetos de los lastres sucios.

Conforme a la clasificación establecida en el artículo 4 del Real Decreto 1381/2002, de 20 de diciembre, sobre instalaciones portuarias de recepción de desechos generados por los buques y residuos de carga, las instalaciones de recepción de residuos oleosos procedentes de buques quedan definidas de acuerdo con los tipos de residuos y mezclas oleosas recibidas, como Marpol Anexo I tipos A y B.

F.7.3.2.– Condiciones específicas.

a) Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) estará obligado a expedir a los buques cuyos residuos sean objeto de recogida y tratamiento, un certificado Marpol de recepción de residuos, en el modelo oficial que se recoge en el Anexo 3 del Real Decreto 1381/2002. Dicho certificado sustituirá al documento de identificación establecido con carácter general para residuos.

b) Registro de datos de los residuos gestionados.

Se deberá cumplimentar documentalmente un registro de los servicios que prestan a los buques, donde habrán de figurar, como mínimo, los siguientes datos:

– Procedencia de los residuos aceptados:

- Nombre.
- Bandera.
- Distintivo de buque.

– Cantidades (en m³).

– Tipo de residuos.

– Fecha de aceptación y recepción de cada partido de residuos.

– Ubicación en planta de los residuos recepcionados.

– Tiempo de almacenamiento.

Adicionalmente a lo establecido con carácter general para el registro de datos los residuos autogestionados, deberán ser incluidos en el PVA a través de la Declaración Medioambiental (e-DMA EPRTTR) mediante los canales, sistemas o aplicaciones informáticas puestos a disposición por parte de la Administración General de la Comunidad Autónoma de Euskadi.

c) Las operaciones de recogida y trasvase de los lastres sucios a los tanques de la terminal se realizarán cumpliendo los requisitos establecidos en el proyecto de explotación presentado y las condiciones de seguridad exigidas para la manipulación de mercancías peligrosas.

d) En todo caso la recepción de los residuos oleosos y mezclas contaminadas por hidrocarburos, se realizará siempre mediante mangueras, o a través de conexión universal, a tanques cerrados u otro sistema equivalente, no permitiéndose la descarga en bidones u otro tipo de recipientes no homologados para tal uso.

e) Deberá disponerse en los puntos de descarga de medios de contención y recogida de eventuales derrames, a fin de evitar su salida exterior.

f) La capacidad mínima de almacenamiento en las instalaciones de recepción será de un 25 % de la capacidad total de carga del buque mayor.

g) Asimismo, dicha área de almacenamiento de residuos peligrosos deberá cumplir las especificaciones establecidas en el Reglamento sobre almacenamiento de productos químicos y en las instrucciones complementarias que le sean de aplicación.

h) El tiempo de almacenamiento tanto de los residuos peligrosos recepcionados como de los generados, en su caso, en el proceso no podrá exceder de seis meses.

G) Programa de Vigilancia Ambiental.

El programa de vigilancia ambiental deberá ejecutarse de acuerdo con lo previsto en la documentación presentada por el promotor y con lo establecido en los apartados siguientes:

G.1.– Control de las emisiones a la atmósfera.

a) Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), deberá realizar el control de las emisiones de acuerdo con la siguiente información:

Foco	Código del foco	Denominación Foco	Parámetros de medición	Frecuencia de controles
1	4800196-01	Chimenea de la planta I (U-STK-02) (1) (2)	SO ₂ , CO, NO _x , Partículas Totales, O ₂ , temperatura, presión y caudal	Continuo
			SH ₂ , Metales pesados (As,Cd,Cr,Cu,Hg,Ni,Pb,Zn, V), HAP	Cada 2 años
2	48001916-02	Chimenea de la planta II (U2-STK-01) (1) (2)	SO ₂ , CO, NO _x , Partículas Totales, O ₂ , temperatura, presión y caudal	Continuo
			Metales pesados (As,Cd,Cr,Cu,Hg,Ni,Pb,Zn, V), SH ₂ , HAP	Cada 2 años
3	48001916-03	Chimenea de la planta III (U3-STK-01) (2)	SO ₂ , CO, NO _x , Partículas Totales, O ₂ , temperatura, presión y caudal	Continuo
			CO (4)	Semestral
			SH ₂ , Metales pesados (As,Cd,Cr,Cu,Hg,Ni,Pb,Zn, V), HAP	Cada 2 años
4	48001916-04	Chimenea de la planta III (FCC) (U3-STK-02) (3)	SO ₂ , NO _x , CO, Partículas Totales, O ₂ , temperatura, presión y caudal	Continuo
			Ni, Sb, V	Semestral
			Metales pesados (As,Cd,Cr,Cu,Hg,Ni,Pb,Zn,V, Sb), SH ₂ , HAP	Cada 2 años
5	48001916-05	Chimenea alquilación (AK3-STK-01) (2)	Partículas Totales, SO ₂ , NO _x , CO	Anual
6	48001916-06	Chimenea cogeneración (CG-STK-01)	NO _x , CO, O ₂ , temperatura, presión y caudal	Continuo
			SO ₂ , Partículas Totales	Semestral

miércoles 22 de octubre de 2025

Foco	Código del foco	Denominación Foco	Parámetros de medición	Frecuencia de controles
7	48001916-07	Chimenea terminal marítima (MT)	SO ₂ , NO _x , Opacidad, CO	Cada 3 años
8	48001916-08	Chimenea unidad de hidrogenación (H4-STK-01)	NO _x , Partículas Totales, O ₂ , temperatura, presión y caudal	Continuo
			SO ₂ , CO	Anual
9	48001916-09	Chimenea planta III de la desulfuradora de gasolinas (NF3-STK-01)	NO _x , O ₂	Continuo
			SO ₂ , Partículas Totales, CO	Anual
10	48001916-10	Chimenea de la desulfuradora de gasóleos (G4-STK-01)	NO _x , O ₂	Continuo
			SO ₂ , Partículas Totales, CO	Anual
11	48001916-11	Calderin II terminal marítima (MT)	SO ₂ , NO _x , Opacidad, CO	Cada 3 años
12	48001916-12	Chimenea caldera nueva cogeneración (CG6-STK-01)	NO _x , CO, O ₂ , temperatura, presión y caudal	Continuo
			Partículas totales, SO ₂ , H ₂ S	Semestral
13	48001916-13	Chimenea horno de coquización (CK6-STK-01)	NO _x , SO ₂ , CO, Partículas totales, O ₂ , temperatura, presión y caudal	Continuo
			H ₂ S, Metales pesados (As, Cd, Cr, Cu, Hg, Ni, Pb, Zn)	Cada 2 años
14	48001916-14	Chimenea horno HDT de nafta de coquización (NC6-STK-01)	NO _x , SO ₂ , Partículas totales, CO y H ₂ S	Anual
15	48001916-15	Ventilación de la nave de almacenamiento de coque (AL6-F-01 A)	Partículas totales	Cada 3 años
16	48001916-16	Ventilación de la nave de almacenamiento de coque (AL6-F-01 B)	Partículas totales	Cada 3 años
17	48001916-17	Aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 A)	Partículas totales	Cada 5 años
18	48001916-18	Aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 B)	Partículas totales	Cada 5 años
19	48001916-19	Aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 C)	Partículas totales	Cada 5 años
20	48001916-20	Aspiración silos de carga de camiones (AL6-F-02 D)	Partículas totales	Cada 5 años
21	48001916-21	Aspiración silos de almacenamiento de azufre (SR6-X-11)	Partículas totales	Cada 5 años
22	48001916-22	Venteo de la unidad de recuperación de COV's	Compuestos orgánicos volátiles no metánicos (COVNM), benceno	Anual

miércoles 22 de octubre de 2025

Foco	Código del foco	Denominación Foco	Parámetros de medición	Frecuencia de controles
23	48001916-23	Sistema de eliminación de COVs	COT, CO, NOx	Anual ⁽⁵⁾

(1) Se realizará un control de las emisiones de PCDD/F (dioxinas y furanos) en las unidades de platformado P1 y P2 con carácter anual o una vez en cada regeneración.

(2) En caso de que los focos 1, 2, 3 y 5 funcionen mediante la combustión de fuel-oil, adicionalmente a la medición directa, se deberá realizar un control de las emisiones de Ni y V mediante un análisis del contenido de metales del combustible.

(3) Se realizará en el foco 4 un control de las emisiones de Ni, Sb y V mediante análisis basados en el contenido de metales de los finos del catalizador.

(4) Se realizará en el foco 3 un control de CO semestral mediante ECA en cada una de las distintas unidades de combustión que aportan su efluente al foco.

(5) Una vez realizados al menos los dos primeros controles anuales, si los niveles de emisión se demuestran que son estables, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) podrá solicitar modificar la frecuencia de monitorización de este foco a 3 años.

b) Cuando un foco sistemático funcione como un foco no sistemático en un determinado año, no será preciso realizar un control sobre dicho foco ese año, debiendo realizarse el año inmediatamente posterior, siempre que no persistan las condiciones por las que se eximió su control. Esa circunstancia deberá ser justificada en el correspondiente programa de vigilancia ambiental.

c) Todas las mediciones señaladas en el apartado a) de este punto deberán ser realizadas por un Entidad de Colaboración de la Administración (ECA) de nivel II de acuerdo a lo establecido en el Decreto 212/2012, de 16 de octubre y los informes correspondientes a dichas mediciones periódicas deberán ajustarse y cumplir con todos los requisitos exigidos en la Orden de 11 de julio de 2012 de la consejera de Medio Ambiente.

d) Se deberán enviar los informes OCA de las mediciones de todos los parámetros requeridos anteriormente.

e) Antorchas.

Las antorchas deberán disponer de un sistema directo de medición en continuo del caudal que permitan conocer en todo momento los caudales emitidos a las antorchas. Estos caudalímetros deberán conectarse a la Red de Vigilancia y Control de la Calidad del Aire de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

f) Control de las emisiones de SO₂.

Se establecerá un control de las emisiones de SO₂ a través de la carga y del caudal diario. Se tendrán en cuenta tanto las emisiones por combustión como las de las unidades recuperadoras de azufre y se realizará un cálculo másico empleando los rendimientos de desulfuración, el porcentaje de azufre en los combustibles y el caudal de humos. Para ello, se emplearán las fórmulas recogidas en la documentación presentada con fecha de 30 de octubre de 2008 a este Órgano.

g) Instalaciones de recuperación de azufre.

Cada dos años se realizará la verificación del rendimiento de funcionamiento de las plantas de recuperación de azufre (SR5, SR4, SR3A, SR3B, SR6A y SR6B) por empresa externa experta en dicha verificación. La verificación deberá contar con la aprobación de la Viceconsejería de Medio Ambiente.

h) Monitorización en continuo.

La calibración y la conexión de los analizadores de los focos se efectuará de acuerdo a la norma UNE-EN 14181 y a la «Guía Técnica para la certificación, calibración y verificación de los sistemas de medición en continuo de emisiones atmosféricas en chimenea».

El sistema de medición en continuo se deberá conectar con la Red de Vigilancia y Control de la Calidad del Aire de la Comunidad Autónoma del País Vasco.

El promotor deberá mantener el sistema de medición en continuo según un plan de mantenimiento preventivo que garantice tanto la fiabilidad de dichos datos como la cantidad mínima a obtener de los mismos. En cualquier caso, la responsabilidad de la fiabilidad y cantidad de los datos obtenidos será del promotor.

Cada día en que más de tres valores medios por hora no sean válidos debido al mal funcionamiento o mantenimiento del sistema de medición continua, se invalidará ese día. Si se invalidan más de diez días al año por estas circunstancias, el titular deberá adoptar las medidas adecuadas para mejorar la fiabilidad del sistema de control continuo.

En el caso de que durante más de 15 días consecutivos el sistema de medición en continuo no esté conectado o no funcione correctamente, se deberán realizar autocontroles periódicos por OCA de los parámetros que se deberían medir en continuo, con una periodicidad de 15 días a partir del inicio de la incidencia y hasta el correcto funcionamiento del sistema de medición en continuo.

Anualmente se deberá realizar y remitir a esta Viceconsejería un informe del funcionamiento del sistema de medición en continuo según el modelo indicado en la "Guía Técnica para la certificación, calibración y verificación de los sistemas de medición en continuo de emisiones atmosféricas en chimenea.

i) Registro de los resultados obtenidos.

Se llevará a cabo, con documentación actualizada, un registro de acuerdo a lo establecido en el artículo 8 del Real Decreto 100/2011, de 28 de enero, por el que se actualiza el catálogo de actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera y se establecen las disposiciones básicas para su aplicación y con el contenido establecido en el Anexo III del Decreto 278/2011, de 27 de diciembre, por el que se regulan las instalaciones en las que se desarrollen actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera.

Dicho registro se mantendrá actualizado y estará a disposición de los inspectores ambientales.

Asimismo, Petroleos del Norte, S.A. (Petronor) remitirá a la Viceconsejería de Medio Ambiente la información de las emisiones requerida en el artículo 8 de la Orden ITC/1389/2008, de 19 de mayo, para el tipo de instalación de que se trate, con la periodicidad indicada en dicho artículo.

G.2.– Control de las inmisiones atmosféricas.

Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) realizará un seguimiento de la afección de la actividad en el entorno basado en la señal con datos registrados en las cabinas de control de la inmisión atmosférica de la Red de Calidad del Aire de la CAPV ubicadas en Abanto y Muskiz, así como desde la cabina de San Julián y Las Carreras cuya validación de datos se realizará por parte de la Viceconsejería de Medio Ambiente para el control de los siguientes parámetros:

Cabina	Ubicación		Parámetros de control
	Coordenadas UTM		
	X	Y	
Abanto	494008,9	4796414,5	SO ₂ , NO, O ₃ , NO ₂ , NO _x , PM ₁₀ , SH ₂ y BTX
Muskiz	490833,2	4796450	SO ₂ , NO, O ₃ , NO ₂ , NO _x , PM ₁₀ , SH ₂ y BTX
San Julián	490945	4797972	SO ₂ , NO, O ₃ , NO ₂ , NO _x , PM ₁₀ , SH ₂ y BTX

miércoles 22 de octubre de 2025

Cabina	Ubicación		Parámetros de control
	Coordenadas UTM		
	X	Y	
Las Carreras	492208,061	4796518,336	SO ₂ , NO, O ₃ , NO ₂ , NO _x , PM ₁₀ , SH ₂ y BTX

La información suministrada por la Red de Control y Vigilancia de la Calidad del Aire de la CAPV se incorporará a la gestión de la planta en orden a identificar potenciales fuentes de contaminación, así como medidas correctoras que minimicen la afección en el entorno.

En el caso de se puedan extraer conclusiones operativas en base al seguimiento de los resultados de las cabinas, estas se incorporarán a la remisión anual del Programa de Vigilancia Ambiental.

G.3.– Control de la calidad del agua de vertido.

De acuerdo con la documentación presentada por el promotor, se realizarán las siguientes analíticas:

a) Aguas residuales industriales tratadas en la planta DAR (PVC1).

Parámetros	Frecuencia de control	Tipo de control	Observaciones
Caudal	Diario	Autocontrol	Reporte mensual. Carga en DKT hasta la implantación efectiva del reporte de los datos en continuo
Caudal punta	Continuo	Autocontrol	A la implantación efectiva del reporte de los datos en continuo
DQO	Continuo	Autocontrol	Reporte mensual. Carga en DKT hasta la implantación efectiva del reporte de los datos en continuo
pH, T. ^a , DQO, SS, N amoniacal, N nítrico, N total, hidrocarburos no polares, índice de hidrocarburos (IH)	Diario	Autocontrol	Reporte bimestral Método IH: SM5520B
DBO ₅	Semanal	Autocontrol	Reporte bimestral
Coliformes totales y coliformes fecales	Quincenal	Autocontrol	En caso de vertido a la ría del Barbadún
Índice fenólico (IF) BTEX	Mensual	Externo	Método IF: EN14402
pH, T. ^a , DQO, sólidos en suspensión, N amoniacal, N nítrico, N total, fosfatos, arsénico, cadmio, cobre, cromo (VI), mercurio, níquel, plomo, selenio, zinc, hidrocarburos totales, hidrocarburos no polares, hidrocarburos flotantes, índice de hidrocarburos (IH), PAH, aceites y grasas (emulsión), aceites y grasas (flotantes), cianuros, sulfuros, fluoruros, fenoles, vanadio, DBO ₅	Bimestral	Externo	Sobre muestra compuesta 24 horas proporcional al caudal

* En el caso de vertido por alivio a la ría del Barbadún deberán analizarse todos los parámetros estipulados para este flujo en el apartado Segundo F.2.3.

Adicionalmente, tomando como referencia los controles operacionales que realiza Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), se remitirá trimestralmente a la Viceconsejería de Medio Ambiente y a la Agencia Vasca del Agua un informe que refleje el rendimiento de la planta DAR. El cálculo del rendimiento se basará en la reducción de los parámetros más característicos incluyendo al menos DQO y nitrógeno amoniacal de las aguas de los dos sistemas de tratamiento biológico (L1, aguas de proceso y L2, aguas aceitosas) por separado atendiendo a su concentración a la entrada y a la salida del tratamiento.

Cuando se produzca un vertido mediante el aliviadero a la ría del Barbadún, deberá remitirse copia de los análisis a la Viceconsejería de Medio Ambiente y a la Agencia Vasca del Agua en cuanto este finalice. Junto a estos análisis deberá comunicarse el volumen total vertido a la ría del Barbadún, que será calculado en base a las horas de funcionamiento de las bombas y el caudal nominal de las mismas.

b) Aguas procedentes de la estación de recepción de aguas de deslastes (PCV2).

Parámetros	Frecuencia de control	Tipo de control	Observaciones
Caudal	Diario	Autocontrol	Reporte mensual. En caso de producirse vertido y especificando los días de vertido
pH e hidrocarburos totales	Diario	Autocontrol	Sobre muestra media diaria representativa del vertido
pH, T. ^a , DQO, sólidos en suspensión, hidrocarburos totales, hidrocarburos no polares, hidrocarburos flotantes, aceites y grasas (emulsión y flotantes), PAH, fenoles y fluoruros	Trimestral	Externo	Sobre muestra compuesta 24 horas proporcional al caudal o en su defecto muestra puntual

c) Aguas de las corrientes no orgánicas (PCV3).

Parámetros	Frecuencia de control	Tipo de control	Observaciones
Caudal	Diario	Autocontrol	Reporte mensual. Carga en DKT hasta la implantación efectiva del reporte de los datos en continuo
Caudal punta	Continuo	Autocontrol	A la implantación efectiva del reporte de los datos en continuo
pH	Continuo	Autocontrol	
Cloro residual libre	Diario	Autocontrol	Sobre muestra compuesta 24 horas proporcional al caudal
Sólidos en suspensión	Semanal	Autocontrol	
pH, sólidos en suspensión, N total, Fósforo total, Zinc, Cloro residual libre, aceites y grasas (emulsión y flotantes), AOX	Trimestral	Externo	Sobre muestra compuesta 24 horas proporcional al caudal

d) Aguas de las corrientes orgánicas (PCV4).

Parámetros	Frecuencia de control	Tipo de control	Observaciones
Caudal	Diario	Autocontrol	Reporte mensual. Carga en DKT hasta la implantación efectiva del reporte de los datos en continuo
Caudal punta	Continuo	Autocontrol	A la implantación efectiva del reporte de los datos en continuo
Sólidos en suspensión, N total, P total, DQO	Diario	Autocontrol	Sobre muestra compuesta 24 horas proporcional al caudal
pH, sólidos en suspensión, N total, Fósforo total, DQO, DBO ₅ , amonio, aceites y grasas (emulsión), hidrocarburos totales	Trimestral	Externo	Sobre muestra compuesta 24 horas proporcional al caudal

e) Aguas de escorrentía pluvial susceptibles de arrastrar contaminación (PCV5).

Parámetros	Frecuencia de control	Tipo de control	Observaciones
Caudal	Diario	Autocontrol	Reporte mensual
pH, sólidos en suspensión, N total, Fósforo total, DQO, cromo total, níquel, aceites y grasas (emulsión), hidrocarburos totales	Semestral	Externo	Muestra puntual

f) El análisis de los parámetros se realizará mediante alguno de los métodos normalizados del «Standard Methods For the Examination of Water and Wastewater» (APHA, AWWA, WPCF, Última edición) o de la «Sección 11 de ASTM Water and Environmental technology», Última edición. Se escogerá el más apropiado según la concentración habitual del parámetro. Se podrán establecer distintos métodos de análisis de los utilizados actualmente para definir mejor la concentración de las emisiones.

g) Cada control externo, tanto la toma de muestras como posterior análisis, será realizado y certificado por una «Entidad Colaboradora de la Administración Hidráulica», según lo indicado en el artículo 255 del Reglamento del Dominio Público Hidráulico y en el artículo 13 de la Orden MAM/985/2006, o por otro laboratorio, siempre y cuando cumpla para los parámetros exigidos, los requisitos establecidos en las normas de la serie UNE-EN ISO/IEC 17025 o la que en el futuro la sustituya que sea de aplicación en función de su ámbito de actuación y se llevará a cabo sobre cada uno de los parámetros mencionados en los puntos anteriores. El promotor deberá de presentar analítica de al menos una muestra reciente de cada uno de los puntos de vertido, muestra que deberá ser compuesta de 24 horas proporcional al caudal, o en su caso muestra puntual representativa.

h) Junto con el programa de vigilancia ambiental se remitirán a la Viceconsejería de Medio Ambiente los informes de las analíticas realizadas en el transcurso del año. En el caso de que se detecte la superación de un valor límite de emisión establecido este hecho se además de la correspondiente comunicación a la Viceconsejería de Medio Ambiente (ippc@euskadi.eus) siguiendo las instrucciones establecidas en el apartado de la presente autorización referido a la comunicación a las autoridades en caso de incidencia, se remitirá igualmente a la Agencia Vasca del Agua.

Los resultados de las analíticas de los parámetros autorizados, con independencia de la información a remitir a la Viceconsejería de Medio Ambiente, se remitirán a la Agencia Vasca del Agua en el plazo máximo de un mes desde la toma de muestra. Se cargarán a la aplicación web «Herramienta de Gestión de Datos – Datuak Kudeatzeko Tresna» (en adelante DKT) a través de la Sede Electrónica del Gobierno Vasco. Las instrucciones de carga se encuentran disponibles en la siguiente dirección:

<https://www.uragentzia.euskadi.eus/reporte-de-analiticas-y-caudales-a-la-herramienta-dkt/webura00-contents/es/>

La validación del archivo que contiene los resultados de las analíticas o el reporte de caudales, previa a su subida definitiva a Sede Electrónica, se deberá realizar a través de DKT. Una vez cargados los archivos la gestión posterior de dicha información se realizará también a través de DKT. Dicha herramienta está accesible a través del Portal Privado de la web de URA en el módulo de «Carga de datos de analíticas y caudales de vertido», o accediendo directamente desde la siguiente dirección:

<https://apps.euskadi.eus/aa08aVistaWar/inicioMigas/maintInicioMigas?R01HNoPortal=true>

Paralelamente, los boletines analíticos realizados por laboratorio propio o externo oficialmente homologado se presentarán telemáticamente a través de la Sede Electrónica con la periodicidad indicada.

i) Los muestreos se realizarán siempre durante el periodo pico de producción de contaminantes.

j) Se considerará que el vertido cumple los requisitos de la autorización cuando todos los parámetros que figuran en el apartado segundo F.2.3. de la presente autorización verifiquen los respectivos límites impuestos.

k) Se adjuntará con la periodicidad mencionada una declaración de incidencias dentro de cada periodo en lo referente a posibles desviaciones de las características del efluente con respecto a las autorizadas, causas de las mismas y medidas adoptadas para su subsanación.

G.4.– Vigilancia estructural de la conducción.

La conducción de vertido de aguas depuradas se someterá al mismo sistema de vigilancia e inspección establecido por Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) para el poliducto de envío y recepción de productos petrolíferos que une la Refinería con la Terminal Marítima.

Se elaborará un informe anual con los datos recogidos y en este se evaluará el estado actual de la conducción. Deberá remitirse copia del informe a la Viceconsejería de Medio Ambiente y a la Agencia Vasca del Agua.

G.5.– Control del impacto en el medio acuático del entorno de la planta.

Se llevará a cabo un estudio bienal sobre el medio receptor de las mismas características que el «Estudio del estado ecológico actual del entorno en la futura descarga de Punta Lucero», presentado por el promotor. Los resultados de este estudio deberán permitir conocer tanto el estado del medio receptor como la evolución del mismo en el tiempo, en relación con la actividad de la refinería (efectos de la actividad de la refinería en el medio receptor).

En el estudio se deberán contemplar y valorar los siguientes aspectos en cada estación de muestreo, realizando a posteriori una valoración general:

– Estructura de las comunidades bentónicas (flora y fauna), analizando composición, abundancia y diversidad.

– Concentración de metales pesados e hidrocarburos aromáticos policíclicos (PAH) en organismos indicadores (*Mytilus sp*).

– Concentración de esteroides fecales en organismos indicadores (*Mytilus sp*).

Además de lo anteriormente indicado, se llevará a cabo un análisis semestral de la columna de agua en el entorno de la descarga debiendo analizar pH, oxígeno disuelto, salinidad, temperatura, sólidos en suspensión, hidrocarburos no polares, PAH's, coliformes totales y fecales, estreptococos fecales, amonio, fosfatos y selenio*.

* La medición del parámetro selenio deberá referirse a fase disuelta. Además, si el valor obtenido se encontrase en el entorno de la NCA (10 µg/l) la frecuencia de muestreo se incrementará a bimestral.

La temperatura en el medio receptor deberá medirse de forma que se compruebe el cumplimiento de los establecido en el apartado Segundo F.2.3. de la presente autorización.

Bienalmente se elaborará un Informe del Plan de Vigilancia del Medio Receptor que contendrá, además de la descripción de los muestreos, métodos analíticos, etc., una valoración de los resultados evaluando los efectos del vertido sobre el medio receptor, incluyendo las normas de calidad ambiental de las aguas en la zona receptora, y previsiones que, en caso necesario, se hayan de adoptar para reducir la contaminación (Decreto 459/2013, de 10 de diciembre, sobre los vertidos efectuados desde tierra al mar). Este informe se presentará telemáticamente ante la Agencia Vasca del Agua, con

independencia de la información a remitir a la Viceconsejería de Medio Ambiente, a través de la sede electrónica durante el primer trimestre del año vencido.

En cuanto al nuevo punto de descarga de la planta HUB previamente al inicio de la actividad, deberá presentarse una propuesta de estudio del impacto del vertido en el medio receptor que contemple los parámetros a analizar, la frecuencia de dichos análisis, así como los puntos de muestreo. Esta propuesta será, en su caso, aprobada por la Agencia Vasca del Agua.

G.6.– Control del plan de gestión de olores.

Anualmente, junto con el programa de vigilancia ambiental deberá entregarse un informe de seguimiento del plan de gestión de olores de acuerdo a lo establecido en el apartado F.6. en los plazos y condiciones establecidos en el apartado G.12. de la presente Resolución.

G.7.– Indicadores de la actividad.

El promotor realizará un seguimiento anual de los siguientes parámetros indicadores del funcionamiento de la actividad en relación con su incidencia en el medio ambiente.

Indicador	Unidad
Consumo de electricidad	kWh / t materia procesada
Emisiones de CO ₂	t CO ₂ emitido/ t materia procesada
Consumo de agua	m ³ agua / t materia procesada
Vertido de aguas residuales	t agua vertida / t materia procesada
Agua vertida frente a la tratada en la planta DAR	% (Vertido/(L1+L2+L3+L4))*100
Agua recirculada frente a la tratada en la planta DAR	%
Rendimiento tratamiento biológico (Línea 1)	% reducción DQO
Rendimiento tratamiento biológico (Línea 2)	% reducción DQO
Generación de residuos peligrosos	t de RP's / kt materia procesada
Generación de residuos no peligrosos	t de RNP's / kt materia procesada

En la planta HUB se realizará el seguimiento de los siguientes indicadores:

Indicador	Unidad
Producción de e-fuel	t
Producción de H ₂ en el electrolizador de 10 MW	t
Cantidad de H ₂ consumido en la sección RWGS	t
Cantidad de H ₂ producido en el electrolizador de 10 MW consumido en la sección RWGS	t
Cantidad de H ₂ producido en el electrolizador de 10 MW derivado a la refinería	t
CO ₂ consumido en la producción de e-fuel	t
Consumo de agua	m ³

En la instalación de producción de hidrógeno electrolítico se realizará el seguimiento de los siguientes indicadores:

Indicador	Unidad
Producción de H ₂ electrolítico en el electrolizador de 100 MW	t de H ₂ electrolítico producido
Consumo de energía eléctrica renovable	MWh
Consumo de energía eléctrica no renovable	MWh
Consumo de agua desmineralizada/producción de H ₂ electrolítico	m ³ /t
H ₂ derivado al colector de hidrógeno electrolítico desde el poliducto	t/t H ₂ electrolítico producido
H ₂ derivado al poliducto de Nortegas	t/t H ₂ electrolítico producido
H ₂ derivado a la unidad H4	t/t H ₂ electrolítico producido
H ₂ derivado a la unidad H3	t/t H ₂ electrolítico producido

Dichos indicadores se calcularán y controlarán anualmente y se deberán presentar junto con el programa de vigilancia ambiental del año correspondiente.

G.8.– Control del ruido.

a) Se deberán realizar las evaluaciones de los índices acústicos L_d, L_e, L_n, L_{Aeq,Ti} y L_{Aeq,60} segundos con una periodicidad anual para acreditar el cumplimiento de los límites establecidos en el punto a del apartado segundo F.5. La evaluación anual corresponderá tanto al control mediante medidas de inmisión en los cuatro puntos definidos en la propuesta de fecha 9 de mayo de 2011, como a una de las seis zonas definidas en la propuesta entregada a este Órgano el 24 de octubre de 2011, de manera que en un ciclo de seis años se realice una actualización completa del mapa de ruido de la instalación.

b) La planta HUB deberá elaborar una propuesta de puntos de control del ruido que incluya los puntos de evaluación. Se deberán realizar las evaluaciones de los índices acústicos L_d, L_e, L_n, L_{Aeq,Ti} y L_{Aeq,60} segundos con una periodicidad anual para acreditar el cumplimiento de los límites establecidos en el punto a.3 y c del apartado Segundo F.5.

c) La planta de producción de hidrógeno electrolítico (electrolizador 100 MW) deberá elaborar una propuesta de puntos de control del ruido que incluya los puntos de evaluación. Se deberán realizar las evaluaciones de los índices acústicos L_d, L_e, L_n, L_{Aeq,Ti} y L_{Aeq,60} segundos con una periodicidad anual para acreditar el cumplimiento de los límites establecidos en el punto a.3 y c del apartado Segundo F.5.

d) Las evaluaciones por medición deberán ser realizadas por una Entidad de Colaboración de la Administración (ECA) de nivel II de acuerdo a lo establecido en el Decreto 212/2012, de 16 de octubre que disponga de acreditación según UNE-EN ISO/IEC 17025 para el muestreo espacial y temporal en el ámbito de la acústica. En todo caso, el órgano ambiental velará porque las entidades que realicen evaluaciones tengan la capacidad técnica adecuada.

e) Los métodos y procedimientos de evaluación, así como los informes correspondientes a dichas evaluaciones, se adecuarán a lo establecido en las instrucciones técnicas emitidas por esta Viceconsejería de Medio Ambiente y en el Anexo II del Real Decreto 1513/2005, de 16 de diciembre, por el que se desarrolla la Ley 37/2003, de 17 de noviembre del ruido.

f) El promotor deberá elaborar una propuesta concreta que incluya todos los puntos de evaluación. La propuesta se incorporará al documento refundido del programa de vigilancia ambiental al que se refiere el apartado Segundo G.13 de esta autorización.

G.9.– Control de suelos y aguas subterráneas.

En orden a controlar la posible afección al suelo y a las aguas subterráneas se mantendrá una Red de monitorización que contemple, el conjunto de instalaciones, incluidas las nuevas unidades de reducción de fuel-oil y la planta de cogeneración eléctrica.

Dicha Red incluirá al menos los 63 puntos de control establecidos por este Órgano en los distintos procedimientos realizados en cumplimiento de la Ley 4/2015, y recogidos en la propuesta de fecha 20 de diciembre de 2013. Los controles serán los siguientes:

Listado de piezómetros de la red de control.

Grupo	Puntos de control	Tipo de punto
Red de vigilancia de perímetro adyacente a cauces superficiales	P1.2Bis, P2, P7, P29, P30, P35, P39Bis, P40Bis, P43.2Bis, P49, P55, P56, P57, P58, P59A, S4, A, B, C, F, G, H, S1	Piezómetros instalados en el nivel de agua acumulada en el relleno
	P45, P47, P59B, S2, I	Piezómetros instalados en el nivel acuífero
	PIDC1, PIDC2, PIDC3, PIDC4	Pozos de control infraestructura defensiva para la protección de un pequeño arroyo
Red de vigilancia interna	P5, P6, P8Bis, P9Bis, P10, P11Bis, P12, P16, P18Bis, P19, P24Bis, P27, P41*, P44, P48*, P51, P54ABis*, P60, P62Bis, P66Bis, P70, PC8, PC14, Dbis, Ebis	Piezómetros instalados en el nivel de agua acumulada en el relleno
	P50B, P54BBis, P67B, J, K, PC10	Piezómetros instalados en el nivel acuífero

Punto de medición	Parámetros	Tipo de medición	Tecnología empleada	Metodología	Periodicidad
Red de vigilancia del perímetro adyacente a cauces superficiales (32 puntos)	Conductividad (1)	Medición in situ	Medidor de conductividad		Semestral
	Temperatura		Medidor de temperatura		
	pH (1)		Medidor de pH		
	Nivel de agua/hidrocarburo		Sonda interfase		Trimestral
	Benceno	Analítica agua		UNE-EN ISO17294	Semestral
	Tolueno				
	Etilbenceno				
	Xileno				
	Naftaleno				
	Aceites minerales (C10-40)				
	MTBE, ETBE				
	PAHs	Analítica Producto (en caso de que exista)		TNRCC 1006	Puntual
	TPH (cadenas alifáticas y aromáticas)				
Densidad					

Punto de medición	Parámetros	Tipo de medición	Tecnología empleada	Metodología	Periodicidad
Red de vigilancia interna (31 puntos)	Conductividad	Medición in situ	Medidor de conductividad		Anual
	Temperatura		Medidor de temperatura		
	pH		Medidor de pH		
	Nivel de agua/hidrocarburo		Sonda interfase		
	Benceno	Analítica agua		UNE-EN ISO17294	Anual
	Tolueno				
	Etilbenceno				
	Xileno				
	Naftaleno				
	Aceites minerales (C10-40)				
	MTBE, ETBE				
	PAHs	Producto (en caso de que exista)			Puntual
	TPH (cadenas alifáticas y aromáticas)				
	Densidad				

(1) La caracterización se realizará mediante entidad acreditada.

Asimismo, en este apartado se incluirán también los controles a realizar debidos a posibles nuevas afecciones que se detecten en la actividad o derivados de posibles incidentes o controles específicos que puedan ser requeridos por el órgano ambiental.

Respecto al Plan de Vigilancia post-clausura del vertedero de residuos no peligrosos, anualmente se remitirá a este Órgano un reportaje fotográfico, acompañado de los resultados de la inspección anual, contemplando como mínimo los siguientes aspectos:

- Inspección anual sobre el progreso de la revegetación.
- Identificación de movimientos en la superficie de la escombrera.
- Detección de gases y lixiviados en la infraestructura de captación.

En caso de observarse presencia de gases y/o lixiviados en el vertedero se remitirán igualmente análisis incorporando los siguientes parámetros:

- Para los gases: CO, CO₂, O₂, H₂S, H₂ y CH₄.

Para los lixiviados: Arsénico, cadmio, cromo, cromo hexavalente, hierro, mercurio, níquel, plomo, zinc, bario, potasio, bicarbonatos, carbonatos, cloruros, fluoruros, nitratos, nitritos, sulfatos, amonio, cianuros totales, conductividad a 25.º C, pH, Hidrocarburos totales, AOX, Demanda química de oxígeno e índice de fenoles.

G.10.– Control de la instrumentación.

Con periodicidad anual una empresa especializada en el control de la instrumentación realizará un informe sobre el funcionamiento de las medidas correctoras y equipos de control (caudalímetros, medidores en continuo de parámetros de vertido, pHmetro, etc.) y de la calidad del medio.

Dicho informe se adjuntará en el programa de vigilancia ambiental del año correspondiente.

G.11.– Control de la garantía financiera medioambiental dentro del programa de vigilancia ambiental (PVA).

Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) está obligada a realizar el análisis de riesgos ambiental (ARA) de su actividad tal y como lo establece el artículo 34 del Real Decreto 2090/2008, de 22 de diciembre, por el que se aprueba el Reglamento de desarrollo parcial de la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Medioambiental para evaluar si debe constituir una garantía financiera, conforme al artículo 24 de la Ley 26/2007, de 23 de octubre. Una vez constituida la garantía financiera, deberá presentar ante la autoridad competente una declaración responsable que contendrá al menos la información incluida en el Anexo IV.1. del Real Decreto 2090/2008. En caso de que su actividad quede exenta de constituir la garantía financiera en virtud de las exenciones previstas en los apartados a) y b) del artículo 28 de la Ley 26/2007, deberá presentar ante la autoridad competente una declaración responsable que contendrá al menos la información incluida en el Anexo IV.2

La documentación a presentar en el PVA, utilizando los tipos documentales habilitados al efecto en el procedimiento telemático de entrega del PVA, será la siguiente:

– Caso de tener la obligación de constituir garantía financiera, anualmente se presentará copia de la póliza de seguro medioambiental en vigor o certificado del tipo de garantía financiera constituida.

– Caso de quedar exento de constituir la garantía financiera medioambiental y ser operadores susceptibles de ocasionar daños cuya reparación se evalúe por una cantidad comprendida entre 300.000 y 2.000.000 de euros (artículo 28.b de la Ley 26/2007, de 23 de octubre, de Responsabilidad Ambiental), anualmente deberá presentarse copia del certificado expedido por organismo independiente, acreditativa de la adhesión con carácter permanente y continuado, bien al sistema comunitario de gestión y auditoría ambientales (EMAS), bien al sistema de gestión ambiental UNE-EN ISO 14001 vigente.

– El operador actualizará el análisis de riesgos ambientales (ARA) siempre que lo estime oportuno y en todo caso, cuando se produzcan modificaciones sustanciales en la actividad, en la instalación o en la autorización sustantiva. La cuantía de la garantía financiera se actualizará anualmente acorde al IPC. Las actualizaciones del ARA se presentarán dentro de la documentación del procedimiento MARMA correspondiente.

G.12.– Control y remisión de los resultados.

Los resultados de los diferentes análisis e informes que constituyen el programa de vigilancia ambiental quedarán debidamente registrados y se remitirán a esta Viceconsejería de Medio Ambiente siguiendo el procedimiento telemático de entrega habilitado en la página web del Departamento de Industria, Transición Energética y Sostenibilidad:

<http://www.euskadi.eus/autorizacion/aai-ippc/web01-a2inguru/es/>

De esta manera, todos los controles realizados durante el periodo al que se refiere el citado programa, a excepción de los referidos a vertidos de aguas a cauce y/o mar (cuya remisión se especifica en el apartado de aguas), se presentarán únicamente junto con el programa de vigilancia ambiental y una vez finalizado el año de referencia.

Únicamente en los casos en los que se registren incumplimientos de las condiciones establecidas se deberá realizar inmediatamente, tras el conocimiento de este hecho, la correspondiente comunicación a la Viceconsejería de Medio Ambiente a través del correo electrónico ippc@euskadi.eus e inspeccionambiental@euskadi.eus

Asimismo, los controles con una periodicidad superior al año se remitirán únicamente dentro del programa correspondiente al año en el que se realice el control.

En relación al electrolizador de 100 MW, anualmente se deberá presentar el certificado correspondiente de que el hidrógeno producido cumple el criterio de reducción de emisión 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.

Dicha remisión se hará con una periodicidad anual, siempre antes del 31 de marzo y los resultados del programa de vigilancia deberán acompañarse de un informe. El citado informe englobará el funcionamiento de las medidas protectoras y correctoras y los distintos sistemas de control de los procesos y de la calidad del medio e incorporará un análisis de los resultados, con especial mención a las incidencias más relevantes producidas en este período, sus posibles causas y soluciones, así como el detalle de la toma de muestras en los casos en los que no se haya especificado de antemano.

G.13.– Documento refundido del programa de vigilancia ambiental.

El Promotor deberá elaborar un documento refundido del programa de vigilancia ambiental, que recoja el conjunto de obligaciones propuestas en la documentación presentada y las establecidas en la presente Resolución. Este programa deberá concretar los parámetros a controlar, los niveles de referencia para cada parámetro, la frecuencia de los análisis o mediciones, las técnicas de muestreo y análisis y la localización en detalle de los puntos de muestreo. Deberá incorporar asimismo el correspondiente presupuesto.

Además, el programa de vigilancia ambiental deberá incluir la determinación de los indicadores característicos de la actividad y la sistemática de análisis de dichos indicadores, que permitan la comprobación de la eficacia de las medidas y mecanismos implantados por la propia empresa para asegurar la mejora ambiental (indicadores ambientales).

H) Medidas preventivas y condiciones de funcionamiento en situaciones distintas a las normales.

H.1.– Operaciones de parada y puesta en marcha de la planta y operaciones programadas de mantenimiento.

La consideración del estado de funcionamiento del proceso, a efectos de la Directiva 2010/75/UE y en cumplimiento de la Decisión de 7 de mayo de 2012, se establecerá con un criterio de umbral de carga y según lo establecido en la propuesta presentada a este Órgano con fecha de 10 de diciembre de 2013.

En ese sentido, el estado de funcionamiento conforme a la citada norma deberá ser tenido en cuenta a efectos de determinar los valores de emisión, así como el cómputo de horas de funcionamiento.

El control operativo del proceso deberá garantizar que los períodos de arranque y de parada sean lo más breves posible y que los sistemas de reducción de emisiones entren en funcionamiento tan pronto como sea posible dando cumplimiento a las medidas establecidas en la presente autorización.

Se comunicarán a este Órgano, y a los ayuntamientos de los municipios en los que se ubica la instalación, los períodos de arranque y parada de las unidades descritas en las autorizaciones concedidas a Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), así como las correspondientes a focos según los criterios que se exponen a continuación:

a) Criterios para unidades de producción:

Como criterio general se utilizará el umbral de consumo de combustible. Cuando una unidad de las contempladas en la descripción de las instalaciones esté en un proceso de arranque o parada, esta se considerará finalmente arrancada cuando se alcance una producción estable o parada cuando se atraviese el umbral del 50 % de consumo (potencia térmica nominal) y se realizará la comunicación cuando afecte al registro de las emisiones de su foco asociado.

En el caso del FCC se considerará finalmente arrancada cuando se alcance una producción estable o parada cuando se atraviese el umbral de la carga mínima operativa de la unidad.

b) Criterios para focos:

En el caso de los focos, se entenderá como arranques y paradas de foco, la reducción o aumento más allá del 50 % del consumo de combustibles del global de unidades cuyas emisiones se asocien a ese foco.

c) Instalaciones de producción de cogeneración:

El período de arranque se considerará finalizado cuando la instalación alcance la carga mínima de arranque para generación estable de electricidad o vapor. En este segundo caso, además, el vapor deberá poder suministrarse, con seguridad y fiabilidad, a una red de distribución y utilizarse directamente en las instalaciones de refino de petróleo.

El período de parada se inicia en el momento en que finaliza el suministro de combustible después de alcanzarse el punto de la carga mínima de parada para generación estable a partir del cual ya no hay electricidad generada disponible para la red o en el caso de la generación de vapor, cuando además ya no pueda suministrarse a una red, con seguridad y fiabilidad, ni utilizarse directamente en las instalaciones de refino de petróleo.

d) Criterios para instalaciones auxiliares:

En caso de que se produzcan arranques y paradas de instalaciones auxiliares (calderas de vapor, expander, etc.) que puedan repercutir en la estabilidad de las emisiones, los procesos transitorios se deberán evaluar cuando repercutan significativamente a las emisiones, para lo cual se emplearán los sistemas de medición en continuo de emisiones instalados.

Si bien no resultan aplicables al cálculo de los valores límite de emisión, en las situaciones de arranque y parada de unidades de producción, focos, e instalaciones de cogeneración, se deberán registrar los datos de los sistemas de control y de medición en continuo de emisiones para su valoración en orden a que, en caso de ser validados, permitan identificar medidas para la mejora del proceso en ambas situaciones.

Asimismo, se deberá realizar una comunicación a este Órgano, y a los ayuntamientos de los municipios en los que se ubica la instalación, con carácter previo a la parada programada de la instalación, que se refiera a un proceso continuo, incluidas las operaciones de mantenimiento preventivo previsto, con una antelación aproximada de una semana.

En lo que se refiere a las operaciones de mantenimiento plurianuales programadas, la empresa deberá realizar una estimación de las emisiones y residuos que se pudieran generar, y una propuesta de gestión y tratamiento en su caso.

H.2.– Cese de la actividad.

Dado que la actividad se encuentra en el ámbito de aplicación de la Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo y del Real Decreto 9/2005, de 14 de enero, por el que se establece la relación de actividades potencialmente contaminantes del suelo y los criterios y estándares para la declaración de suelos contaminados, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá en el plazo máximo de dos meses informar al Órgano ambiental de dicho cese, acompañando dicha comunicación de una propuesta de actuación a fin de que este establezca el alcance de sus obligaciones y el plazo máximo para el inicio del procedimiento para declarar la calidad del suelo de conformidad con lo dispuesto en el artículo 31.3 de la Ley 4/2015, de 25 de junio.

Con carácter previo al cese de actividad, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá proceder a la gestión de todos los residuos existentes en las instalaciones, de acuerdo a lo establecido en el apartado apartado Segundo, subapartado F.3. de la presente autorización.

H.3.– Cese temporal de la actividad.

En el caso de solicitar el cese temporal de la actividad regulado en el artículo 13 del Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá remitir junto con la solicitud del cese temporal un documento que indique como va a dar cumplimiento a los controles y requisitos establecidos en la autorización ambiental integrada que le son de aplicación pese a la inactividad de la planta.

Asimismo, con carácter previo al reinicio de la instalación, se deberá asegurar el correcto funcionamiento de las instalaciones, de cara a evitar cualquier vertido o emisión con afección medioambiental.

H.4.– Medidas preventivas y actuaciones en caso de funcionamiento anómalo.

Sin perjuicio de las medidas preventivas y condiciones de funcionamiento en situaciones distintas a las normales de la propuesta contenida en la documentación presentada, se deberán cumplir las condiciones que se señalan en los siguientes apartados:

a) Se deberá disponer de un manual de mantenimiento preventivo al objeto de garantizar el estado de las instalaciones, en especial respecto a los medios disponibles para evitar la contaminación en caso de derrames o escapes accidentales y a las medidas de seguridad implantadas. Se detallarán las medidas adoptadas que aseguren la protección del suelo en caso de fugas, especificando todo lo referente a los materiales de construcción (impermeabilización), medidas especiales de almacenamiento (sustancias peligrosas), medidas de detección de posibles fugas o bien de sistemas de alarma de sobrellenado, conservación y limpieza de la red de colectores de fábrica (necesidad de limpieza sistemática, frecuencia, tipo de limpieza) y sistemas de recogida de derrames sobre el suelo.

b) El manual indicado en el párrafo anterior deberá incluir un programa de inspección y control que recoja pruebas de estanqueidad, estado de los niveles e indicadores, válvulas, sistema de alivio de presión, estado de las paredes y medición de espesores, inspecciones visuales del interior de tanques (paredes y recubrimientos) y un control periódico y sistemático de los sistemas de detección en cubetos a fin de prevenir cualquier situación que pudiera dar lugar a una contaminación del suelo.

c) En el manual de mantenimiento preventivo mencionado anteriormente, se incluirán medidas con objeto de garantizar un buen estado de los sistemas de prevención y corrección (depuración, minimización, etc.) de la contaminación atmosférica.

d) Se dispondrá asimismo de un manual de explotación en el que se harán constar las operaciones de mantenimiento efectuadas periódicamente, así como las incidencias observadas.

e) Dado que el manejo, entre otros, de crudo de petróleo, gasolina, gasóleo, o fuel-oil puede ocasionar riesgos de contaminación del suelo y de las aguas, se mantendrá impermeabilizada la totalidad de las superficies de las parcelas con alto riesgo de vertidos, derrames o fugas.

f) Las materias primas, combustibles y productos que requiere el proceso se almacenarán en condiciones que impidan la dispersión de los mismos al medio.

g) Para el almacenamiento de productos pulverulentos se dispondrán de silos cerrados equipados con filtros.

h) Deberá acreditarse que estas instalaciones de almacenamiento cumplen, en cuanto a las distancias de seguridad y medidas de protección, las exigencias impuestas en la normativa vigente relativa al almacenamiento de productos químicos. Dicha acreditación se realizará mediante la presentación ante esta Viceconsejería de Medio Ambiente de las correspondientes certificaciones emitidas por los organismos competentes.

i) Se deberá disponer en cantidad suficiente de todos aquellos materiales necesarios para una actuación inmediata y eficaz en caso de emergencia: contenedores de reserva para reenvasado en caso necesario, productos absorbentes selectivos para la contención de los derrames que puedan producirse, recipientes de seguridad, barreras y elementos de señalización para el aislamiento de las áreas afectadas, así como de los equipos de protección personal correspondientes.

j) Se deberá dar cumplimiento a lo establecido en el procedimiento presentado para la maniobra de vaciado de cubetos así como las especificaciones técnicas para su construcción.

k) Las aguas procedentes de las limpiezas de soleras que se realicen en el interior de las naves se enviarán a la línea de tratamiento.

l) Los separadores de hidrocarburos se someterán a una vigilancia periódica evitando la acumulación de residuos, debiendo procederse a la retirada periódica de flotantes y fangos acumulados en los decantadores y separadores. Estos residuos deberán ser entregados a un Gestor Autorizado.

Los lodos, aceites y grasas acumulados en el separador deberán ser retirados periódicamente por Gestor Autorizado con la periodicidad necesaria para evitar su acumulación a niveles que comprometan la calidad del vertido.

m) Los sólidos acumulados en fondos de depósitos o balsas no deberán ser desaguadas al cauce durante las labores de limpieza periódica, debiendo ser retiradas para su gestión o disposición en vertedero adecuado.

n) Los residuos sólidos y los fangos en exceso originados en el proceso de depuración deberán extraerse con la periodicidad necesaria para garantizar el correcto funcionamiento de la instalación. Se almacenarán, en su caso, en depósitos impermeables que no podrán disponer de desagües de fondo.

p) En ningún caso se depositarán en zonas que, como consecuencia de la escorrentía pluvial, puedan contaminar las aguas del cauce público.

q) El titular tomará las precauciones necesarias para que los derrames accidentales de los tanques de almacenamiento de productos, combustibles, reactivos, etc., así como los ocasionados en el trasiego de los mismos, no alcancen los cauces públicos.

r) Queda prohibida la acumulación de residuos sólidos, escombros o sustancias a la intemperie, cualquiera que sea su naturaleza y el lugar en que se depositen, que constituyan o puedan constituir un peligro de contaminación de las aguas de escorrentía pluvial y/o del dominio público marítimo-terrestre o de degradación de su entorno.

s) Los residuos finales obtenidos en cada caso, se retirarán y transportarán fuera del recinto de la instalación, debiendo cumplir las normativas correspondientes de acuerdo con su destino o posible uso posterior como producto o subproducto.

t) Si las instalaciones dispusieran de tratamiento de fangos, el agua escurrida deberá recircularse a la entrada de la instalación de depuración para su tratamiento.

u) Durante los procesos de limpieza de las balsas de retención final con vaciado se llevará a cabo el protocolo de actuación definido en el Anexo II de la presente autorización, remitiendo a la Viceconsejería de Medio Ambiente y a la Agencia Vasca del Agua el informe asociado a la misma.

v) La entidad titular deberá tomar las medidas adecuadas para evitar las descargas accidentales de vertidos que puedan suponer un riesgo para la salud, la seguridad de las personas o un deterioro o daño al dominio público marítimo-terrestre y zona de servidumbre de protección.

w) En las situaciones de emergencia, se estará a lo dispuesto en la legislación de protección civil, debiendo cumplirse todas y cada una de las exigencias establecidas en la misma.

x) El titular dispondrá de los medios necesarios para explotar correctamente las instalaciones de depuración y mantener operativas las medidas de seguridad que se han adoptado en prevención de vertidos accidentales.

Deberá disponerse en la estación de material absorbente específico de hidrocarburos tipo rollos o material granulado, etc., que permita su aplicación inmediata en el caso de derrames o fugas accidentales.

Adicionalmente a las actuaciones descritas en el apartado Segundo F.2.4. de la presente autorización, se aislarán adecuadamente las instalaciones de almacenamiento y manipulación de gasóleo con el fin de retener los posibles derrames por roturas, reboses accidentales, etc.

No está autorizado el vertido de aguas residuales a través de «by-pass» en las instalaciones de depuración.

y) Como medida de prevención de posibles incidencias o anomalías, el titular de la actividad dará cumplimiento a lo establecido en los puntos 11.2 y 11.3 de la «Instrucción técnica - 05 (it-05): Sistemas de medición de emisiones en continuo: Instalación, calibración, mantenimiento y comunicaciones» aprobada por este Órgano mediante Orden de 11 de julio de 2012, de la consejera de Medio Ambiente, Planificación Territorial, Agricultura y Pesca, por la que se dictan instrucciones técnicas para el desarrollo del Decreto 278/2011, de 27 de diciembre, por el que se regulan las instalaciones en las que se desarrollen actividades potencialmente contaminadoras de la atmósfera. De esta manera, se comunicará a la Viceconsejería de Medio Ambiente mediante la dirección de correo electrónico ippc@euskadi.eus e inspeccionambiental@euskadi.eus cualquiera de las circunstancias relacionadas en ambos puntos.

z) En caso de producirse una incidencia o anomalía con posibles efectos negativos sobre el medio o sobre el control de la actividad, el promotor deberá comunicar dicha incidencia o anomalía a la Viceconsejería de Medio Ambiente (a la dirección de correo electrónico ippc@euskadi.eus e inspeccionambiental@euskadi.eus) de acuerdo a lo establecido en la normativa vigente. La comunicación se realizará indicando como mínimo los siguientes aspectos:

- Tipo de incidencia.
- Orígenes y sus causas.
- Consecuencias producidas.

- Medidas correctoras o contenedoras tomadas.

- Plazos para realizar actuaciones.

La información referida al tipo de incidencia, al origen y sus causas, y las consecuencias producidas se comunicará en un plazo máximo de un día tras la incidencia, cuando se trate de días laborables, o el primer día laborable siguiente al día en que se ha producido dicha incidencia en caso de días no laborables.

aa) Cuando se trate de incidentes o anomalías graves y, en cualquier caso si se trata de un vertido o emisión atmosférica accidental, deberá comunicarse además con carácter inmediato a SOS DEIAK, a los Ayuntamientos, a la Agencia Vasca del Agua (a la dirección de correo alertak-isurketak@uragentzia.eus) y a la Viceconsejería de Medio Ambiente, y posteriormente en el plazo máximo de 2 días se deberá reportar un informe detallado del accidente a la Viceconsejería de Medio Ambiente (a la dirección de correo electrónico ippc@euskadi.eus e inspeccionambiental@euskadi.eus) en el que deberán figurar, como mínimo los siguientes datos:

- Tipo de incidencia.

- Localización y causas del incidente y hora en que se produjo.

- Duración del mismo.

- En caso de vertido accidental, caudal y materias vertidas.

- En caso de superación de límites, datos de emisiones.

- Estimación de los daños causados.

- Medidas correctoras adoptadas.

- Medidas preventivas para evitar su repetición.

- Plazos previstos para la aplicación efectiva de medidas preventivas.

bb) Deberá acreditarse que las instalaciones cumplen las exigencias impuestas en la normativa vigente relativa a la protección contra incendios. Dicha acreditación se realizará mediante la presentación ante esta Viceconsejería de Medio Ambiente de las correspondientes certificaciones emitidas por los organismos competentes.

l) Modificación de la instalación.

Las medidas protectoras y correctoras, así como el programa de vigilancia ambiental, podrán ser objeto de modificaciones, incluyendo los parámetros que deben ser medidos, la periodicidad de la medida y los límites entre los que deben encontrarse dichos parámetros, cuando la entrada en vigor de nueva normativa o cuando la necesidad de adaptación a nuevos conocimientos significativos sobre la estructura y funcionamiento de los sistemas implicados así lo aconseje. Asimismo, tanto las medidas protectoras y correctoras como el programa de vigilancia ambiental podrán ser objeto de modificaciones a instancias del promotor de la actividad, o bien de oficio a la vista de los resultados obtenidos por el programa de vigilancia ambiental.

Cualquier cambio o modificación de las instalaciones, deberá ser comunicada cumplimentando en su totalidad el formulario disponible en la siguiente dirección electrónica.

https://www.euskadi.eus/contenidos/serv_proc_comunicacion/p_comu_20194_158_89_9329/procedures/proc_20194_158_89_9905/accreditations/acc_202566125317569/es_def/adjuntos/Formulario_MNS.docx

y solicitada a efectos de lo dispuesto en el artículo 10 del texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, la conformidad por parte de este órgano.

El artículo 14.1 del Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, por el que se aprueba el Reglamento de emisiones industriales y de desarrollo de la Ley 16/2002, de 1 de julio, de prevención y control integrado de la contaminación establece los criterios para la consideración de una modificación como sustancial.

No obstante, de acuerdo a lo establecido en el artículo 14.2 del citado Real Decreto 815/2013, de 18 de octubre, dichos criterios son orientativos y será el órgano ambiental quien, de acuerdo con los criterios establecidos en el artículo 10 del texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, califique la modificación solicitada declarándola sustancial o no sustancial.

Asimismo, en los supuestos de modificaciones del proyecto resultará de aplicación lo dispuesto en el artículo 7.1.c y 7.2.c de la Ley 21/2013, de 9 de diciembre, de evaluación ambiental.

En aquellos casos en los que la modificación prevea la ocupación de nuevo suelo y dicho suelo soporte o haya soportado actividades o instalaciones potencialmente contaminantes del suelo, con carácter previo a la ejecución de la modificación se deberá disponer de la declaración de la calidad del suelo del emplazamiento que se va a ocupar, de acuerdo a lo establecido en la Ley 4/2015, de 25 de junio, para la prevención y corrección de la contaminación del suelo.

J) Comunicación E-PRTR.

Con carácter anual, antes del 31 de marzo, Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) remitirá a la Viceconsejería de Medio Ambiente la Declaración Medioambiental de los datos referidos al año anterior sobre las emisiones a la atmósfera y al agua y la generación de todo tipo de residuos, a efectos de la elaboración y actualización del Inventario de Emisiones y Transferencias de Contaminantes E-PRTR-Euskadi, de acuerdo con el Real Decreto 508/2007 y el Programa de Vigilancia Ambiental.

La transacción de dicha información se realizará mediante los canales, sistemas o aplicaciones informáticas puestos a disposición por parte de la Administración General de la Comunidad Autónoma de Euskadi.

La Declaración Medioambiental será pública, ajustándose a las previsiones de la Ley 27/2006, de 18 de julio, por la que se regulan los derechos de acceso a la información, de participación pública y de acceso a la justicia en materia de medio ambiente (incorpora las Directivas 2003/4/CE y 2003/2005/CE) y garantizándose en todo momento el cumplimiento de las prescripciones de la Ley Orgánica 3/2018, de 5 de diciembre, de protección de datos y garantía de los derechos digitales.

K) La revisión de la autorización ambiental integrada se realizará de oficio en cualquiera de los siguientes supuestos:

- a) La contaminación producida por la instalación haga conveniente la revisión de los valores límite de emisión impuestos o la adopción de otros nuevos.

b) Resulte posible reducir significativamente las emisiones sin imponer costes excesivos a consecuencia de importantes cambios en las mejores técnicas disponibles.

c) La seguridad de funcionamiento del proceso o actividad haga necesario emplear otras técnicas.

d) El organismo de cuenca, conforme a lo establecido en la legislación de aguas, estime que existen circunstancias que justifiquen la revisión de la autorización ambiental integrada en lo relativo a vertidos al dominio público hidráulico de cuencas gestionadas por la Administración General del Estado. En este supuesto, el organismo de cuenca requerirá, mediante informe vinculante, al órgano competente para otorgar la autorización ambiental integrada, a fin de que inicie el procedimiento de revisión en un plazo máximo de veinte días.

e) Así lo exija la legislación sectorial que resulte de aplicación a la instalación o sea necesario cumplir normas nuevas o revisadas de calidad ambiental en virtud del artículo 22.3 del texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre.

f) Entrada en vigor de nueva normativa de aplicación.

g) Necesidad de adaptación a nuevos conocimientos significativos sobre la estructura y funcionamiento del medio, especialmente si se detecta un aumento de fragilidad de los sistemas implicados.

h) Resultados obtenidos por el programa de vigilancia ambiental u otras observaciones que acrediten cualquier insuficiencia de las medidas protectoras, correctoras o compensatorias implantadas en relación con los impactos ambientales que pudieran producirse.

i) Cuando del análisis realizado, de acuerdo con lo establecido en los puntos 1, 2 y 3 del artículo 26 del texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre, se concluya la necesidad de su modificación.

La revisión de la autorización ambiental integrada no dará derecho a indemnización, de acuerdo a lo establecido en el artículo 26.5 del texto refundido de la Ley de prevención y control integrados de la contaminación aprobado por el Real Decreto Legislativo 1/2016, de 16 de diciembre.

L) Serán consideradas causas de caducidad de la presente autorización las siguientes:

– La extinción de la personalidad jurídica de Petróleos del Norte, S.A. (Petronor), en los supuestos previstos en la normativa vigente.

Asimismo, podrá llevarse a cabo la revocación de la autorización para el vertido tierra a mar en las condiciones establecidas en los artículos 78 y 79 de la Ley 22/1988, de 28 de julio, de Costas.»

«ANEXO I – PROTOCOLO DE VERTIDOS FUERA DE NORMA O ACCIDENTALES

A) Definiciones.

A efectos de esta autorización, y de su distinción en la manera de actuación y comunicación a la Agencia Vasca del Agua los vertidos anormales se definirán como:

– Vertidos fuera de norma: tendrá esta consideración todo vertido en el que se detecte la superación de los límites establecidos en el apartado E.2.3 en cualquiera de los parámetros especificados.

– Vertido accidental: se incluyen bajo este epígrafe los vertidos fuera de norma, con origen en alguna anomalía, que tengan reflejo inmediato significativo en la calidad de las aguas del entorno de la descarga, en forma de presencia de manchas, espumas persistentes o irisaciones relacionadas con productos de origen petrolífero.

– Vertido al Barbadun: aunque no se trate de vertidos que incumplan las normas y límites de emisión, se incluyen en este anexo por ser emisiones excepcionales en un punto de vertido diferente del habitual.

B) Protocolo de actuación.

– Vertido fuera de norma:

En cuanto la empresa tenga conocimiento (bien después de obtener los resultados de la analítica diaria, bien por otros medios) de la superación, en más de un 100 %, de alguno de los valores límites establecidos efectuará un nuevo análisis del parámetro o parámetros rebasados, tomando una muestra del efluente vertido en ese momento.

En caso de que este o estos no se hallen entonces por debajo del límite, o su tendencia no sea la de disminuir, se comunicará el hecho a la Agencia Vasca del Agua, que decidirá si se podría continuar vertiendo o se cesaría provisionalmente hasta encontrar y subsanar el motivo que originase la anomalía. También establecerá la necesidad o no de efectuar nuevos análisis.

Se enviarán los resultados de los análisis extraordinarios, junto con los diarios que los motivaron.

– Vertido accidental:

Se detendrá inmediatamente el vertido, y se dará parte telefónicamente de forma inmediata de la incidencia a la Agencia Vasca del Agua. Caso de no poder ponerse en contacto directamente, deberá hacerse a través de SOS DEIAK. Tras la comunicación telefónica, se remitirá un informe especificando:

- Fecha y hora (real o estimada) del suceso.
- Caudal y duración (real o estimada) del vertido irregular.
- Efecto observable en el medio receptor.
- Anomalía que produjo el episodio contaminante.
- Medidas adoptadas o a adoptar para evitar los efectos en el medio receptor.
- Medidas adoptadas o a adoptar para la subsanación de la anomalía.
- Analítica del medio receptor.

Una vez analizada la situación, la Viceconsejería de Medio Ambiente resolverá la puesta en práctica de un plan de emergencia que incluya la retirada de las sustancias flotantes, así como la limpieza y descontaminación de toda el área afectada por los vertidos.

A tal fin deberá cumplimentarse lo dispuesto por la Orden 1 de junio de 1963, Orden 27 de mayo de 1967 y Orden 21 de agosto de 1967.

– Vertido al Barbadun:

Se procederá, comunicando el hecho de forma inmediata y se remitirá un informe que contenga:

- Fecha y hora de comienzo del vertido.

- Caudal y duración.
- Anomalía que produjo el vertido.
- Medidas adoptadas o a adoptar para la subsanación de la anomalía.

Se deberá mantener el control analítico establecido en el apartado F.3.

ANEXO II – PROTOCOLO DE LIMPIEZA DE BALSAS DE RETENCION FINAL

La limpieza se realiza mediante el sistema de vaciado total de la piscina y acceso del personal de limpieza al fondo.

Dada la repercusión que el trabajo pueda tener en la calidad de vertido, como consecuencia de la reducción del tiempo de retención del agua a la mitad, antes del inicio del trabajo se deberá informar a la Agencia Vasca del Agua.

1.– Petróleos del Norte, S.A. (Petronor) deberá tener todo el equipo listo antes de dejar fuera de servicio el lado de la piscina que debe limpiarse: planta de tratamiento, equipos de bombeo y equipos de achique.

2.– Bloquear las tajaderas del lado de la Piscina de Retención que se vaya a limpiar, cabecera y salida a bombas. Para facilitar el achique del lado que se va a limpiar, se bloqueará la tajadera de salida después de terminar el bombeo aprovechando el bajo nivel.

3.– Vaciar la piscina enviando el agua a la Piscina de Decantación.

4.– El achique o vaciado final del agua de la piscina se enviará a la cabecera de la planta de tratamiento de aguas por el colector de aceitosas. Se trata de no aportar carga contaminante a la piscina de decantación que pudiera afectar a la piscina de retención.

5.– El fango que se extraiga del fondo de la piscina se enviará a la planta de tratamiento de lodos. De esta planta, el agua se enviará a la planta de DAR y el fango, tras su adecuado tratamiento y caracterización, será enviado a gestor autorizado.

6.– Se instalará un equipo de achique con arranque/paro automático que asegure el mantenimiento bajo del nivel en la piscina. Esta agua se enviará a la cabecera del tratamiento.

7.– Protocolo de actuación de control de vertido.

7.1.– Se informará a la Agencia Vasca del Agua de cualquier incidencia de la planta que pudiese repercutir en la calidad del vertido.

7.2.– Utilizando el seguimiento analítico diario de la calidad de vertido se analizará la tendencia para prevenir incidencias.

7.3.– Además de la muestra rutinaria media del día, se tomará una muestra al inicio y al final de cada bombeo para conocer el aspecto del vertido. Se guardará la muestra en el Laboratorio y si fuese necesario se analizarán hidrocarburos no polares y sólidos en suspensión.

7.4.– Diariamente se comprobará el aspecto en la zona de vertido.

7.5.– Durante la limpieza, se realizará una succión de los lodos que pudieran acumularse en la zona de salida de la piscina que se encuentre en servicio. Se evitará un arrastre al foso de bombas.

7.6.– Durante el tiempo que dure la limpieza se deberán retirar diariamente las natas que se formen en el lado de la piscina en servicio y en el foso de bombas.

En caso de considerarse necesario y para garantizar la calidad del agua efluente, se procederá de inmediato a la suspensión de la labor de limpieza, y a su puesta en operación.

8.– Este protocolo puede ser modificado a petición de la empresa, en caso de que esta presente otro alternativo y sea aprobado por la Agencia Vasca del Agua.»