

INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DGPEM POR LA QUE SE OTORGA A ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA Y APROBACIÓN DEL PROYECTO DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO “SUSTITUCIÓN DE LA UNIDAD TURBOCOMPRESORA TC-101 POR LA UNIDAD MOTOCOMPRESORA MC-101 DE LA E.C. ALMENDRALEJO (BADAJOZ)”

Expediente INF/DE/082/22

CONSEJO. SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidente

D. Ángel Torres Torres

Consejeros

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Bernardo Lorenzo Almendros

D. Xabier Ormaetxea Garai

D.^a Pilar Sánchez Núñez

Secretario

D. Miguel Bordiu García-Ovies

En Madrid, a 14 de julio de 2022

De acuerdo con el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, y con lo dispuesto en el artículo 81.2 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, la Sala de la Supervisión Regulatoria acuerda lo siguiente:

1. ANTECEDENTES

Con fecha 11 de mayo de 2022, tuvo entrada en la CNMC escrito de la Dirección General de Política Energética y Minas (en adelante DGPEM), de misma fecha, solicitando informe sobre la Propuesta de Resolución de la DGPEM, por la que se otorga autorización administrativa previa y aprobación del proyecto de ejecución del proyecto denominado “*Sustitución de la unidad turbocompresora*”

TC-101 por la unidad motocompresora MC-101 de la E.C. Almendralejo (Badajoz)”, en la provincia de Badajoz (en adelante el Proyecto), propiedad de ENAGÁS TRANSPORTE, S.A.U., (en adelante ENAGÁS TRANSPORTE). Adjunto al escrito, se remite copia de la referida Propuesta de Resolución de la DGPEM.

A dicho oficio, la DGPEM adjunta la documentación y escritos remitidos por ENAGÁS TRANSPORTE, que forman parte del expediente. A continuación, se relacionan los principales:

- Escrito de 6 de julio de 2020 mediante el que ENAGÁS TRANSPORTE, solicita a la DGPEM autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución, además de inclusión en el régimen retributivo del Proyecto. A dicho escrito adjunta Memoria, Anejos, Planos, Pliego de condiciones y Presupuesto del Proyecto.
- Escrito de 16 de julio de 2020, que, como continuación al escrito de 6 de julio de 2020, y una vez revisado el Proyecto, remiten documentos del Proyecto completo que anulan y sustituyen a los presentados el 6 de julio, una vez detectados errores en la documentación enviada¹.
- Documentación adjunta al escrito anterior, relativa al Proyecto técnico: *“Sustitución de la unidad turbocompresora TC-101 por la unidad motocompresora MC-101 de la E.C. Almendralejo (Badajoz). Proyecto de Autorización de instalaciones”*, de julio de 2020:
 - Documento nº 1. Memoria y Anexos².
 - Documento nº 2: Planos.
 - Documento nº 3: Pliego de condiciones y especificaciones³.
 - Documento nº 4: Presupuesto.

¹ Se citan errores relativos a la Planta fotovoltaica y al Presupuesto.

² Anejo 1 de Estudio técnico-económico; Anejo 2 de Características del gas.; Anejo 3 de Motocompresor; Anejo 4 de Tuberías; Anejo 5 de Equipos electrónicos; Anejo 6 de Instrumentación y control; Anejo 7 de Obra civil; Anejo 8 de Estudio de seguridad y salud; Anejo 9 de Estudios de áreas clasificadas; Anejo 10 de Listado de equipos mecánicos; Anejo 11 de Listado de líneas; de Anejo 12 de Listado de equipo eléctricos; Anejo 13 de Memoria ambiental del proyecto de modificación; Anejo 14 de Estudio de gestión de residuos de construcción y demolición; Anejo 15 de Estudio de emisiones acústicas; Anejo 16 de Proyecto de Planta de generación fotovoltaica.

³ Este documento contiene exclusivamente el índice de cada bloque de pruebas, equipos, montajes etc., pero carece propiamente de contenido.

- Escrito de 28 de abril de 2022, mediante el que ENAGAS TRANSPORTE, remite a la DGPEM, y como continuación de sus escritos de 6 y 16 de julio de 2020, la Declaración responsable, de 10 de febrero de 2022, del Ingeniero Industrial colegiado nº 6324, del Colegio Oficial de Ingenieros Industriales de Bizkaia, autor del Proyecto.
- Oficio de 1 de febrero de 2022, de la DGPEM, de traslado del expediente a la Subdelegación de Gobierno en Badajoz, a efectos de que se inicien los trámites de información pública del Proyecto y de que se emita el oportuno informe por parte de esta, de acuerdo con el Real Decreto 1434/2002.
- Informe de 7 de abril de 2022, del Área de Industria y Energía de la Subdelegación de Gobierno de Badajoz, que indica que, teniendo en cuenta el trámite de información pública⁴ efectuado, se da por concluido el trámite de consultas a administraciones, organismos o empresas de servicio público o de servicios de interés general del Proyecto.

2. HABILITACIÓN COMPETENCIAL

Corresponde a esta Comisión informar sobre la Propuesta de autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones referidas, todo ello en virtud de la función establecida en el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC (en adelante, Ley 3/2013), y conforme con lo dispuesto en el artículo 81.2 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre *por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural*.

Dentro de la CNMC, la Sala de Supervisión Regulatoria resulta competente para emitir la presente resolución, de conformidad con lo establecido en el artículo 21.2 de la Ley 3/2013, así como el artículo 14.1.b) del Real Decreto 657/2013, de 30 de agosto, por el que se aprueba su Estatuto Orgánico.

3. NORMATIVA SECTORIAL APLICABLE

Es de aplicación el artículo 67 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, *del Sector de Hidrocarburos*, que establece que las instalaciones de transporte requieren autorización administrativa previa. Asimismo, establece que los solicitantes de autorizaciones para instalaciones deberán acreditar suficientemente el

⁴ Proyecto anunciado en BOE nº 201, de 17 de febrero de 2022, Boletín Oficial de la provincia de Badajoz nº 35, de 21 de febrero de 2022, y en los diarios "Extremadura" y "Hoy de Extremadura", ambos con fecha 21 de febrero de 2022.

cumplimiento de los requisitos relativos a las condiciones técnicas y de seguridad de estas, las condiciones de protección del medioambiente, la adecuación del emplazamiento al régimen de ordenación del territorio, y la capacidad legal, técnica y económico-financiera del titular para la realización del proyecto.

El Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, *por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural*, en particular su título IV que establece el procedimiento para la obtención de la autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución, y la autorización de cierre, para las instalaciones comprendidas en la red básica de gas natural, definida de acuerdo con lo previsto en el artículo 59⁵ de la Ley 34/1998.

La Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, *por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural*.

La Ley 18/2014, de 15 de octubre, *de aprobación de medidas urgentes para el crecimiento, la competitividad y la eficiencia*, relativo a la sostenibilidad económica del sistema de gas natural.

Las Circulares de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia 9/2019⁶, de 12 de diciembre, y 8/2020⁷, de 2 de diciembre, que establecen la metodología retributiva para las instalaciones de transporte, aplicable a partir del 1 de enero de 2021, los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones.

⁵ Las estaciones de compresión forman parte de la red básica.

⁶ Circular, con entrada en vigor el 24 de diciembre de 2019, por la que se establece la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado.

⁷ Circular, con entrada en vigor el 17 de diciembre de 2020, por la que se establecen los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026 y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado.

4. CONSIDERACIONES SOBRE LAS INSTALACIONES A AUTORIZAR

4.1. Situación actual de las instalaciones

La E.C. de Almendralejo⁸, situada en la posición N-07 de ENAGAS TRANSPORTE⁹ en la provincia de Badajoz, es parte integrante de la Red Básica conforme a la definición establecida en el artículo 59.2 de la Ley 34/1998¹⁰, de 7 de octubre, y de la Red Troncal del Sistema Gasista conforme lo indicado en la Orden IET/2434/2012, de 7 de noviembre, *por la que se determinan las instalaciones de la red básica de gas natural pertenecientes a la red troncal de gas natural*, donde figura en el listado de E.C. de la Red Troncal.

Actualmente la E.C de Almendralejo, según se indica en el Proyecto, es de tipo intemperie, totalmente automatizada y reversible pudiendo recibir el gas e impulsarlo con una presión máxima de descarga de 78 bar(a). Su configuración es de 4+1 turbocompresores en paralelo, cuatro de ellos con una potencia de 4.312 kW¹¹ y el quinto con una potencia de 4.569 kW.

⁸ Por Resolución de la Dirección General de Energía, del Ministerio de Industria y Energía, de 30 septiembre de 1996, se otorgó ENAGÁS, S.A., autorización administrativa para la construcción de la E.C. de Almendralejo (Badajoz). La ampliación de esta instalación con el quinto turbocompresor fue autorizada con fecha 18 de junio de 2002.

Las instalaciones obtuvieron su autorización de explotación mediante Actas de Puesta en Servicio de 22 de octubre de 1999 y de 29 diciembre 2004.

Asimismo, por Resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas, de 26 de marzo de 2013 (“BOE” núm. 86, de 10 de abril de 2013), se autorizó el cambio de titularidad en todas las autorizaciones y concesiones otorgadas a ENAGÁS, S.A. a favor de ENAGÁS TRANSPORTE S.A.U.

⁹ EC actual se encuentran en las confluencias de los gasoductos Córdoba-Almendralejo, Almendralejo-Cáceres y Almendralejo-Badajoz-Portugal.

¹⁰ Según lo establecido en el artículo 59.2, en la Red troncal de la red básica de gas natural se incluyen los gasoductos de transporte primario interconectados, esenciales para el funcionamiento del sistema y la seguridad de suministro, considerándose incluidos los elementos auxiliares necesarios para su funcionamiento.

Por su parte, el artículo 66.3 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, establece que se consideran elementos constitutivos de la red de transporte, entre otros, todos aquellos activos de comunicaciones, protecciones, control, servicios auxiliares, etc., necesarios para el adecuado funcionamiento de las instalaciones específicas de la red de transportes.

¹¹ En el trámite de inclusión definitiva en el régimen retributivo del 5º TC, ENAGAS aportó certificado del fabricante sobre la potencia efectiva en condiciones normales de todos los TC indicando que los 4 originales tenían una potencia de 4.312 kW, si bien tanto la potencia considerada a efectos retributivos desde 2002 registrada en SIDRA como la potencia declarada por ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. en SICORE es de 4.208 kW.

Las instalaciones objeto de autorización son una sustitución parcial de instalaciones ya existentes y tienen como propósito remplazar uno de los cuatro compresores originales, en concreto, el turbocompresor TC-101, que funciona a gas, por una nueva unidad moto-compresora (MC-101), que funcionará con electricidad y presentará presiones de succión y descarga de 57 y 78 bar(a) respectivamente, sus sistemas auxiliares y un pequeño edificio que albergará el transformador de potencia y el variador de frecuencia. Asimismo, en el Proyecto se incluye una planta de generación fotovoltaica que proporcionará parte de los consumos eléctricos del motocompresor.

4.2. Justificación de la necesidad del proyecto por parte de ENAGÁS TRANSPORTE

ENAGÁS TRANSPORTE indica en la Memoria que la sustitución de uno de los cuatro turbocompresores se encuadra dentro de las líneas de actuación estratégica de ENAGÁS TRANSPORTE de reducción de su huella de carbono en el horizonte 2040 que pretende ser un instrumento que permita aplicar los recursos económicos necesarios de una manera eficiente y óptima.

En concreto, el proyecto surge del *“Plan de mejora de eficiencia energética y reducción de emisiones de CO₂ en estaciones de compresión”* que tiene como objeto la identificación de aquellas estaciones de compresión en las que el cambio de turbocompresores a motores eléctricos para el accionamiento de los compresores presenta mayores ventajas en términos de ahorros energéticos y, por tanto, en menores costes para el Sistema Gasista. En concreto, ENAGÁS TRANSPORTE menciona que, dentro del Plan, se han descrito una serie de ventajas de la transformación planteada (eficiencia, rendimiento, menores emisiones, menores necesidades de mantenimiento, menor impacto acústico etc.), a la vista de las cuales, una vez obtenido el resultado del análisis para la E.C. de Almendralejo, se ha seleccionado como candidata para dicha transformación.

En resumen, el objetivo del proyecto presenta un carácter medioambiental y de eficiencia energética al evitar la emisión de gases de efecto invernadero bien evitando producir una cierta cantidad de CO₂ al año por consumo de gas, bien por autoproducir parte de la energía eléctrica necesaria para el motocompresor mediante una planta fotovoltaica (siendo los excedentes vertidos a red).

4.3. Características técnicas del proyecto

El Proyecto consiste en el desmantelamiento de uno de los turbocompresores existentes y la construcción un motocompesor eléctrico, incluyendo toda la cadena de accionamiento y los sistemas auxiliares; asimismo, en el proyecto se

incluye una planta de generación eléctrica fotovoltaica. A continuación, se indican las principales características técnicas de esta sustitución:

- Se sustituye el TC-101 a gas por el nuevo MC-101 eléctrico:
 - TC a desmantelar: Centaur 50S con una potencia de eje de 4.312 kW, junto sus equipos auxiliares, incluyendo la cabina donde está ubicado, si bien se podrán reutilizar la ventilación de la cabina y otros elementos.

Asimismo, se desmantelarán sus sistemas de tuberías, válvulas, accesorios, aparatos de medida y control, y otros que dejarán de ser necesarios – como el sistema de refrigeración de aceite de lubricación o precisen sustitución.
 - Nuevo MC a construir que cubre hasta 187.000 Nm³/h de caudal con presiones de succión y descarga de 57 y 78 bar(a) respectivamente. Presenta motor eléctrico y variador de frecuencia.
 - Se adecuará la cimentación de actual TC-101.
 - Se ejecutará una nueva canalización en zanja para el tendido de cables de alimentación eléctrica y de instrumentación y control del nuevo Motocompresor MC-101.
- Nuevo edificio eléctrico: donde se ubicará el variador de frecuencia (VDF) y el transformador de potencia, que constará de un aerorefrigerador para evacuar el calor generado por el VDF y un sistema de ventilación en la parte lateral.
- Nuevo sistema de Defensa Contra Incendios (DCI) de tipo automático, que integrará funciones protectoras para el nuevo edificio eléctrico que albergará el transformador y el variador de frecuencia, contando con detecciones en ambas salas.
- Planta de generación fotovoltaica: el Proyecto contempla la instalación de una planta de generación eléctrica fotovoltaica con una superficie aproximada de 3,46 ha, en el mismo emplazamiento que la E.C., de 2,5 MWp¹² aproximadamente y con un PR¹³ del 80% el primer año, que suministraría gran parte de la energía eléctrica producida como consumo de la nueva

¹² MWp= MW de potencia pico; siendo la potencia pico la potencia máxima teórica que se obtiene en condiciones estándar.

¹³ Performance Ratio: porcentaje que muestra la producción energía real frente a la teórica, señalando el rendimiento de la planta.

unidad motocompresora, vertiendo ocasionalmente los excedentes a la red¹⁴. La planta -formada por un único subcampo¹⁵- convertirá la energía solar (radiación) en electricidad (corriente continua) a través de 6.110 módulos fotovoltaicos¹⁶ instalados en estructura fija 2Vx13/26¹⁷, orientada al sur, mediante cajas de paralelos, y que presentarán inversores de *string* o centrales, que convertirán la corriente continua del campo solar a corriente alterna. Así mismo, la planta consta de transformadores de potencia que elevan la tensión de baja a media, celdas de tensión y los correspondientes cableados eléctricos y transmisores de datos.

- Otras instalaciones auxiliares: se completará con el correspondiente sistema de instalación eléctrica, instrumentación y control, tuberías, válvulas, accesorios, aparatos de medida etc., de acuerdo con los diagramas de proceso, especificaciones y planos incluidos en los Anejos del Proyecto.

Las nuevas conducciones asociada al nuevo motocompresor irán protegidas catódicamente por el sistema actualmente instalado en la E.C. no requiriéndose ampliación.

En cuanto a las características técnicas, esta Comisión entiende que las características fundamentales de la instalación a construir han de estar perfectamente reflejadas tanto en el Proyecto y su Memoria, como en la Propuesta de Resolución. Ahondando en el asunto, ha de señalarse la dificultad para encontrar la potencia del motocompresor MC-101 dentro del Proyecto y su Memoria, cuando es una característica técnica básica que será, en su caso, empleada para el cálculo de la retribución de la instalación por aplicación de los valores unitarios (en adelante VVUU) correspondientes. De hecho, se ha observado una contradicción entre los dos documentos donde se ha encontrado dicha información: mientras el Anejo nº 1 de Análisis económico-financiero indica 3.861 kW, el Anejo nº 13 de la Memoria Ambiental señala 4.312 kW.

¹⁴ Según el Anejo nº 16 del Proyecto, la planta fotovoltaica se enmarcaría en el Real Decreto 244/2019 de autoconsumo, en el régimen de autoconsumo con excedentes y sin compensación, y solo exportaría energía a la red en los casos de parada de motocompresor, lo que ocurrirá durante solo unos pocos días al año de manera fortuita.

¹⁵ El subcampo es cada conjunto de paneles conectados a un mismo inversor central.

¹⁶ Modelo JAM72S10 390-410/MR del fabricante JA SOLAR con potencia unitaria de 410 Wp, y contando cada módulo con 144 células de silicio monocristalino.

¹⁷ 26/52 módulos por estructura.

4.4. Características económicas del Proyecto (presupuesto)

El presupuesto estimado¹⁸ para las instalaciones contempladas en el Proyecto de Autorización Administrativa “*Sustitución de la unidad turbocompresora TC-101 por la unidad motocompresora MC-101 de la E.C. Almendralejo (Badajoz). Proyecto de Autorización de instalaciones*”, de julio de 2020, asciende a 7.503.137,42 euros.

A continuación, se muestra el resumen por capítulos, cuyo desglose se presenta en el documento nº 4 del Proyecto:

Tabla 1. Presupuesto del Proyecto (julio 2020)

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

A partir del Presupuesto final, la Propuesta de Resolución establece una fianza por un valor de 150.062,75 euros (2% del importe del presupuesto que ENAGAS TRANSPORTE deberá constituir.

En relación con el presupuesto anterior cabe señalar que:

- ✓ El presupuesto no coincide exactamente con el sometido al trámite de información pública de 6.036.068,74 €, que reflejan tanto el Informe de la Subdelegación de Badajoz de 7 de abril de 2022 como los anuncios de información pública efectuados al respecto, ya que este no recogía los capítulos del presupuesto correspondientes a la Planta Fotovoltaica.

Por ello y sin perjuicio de las consideraciones efectuadas en el apartado 5.5, existe cierta incongruencia entre el presupuesto y la fianza, ya que, si la Propuesta de Resolución solo autoriza la sustitución del turbocompresor por el motocompresor, y no la planta fotovoltaica, la fianza debería de calcularse solo a partir del presupuesto de 6.036.068,74 €. que no contempla la planta, siendo por tanto de 120.721,37 € y no de 150.062,75 €.

¹⁸ El Proyecto y presupuesto, fue adjuntado por ENAGAS TRANSPORTE en su escrito de solicitud de autorización administrativa de 16 de julio de 2020, en sustitución de los documentos remitidos mediante oficio de 6 de julio de 2020 donde había observado errores.

El presupuesto del primer Proyecto, remitido el 6 de julio de 2020, era de 7.271.418,39 €, siendo por tanto 231.719,03 € inferior (-3,2%) al definitivo. Las partidas más afectadas en términos porcentuales son la de material mecánico y la de montaje mecánico, si bien también hubo correcciones en material eléctrico, montaje eléctrico, Ingeniería, dirección de obra y puesta en marcha, y en permisos y expropiaciones.

- ✓ El valor del presupuesto total (incluyendo la Planta fotovoltaica) del Proyecto sería un 1% inferior al valor resultante de aplicar los valores unitarios estándar de inversión vigentes¹⁹ para una transformación de turbocompresor a motocompresor por una potencia idéntica al turbocompresor existente (4.312 kW), que ascendería a 7.607.410,75 €

No obstante, el presupuesto indicado en la autorización sería inferior a los presupuestos informados con posterioridad a esta Comisión en cumplimiento de los artículos 12 ,13 y 22 de la Circular 9/2019. ENAGAS TRANSPORTE informó, en 2020²⁰, un presupuesto de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** €, y, en 2021²¹, un importe similar más bajo, de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** €, es decir, entre el **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]**% superiores al presupuesto del proyecto que se autoriza.

- ✓ Otros aspectos a reseñar son que: (i) la planta fotovoltaica representa el 19,55% del presupuesto, esto es 1.467.068,68 €; y (ii) las partidas de Permisos, Expropiaciones, Ingeniería, Dirección de Obra y Puesta en Servicio representan el 13,3% del presupuesto, al sumar un importe de 1.000.000 €.
- ✓ Por último, hay que referenciar un error de actualización en el epígrafe 12 de la Memoria del Proyecto, sobre el presupuesto, pues mantiene la cifra de 6.974.938,69 € de la versión de 6 de julio de 2020 en lugar de reflejar el citado valor de 7.503.137,42 €

¹⁹ VVUU de inversión estaciones de compresión con un término fijo de 14.997.763,28 €/E.C. (en este caso, por ser transformación de existente, aplicado a 1/3) y un término fijo de 604,86 €/kW aplicable a la potencia del nuevo motocompresor eléctrico.

²⁰ Documento “Planes de inversión plurianuales de ENAGÁS TRANSPORTE S.A.U. y ENAGÁS TRANSPORTE DEL NORTE S.L. Actualización de las inversiones previstas en las infraestructuras de Regasificación, Transporte y Almacenamientos Subterráneos”, de diciembre de 2020, con fecha de entrada en el registro de 4 de diciembre de 2020.

²¹ Documento “Planes de inversión plurianuales para las actividades de Regasificación y de Transporte de gas natural. ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U.”, de enero de 2022, con fecha de entrada en el registro de 25 de enero de 2022. En este caso el proyecto se desglosaría en dos actuaciones, la sustitución propiamente dicha del TC por el MC- con un presupuesto de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** €- y la planta fotovoltaica – con un presupuesto de **[INICIO CONFIDENCIAL] [FIN CONFIDENCIAL]** €-.

4.5. Sobre el resto de los turbocompresores en operación

Vistas las previsiones de uso de la EC de Almendralejo en el análisis económico-financiero del Proyecto²² realizado por ENAGAS TRANSPORTE y la información histórica reciente de la instalación, esta Comisión considera que sería recomendable analizar, juntamente con ENAGAS TRANSPORTE y el GTS, la posibilidad de proceder a cerrar alguna otra unidad de compresión de la E.C de Almendralejo, siempre que las condiciones técnicas, operativas y de seguridad lo permitan. A estos efectos, se cita como ejemplo de cierre de instalaciones no necesarias, el cierre del vaporizador de combustión sumergida en la Planta de regasificación de Palos de la Frontera (Huelva)²³.

Para la determinación de los ahorros potenciales del Proyecto para el Sistema es necesario proyectar la actividad de la instalación a futuro siendo para ello preciso relacionar esta actividad con la evolución prevista de demanda gasista²⁴. En el anejo 1 del documento de análisis económico-financiero de ENAGAS TRANSPORTE, sobre estimación de consumos, emisiones y costes de energía, se estima que el TC-101 a sustituir consumiría, de no sustituirse, 144 GWh de gas de operación en el año 2022. A partir de dicho año y hasta 2041 se establece una senda de consumos anuales²⁵, cuyo máximo llega a 166 GWh en 2026.

Por otro lado, de acuerdo con la información que obra en poder de esta Comisión, los consumos anuales de gas de operación para el conjunto de los cinco turbocompresores (cuatro en operación y uno de reserva) de la E.C. de Almendralejo habrían sido:

²² Documento: “Estudio de sustitución de turbocompresor en la EC Almendralejo” de mayo de 2020, incluido al final de la Memoria del Proyecto.

²³ Resolución de 16 de noviembre de 2021, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se autoriza a Enagás Transporte, SAU, el cierre y desmantelamiento del vaporizador de combustión sumergida PA-117B en la planta de regasificación de Palos de la Frontera (Huelva).

²⁴ A este respecto, en la definición de escenario base, y en cuanto a la demanda gasista esperada, los escenarios de estimación a nivel nacional utilizados por ENAGAS TRANSPORTE serían los del *Ten Year Network Development Plan (TYND) 2018* de ENTSG.

Por su parte, para determinar el modo de funcionamiento del equipo y su uso previsto, ENAGAS TRANSPORTE ha estimado unas necesidades de compresión a partir de factores de utilización global históricos, que posteriormente se reparten por factores de uso de cada instalación, lo que finalmente lleva a determinar las necesidades de gas combustible que tendría el turbocompresor a sustituir.

²⁵ Senda más o menos estable que presenta los primeros años un crecimiento del 5%, para posteriormente presentar leves decrecimientos del -2/-3%, para finalmente acabar con una senda de crecimiento del 1/0%.

Tabla 2. Consumos de gas de operación en los turbocompresores de la E.C. de Almendralejo (Badajoz)

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Fuente: SL-ATR²⁶

Por tanto, a la vista de los datos históricos y las previsiones de ENAGAS TRANSPORTE, esta Comisión se plantea la necesidad de un análisis sobre la posible ociosidad futura de los otros tres turbocompresores en operación, máxime cuando dos de ellos se han finalizado la vida útil retributiva. Adicionalmente ENAGAS TRANSPORTE deberían justificar mejor su previsión de consumos 2022-2041 para el TC-101, tal y como se señala en el punto 5.1.

Se considera conveniente que en este tipo de proyectos el GTS emitiera informe sobre la adecuación de la solución técnica adoptada por el transportista, por los siguientes motivos:

- El sistema gasista funciona actualmente bajo un modelo de planta única donde el GTS da las consignas de operación.
- El dimensionamiento de una EC es complejo y hay que tener en cuenta sus condiciones de operación. De hecho, el documento de Planificación 2008-2016, último aprobado para el sector gasista, recogía tal circunstancia en su página 429 al indicar que *“Las características (potencia y configuración del nº de grupos) de las estaciones de compresión recogidas en la tabla anterior tienen carácter meramente orientativo. El dimensionamiento definitivo de cada una de las actuaciones se establecerá por el gestor técnico del sistema gasista una vez se realicen los estudios detallados para la adecuación de las características a las condiciones de operación necesarias (caudales y presiones de aspiración e impulsión) para el funcionamiento óptimo y con el mejor rendimiento de los turbocompresores”*.

5. CONSIDERACIONES SOBRE LA PROPUESTA

Las consideraciones que se indican a continuación se realizan teniendo en

²⁶ El SL-ATR es el Sistema Logístico de Acceso de Terceros a las Redes, y es una plataforma de comunicación y gestión, que utilizan los agentes gasistas (reporte de solicitudes de capacidad, contratación, programaciones y nominaciones, mediciones, repartos, balances y soporte a la facturación) que funciona en tiempo real.

cuenta la regulación aplicable, la información disponible en esta Comisión y la información del expediente remitida por la DGPEM.

5.1. Sobre la justificación de las instalaciones a autorizar

El Plan de mejora de eficiencia energética y reducción de emisiones de CO₂ en estaciones de compresión, planteado por ENAGAS TRANSPORTE²⁷, tiene como objeto la identificación de aquellas estaciones de compresión en las que el cambio de turbocompresores a motores eléctricos para el accionamiento de los compresores presenta mayores ventajas en términos de ahorros energéticos y, por tanto, en menores costes para el Sistema Gasista.

El proyecto aquí planteado de sustitución del turbocompresor TC-101 por el motocompresor MC-101 en la E.C. de Almendralejo, junto con instalación de planta fotovoltaica para su autoconsumo, basa su justificación, en dos pilares: reducción de costes y mejora medioambiental por menores emisiones (que a su vez redundaría en ahorros al emitir menos CO₂). Es decir, el proyecto planteado no se propone por ninguna cuestión de seguridad, de gestión técnica, ni de otras actuaciones urgentes que tengan que ver con la disponibilidad o suministro, ni de cumplimiento de nueva normativa de obligado cumplimiento, sino que se propone para posibilitar una mejora ambiental que conllevaría, asimismo, ahorro de costes. En este sentido, hay que tener en cuenta que la normativa sectorial gasista, requiere efectuar un análisis económico-financiero, que justifique y controle este tipo de inversiones en aras de la sostenibilidad y el equilibrio del Sistema Gasista. En concreto, atendiendo al artículo 59 de Ley 18/2014, sobre sostenibilidad económico-financiera²⁸, y al artículo 22 de la Circular 9/2019, sobre planes de inversión y cierre de instalaciones²⁹, la nueva inversión a autorizar (y

²⁷ Según ENAGAS TRANSPORTE "Dicho plan se enmarca dentro de la estrategia de Enagás de reducción de su huella de carbono en el horizonte 2040 y pretende ser un instrumento que permita aplicar los recursos económicos necesarios de una manera eficiente y óptima."

²⁸ En el apartado 1, indica que las actuaciones de las Administraciones y sujetos gasistas estarán sujetas al principio de sostenibilidad económica y financiera, entendido este como la capacidad del sistema para satisfacer la totalidad de los costes del mismo, conforme a lo establecido en la legislación vigente. Por su parte, en el apartado 5, señala que toda medida que suponga un incremento de costes o una reducción de ingresos para el Sistema Gasista, deberá incorporar una reducción equivalente de, otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio de éste.

²⁹ En el apartado 2, señala que la justificación de la sostenibilidad económica y financiera de la inversión se realizará considerando la vida útil regulatoria desde la fecha de puesta en servicio e indicando: los ingresos que esté previsto obtener; las subvenciones de Administraciones u Organismos Públicos y medidas de efecto equivalente; los contratos firmados y compromisos obtenidos de los usuarios o consumidores que avalen el uso futuro de la instalación; las cantidades de gas que esté previsto vehicular o procesar por la instalación y cualquier información asociada a otro vector explicativo del uso o generación de ingresos de la instalación.

por ende los nuevos pagos retributivos del Sistema) debe compensarse por los ahorros de costes energéticos que se han de producir (reduciendo la retribución asociada a dichos costes)³⁰ dado que la nueva inversión no produciría mayor recaudación de ingresos por la vía de peajes y cánones.

A estos efectos ENAGAS TRANSPORTE ha incluido en la Memoria del Proyecto, un análisis económico-financiero³¹ donde se describe la metodología utilizada en las simulaciones. Dicho documento justificaría su viabilidad económico-financiera tras obtener un V.A.N.³² positivo de 7,1 Millones de € para los ahorros producidos tras simular a 20 años³³ la evolución de los costes retributivos tanto en el caso de seguir con la opción actual (continuidad del TC-101 a gas)³⁴, como en el caso de realizarse la sustitución con el MC-101 eléctrico. También se calculan los ahorros de CO₂ tanto en términos de toneladas evitadas a la atmósfera como en términos monetarios (aplicando el precio esperado de la tonelada de CO₂ a las toneladas evitadas³⁵), si bien este flujo monetario no entra como ahorro en el flujo final de caja calculado para el Sistema Gasista.

El documento de análisis de ENAGAS TRANSPORTE concluye que la sustitución del accionamiento del compresor (de turbina de gas a motor eléctrico) se traduce en un ahorro energético y una reducción de emisiones de CO₂ cuya magnitud depende del grado de utilización de cada instalación y del régimen de funcionamiento de este. Dicho ahorro se traduce en un ahorro de costes efectivo, que se repercutirá al sistema gasista, cuando el grado de utilización sea lo

³⁰ Se deja de retribuir los costes auditados del gas de operación consumidos en el TC-101, para pagar el coste de consumo de energía eléctrica del motocompresor, en principio menores, al tener mejor rendimiento y ser una parte autogenerada con la planta fotovoltaica

³¹ Documento: “Estudio de sustitución de turbocompresor en la EC Almendralejo” de mayo de 2020

³² El V.A.N es el valor actual neto, o valor presente de todos los flujos de caja del Proyecto. Es una medida de la viabilidad financiera de un determinado proyecto. En el análisis realizado por ENAGAS TRANSPORTE se utiliza una tasa de descuento del 4,22%,

³³ Vida útil regulatoria de la nueva instalación. Se simula entre desde el año previsto de puesta en marcha (2022) hasta 2041

³⁴ El TC-101, al haber sobrepasado su vida útil regulatoria, no percibe retribución por inversión, aunque si percibe retribución por costes de O&M, retribución por extensión de vida útil (REVU), retribución por continuidad de suministro (RCS), y retribución por costes auditados de gas de operación. Por su parte, de construirse el nuevo MC-101, percibiría su retribución por inversión, su retribución por costes de O&M más la retribución por costes auditados eléctricos (para este último valor, no se tienen en cuenta los ahorros en costes eléctricos que producirían por la planta fotovoltaica).

ENAGAS TRANSPORTE realiza proyecciones tanto de consumo de gas y electricidad, así como previsiones de la evolución de sus precios y ATR para los 20 años de análisis. Los costes de gas y eléctricos se ven afectados por una tasa de inflación del 2%.

³⁵ Y considerando un factor de emisión de 203,00 t/GWh.

suficientemente elevado como para cubrir los costes fijos asociados al ATR de potencia eléctrica. Por ello, debería incentivarse la sustitución mediante el reconocimiento de las inversiones necesarias.

Esta Comisión está de acuerdo en términos generales con la autorización de este tipo de instalaciones, en tanto efectivamente se logren los objetivos de reducción de CO₂, de mayores eficiencias en el uso de la energía y de reducción de los costes de O&M para la empresa y el Sistema Gasista. Igualmente, se estima adecuado la presentación, por parte de ENAGAS TRANSPORTE, del ejercicio de previsión de análisis económico-financiero para el Proyecto, y su ámbito temporal de 20 años (vida útil de la nueva instalación), así como de los cálculos de flujos de caja por diferencia de los dos escenarios mencionados. Además, el hecho de que el Proyecto no contabilice en sus flujos de caja los ahorros por reducción de emisiones de CO₂, ni los ahorros por autoconsumo de planta fotovoltaica, hace que el análisis sea más conservador que de haberlos considerado. Dicho esto, se han de realizar los siguientes comentarios, en concreto, sobre estudio de análisis económico-financiero:

- Una variable muy crítica para el resultado económico-financiero es la previsión del consumo de gas si se mantuviese el viejo TC -101, ya que determina tanto los ahorros de gas en la alternativa de sustitución, como el coste eléctrico del nuevo MC-101 (pues se obtiene por factores de eficiencia y de disponibilidad a partir de aquel)³⁶. En este sentido, esta Comisión echa en falta una mayor explicación y justificación tanto del consumo de gas proyectado como de los factores indicados.
- Algunos de los conceptos y parámetros tomados han podido quedar desactualizados o desfasados bien porque se toman como referencia la metodología retributiva y los valores unitarios previos a las Circulares de la CNMC³⁷; bien por la actual coyuntura de inflación y, en particular, de

³⁶ Considerando un consumo de gas de partida del TC-101 de 144 GWh el 2022, y los siguientes parámetros:

- Factor de eficiencia E.C. Euskadour: 0,42 MWh de consumo eléctrico por cada GWh comprimido.
- Factor de eficiencia E.C de Almendralejo: 4,78 MWh de consumo gasista por cada GWh comprimido.
- Factor de simultaneidad de E.C. de Almendralejo: 1,05 (sustitución del trabajo efectuado por el viejo TC-101 al 95% por el nuevo MC-101 debido a los distintos modos de operación de los dos equipos).

³⁷ Por ejemplo:

precios del gas natural, de la emisión de CO₂ y de la electricidad³⁸, que tienen un impacto muy directo en los cálculos de las previsiones de flujos de caja. Los resultados obtenidos podrían catalogarse, en términos generales, de un escenario conservador, pues con los factores de emisión que se contemplan en el análisis en un contexto de precios de gas, electricidad y CO₂ muy altos como el actual daría lugar a resultados aún más favorables para el Sistema³⁹.

- Los excedentes de la planta fotovoltaica, si bien se citan como algo puntual, proporcionarían unos ingresos a ENAGAS TRANSPORTE que habrían de ser analizados en el ámbito de la nueva Circular 9/2019 y de los servicios conexos.
- Si bien el coste del CO₂ no se incluye en el cálculo del V.A.N., ENAGAS TRANSPORTE indica en el apartado 3 del documento, relativo a la Metodología de evaluación que *“En la determinación de este coste se ha considerado la totalidad de las emisiones con independencia de posibles asignaciones gratuitas de derechos a las instalaciones”*, sin embargo, en el apartado 4 sobre definición del escenario base, indica que *“en el precio del CO₂ incluye la parte proporcional de asignación gratuita de derechos de emisión que se ha considerado de un 20%”*; estas dos afirmaciones parecen contradictorias.

-
- Se simula una retribución por RCS conforme Ley 18/2014 a 20 años para las dos instalaciones, cuando por la Circular 9/2019 dicho concepto solo aplicaría a las instalaciones p.e.m antes de 2020 y su importe va disminuyendo paulatinamente en el periodo 2021-26 hasta ser el 20% para el año de gas 2026.
 - Se utilizan parámetros correspondientes a la Ley 18/2014, como la tasa de retribución financiera del 5,09 % o los coeficientes para el cálculo de la retribución de extensión de vida útil (REVU) que comienzan en 15%; en lugar de los correspondientes a la metodología de la Circular 9/2019 que serían una tasa de 5,44% o unos coeficientes para REVU que empezarían desde 30%.
 - Se utilizan los VVUU de inversión y de O&M anteriores a la Circular 8/2020, porque el análisis se realizó con anterioridad a la publicación de la Circular.

³⁸ Se citan precios del gas natural de 24,42 €/MWh (valor medio en MIBGAS para gas de operación en 2018), del CO₂ de 22,45 €/t (estimado de *World Energy Outlook 2015 a 2017* de la AIE), costes variables eléctricos de 69,70 €/MWh (valor medio de contratos para 2018, incluyendo ATR por potencia y por consumo e impuesto especial eléctrico). Tasa de inflación interanual considerada del 2%.

³⁹ Según los factores, para realizar el mismo trabajo de compresión, una turbina de gas gastaría unos 11 kWh por cada kWh del motor eléctrico. Por otro lado, y simplificando bastante, se puede asumir que el precio del kWh eléctrico es aproximadamente el doble del precio del kWh de gas más el coste del CO₂ emitido para producir dicho kWh eléctrico. Siguiendo estas correlaciones, precios más altos producirían V.A.N. más elevados, al generarse cada vez más ahorro.

Esta Comisión valora positivamente el análisis económico-financiero realizado por ENAGAS TRANSPORTE, pero cree debería de valorarse la conveniencia de actualizarlo atendiendo, tanto a la coyuntura actual de precios como los comentarios realizados. Así mismo, considera que se deberían realizar simulaciones modificando parámetros que puedan ser más críticos como la relación de factores de emisión de una y otra tecnología, la tasa de inflación, los consumos de gas previstos en el viejo TC-101 o incluso el valor reconocido de la instalación (de esperarse un aumento de costes de esta).

5.2. Sobre la necesidad de autorización administrativa previa

Las instalaciones por construir según el Proyecto se corresponden con la modificación de una instalación de la red básica – definida de acuerdo con lo previsto en el artículo 59 de la Ley 34/1998 –, en tanto que se sustituyen instalaciones de una estación de compresión.

De acuerdo con el artículo 70.1 del Real Decreto 1434/2002, la construcción, ampliación, modificación y explotación de las instalaciones gasistas de la red básica, entre otras, requieren resoluciones administrativas, tales como la autorización administrativa, la aprobación del proyecto y la autorización de explotación. Según artículo 70.3 del Real Decreto 1434/2002, no se requerirán las dos primeras autorizaciones cuando las modificaciones no impliquen alteración de las características técnicas básicas y de seguridad tanto de la instalación principal como de sus instalaciones auxiliares en servicio, ni se requiera declaración de utilidad pública para su realización.

De acuerdo con el proyecto del promotor, se producen modificaciones en la Estación de Compresión que requieren la obtención de una resolución de autorización administrativa previa, la aprobación del proyecto de construcción, así como la pertinente autorización de explotación, o acta de puesta en marcha, al finalizar la construcción de las instalaciones. De hecho, el proyecto consiste, por un lado, en el cierre y desmantelamiento de un turbocompresor en operación que, tal y como se indica en el apartado 5.6, necesita su correspondiente autorización administrativa; y, por otro lado, la construcción de la nueva unidad de compresión que, de realizarse sin sustituir ninguna instalación, requeriría, entre otros requisitos, autorización administrativa previa. Además, la nueva instalación es un motocompresor eléctrico cuyas características técnicas básicas son diferentes de la unidad sustituida simplemente por el cambio tecnológico⁴⁰.

⁴⁰ De hecho presentan valores unitarios de inversión distintos en el Anexo I de la Circular 8/2020, de la CNMC.

5.3. Sobre los requisitos de autorización administrativa

Según el artículo 67.2 de la Ley 34/1998, los solicitantes de autorización para la construcción, explotación, modificación y cierre de instalaciones deberán acreditar suficientemente el cumplimiento de los requisitos relativos a las condiciones técnicas y de seguridad de estas, las condiciones de protección del medio ambiente, la adecuación del emplazamiento al régimen de ordenación del territorio, y la capacidad legal, técnica y económico-financiera del titular para la realización del proyecto.

5.4. Sobre el régimen retributivo aplicable

Según lo dispuesto en el resuelto segundo de la Propuesta, las instalaciones objeto de este informe están sujetas a lo establecido en la Circular 9/2019, de 12 de diciembre, y Circular 8/2020, de 2 de diciembre, de la CNMC.

El Real Decreto-ley 1/2019, de 11 de enero, adecuó las competencias de la CNMC al derecho comunitario, de manera que, entre otras, esta Comisión pasa a tener las competencias retributivas de las instalaciones de transporte de gas natural.

Las Circulares 9/2019, de 12 de diciembre, y 8/2020, de 2 de diciembre, de la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia, establecieron la metodología para determinar la retribución de las instalaciones de transporte de gas natural y de las plantas de gas natural licuado; los valores unitarios de referencia de inversión y de operación y mantenimiento para el periodo regulatorio 2021-2026; y los requisitos mínimos para las auditorías sobre inversiones y costes en instalaciones de transporte de gas natural y plantas de gas natural licuado. Con su entrada en vigor han desplazado las disposiciones anteriores al Real Decreto-ley 1/2019 relativas a metodologías retributivas.

Se considera adecuado que la Resolución trate únicamente aspectos de la autorización administrativa del proyecto de ejecución y que no se pronuncie sobre aspectos retributivos concretos competencia de la CNMC haciendo referencia a que las instalaciones estarán sujetas a lo establecido en las Circulares 9/2019 y 8/2020.

5.5. Sobre la planta fotovoltaica auxiliar

El Proyecto para el que ENAGAS TRANSPORTE solicita autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución, como ya se vio en el apartado 4.3, incluye una planta fotovoltaica como instalación auxiliar del

motocompresor eléctrico para proporcionarle parte de sus necesidades de energía eléctrica.

La DGPEM, en el oficio de 1 de febrero de 2022 remitido a la Subdelegación de Gobierno de Badajoz para que ésta realizara el correspondiente informe sobre el trámite de información pública, indica que: *“se planea la construcción de una planta fotovoltaica dentro de los límites de la Estación de Compresión, siendo ésta considerada como una instalación auxiliar al proyecto referido y que requerirá de autorización por parte del organismo competente en la materia”*.

En la misma línea, al final de la condición 2ª, del Resuelve Primero de la Propuesta de Resolución se indica: *“No se habrá de considerar esta planta de generación eléctrica fotovoltaica, de naturaleza auxiliar a[1] proyecto, como autorizada con base en la presente resolución. A dicha planta le serán de aplicación cuantas autorizaciones, licencias o permisos de competencia municipal, autonómica o nacional resulten necesarios para la construcción y puesta en servicio de una instalación solar fotovoltaica de esas características.”*

La Propuesta de Resolución tiene por objeto autorizar la construcción del nuevo motocompresor eléctrico y una serie de instalaciones auxiliares necesarias para su funcionamiento, algunas de las cuales pertenecen a un ámbito sectorial distinto al estrictamente relacionado con el gas natural, como la planta fotovoltaica proyectada.

A este respecto, se considera que dichas instalaciones son integrantes del propio Proyecto, siendo afectada en términos generales por los procedimientos y competencias de autorización que rigen las instalaciones gasistas (de hecho, la planta fotovoltaica auxiliar de la instalación principal, se incluye en el Proyecto, tanto en su Memoria, como en su Presupuesto y Anejos), sin perjuicio de que sea necesario obtener otras autorizaciones derivadas de su propia normativa aplicable. A tal respecto, el artículo 75.2 del Real Decreto 1434/2002, establece que, para la construcción, modificación, explotación, transmisión y cierre de instalaciones comprendidas en la red básica de gas natural *“Las autorizaciones a las que se refiere el presente título serán otorgadas, sin perjuicio de las concesiones y autorizaciones que sean necesarias, de acuerdo con otras disposiciones que resulten aplicables, y en especial las relativas a la ordenación del territorio y al medio ambiente...”*

En este sentido, la Propuesta de Resolución ya recoge este hecho en la condición 10ª del resuelve Primero al señalar que: *“Esta autorización se otorga sin perjuicio e independientemente de las autorizaciones, licencias o permisos de competencia municipal, autonómica o de otros organismos y entidades*

necesarias para la realización de las obras de las instalaciones o en relación, en su caso, con sus instalaciones auxiliares y complementarias.”

Por lo tanto, la Propuesta ha de contener la autorización de la planta fotovoltaica, en tanto instalación complementaria o auxiliar necesaria para el nuevo motocompresor MC-101.

La inclusión de esta instalación en la autorización tiene relevancia jurídica, en tanto que al ser la planta fotovoltaica una instalación auxiliar de las instalaciones que se autorizan, su transmisión, en su caso, solo puede realizarse junto a la E.C. de Almendralejo, previa autorización administrativa (art. 86, Real Decreto 1434/2002⁴¹). Por tanto, **no sería posible que la Planta fotovoltaica fuera parcial o totalmente enajenada o vendida por separado de la instalación principal, tal y como ya se ha manifestado en su momento la extinta CNE⁴² en relación con otras instalaciones auxiliares de instalaciones principales del Sistema Gasista**. A este respecto, se cree conveniente la introducción expresa de una condición en la Propuesta de Resolución. En concreto, en la página 7, previamente al condicionado Segundo, y con el siguiente alcance:

“XIª. – Todas y cada una las instalaciones auxiliares autorizadas en la presente resolución pasarán a formar parte indivisible de la estación de compresión de Almendralejo (Badajoz), quedando por tanto su transmisión, total o parcial, supeditada a autorización administrativa previa, de acuerdo con lo establecido en el artículo 86 del Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre.”

Un ejemplo equivalente de lo indicado sería Resolución de la DGPEM de 16 de abril de 2009 de autorización administrativa del AA.SS. de Yela. En ella, se autorizó las instalaciones necesarias para el desarrollo de Proyecto del AA.SS. Yela, entre las que se encontraba una línea eléctrica de 132 KV para el suministro de las instalaciones principales. En aquella ocasión, se efectuó el trámite de información pública de la línea eléctrica junto con el resto de las instalaciones gasistas principales que se autorizaban. Puesto que, en esta ocasión, se observa que no se ha realizado el trámite de información pública de la planta fotovoltaica junto al resto de instalaciones, esta Comisión entiende que se podría incluir en la Resolución algún tipo de condicionante sobre la efectividad de la autorización administrativa, como instalación auxiliar gasista, en tanto se

⁴¹ “1. La solicitud de autorización administrativa de transmisión de la titularidad de una instalación de almacenamiento, regasificación, transporte o distribución de gas natural deberá ser dirigida a la Dirección General de Política Energética y Minas del Ministerio de Economía por quien pretenda adquirir la titularidad de la instalación.”

⁴² Ver el informe denominado “Expediente informativo relativo a la transmisión por parte de ENAGAS, S.A. de cable de fibra óptica a Desarrollo del cable, S.A.”, aprobado por el Consejo de Administración de la extinta CNE en su sesión de 26 de diciembre de 2006.

efectúe el correspondiente trámite administrativo en el ámbito del procedimiento administrativo que le aplique.

5.6. Sobre la necesidad de autorización de cierre del TC-101

Los aspectos relacionados con la autorización de cierre de instalaciones se encuentran contemplados en el artículo 67.1 de la Ley 34/1998, y en el artículo 67 del Real Decreto 1434/2002, teniendo su desarrollo en los artículos 88 a 91.bis (Capítulo IV: “*Autorización de cierre de instalaciones*” del Título IV sobre procedimientos de autorización de instalaciones) del mismo Real Decreto.

Este régimen se encuentra concebido tanto para el cierre temporal como definitivo de instalaciones (de hecho, se establece el posible desmantelamiento de la instalación); siendo la finalidad inmediata de una autorización de cierre definitivo, el dejar inoperante definitivamente dicha instalación.

El turbocompresor TC-101 va a ser desmantelado para que en su lugar se construya el nuevo motocompesor MC-101, que lo sustituye. Es decir, previamente ha debido ser autorizado su cierre y dejar de estar operativo a todos los efectos, incluidos los derechos retributivos. De hecho, a diferencia con otros casos y atendiendo al proyecto, no es posible que exista coincidencia entre la fecha de cierre del TC-101 y la de puesta en marcha del MC-101 que lo sustituye.

Por tanto, en lo que respecta a los derechos retributivos, el turbocompresor TC-101, que actualmente ya no devenga retribución por inversión por haber superado su vida útil retributiva, también dejaría de devengar la retribución por Extensión de Vida útil (REVU) y por costes de O&M desde la fecha del acta de cierre.

Por lo tanto, existen razones administrativas y retributivas por las que, en aplicación del artículo 90 del Real Decreto 1434/2002, la DGPEM ha de dictar resolución de cierre del turbocompresor TC-101 de la E.C. de Almendralejo donde se establezca el período de tiempo en el cual deberá procederse al cierre, mediante el levantamiento del acta correspondiente, y al desmantelamiento de la instalación, indicando que se producirá la caducidad de la autorización administrativa de explotación si transcurrido dicho plazo aquél no ha tenido lugar.

La solicitud y tramitación de cierre del TC-101 -solicitud de cierre, presentación del proyecto de cierre, plan de desmantelamiento, informe previo de la CNMC etc.-, estaría efectuándose, de facto, junto con la solicitud y tramitación de autorización del nuevo MC-101, si bien es cierto que, la Propuesta parece obviar ciertos aspectos formales, por lo que se propone que se incluyan la/s clausula/s necesaria/s que otorguen a la autorización administrativa la validez de autorización, no solo de la modificación por sustitución pretendida, sino también del cierre de la instalación antigua. Así mismo, en concordancia con el artículo

89.2 el GTS deberá emitir informe previo de la autorización de cierre, al ser una instalación bajo su gestión.

Efectuados los trámites pertinentes, se propone incluir en la página 3, antes del actual resuelve Primero, el siguiente resuelve que otorga la autorización administrativa de cierre:

“X.- Otorgar a la empresa ENAGAS TRANSPORTE S.A.U. autorización administrativa de cierre del turbocompresor a gas TC-101 según el proyecto “Sustitución de la unidad turbocompresora TC-101 por la unidad motocompresora MC-101 de la E.C. Almendralejo (Badajoz)”, en el término municipal de Almendralejo, provincia de Badajoz.”

Enagás Transporte, SAU deberá proceder al cierre y desmantelamiento de las citadas instalaciones, en el plazo máximo de 12 meses a partir de la entrada en vigor de la presente resolución debiendo obtener el Acta de Cierre de estas de la Dirección del Área de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Badajoz, que remitirá copia de la misma a esta Dirección General de Política Energética y Minas

Si transcurriese el plazo máximo sin que se hubiera procedido el cierre de las instalaciones, se producirá la caducidad de la presente autorización.

Asimismo, en caso de considerarse necesario, podrían adaptarse las condiciones 3ª, 5ª, 8ª y 9ª del Resuelve Primero, adaptando, en su caso, las referencias normativas cuando sea preciso.

5.7. Otras consideraciones sobre la Propuesta

Respecto de la Propuesta de Resolución, se indican algunas erratas (a añadir lo indicado en subrayado y a eliminar lo tachado) y se proponen algunas modificaciones menores, así como otras relacionadas con aspectos ya comentados en este informe:

- a) En la página 3, resuelve Primero, sería conveniente hacer referencia al carácter último de la autorización administrativa de construcción, que no es otro que el de **modificación de unas instalaciones ya existentes**. Por ello se propone, se añada lo siguiente: “... y la aprobación del proyecto de ejecución de la modificación de las instalaciones de la estación de compresión de Almendralejo mediante las instalaciones correspondientes ~~del~~ al proyecto denominado “Sustitución de la unidad turbocompresora TC-101 por la unidad motocompresora MC-101 de la E.C. Almendralejo (Badajoz)...”
- b) En la página 4, condición 2ª del resuelve Primero, sería conveniente referir la fecha del proyecto indicando su fecha exacta de registro de remisión de

la documentación (16 de julio de 2020), visto la posible confusión con el proyecto anterior que era erróneo y fue remitido el 6 de julio de 2020. Así mismo, sería conveniente citar las fechas de la declaración responsable del Ingeniero que suscribe el Proyecto (presentó oficio de 10 de febrero de 2022, remitido por ENAGAS en fecha 28 de abril de 2022) pues el proyecto no aparecía firmado y no hay evidencias de estar visado por colegio profesional.

- c) En la página 7, condición 8º del Resuelve Primero de la Propuesta, sobre la terminación de las instalaciones y la documentación previa al levantamiento del Acta de PEM, podría ser conveniente incluir, además del Certificado Final de Obra y el Certificado Final de Entidades o Empresas, la documentación e información técnica regularizada, en su caso, sobre el estado final de las instalaciones a la terminación de las obras. Así mismo, en la siguiente condición 9ª, se propone que se incluya que, además de remitir la copia del acta de puesta en servicio, se remita también el resto de documentación indicada en la condición 8ª. Todo esto es congruente y similar a lo requerido en autorizaciones administrativas similares⁴³.
- d) En la página 7, tras el quinto párrafo (final de la condición 9ª), se propone incluir la siguiente condición genérica y que figura en autorizaciones similares:

“Xª. Las instalaciones que se autorizan en la presente Resolución son parte integrante de la estación de compresión de Almendralejo (Badajoz), estando igualmente sujetas al régimen general de acceso de terceros, conforme a lo establecido en la Ley 34/1998, de 7 de octubre, y demás normativa de aplicación y desarrollo de la citada disposición.”

- e) En la página 7, previamente al resuelve segundo, se propone incluir el siguiente inciso, que sintetiza condicionados de resoluciones anteriores⁴⁴:

“X. La empresa ENAGAS TRANSPORTE, deberá cumplir para la modificación de instalaciones que se autoriza, las mismas condiciones de remisión de información periódica que reglamentariamente se determine, o que se le solicite, sobre actividades, incidencias y estado de instalaciones; mantenimiento de la correcta conducción, conservación,

⁴³ Resolución de 23 de diciembre de 2014, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se otorga a Enagás Transporte SAU, autorización administrativa, aprobación del proyecto de ejecución y reconocimiento de utilidad pública para la construcción de la estación de compresión de la conexión internacional Euskadour.

⁴⁴ Ver condicionados séptimo, octavo y noveno de la Resolución de Autorización Administrativa del gasoducto Ramal a la Mariña Lucense, y doceavo, decimotercero y decimocuarto de la Resolución de Autorización Administrativa de la EC de Euskadour.

funcionamiento, servicio y garantía de protección y seguridad de personas y bienes; así como las directrices que señalen las autoridades competentes por razones de seguridad, defensa y garantía de suministro, que las de la estación de compresión de Almendralejo (Badajoz).

6. CONCLUSIÓN

De acuerdo con los apartados precedentes, se informa la Propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se otorga a ENAGAS TRANSPORTE autorización administrativa previa y aprobación del proyecto de ejecución de **las instalaciones correspondientes al proyecto denominado “Sustitución de la unidad turbocompresora TC-101 por la unidad motocompresora MC-101 de la E.C. Almendralejo (Badajoz)”, de modificación de la E.C. de Almendralejo en la provincia de Badajoz**, con las siguientes consideraciones:

- Realizado el análisis en los términos solicitados por la DGPEM, no hay objeciones para que se reconozca la autorización administrativa, la aprobación del proyecto de ejecución de las instalaciones incluidas en el referido proyecto, si bien sería conveniente clarificar que las instalaciones que se autorizan corresponden a una modificación de las instalaciones existentes.
- La Resolución debería contemplar de manera más clara que se autoriza el cierre y desmantelamiento del viejo turbocompresor a gas TC-101 que, de facto, ya contempla el Proyecto.

Asimismo, la Resolución ha de referirse igualmente a la autorización administrativa de la planta fotovoltaica como instalación auxiliar necesaria de la instalación principal e indicar expresamente que las instalaciones incluidas en el Proyecto forman parte indivisible de la Estación de Compresión y, en su caso, su transmisión solo puede realizarse junto a esta, previa autorización administrativa (art. 86, Real Decreto 1434/2002).

- Previamente a la autorización deberían clarificarse la potencia del nuevo MC-101 y el presupuesto final y, al menos, reflejarlo en la Resolución final.
- También sería recomendable analizar, juntamente con ENAGAS TRANSPORTE y el GTS, la posibilidad de proceder a cerrar alguna otra unidad de compresión de la E.C de Almendralejo, y que ENAGAS TRANSPORTE actualizase el análisis económico-financiero justificando más claramente la estimación de los consumos de gas evitados y realizando simulaciones sobre los parámetros más críticos.