

ACUERDO POR EL QUE SE EMITE INFORME SOBRE LA PROPUESTA DE RESOLUCIÓN DE LA DGPEM POR LA QUE SE OTORGA A LA COMPAÑÍA TRANSPORTISTA DE GAS CANARIAS, S.A.¹, AUTORIZACIÓN ADMINISTRATIVA Y RECONOCIMIENTO, EN CONCRETO, DE UTILIDAD PÚBLICA, PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS INSTALACIONES DE UNA PLANTA DE RECEPCIÓN, ALMACENAMIENTO Y REGASIFICACIÓN DE GAS NATURAL LICUADO EN GRANADILLA, PROVINCIA DE SANTA CRUZ DE TENERIFE.

Expediente núm.: INF/DE/062/18

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Benigno Valdés Díaz

D. Mariano Bacigalupo Saggese

D. Xabier Ormaetxea Garai

Secretario de la Sala

D. Joaquim Hortalà i Vallvé, Secretario del Consejo.

En Madrid, a 3 de octubre de 2018

De acuerdo con la función establecida en 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, emite el siguiente informe:

1. Antecedentes

El pasado 7 de septiembre de 2017, la CNMC emitió Informe², en el que, como principales conclusiones se indicaban que *“no se considera conveniente tomar,*

¹ Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A. (GASCAN) tiene actualmente por socio único a ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., formando parte del grupo ENAGAS, S.A. desde el 29 de enero de 2015, fecha de la compra-venta de acciones de ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U. y Unión Eléctrica de Canarias Generación, S.A.U., y Sociedad para el desarrollo económico de Gran Canarias, S.A., por el que se adquiere el 47,18% y 10,88% de la participación que estos últimos tenían en GASCAN; de este modo, ENAGAS TRANSPORTE, S.A.U., pasa a tener el 100% de la participación de GASCAN, cumpliéndose la Ley 17/2003, de 29 de octubre, *para la garantía de suministro e incremento de la competencia en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares*, por la que la titularidad de las plantas de regasificación proyectadas en el archipiélago canario debe corresponder al grupo empresarial del que forma parte el Gestor Técnico del Sistema.

² Informe sobre la Propuesta de resolución de la DGPEM por la que se otorga a la Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A., Autorización Administrativa y reconocimiento de utilidad pública, para la construcción de las instalaciones de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en Granadilla. (Expediente INF/DE/130/17)

en estos momentos, la decisión de autorizar la construcción de la Planta de GNL de Granadilla (Tenerife), hasta que no se disponga de las mencionadas garantías de uso de la Planta, y de los correspondientes estudios económicos que comprueben la sostenibilidad económica del sector del gas natural, tras la gasificación de las Islas Canarias, y, en su caso, se establezcan las medidas necesarias para garantizar la sostenibilidad económica del sistema gasista mediante la reducción de otras partidas de costes o el incremento de los ingresos, según establece el artículo 59 de la Ley 18/2014”.

Para evitar su repetición nos remitimos a los antecedentes recogidos en el anterior Informe de esta Comisión sobre este asunto, y a los antecedentes recogidos en la propia Propuesta.

En fecha 23 de marzo del 2018, ha tenido entrada en CNMC escrito de la Subdirección General de Hidrocarburos, por el que se remite oficio de la DGPEM de 20 de marzo de 2018, al que se adjunta, para su informe preceptivo, una nueva *Propuesta de Resolución de la D.G.P.E.M por la que se otorga a Compañía Transportista de Gas Canarias, S.A., autorización administrativa y reconocimiento, en concreto, de utilidad pública para la construcción de una Planta de Recepción, Almacenamiento y Regasificación de gas natural licuado en el término municipal de Granadilla, y ello, al objeto de atender las recomendaciones contenidas en el citado Informe de la CNMC relativo a la autorización de la referida Planta, de 7 de septiembre de 2017.*

A dicha Propuesta, la DGPEM adjunta el documento de Memoria³: *“Análisis de la sostenibilidad económico-financiera de la gasificación de la isla de Tenerife. Proyecto de planta de gas natural licuado en el municipio de Granadilla de Abona”.*

2. Habilitación competencial

Corresponde a esta Comisión informar sobre la Propuesta de Resolución de la DGPEM, mediante la que se otorga a GASCAN autorización administrativa y reconocimiento de utilidad pública para la construcción de las instalaciones de la planta de recepción, almacenamiento y regasificación de GNL de Granadilla, en la provincia de Santa Cruz de Tenerife, en virtud de la función cuyo ejercicio le atribuye el artículo 7.35 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, y conforme con lo dispuesto en el artículo 81.2 del Real Decreto 1434/2002, de

³ A su vez, dicho documento contiene los siguientes Anexos :

- Anexo 1 : Características técnicas de las centrales térmicas en la isla de Tenerife con grupos de generación compuestos por turbinas de gas y ciclos combinados.
- Anexo 2 : Resolución de 29 de diciembre de 2006 de la Dirección General de Urbanismo del Gobierno de Canarias (Boletín Oficial de Canarias nº 110, miércoles 4 de junio de 2008)
- Anexo 3 : Resolución de la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, de 23 de octubre de 2008, sobre la autorización y aprobación del proyecto de ejecución.
- Anexo 4 : Demanda de gas natural en el entorno de la futura terminal de importación de GNL de Granadilla. Noviembre 2017. Autoridad Portuaria de Tenerife.
- Anexo 5 : Desglose de retribuciones e ingresos.

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 el presente informe, de conformidad con lo establecido en el artículo 21.2 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, así como el artículo 14.1.b) de su Estatuto Orgánico.

3. Normativa sectorial aplicable

Nos remitimos a normativa sectorial aplicable recogida en el anterior Informe de esta Comisión sobre este asunto, del 7 de septiembre de 2017, incluyéndose a continuación aquella normativa que o bien no ha sido incluida anteriormente, o ha sido publicada con posterioridad.

El Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, por el que se regula la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad, la diversificación de abastecimiento de gas natural y la incorporación de reservas estratégicas de productos petrolíferos.

La Orden ITC/3128/2011, de 17 de noviembre, por la que se regulan determinados aspectos relacionados con el acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, en lo relativo al artículo 10 sobre la obligación de mantenimiento de 20 días de ventas firmes en existencias mínimas de seguridad, mantenidas en almacenamientos subterráneos de la red básica.

La Ley 17/2013, de 29 de octubre, para la garantía del suministro e incremento de la competencia de los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

Orden IET/2446/2013, de 27 de diciembre, por la que se establecen los peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas y la retribución de las actividades reguladas, donde están incluidos los valores unitarios de inversión y O&M utilizados en los cálculos realizados.

El Real Decreto 335/2018, de 25 de mayo, por el que se modifican diversos reales decretos que regulan el sector del gas natural. En su artículo primero modifica el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, para incluir la definición de la estructura de peajes aplicados a diversos servicios incluidos en el Real Decreto 984/2015, y para adaptar, entre otros, la estructura de peajes de las Plantas de Regasificación. En su Disposición transitoria segunda, se indica que lo previsto en su artículo primero no será de aplicación hasta la aprobación de los valores aplicables a los nuevos peajes y cánones asociados al acceso de terceros a las instalaciones gasistas.

4. Descripción de la Propuesta de Resolución de la DGPEM de Autorización de Administrativa a GASCAN

La nueva Propuesta de Resolución y el “*Análisis de la sostenibilidad económico-financiera de la gasificación de la isla de Tenerife*” que se adjunta, se realiza para atender las recomendaciones contenidas en el mencionado Acuerdo de esta Comisión, del pasado 7 de septiembre de 2017, sobre la anterior Propuesta de Resolución de la DGPEM por la que se otorga a la GASCAN Autorización Administrativa y reconocimiento de utilidad pública, para la construcción de las instalaciones de una planta de recepción, almacenamiento y regasificación de gas natural licuado en Granadilla.

4.1 Resumen de la Nueva Propuesta de Resolución

Analizada la Nueva Propuesta de Resolución se comprueba que no ha variado en lo sustancial con respecto a la anterior Propuesta.

No obstante, la nueva Propuesta ha introducido un nuevo apartado IV para recoger la solicitud de la DGPEM a esta Comisión de nuevo informe, atendiendo a las recomendaciones formuladas por la CNMC en su Acuerdo de 7 de septiembre de 2017, y un nuevo párrafo en el condicionado CUARTO, en el que se especifica lo siguiente:

“La planta de regasificación contará con cargadero de cisternas, con objeto de atender el suministro del potencial mercado convencional e industrial, así como con una terminal para poder efectuar la carga de GNL a buques.”

Este párrafo da respuesta a la Conclusión Tercera del Acuerdo de esta Comisión, del 7 de septiembre de 2017.

4.2 Resumen del Análisis de la sostenibilidad económico-financiera

La DGPEM adjunta a la Propuesta el siguiente Documento: “*Análisis de la sostenibilidad económico-financiera de la gasificación de la isla de Tenerife. Proyecto de planta de gas natural licuado en el municipio de Granadilla de Abona*” (en adelante Memoria).

- El objeto de la Memoria, además de analizar la sostenibilidad económica y financiera de la construcción de la planta de regasificación de Granadilla, en base a diferentes escenarios de demanda, ingresos y costes previstos, tiene por objeto dar respuesta a las conclusiones incluidas en el informe de 7 de septiembre de 2017, de la Sala de Supervisión Regulatoria de la CNMC.
- Sobre el Análisis económico-financiero propiamente dicho:

La DGPEM analiza la sostenibilidad económico-financiera de la planta de gas natural licuado de Granadilla con el objeto de examinar su viabilidad.

Dicho análisis se ha basado en dos escenarios de previsiones de demanda, con las infraestructuras asociadas, determinando los costes e ingresos para el sistema gasista, así como las inversiones y la minoración de costes por cambio de combustible para el sistema eléctrico determinando los costes e ingresos para el mismo.

En lo referente a previsiones de demanda de gas natural se han considerado dos escenarios:

- El escenario 1 de demanda: Es un escenario conservador que considera exclusivamente el suministro de gas natural a los dos grupos CCCT⁴ de la central de Granadilla (demanda en el año 1 al 50 constante de 2.843,1 GWh/año).
- El escenario 2 de demanda: Incorpora una previsión de demanda un 15% superior al escenario 1 para la generación en la CTCC de Granadilla (no para el resto de centrales), demanda convencional⁵ suministrada mediante gasoductos y combustible para buques (demanda en el año 1 al 50 creciente de 3.510,6 a 6.838,6 GWh/año).

En lo relativo a costes de inversión en las instalaciones de gas natural se han considerado, asimismo, dos escenarios:

- El escenario 1 de coste de inversión reconocido se obtiene aplicando los valores estándares de inversión en plantas de regasificación actualmente vigentes. En este caso, la planta tendría un coste de inversión de 257,2 M€.
- El escenario 2 de coste de inversión reconocido se obtiene a partir del presupuesto presentado por GASCAN. En este caso la planta tendría un coste de inversión de 271,5 M€.
- Ambos escenarios de inversión, a su vez incluyen las inversiones necesarias para la construcción de los gasoductos de transporte

⁴ Las otras dos centrales térmicas existentes en la Isla de Tenerife –Central Térmica de Candelaria y Central Térmica de Arona– no se consideran para su conversión a gas natural por su antigüedad y por su reducida potencia instalada, respectivamente, frente a la elevada inversión requerida.

⁵ Doméstico-comercial: sustitución total de calefacciones actuales de fuel y GLP hasta una penetración del 37%: 5.000 potenciales clientes. Se considera un consumo medio de 5 MWh/año. Demanda Industrial: en el sector hotelero se considera una posible demanda en torno a 300 GWh/año. En el resto de industria unos 200 GWh/año por sustitución del 25 % de consumos actuales de GLP a granel y combustibles industriales pesados. Demanda para *bunkering*: demanda marítima de GNL de 1,132 TWh en 2030, de acuerdo con el Escenario Central del proyecto Core LNGas Hive

Tenerife Norte y Tenerife Sur, para los escenarios de demanda 2, por valor de 38,8 millones de €.

En lo relativo al ahorro por cambio de combustible para el sistema eléctrico, se ha tomado el diferencial entre el diésel y el gas natural en los últimos 5 años. Debido a la alta volatilidad de este valor, se han incluido dos escenarios de sensibilidad considerando los valores extremos de dicho diferencial en el periodo considerado.

El Análisis concluye que la introducción del gas natural en la isla de Tenerife mediante la construcción de la planta de regasificación de Granadilla supondría una mejora sustancial para el sistema eléctrico insular en términos económico-financieros, gracias a la reducción de costes que supone el cambio del combustible en la generación eléctrica. La Memoria estima un ahorro en torno a 11,89 € por cada MWh de electricidad producida⁶ mediante gas natural en lugar de gasoil (incluyendo el precio de los derechos de emisión de CO₂).

Además, desde el punto de vista de aspectos no monetizables, como los medioambientales y estratégicos, señala que facilitaría una mejor diversificación del suministro, una mayor resiliencia frente a los escenarios de volatilidad de precios y una significativa reducción de las emisiones contaminantes respecto del mix actual. En lo relativo a este último punto, se prevé la siguiente tasa de reducción de las emisiones generadas por unidad de energía eléctrica producida por los dos grupos de la CTCC: 32% de emisiones de CO₂, 99% de SO₂ y 58% de NO_x.

Del análisis de todos escenarios considerados se deduce que, tanto en el escenario 1 como en el 2, la viabilidad económico-financiera del proyecto para el sistema energético queda garantizada desde su primer año de funcionamiento (partiendo de la hipótesis de que tanto la conversión de la CTCC como la fecha de comienzo de retribución de la planta coinciden).

En las siguientes tablas se resume el resultado del análisis realizado por la DGPEM:

⁶ A la vista de los valores utilizados para el precio del gas del cuadro, entendemos que el ahorro sera por cada MWh de gas natural consumido en vez de por cada MWh de electricidad producido

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Tabla 1. Resultados Escenario 1 de demanda con escenario 1 de costes (valoración de la planta a valores unitarios).

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Tabla 2. Resultados Escenario 1 de demanda con escenario 2 de costes (valoración de la planta a valor presupuestado).

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Tabla 3. Resultados Escenario 2 de demanda con escenario 1 de costes (valoración de la planta a valores unitarios).

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Tabla 4. Resultados Escenario 2 de demanda con escenario 2 de costes (valoración de la planta a valor presupuestado).

Adicionalmente se realiza un análisis de sensibilidad sobre los anteriores escenarios considerando tres diferenciales distintos del ahorro por cambio de combustible de gasoil a gas natural: valor promedio del periodo 2012-2016 de 11,298 €/MWh (el utilizado y comentado para las tablas anteriores), valor máximo de dicho periodo de 21,0789 €/MWh y valor mínimo del periodo, de 2,9105 €/MWh, según se puede ver en la siguiente tabla:

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Tabla 5. Ahorro estimado por cambio de combustible por cada MWh producido⁷.

Como el propio Documento indica, este análisis de sensibilidad se efectúa dada la alta variabilidad de esta diferencia y su incidencia en la rentabilidad del proyecto en el sector eléctrico. En el caso del sector gasista, no se ven alterados los resultados.

A continuación, se muestra el resumen contenido en el apartado 5.2 de la Memoria, sobre este análisis de sensibilidad, que incluye el valor del VAN a una tasa de descuento igual a la parte de la tasa de retribución financiera vinculada a Bonos del Estado (4,59%):

⁷ Ver pie de página nº 6

[INICIO CONFIDENCIAL]

[FIN CONFIDENCIAL]

Tabla 6. Resultados Escenarios 1 y 2 de demanda, con escenario de costes 1 y 2 y con análisis de sensibilidad por el ahorro de combustible.

A modo de resumen, la Memoria indica que en todos los escenarios analizados “*la viabilidad económico-financiera del proyecto para el conjunto del sistema energético de la isla de Tenerife queda garantizada desde su primer año de funcionamiento*”.

No obstante, también se puede observar en todas las tablas adjuntas que, en todos los casos analizados, no hay viabilidad económico-financiera para el Sector del gas natural.

4.3 Resumen de contestación de la DGPEM a otras cuestiones planteadas por la CNMC

- Sobre las garantías del uso del gas natural en las centrales térmicas de la isla de Tenerife, la Memoria indica en su apartado 4 que:

“la sustitución de otros combustibles fósiles por gas natural en las centrales térmicas de la isla de Tenerife (Granadilla, Candelaria y Arona;) y, en particular, en el ciclo combinado (CTCC) de Granadilla, es un hecho previsto⁸ desde su concepción.

Así mismo, se indica que el Gobierno contempla hacer uso de la habilitación establecida en los artículos 15 y 26 de la Ley 24/2013, de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico, relativos al cambio de combustible en las centrales de producción con retribución regulada y a la habilitación para autorizar sobre costes temporales derivados de los cambios de combustibles en las instalaciones de producción de los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

Por otro lado, la Memoria indica en su apartado 7 que:

“debe señalarse que la sustitución del gasoil por el gas natural como combustible en las centrales térmicas ha estado prevista desde sus inicios. Dada la regulación actual de los sistemas eléctricos extrapeninsulares, no existe por el momento garantía de utilización, pero la mayor eficiencia de los ciclos combinados y la competitividad del gas natural frente a otros combustibles fósiles permite, como mínimo, mantener sus niveles de generación actual en el horizonte temporal hasta 2030. Cabe esperar que incluso en escenarios ambiciosos de introducción de energías renovables, la generación eléctrica de éstas

⁸ La tramitación del proyecto de la central térmica de Granadilla, en la Declaración de Impacto Ambiental se especifica la necesidad de la sustitución del gasoil por el gas natural “*tan pronto como éste esté disponible*” (ver anexo 2 del Análisis). Y en la Resolución de la Dirección General de Energía del Gobierno de Canarias, de 23 de octubre de 2008, sobre la autorización administrativa y aprobación del proyecto de ejecución (ver anexo 3 del Análisis), se manifiesta que en una primera fase y con carácter temporal, se aprueba el empleo de gasoil como combustible único hasta tanto se disponga de suministro permanente de gas natural.

absorbería la electricidad actualmente producida a partir de productos petrolíferos y que no es sustituida por el gas natural.”

- Sobre las implicaciones retributivas de la Autorización Administrativa de la Planta en la sostenibilidad económica del Sistema Gasista

A estos efectos, la Memoria indica en su apartado 6 que:

“Como consecuencia del ejercicio realizado en el presente documento, cabe remarcar que, durante los primeros años, los ingresos del sistema gasista no serán suficientes para cubrir los costes de la instalación.”

En todo caso, la autorización de esta instalación no vulnera el referido principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista ya que el acto que debe cumplir con el principio de sostenibilidad económica y financiera es el de reconocimiento de nuevos costes para el sistema gasista, no el propio acto de autorización administrativa de la planta.

Tal y como establece el segundo párrafo del apartado 5 artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre: “Toda medida normativa en relación con el sistema gasista que suponga un incremento de costes para el sistema o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema”. Por tanto, cabe remarcar que lo que está sujeto a dicha disposición son las “medidas normativas” no los meros actos de ejecución. Si no fuera así, no podrían autorizarse inversiones en el sistema gasista sin prever, por ejemplo, una variación de peajes a tres o cinco años vista, cuando estas entran en el régimen retributivo (una vez autorizada una instalación debe obtenerse el resto de permisos y construirse, recibiendo el acta de puesta en servicio entre 3 y 5 años después, y siendo dicha fecha de puesta en servicio cuando comienza a devengarse retribución).

Cabe remarcar que cuando el coste de la instalación sea incorporado en el sistema de liquidaciones, deberá tenerse en cuenta la no vulneración del principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, recogido en el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. Para cumplir con dicho principio la propia Ley, en su artículo 60⁹, autoriza regímenes económicos singulares en los territorios insulares, lo que permitiría establecer mecanismos para evitar cualquier vulneración del principio de sostenibilidad.”

- Sobre la capacidad legal, técnica y económica-financiera de GASCAN

A estos efectos, la Memoria indica en su apartado 6 que:

“Se estima que se encontraría acreditada habida cuenta de la solvencia financiera y técnica de los socios que actualmente participan en el capital social de dicha mercantil”

- Sobre el reconocimiento del carácter singular de la Planta

A estos efectos, la Memoria indica en su apartado 6 que:

⁹ “Las actividades para el suministro de gas natural que se desarrollen en los territorios insulares y extra-peninsulares serán objeto de una regulación reglamentaria singular, previo acuerdo con las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas y atenderá a las especificidades derivadas de su situación territorial”.

“debe señalarse que el reconocimiento del carácter singular de la planta de regasificación de Granadilla, constituye un expediente cuya tramitación se efectuaría de manera independiente al de autorización administrativa del que es objeto el presente análisis. En todo caso, el carácter singular de la instalación deberá ser aprobado por orden ministerial, tal y como establece el artículo 4.4 de la Orden ITC/3994/2006, de 29 de diciembre, por la que se establece la retribución de las actividades de regasificación, más allá del eventual desarrollo de la regulación reglamentaria singular para los territorios insulares y extra-peninsulares amparada por el artículo 60.5 de la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del sector de hidrocarburos. En consecuencia, en ningún caso, en la eventual resolución de la Dirección General de Política Energética y Minas de autorización administrativa, se incluirá contenido alguno que permita presuponer el sentido final de dicha Orden Ministerial”.

5. Consideraciones sobre la Propuesta de Resolución de la DGPEM

5.1 Consideración previa

Con carácter general se mantienen vigentes las consideraciones y conclusiones recogidas en el pasado Acuerdo de esta Comisión, del 7 de septiembre de 2017, sobre la anterior Propuesta de Resolución de la DGPEM de Autorización Administrativa para la construcción de la planta de regasificación de Granadilla, y ello, por no estar, a juicio de esta Comisión, suficientemente recogidas en la Propuesta de Resolución de la DGPEM, o en Disposiciones o compromisos complementarios, las medidas que permitan garantizar la sostenibilidad económica de la inversión, una vez visto que:

- Según la propia Memoria de la DGPEM adjunta a la Propuesta, la inversión en la planta de regasificación, y en otras instalaciones de gas natural, no son viables económicamente en ninguno de los supuestos considerados.
- No se aportan garantías firmes y efectivas por parte de UNELCO para el consumo de gas considerado en el análisis de viabilidad.
- Tampoco se incluyen las medidas necesarias para garantizar la sostenibilidad económica de las inversiones en gas, bien como desarrollo del tratamiento de la insularidad, según el artículo 60 de la Ley 34/1998, o bien las medidas necesarias para garantizar la sostenibilidad económica del sistema gasista mediante la reducción de otras partidas de costes o el incremento de los ingresos, según establece el artículo 59 de la Ley 18/2014.

5.2 Sobre la Propuesta de Resolución

La Nueva Propuesta no ha variado en lo sustancial con respecto a la anterior Propuesta, y no contiene ni da respuesta suficiente a las Conclusiones de esta Comisión, en su Acuerdo del 7 de septiembre de 2017, relativas a no considerar

conveniente la decisión de autorizar, en estos momentos, la construcción de la Planta de GNL de Granadilla,

No obstante, la nueva Propuesta ha introducido un nuevo apartado IV para recoger la solicitud a esta Comisión de nuevo informe, atendiendo a las recomendaciones formuladas por la CNMC en su Acuerdo de 7 de septiembre de 2017, y un nuevo párrafo en el condicionado CUARTO, en el que se especifica lo siguiente:

“La planta de regasificación contará con cargadero de cisternas, con objeto de atender el suministro del potencial mercado convencional e industrial, así como con una terminal para poder efectuar la carga de GNL a buques.”

El nuevo párrafo mencionado viene a dar respuesta a la Conclusión Tercera del Acuerdo de esta Comisión, si bien, dado que dichas instalaciones de cargaderos de GNL para camiones cisterna y buques no están incluidas en el proyecto técnico, se debería establecer la obligatoriedad de que GASCAN presente en un plazo determinado una adenda al proyecto técnico recogiendo dichas instalaciones, y según el siguiente redactado:

Condicionado XXXX: Para poder prestar todos los servicios estándar previstos para las plantas de regasificación, en el anexo del Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre, la empresa GASCAN presentara en el plazo máximo de 9 meses una adenda al proyecto autorizado para incluir en la planta las instalaciones necesarias para la carga de GNL en camiones cisternas y en buques.

Adicionalmente a lo indicado, la Propuesta de Resolución y atendiendo a lo solicitado por esta Comisión adjunta “Análisis de la sostenibilidad económico-financiera de la gasificación de la isla de Tenerife”, que se analiza a continuación.

5.3 Sobre el análisis de la sostenibilidad económico-financiera

En su informe del 7 de septiembre de 2017, esta Comisión disintió de lo manifestado por GASCAN y la Propuesta en relación a la no necesidad de proyecto económico para la inversión en la Planta de Granadilla. La CNMC consideró conveniente y necesario que, previamente a la introducción¹⁰ del gas natural en las Islas Canarias, se actualizaran los planes de gasificación de las Islas Canarias, y que el entonces MINETAD [actualmente Ministerio de Transición Ecológica], en aplicación del principio establecido de sostenibilidad económica y financiera, analizara su viabilidad económica-financiera, para que , se determinaran las medidas necesarias para hacer viable la misma, sin que ello supusiera gravar adicionalmente al consumidor del gas natural, ni disminuir competitividad del gas natural frente a las otras energías en competencia, y todo ello, mediante la adopción de medidas que bien redujeran otras partidas de costes o que incrementaran los ingresos, según establece el artículo 59, de la Ley 18/2014.

¹⁰ Mediante este primer paso de autorizar la construcción de las instalaciones de la Planta de regasificación de GNL de Granadilla.

A este respecto, indicar lo oportuno y necesario del Análisis de la sostenibilidad económico-financiera realizado, ya que, se ha puesto de manifiesto la inviabilidad económica-financiera, para el Sector del Gas Natural, del Proyecto de la Planta de regasificación de GNL en Granadilla, en su actual configuración, debido a que:

- Se obtienen Valores Actuales Netos (VAN) negativos para el Sector del Gas Natural en todos los escenarios¹¹ considerados.
- Se obtienen Tasas Internas de Retorno (T.I.R.) menores a la tasa de descuento considerada en todos los escenarios.
- El sistema gasista llega a tener flujos negativos de caja durante largos periodos de tiempo: hasta el año 20 para los dos escenarios correspondientes al escenario de demanda 1 y hasta el año 15 para los dos escenarios correspondientes al escenario de demanda 2, lo que daría lugar a "pay backs"¹² a plazos muy superiores a los citados 15 y 20 años.

No obstante, un análisis más global y conjunto con el sistema eléctrico arroja, para las hipótesis consideradas en cada escenario, un resultado positivo (VAN positivos y flujos de caja positivos desde el primer año en los cuatro escenarios), aspecto en el que se basa la DGPEM para justificar la autorización de la construcción de la Planta de Granadilla (véase el apartado 7 de consideraciones finales de la Memoria adjunta a la Propuesta).

En el sistema gasista, se estaría gravando/perjudicando al consumidor de gas natural, en tanto no se introduzcan aquellas medidas que sean necesarias para garantizar la sostenibilidad económica del subsistema gas natural en la Isla de Tenerife, mientras que se estarían produciendo beneficios para el consumidor de electricidad.

5.4 Sobre los ahorros por cambio de combustible

La principal justificación de llevar a cabo la gasificación de las Islas Canarias está basada en el uso del gas natural para la producción de electricidad, y el correspondiente ahorro que ello produciría en forma de ahorros de retribución variable del Sistema Eléctrico. En concreto, la C.T. de Granadilla, experimentaría una disminución de su retribución como consecuencia de la sustitución del gasoil por gas natural (disminución de la retribución por combustible y de la retribución por costes de los derechos de emisión, de acuerdo con el Real Decreto 738/2015, de 31 de julio).

¹¹ Oscilando entre VAN máximo de -1.459.300 € para el escenario 2 de demanda con escenario 1 de costes (valoración a unitarios), y el mínimo de -45.736.217 € para el escenario 1 de demanda con el escenario 2 de costes (valoración de la planta a valor presupuestado).

¹² El payback o "plazo de recuperación" es un criterio estático de valoración de inversiones que permite seleccionar un determinado proyecto sobre la base de cuánto tiempo se tardará en recuperar la inversión inicial mediante los flujos de caja.

El gas natural es un combustible cuyos precios dependen de los mercados internacionales, y cuyo uso depende de su competitividad con otros combustibles: gasoil, fuel oil, GLP, carbón, etc.,

Sin perjuicio de que esta Comisión no comparta el análisis del Proyecto bajo la visión conjunta de sistema eléctrico-sistema gasista, puesto que la clave de la viabilidad económico-financiera para dicho conjunto está en el diferencial del precio del combustible utilizado para la producción eléctrica de la C.T. de Granadilla (actualmente gasoil, en un futuro gas natural), cualquier desviación negativa en las previsiones de consumo de gas y/o del diferencial de precio de ambos combustibles podría dar lugar a la inviabilidad económica del conjunto del proyecto tal y como ha sido analizada por la DGPEM, produciéndose pérdidas en el conjunto sistema gasista-sistema eléctrico.

A estos efectos, hay que poner de manifiesto que en el apartado 5.7.2 sobre *“Reducción de costes de combustible”* del documento de Análisis económico-financiero, se estima un promedio de ahorro de 11,2980 €/MWh, habiéndose utilizado para dicha estimación únicamente cinco años (del 2012 al 2016 inclusive). El periodo utilizado para la estimación a futuro, contrasta precisamente con los años de análisis del proyecto, en concreto 50 años. Además, es un hecho constatable la gran variabilidad que presentan los datos en dicho periodo de 5 años, mostrando un mínimo en el año de 2016 de 2,9105 €/MWh y un máximo en el año 2013 de 21,0786 €/MWh.

Estos datos alertan de lo arriesgado de extrapolar cifras correspondientes al periodo temporal analizado, que presentan gran volatilidad, para tratar de predecir comportamientos a futuro a tan largo plazo. De hecho, la propia Memoria, en su apartado 5.2 *“Análisis de sensibilidad”*, indica que durante el periodo analizado la *“variabilidad de este diferencial es muy elevada y en función del valor finalmente estimado varía de manera sustancial la rentabilidad del proyecto en el sector eléctrico”*.

Esta Comisión, ha realizado un breve estudio sobre el precedente de cambio de combustible de gasoil a gas natural en centrales de producción de energía eléctrica de Ciclo Combinado en los territorios no peninsulares, teniendo en cuenta la evolución de los precios de ambos combustibles, al fin de determinar la incidencia de éstos en los costes variables de generación unitarios de dichas centrales (Consultar en Anexo I), en el que se concluye en la necesidad de una especial cautela a la hora de valorar el beneficio económico por estas sustituciones de combustibles, a la vista de los resultados obtenidos en Baleares con la generación que ha hecho este cambio en los últimos años. Adicionalmente, debe considerarse que en las hipótesis de la Memoria, se considera un funcionamiento de esta generación con gas natural en base, hecho que podría no mantenerse durante el largo periodo analizado, por la penetración de las renovables en Canarias.

5.5 Sobre la posible generación de subvenciones cruzadas entre los sectores eléctrico y de gas natural

El artículo 7 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, sobre supervisión y control en el sector eléctrico y en el sector del gas natural, establece que la CNMC supervisará y controlará el correcto funcionamiento de estos sectores ejerciendo varias funciones, entre las que se encuentra la de su apartado 3, consistente en, “supervisar y, en su caso, certificar, la separación de las actividades de transporte, regasificación, distribución, almacenamiento y suministro en el sector del gas, y de las actividades de generación, transporte, distribución y suministro en el sector eléctrico, y en particular su separación funcional y la separación efectiva de cuentas con objeto de evitar subvenciones cruzadas entre dichas actividades.”

De aprobarse el Proyecto de la Planta de Regasificación de Granadilla (Tenerife) conforme a su diseño actual, y a la vista del resultado del Análisis de la sostenibilidad económico-financiera realizado por la DGPEM, es más que posible que se llegue a producir una subvención cruzada entre la actividad regulada de regasificación y la actividad de producción eléctrica en la Isla de Tenerife.

En efecto, esta Comisión entiende que la Propuesta de Resolución de la DGPEM para construir la Planta de Granadilla lleva asociada una mejora para el sector eléctrico, vía reducción de costes en el combustible, mientras que la inversión del sector del gas natural en Granadilla sería económicamente deficitaria, vía los ingresos por peajes y cánones, en todos los escenarios analizados, lo que generaría los correspondientes perjuicios para el consumidor de gas a nivel nacional, salvo que se tomaran medidas que lo eviten.

En tal sentido, el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre, exige que las actuaciones de las Administraciones Públicas estén sujetas al principio de sostenibilidad del sector gasista, entendido como la capacidad del sistema para satisfacer la totalidad de los costes del mismo. Las exigencias de dicho principio exigen que toda actuación relativa al sector gasista se rija por la sostenibilidad del mismo, sin que pueda atenderse a otros factores distintos como sería, en este caso, el ahorro de costes para el sector eléctrico.

5.6 Sobre el principio de sostenibilidad económica de la Ley 18/2014

Según indica la DGPEM en el apartado 6 de la Memoria:

En todo caso, la autorización de esta instalación no vulnera el referido principio de sostenibilidad económica y financiera¹³ del sistema gasista ya que el acto que debe

¹³ Artículo 59.5 de la Ley 18/2014 : « Los ingresos del sistema serán suficientes para satisfacer la totalidad de los costes del sistema gasista.

Toda medida normativa en relación con el sistema gasista que suponga un incremento de costes para el sistema o una reducción de ingresos deberá incorporar una reducción equivalente de

cumplir con el principio de sostenibilidad económica y financiera es el de reconocimiento de nuevos costes para el sistema gasista, no el propio acto de autorización administrativa de la planta.

(..)

“cabe remarcar que lo que está sujeto a dicha disposición son las “medidas normativas” no los meros actos de ejecución”

(..)

“Cabe remarcar que cuando el coste de la instalación sea incorporado en el sistema de liquidaciones, deberá tenerse en cuenta la no vulneración del principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista, recogido en el artículo 59 de la Ley 18/2014, de 15 de octubre. Para cumplir con dicho principio la propia Ley, en su artículo 60¹⁴, autoriza regímenes económicos singulares en los territorios insulares, lo que permitiría establecer mecanismos para evitar cualquier vulneración del principio de sostenibilidad”.

A este respecto, la CNMC reitera que esta interpretación no es la más conforme con el principio de sostenibilidad económica y financiera del sistema gasista. Al contrario de lo sostenido en la Memoria, el acto de autorización administrativa para la construcción de una instalación ya comporta una serie de obligaciones y también derechos de naturaleza retributiva de los titulares de dichas autorizaciones. En efecto, una vez construida la instalación y en disposición de ser puesta en marcha, tiene derecho a la retribución; por lo tanto, la resolución de autorización no puede verse de manera aislada, sino con las consecuencias jurídicas y retributivas que directamente trae consigo. Es decir, la autorización administrativa no es ajena al reconocimiento de la retribución y, por tanto, de nuevos costes para el sistema gasista, y no puede demorarse, por consiguiente, la evaluación de dicho coste a otro acto posterior, como es el de reconocimiento de los costes.

El principio de sostenibilidad económica y financiera establecido en el artículo 59.1 de la Ley 18/2014, señala que las actuaciones de las Administraciones – todas y cada una de ellas– y los sujetos regulados del sector gasista estarán sujetas al mismo, entendiendo éste como la *“capacidad del sistema para satisfacer la totalidad de los costes del mismo, conforme a los establecido en la legislación vigente”*. Si nos atenemos a esta definición, y siendo la Resolución una actuación de la Administración que comporta la autorización de construcción de una Planta con sus derechos retributivos asociados, no puede dissociarse en dos actos separados –autorización y reconocimiento de costes- para entender que en el primero de ellos no es de aplicación el citado principio, que quedaría demorado a la fase posterior de reconocimiento de los costes. Esta interpretación podría entenderse incluso contraria al principio de eficacia que han de respetar todas las Administraciones Públicas en su actuación, pues permitiría informar favorablemente la autorización de una instalación cuando se tiene seguridad, como es el presente caso, de que va a generar pérdidas para el ya deficitario sistema gasista.

otras partidas de costes o un incremento equivalente de ingresos que asegure el equilibrio del sistema ».

¹⁴ *“Las actividades para el suministro de gas natural que se desarrollen en los territorios insulares y extra-peninsulares serán objeto de una regulación reglamentaria singular, previo acuerdo con las Comunidades y Ciudades Autónomas afectadas y atenderá a las especificidades derivadas de su situación territorial”.*

En segundo lugar, la Memoria parece también sostener –apoyándose en la literalidad del artículo 59.5, segundo párrafo, de la Ley 18/2014– que el equilibrio entre ingresos y costes del sistema sólo es evaluable, con obligación de aumentar los ingresos o reducir los costes, para el supuesto de medidas normativas y no para los actos administrativos o de ejecución, como el de autorización administrativa.

La limitación del eventual control del equilibrio entre ingresos y costes a las medidas de naturaleza normativa, supondría una reducción del ámbito de actuación del principio de sostenibilidad económica y financiera que la interpretación sistemática de lo dispuesto en la Ley 18/2014 no permite mantener y que la propia Memoria niega, cuando reconoce que el principio actuará en todo caso antes del acto de reconocimiento de nuevos costes.

La referencia literal del legislador a las medidas normativas no es por su oposición a la categoría de los actos administrativos o de ejecución, sino porque el carácter o vocación de generalidad y de modificación del ordenamiento, característicos de las disposiciones normativas permite y, al mismo tiempo, obliga a compensar el aumento de costes propuesto con la consiguiente reducción de costes o aumento de ingresos. Un acto de autorización carece, por su propia naturaleza ejecutiva, de esta posibilidad de compensación o de mantenimiento del equilibrio, pero ello no significa, todo lo contrario, que no deba respetarlo. Sería además contrario a cualquier lógica que una disposición normativa que puede modificar el ordenamiento esté sometida al citado principio y el mero acto de ejecución de la misma no tenga que cumplir con el mismo.

A mayor abundamiento, en el artículo 60.6 de la misma Ley, si bien éste se refiere a la prestación de servicios logísticos de GNL, figura una afirmación más genérica y aplicable a las plantas de regasificación, consideradas individualmente, que puede ser aclaratoria de la interpretación de este principio, y es la siguiente: *“En cualquier caso, deberá asegurarse el principio de sostenibilidad económica y financiera en el sistema gasista, por lo que los ingresos obtenidos mediante los peajes y cánones deberán ser iguales o superiores a la retribución reconocida a la instalación”*. Para este caso concreto, el legislador establece una relación inequívoca entre los ingresos obtenidos por peajes y cánones y la retribución reconocida a la instalación, en un análisis que claramente tiene como sujeto individual *“la instalación”*, y que, por tanto, confirma la aplicación concreta de dicho principio.

Adicionalmente, destacar que, tal y como indica la Memoria y el artículo 60.5 de la Ley 34/1998, se autoriza el desarrollo de regulación reglamentaria singular en los territorios insulares y extra peninsulares, por lo que esta Comisión considera que dicha regulación debe desarrollarse “ex-ante” a la Autorización de la construcción de la Planta de Granadilla y no “ex-post”, y ello con el objeto de garantizar debidamente la obligada sostenibilidad económica y financiera de la inversión, antes de que la misma se concrete, en beneficio tanto del promotor de la instalación como del sistema gasista.

5.7 Sobre las garantías de consumo de gas por UNELCO

Tal y como indica la Memoria, la construcción de la Planta de Granadilla se justifica fundamentalmente por los beneficios que se producen para la generación de electricidad en la isla de Tenerife, puesto que los resultados económicos son positivos para el sector eléctrico y negativos para el sector de gas natural en todos los escenarios considerados.

En este contexto, se debe significar que el expediente de la nueva Propuesta de Resolución no adjunta ningún compromiso por parte de UNELCO¹⁵ relativo a las garantías firmes, y a largo plazo, de uso del gas natural procedente de la planta de regasificación, principal destinatario del GNL regasificado.

Adicionalmente la Memoria indica que:

“debe señalarse que la sustitución del gasoil por el gas natural como combustible en las centrales térmicas ha estado prevista desde sus inicios. Dada la regulación actual de los sistemas eléctricos extrapeninsulares, no existe por el momento garantía de utilización, pero la mayor eficiencia de los ciclos combinados y la competitividad del gas natural frente a otros combustibles fósiles permite, como mínimo, mantener sus niveles de generación actual en el horizonte temporal hasta 2030. Cabe esperar que incluso en escenarios ambiciosos de introducción de energías renovables, la generación eléctrica de éstas absorbería la electricidad actualmente producida a partir de productos petrolíferos y que no es sustituida por el gas natural.

En consecuencia, y dado que la DGPEM indica que, dada la regulación actual de los sistemas eléctricos extrapeninsulares, no existe por el momento garantía de utilización del gas natural, esta Comisión considera que como mínimo deberían obtenerse de UNELCO dichos compromisos de consumo suficiente de gas natural, y ello, con independencia del precio del gas natural de cada momento, y con carácter previo a la emisión de Resolución de autorización administrativa de construcción de la Planta.

6. Otras consideraciones sobre el Proyecto

A continuación, se realizan algunas consideraciones adicionales sobre el Proyecto de la Planta una vez que, derivado de la información contenida en el documento de Análisis de la Sostenibilidad Económico-Financiero, se dispone de información sobre previsiones de consumo en la Planta de Granadilla, y todo ello, sin perjuicio de las consideraciones realizadas anteriormente sobre la construcción de cargaderos de GNL para camiones cisterna y buques (bunkering y metaneros).

¹⁵ Empresa del grupo ENDESA y propietaria de las centrales de producción de energía eléctrica en las Islas Canarias

6.1 Sobre la capacidad de almacenamiento de GNL de la Planta

El proyecto contempla la instalación de un tanque de almacenamiento de GNL de 150.000 m³ (1.017 GWh). Teniendo en cuenta que el gas talón que se suele considerar en los tanques de GNL es de un 9%¹⁶ de la capacidad del mismo (92 GWh) y que el tamaño de buque considerado por la DGPEM en la Memoria es de 120.000 m³ GNL (806,4 GWh), se puede calcular el número de descargas de buque al año en función del escenario de demanda considerado en la Memoria. En la Tabla adjunta se indican los resultados de dichos cálculos:

TANQUE DE 150.000 m ³ de GNL				
Escenarios de demanda (Memoria DGPEM)		Consumo diario (GWh/día)	Días consumo /buque	Nº buques al año (*)
Escenarios:	Consumo anual. AÑO 50 (GWh)			
Escenario 1	2.843,00	7,79	103,5	3,5
Escenario 2	6.838,00	18,73	43,0	8,5
(*) : Buque estándar de 120.000 m ³ GNL (806,4 GWh)				

Tabla 7. Cálculo de la frecuencia de buques a Planta de Granadilla según diseño Proyecto y demanda prevista, con supuesto de buques de estándar de 120.000 m³ de GNL.

Como resultado de dichos cálculos, se observa que, dependiendo del Escenario de demanda considerado, el número de descargas al año de buques del tamaño de referencia oscila entre 4 y 9 buques, equivalente a un buque al trimestre o a un buque cada seis semanas, y este último dato a partir del año 20.

Estos resultados nos llevan a comprobar la falta de coherencia entre el tamaño del tanque proyectado y la demanda de gas a suministrar, y, en consecuencia, a evidenciar el sobredimensionamiento de la Planta, y la sobreinversión que supondría la construcción de dicho tanque de 150.000 m³ de GNL.

En la Tabla adjunta se incluyen la relación de tanques de GNL construidos en España, donde se puede observar la construcción en Barcelona de 2 tanques de 40.000 m³ de GNL y 2 más de 80.000 m³, en Huelva uno de 60.000 m³ y otro de 100.000 m³, y en Cartagena uno de 55.000 m³, otro de 105.000 m³ y un tercero de 127.000 m³ de GNL, siendo el resto de tanques (20) del tamaño de 150.000 m³.

¹⁶ Apartado 1.4.29 de las Normas de Gestión Técnica del Sistema Gasista (NGTS).

Planta Regasificación	Tanque	Fecha P.E.M.	Capacidad (m ³ GNL)	Estado
Planta Barcelona	Tanque 1	01-ene-69	40.000	Desmantelado
	Tanque 2	01-ene-69	40.000	Desmantelado
	Tanque 3	01-ene-75	80.000	Operativo
	Tanque 4	01-ene-81	80.000	Operativo
	Tanque 5	05-dic-05	150.000	Operativo
	Tanque 6	01-dic-06	150.000	Operativo
	Tanque 7	15-oct-10	150.000	Operativo
	Tanque 8	21-feb-11	150.000	Operativo
Planta Cartagena	Tanque 1	01-ene-90	55.000	Operativo
	Tanque 2	28-mar-02	105.000	Operativo
	Tanque 3	26-jul-05	127.000	Operativo
	Tanque 4	22-sep-08	150.000	Operativo
	Tanque 5	29-oct-10	150.000	Operativo
Planta Huelva	Tanque 1	01-ene-90	60.000	Operativo
	Tanque 2	01-ene-94	100.000	Operativo
	Tanque 3	30-nov-04	150.000	Operativo
	Tanque 4	31-jul-06	150.000	Operativo
	Tanque 5	30-nov-10	150.000	Operativo
Planta Bilbao	Tanque 1	05-dic-03	150.000	Operativo
	Tanque 2	05-dic-03	150.000	Operativo
	Tanque 3	17-nov-14	150.000	Operativo
Planta Sagunto	Tanque 1	01-abr-06	150.000	Operativo
	Tanque 2	01-abr-06	150.000	Operativo
	Tanque 3	29-may-09	150.000	Operativo
	Tanque 4	01-dic-11	150.000	Operativo
Planta Mugaros	Tanque 1	07-nov-07	150.000	Operativo
	Tanque 2	07-nov-07	150.000	Operativo
Planta El Musel	Tanque 1	-	150.000	Hibernada
	Tanque 2	-	150.000	Hibernada

Tabla 8. Relación de tanques de GNL construidos en España.

De los datos de la tabla 8 se puede ver que la Planta de Barcelona estuvo 37 años hasta que se puso en servicio el primer tanque de 150.000 m³, que pasaron 19 años hasta que la planta de Cartagena dispuso de un tanque de 150.000 m³, y que pasaron 15 años hasta que la planta de Huelva dispuso de un tanque de 150.000 m³

En consecuencia, y a la vista del sobredimensionamiento del tanque, los antecedentes constructivos de tanques de menor tamaño en otras plantas en España, y la clara falta de viabilidad económica de la Planta de Granadilla, puesta de manifiesto en la Memoria, nos lleva a proponer la revisión, al menos, del dimensionamiento del tanque, para posibilitar la autorización de construcción de un tanque más pequeño, y acorde con la demanda prevista para los primeros 10 años¹⁷, y, en su caso, con las existencias de GNL en la Planta, necesarias para cubrir las existencias de seguridad que se consideren, y todo ello, en coherencia con los antecedentes sobre los distintos y menores tamaños de tanques de GNL construidos en España.

¹⁷ El Proyecto propuesto prevé la posibilidad de construir posteriormente otro tanque de 150.000 m³ de GNL, o del tamaño que se considere oportuno.

A continuación, y a título ilustrativo, se simulan los cálculos, para distintos tamaños de tanques, del tiempo medio de vaciado de cada tanque¹⁸ para los distintos escenarios de demanda considerados en la Memoria.

Tamaño del tanque (m ³ GNL):	Capacidad util del tanque (neta de talón)		Consumo diario medio (GWh/día)			
			Escenario 1 de demanda (*)	Escenario 2 de demanda		
				AÑO 5	AÑO 10	AÑO 50
			7,79	10,25	12,23	18,73
m ³ GNL		GWh	DÍAS MEDIOS DE VACÍADO tanques			
30.000	27.300	185,1	24	18	15	10
50.000	45.500	308,5	40	30	25	16
70.000	63.700	431,9	55	42	35	23
150.000	136.500	925,5	119	90	76	49

(*): El Escenario 1 de demanda contempla una demanda constante en los 50 años del periodo de análisis.

Tabla 9. Cálculo de los días medios de vaciado de tanques de GNL en función del escenario de demanda de gas en la isla de Tenerife

Como se puede observar, con los tanques de tamaño menor a 150.000 m³ se consigue una mayor utilización y mejor aprovechamiento de los mismos.

Hay que señalar que un tanque de 30.000 m³ tardaría 15 días en vaciarse en el décimo año del escenario de mayor consumo diario medio (12,23 GWh/día). Para poner dicho plazo en contexto, hay que tener en cuenta que la distancia entre el puerto de Huelva y Granadilla es del orden de 700 millas náuticas, distancia que puede ser recorrida entre 2 o 3 días, lo que permitiría hacer un ciclo completo de ida y vuelta, con carga y descarga incluida, en un tiempo netamente inferior a los 15 días indicados.

La determinación del tamaño óptimo del tanque debería ser objeto de un estudio específico, para considerar otros los factores no tenidos en cuenta en este breve análisis, tales como, los relativos a las reservas de GNL en tanque para garantía de la seguridad y continuidad del servicio, pero también aspectos operativos de la planta como la gestión del boil-off con descargas poco frecuentes.

Los buques necesarios para el transporte del GNL hasta Granadilla, con un tanque pequeño, deberían ser de un tamaño inferior a los metaneros que habitualmente descargan en la Península, aspecto que deberá ser tenido en cuenta por los comercializadores que suministren GNL a la isla de Tenerife.

De hecho, en aquellas situaciones que lo requieren el GNL se transporta mediante metaneros de dimensiones reducidas. Tal es el caso del metanero Coral EnergICE¹⁹ de 18.000 m³, recientemente puesto en servicio para el

¹⁸ Excluido el volumen de GNL correspondiente al talón

¹⁹ <http://www.gnlglobal.com/mercados/europa/primer-transportista-super-Ing-ice-class-1a-es-llamado-coral-energice/>

suministro de GNL a la planta de Manga LNG terminal project in Tornio, en Finlandia, que dispone de un tanque de 50.000 m³.

En consecuencia, el tamaño de los metaneros utilizados actualmente por los comercializadores en la Península no debe, ni puede, ser un factor que determine el tamaño del tanque de Granadilla, puesto que, el comercializador utilizara para llevar el GNL a Granadilla buques con el tamaño que le resulte más ventajoso, y en caso necesario, también le sería posible construir metaneros de tamaño inferior, dado que su uso lo sería para un largo plazo, siendo dicho coste repercutible por el comercializador en el precio del GNL descargado.

En el Anexo II se incluye una estimación de los ahorros posibles en costes de inversión y de O&M por la reducción del tamaño del tanque de GNL, cuyo resumen se incluye en la tabla adjunta:

TAMAÑO TANQUE	INVERSIÓN EN MILLONES DE €	RETRIBUCIÓN ACUMULADA POR INVERSIÓN, O&M Y COEV (EN 50 AÑOS) EN MILLONES DE €	AHORROS ACUMULADOS POR CONSTRUCCIÓN DEL TANQUE (EN 50 AÑOS) EN MILLONES DE EUROS
150.000 M3	68,8	331,2	0
70.000 M3	32,1	208,5	122,7
50.000 M3	22,9	177,8	153,4
30.000 M3	13,8	147,1	184,1

Tabla 10. Inversión, retribución acumulada y ahorros por construir tanques de tamaño inferior a 150.000 m³

Adicionalmente, se puede indicar la ventaja del menor impacto visual que supondría la construcción de un tanque de tamaño inferior a 150.000 m³

6.2 Sobre las existencias de seguridad

De acuerdo con el artículo 98, de la Ley 34/1998, y con el artículo 2, del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio, la obligación de mantenimiento de existencias mínimas de seguridad de gas natural en España asciende actualmente a 20 días de ventas o consumos firmes en el año natural anterior debiendo ser mantenidas en su totalidad por los sujetos obligados (comercializadores y consumidores directos en mercado). Según se indica en el artículo 10 de la Orden ITC/3128/2011²⁰, estas existencias se mantendrán en todo momento, en almacenamientos subterráneos (AA.SS.) y tendrán carácter estratégico.

Se entiende, por tanto, que el documento de Análisis de la DGPEM no contempla en sus escenarios el mantenimiento de los 20 días de existencias mínimas de seguridad, ya que según la actual normativa éstas han de mantenerse en todo

²⁰ De acuerdo con la habilitación efectuada a favor del Ministro de Industria, Turismo y Comercio [actualmente Ministro de Transición Ecológica], a que hace referencia el artículo 17 del Real Decreto 1716/2004, de 23 de julio.

caso en los almacenamientos subterráneos. Si contempla, sin embargo, un “*stock mínimo de seguridad de 10 días para garantizar el abastecimiento de la central térmica ante posibles retrasos en la llegada de los buques*”. El Real Decreto 1714/2004, de 23 de julio, ha sufrido varias modificaciones²¹, de manera que, además de la variación en el número de días²², el mantenimiento de existencias mínimas de seguridad no siempre se ha efectuado integralmente en los almacenamientos subterráneos²³ (hasta la Orden ITC/3128/2011 parte de las existencias se podían almacenar en los tanques de GNL). Asimismo, en los apartados 1 y 2 del artículo 17 del mismo Real Decreto se incluyen habilitaciones al Ministerio para modificar la cuantía y localización de dichas existencias. Con ello, se quiere poner de manifiesto que la normativa al respecto de las existencias mínimas de seguridad de gas natural ha sido cambiante.

Por otro lado, en el artículo 17.7 del Real Decreto se indica: “*lo establecido en los apartados anteriores del presente artículo no se aplicará a los territorios extrapeninsulares sin conexión con el sistema gasista peninsular. Se habilita al Ministro de Industria, Turismo y Comercio [actualmente Ministro para la Transición Ecológica] para establecer la cuantía y las condiciones de la obligación de mantenimiento de reservas mínimas de seguridad en dichos ámbitos territoriales.*”

A este respecto, para el caso de la Planta de regasificación de Granadilla, dado su carácter insular, y la posibilidad de establecer un sistema *ad hoc*, podrían existir alternativas:

- Almacenamiento para Canarias según la normativa actual en la Península. Esto implicaría la llegada del gas natural a Canarias, en caso necesario, procedente de la Península²⁴. En este supuesto, el Estudio habría de ser completado con los ingresos para el sistema gasista por el Canon de almacenamiento subterráneo para los 20 días de existencias mínimas de seguridad a mantener en los AA.SS. (Península).
- Desarrollo de normativa específica sobre existencias mínimas de seguridad para las Islas Canarias, de manera que se habilitara el mantenimiento íntegro de las mismas en el tanque de GNL de la Planta de regasificación de Granadilla. En este supuesto, el Estudio habría de ser completado con los ingresos para el sistema gasista por el Canon de almacenamiento de GNL para los 20 días de existencias mínimas de seguridad a mantener en el tanque.

²¹ Última modificación, la efectuada por el Real Decreto 984/2015, de 30 de octubre.

²² P.ej. la redacción original del Real Decreto contemplaba 35 días en vez de 20.

²³ P.ej. la redacción original del Real Decreto permitía su cómputo, entre otros, también en los tanques de GNL, y el Real Decreto 1766/2007, de 28 de diciembre, que modificó el anterior, permitía su cómputo parcial en los tanque de GNL.

²⁴ En todo caso hay que recordar que la movilización de las existencias mínimas de seguridad de gas natural en caso de necesidad, corresponde exclusivamente al Gobierno.

- Almacenamiento de las existencias mínimas de seguridad repartido entre la Península y en la propia Planta de regasificación. En estos supuestos, el Estudio habría de ser completado con los ingresos para el sistema gasista por el Canon de almacenamiento de GNL, y el Canon de almacenamiento subterráneo.

Por último, en relación con lo comentado en el apartado 6.1 sobre la posibilidad de diseñar un tanque más pequeño para el Proyecto, señalar que la aplicación del régimen de mantenimiento de existencias de seguridad (cuantía y ubicación) por los consumos canarios que finalmente corresponda, de acuerdo al artículo 17.7 del Real Decreto 1714/2004, de 23 de julio, condicionará la capacidad de diseño final del tanque de GNL de la Planta de Granadilla.

6.3 Sobre las existencias de GNL consideradas en la Memoria

El Análisis de la Sostenibilidad Económico-Financiero ha considerado unas existencias medias de GNL en el tanque para todo el periodo analizado, resultante de la suma del 50% de la capacidad del buque metanero a utilizar, de tamaño aproximado a 119.000 m³ de GNL, más un stock mínimo de seguridad de 10 días para garantizar el abastecimiento de la central térmica ante posibles retrasos en la llegada de los buques, esto da lugar a un importante volumen de GNL almacenado lo que supondría unos elevados costes para el comercializador / consumidor por el canon de GNL.

Analizando la práctica que llevan a cabo los comercializadores en la Península para el almacenamiento de GNL en tanque, nos encontramos que el stock medio de GNL anual habido en los años 2016 y 2017 ha sido de 15 días del gas regasificado.

En el cuadro adjunto se recogen los valores del GNL almacenado según ambos criterios.

Stock medio GNL en tanque (en m3)	Consumo diario medio (GWh/día)			
	Escenario 1 de demanda	Escenario 2 de demanda		
		AÑO 5	AÑO 10	AÑO 20
	7,79	10,25	12,23	18,73
Según valor medio en la Península (15 días del gas regasificado)	17.212	22.655	27.032	41.399
Considerado en la Memoria	70.873	74.504	77.419	86.999

Tabla 11. Estimaciones de las existencias que almacenarían los comercializadores en tanque

Se observa que el stock medio de GNL considerado en el Análisis de la Sostenibilidad es muy superior al desarrollado por los comercializadores en su práctica habitual en la Península, por lo que sería lógico considerar que los comercializadores, en la medida que ello sea posible (escogiendo buques más pequeños o haciendo descargas parciales), con independencia del tamaño del tanque a su disposición, tenderán a mantener stocks de GNL en Granadilla lo

más reducidos posibles, con el objeto de evitar el pago del canon de GNL, lo que podría dar lugar a que, una vez construido el tanque de 150.000 m³, estuviera permanentemente infrautilizado, lo que avala, junto con lo indicado en el apartado 6.1, la conveniencia del estudiar la construcción de un tanque de GNL más pequeño del proyectado.

Además, y más importante, esto daría como resultado unos menores ingresos por canon de GNL, y por tanto, unos peores resultados para la viabilidad económica de las inversiones en el sector del gas natural.

7. Consideraciones sobre el texto de la Propuesta

Aparte de las consideraciones generales vertidas en los anteriores apartados, esta Comisión, adicionalmente, plantea las siguientes consideraciones al texto de la Propuesta de Resolución, de aspecto meramente formal o sobre algún matiz de contenido ya comentado:

- En la página 2, párrafo segundo, se aconseja sustituir “*en mayo de 2005*”, por “el 4 de mayo de 2005”.
- En la página 3, párrafo segundo, se propone incluir la siguiente coletilla: “*De acuerdo con lo previsto en la entonces vigente disposición adicional undécima, apartado tercero...*”
- En la página 3, párrafo tercero, se propone añadir la siguiente coletilla: “*Ante las modificaciones en el presupuesto del proyecto, y la solicitud de singularidad de GASCAN, la Dirección General de Política Energética y Minas,...*”
- En la página 5, párrafo segundo, líneas 3-4, se propone sustituir la fecha de “~~4 de enero de 2016~~” por la de “18 de enero de 2016”, ya que GASCAN presentó con fecha 18 de enero de 2016 el documento de la Adenda que sustituía al presentado con fecha 4 de enero de 2016, porque según indicaba, se había completado el alcance técnico con datos de la dispersión térmica del vertido, por lo que se modificó parcialmente el primer documento presentado.
- En la página 5, párrafo tercero, se propone corregir la siguiente errata: “*La Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Santa Cruz de Tenerife, sometió a información pública la ~~citada solicitud de autorización administrativa~~ Adenda al Estudio de Impacto Ambiental, mediante la publicación de anuncios en el ...*”
- En la página 8 de la Propuesta, párrafo cuarto, se ha de completar las referencias a la “*Ley 7/2011, de 5 de abril, de actividades clasificadas y espectáculos públicos y otras medidas administrativas complementarias*”.

- En la página 9 de la Propuesta, párrafo quinto, línea 4, se propone completar las referencias a las normas técnicas como sigue: “UNE-EN-1473, UNE-EN-14620 y NFPA-59 A”.
- En la página 13 de la Propuesta, detrás del párrafo primero, habría de añadirse un párrafo relativo al Informe de la Dependencia de Industria y Energía de la Subdelegación del Gobierno en Santa Cruz de Tenerife, de fecha 12 de abril de 2016, indicando asimismo, que éste es favorable.
- En la página 15, párrafo cuarto, línea 5, existe la siguiente errata: “..., con nº de colegiado 490, visado por ...”
- En la página 16, párrafo cuarto, se propone realizar la siguiente modificación en la parte final del mismo: “...y una capacidad nominal de emisión de gas al subsistema insular canario de 150.000 m³(n)/h”.
- En la página 16, párrafo quinto, se ha de corregir la siguiente errata: “..., con un caudal de diseño de ~~40.000~~ 12.000 m³/h”.
- En la página 17 de la Propuesta, podrían completarse los párrafos tercero y cuarto, respectivamente, indicando el número de bombas primarias y secundarias a instalar: 3 en cada caso, siendo en ambos casos 2 para la operación y 1 de reserva.
- En la página 17, párrafo sexto, se propone la siguiente modificación: “El gas producido en los vaporizadores se emitirá al subsistema insular canario de transporte y distribución, a través de una única línea de conexión”.
- En la página 17, párrafo noveno, se indica que la planta contará con cargadero de cisternas y terminal para carga de GNL a buques. A este respecto no remitimos a lo indicado en el apartado 5.1 de este informe, relativo a establecer la obligatoriedad de que GASCAN presente en un plazo determinado una adenda al proyecto técnico.
- En el condicionado Sexto, página 19 de la Propuesta, párrafo primero, se propone añadir lo siguiente: “La Planta de regasificación de GNL en Granadilla (Tenerife) ha de ser autosuficiente para efectuar arranques en la emisión de gas natural desde una situación de parada total, con independencia del suministro eléctrico externo.”
- En la página 20, párrafo tercero, podría ser conveniente incluir al final la siguiente coletilla “, o normativa que la sustituya”.

8. Conclusiones

Primera.- Esta Sala se reafirma en las conclusiones del informe INF-DE-130-17, de la CNMC de 7 de septiembre de 2017, en el que se señalaba que no se

consideraba conveniente tomar la decisión de autorizar la planta mientras no se disponga de garantías sobre el uso de la planta

Segunda.- La propuesta de autorización estima la recomendación formulada por la CNMC sobre la necesidad de que la planta cuente con cargadero de cisternas y una terminal para efectuar la carga de GNL a buques, no siendo esto suficiente para garantizar la viabilidad económico financiera de la planta.

Tercera.- La autorización de la planta de regasificación a efectos de garantizar la viabilidad económica y financiera del sistema gasista, y sin entrar a valorar la oportunidad de sustituir la producción de electricidad con gasoil o fuel oil por gas, debería venir precedida de:

- El desarrollo del tratamiento singular previsto en el artículo 60, de la Ley 34/1998, para el territorio de las Islas Canarias, como garantía de la sostenibilidad económica del subsistema de transporte de gas natural en las Islas Canarias, y para evitar la creación de subvenciones cruzadas entre el sector eléctrico y el sector de gas natural.
- Revisar y actualizar el tamaño del tanque de GNL para eliminar el sobredimensionamiento puesto de manifiesto, y la sobre inversión que ello genera, dificultando la viabilidad económica y financiera de la inversión.
- Disponer del compromiso firme y a largo plazo de UNELCO de la utilización exclusiva del gas natural en sus ciclos combinados de Granadilla, procedente de la planta de regasificación de Granadilla, y con independencia del precio que pueda alcanzar el gas natural.

Por tanto, y en coherencia con lo ya indicado en el anterior acuerdo de esta Comisión, de fecha 7 de septiembre de 2017, sobre este mismo asunto y en las consideraciones realizadas en el presente informe, no se considera conveniente tomar, en estos momentos, la decisión de autorizar la construcción de la Planta de GNL de Granadilla (Tenerife).

Dicha decisión deberá tomarse cuando se disponga de las mencionadas garantías de uso de la Planta y de los correspondientes estudios económicos que comprueben la sostenibilidad económica del sector del gas natural, tras la gasificación de las Islas Canarias, y se establezcan, en su caso, las medidas necesarias para garantizar la sostenibilidad económica del sistema gasista bien como desarrollo del tratamiento de la insularidad, según el artículo 60 de la Ley 34/1998, bien mediante la reducción de otras partidas de costes o el incremento de los ingresos, según establece el artículo 59 de la Ley 18/2014.

ANEXO I: SOBRE LOS POSIBLES AHORROS POR CAMBIO DE COMBUSTIBLE EN LOS CICLOS COMBINADOS DE GRANADILLA

ANEXO II: ESTIMACIÓN DE LOS AHORROS EN RETRIBUCIÓN POR LA REDUCCIÓN DEL TAMAÑO DEL TANQUE DE GNL

ANEXO I: SOBRE LOS POSIBLES AHORROS POR CAMBIO DE COMBUSTIBLE EM LOS CICLOS COMBINADOS DE GRANADILLA

El apartado 5.7 del Análisis realiza un estudio económico —inversiones y reducción de costes— del paso a gas natural de los dos grupos la central térmica de ciclo combinado (CTCC) de Granadilla (Tenerife), los cuales utilizan actualmente gasóleo como combustible principal.

El estudio estima una inversión total de 15,8 millones de euros²⁵ para realizar la conversión a gas natural de estos grupos, la cual sería objeto de retribución conforme con lo dispuesto en el artículo 26 y el Anexo IV del Real Decreto 738/2015, de 31 de julio²⁶. Asimismo, prevé un ahorro promedio de 11,89 euros por MWh de gas natural utilizado —en lugar de gasóleo— en el periodo comprendido entre los años 2012 al 2016. Esta cantidad incluye el ahorro por costes de derechos de emisión de CO₂.

Según estos datos, el cambio a gas natural de la CTCC de Granadilla incrementaría, por un lado, los costes fijos²⁷ que tuviera reconocidos la misma de acuerdo con la inversión prevista en este estudio y, por otro lado, reduciría los costes variables de generación²⁸, —en particular los costes de combustible y los de derechos de emisión— al ser el precio del gas natural significativamente menor al del gasóleo y tener un menor impacto medioambiental. A este respecto, debe tenerse presente que el coste reconocido de los combustibles constituye la mayor parte de los costes variables de generación. Los precios de los combustibles a estos efectos son fijados periódicamente mediante Resolución de la Dirección General de Política Energética de Minas (DGPEM).

Los diferentes escenarios y criterios presentados en el Análisis de viabilidad de la planta de GNL se consideran plausibles; no obstante, con objeto de contrastar la estimación de los costes variables de generación de la CTCC de Granadilla que contempla el Análisis, se ha estudiado la evolución de los costes variables de generación unitarios (€/MWh) entre los años 2009 y 2016 de aquellas CTCCs

²⁵ Según el propio Informe, este dato provendría de un ejercicio teórico no vinculante de un proyecto llave en mano de una empresa de ingeniería.

²⁶ Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.

²⁷ De acuerdo con la normativa de aplicación, los costes fijos contemplan los costes de inversión y los costes fijos de operación y mantenimiento, los cuales comprenden a su vez los costes de personal, costes de mantenimiento y conservación, seguros, alquileres, costes de naturaleza recurrente, inversiones por modificaciones no sustanciales de la central y otros gastos de explotación.

²⁸ De acuerdo con la normativa de aplicación, los costes variables contemplan los costes de combustible (costes variables de funcionamiento, costes de arranque asociados al combustible, costes de banda de regulación), y otros costes variables de operación y mantenimiento, los cuales comprenden a su vez los debidos al arranque y otros costes operativos de la central, así como el coste de los derechos de emisión.

ubicadas en otros territorios no peninsulares (TNP) que en su día pasaron a utilizar gas natural —en lugar de gasóleo— como combustible principal. Así mismo se ha tenido en cuenta la evolución de los precios de los combustibles gasóleo y gas natural en dicho periodo, con el fin de determinar la incidencia de estos precios en los costes variables de generación unitarios de las centrales escogidas.

En primer lugar, se han identificado aquellas instalaciones de producción de energía eléctrica de tecnología ciclo combinado que han cambiado de combustible gasóleo a gas natural en los TNP, que son las de Cas Tresorer (grupos I y II) y Son Reus (grupos I y II), sitas en la isla de Mallorca y que representan conjuntamente una potencia total instalada de 858 MW. Estas plantas culminaron su proceso de transformación a gas natural durante el año 2011²⁹.

En segundo lugar, se ha definido el periodo de tiempo estudiado, que comprende los años 2009 al 2016. Se ha partido como referencia del citado año de conversión a gas natural de las instalaciones objeto de análisis (2011) y se ha extendido hasta obtener un periodo suficientemente amplio que permita estudiar la tendencia de los costes variables de generación de las plantas en los años anteriores y posteriores al cambio de combustible y para los que esta Comisión dispone de información técnica (medidas eléctricas) y económica (liquidaciones).

En tercer lugar, se ha procedido a efectuar una comparación de la evolución de los costes variables de generación unitarios³⁰ —antes y después del paso a gas natural realizado en el año 2011— de los grupos de Cas Tresorer y Son Reus y los valores de los precios de los combustibles gasóleo y gas natural que figuran en las resoluciones de la DGPEM correspondientes.

Los siguientes gráficos recogen el detalle de la evolución de referidos costes variables de las plantas y los precios de los combustibles³¹:

²⁹ El plan para la conversión a gas comenzó en 2010, tras la puesta en operación del gasoducto entre la Península y Baleares en octubre de 2009.

³⁰ Los costes variables de generación unitarios se han obtenido dividiendo el coste variable total de cada grupo entre su producción.

³¹ Costes variables de generación unitarios y precios de los combustibles gasóleo y gas natural de las CTCC Son Reus y Cas Tresorer

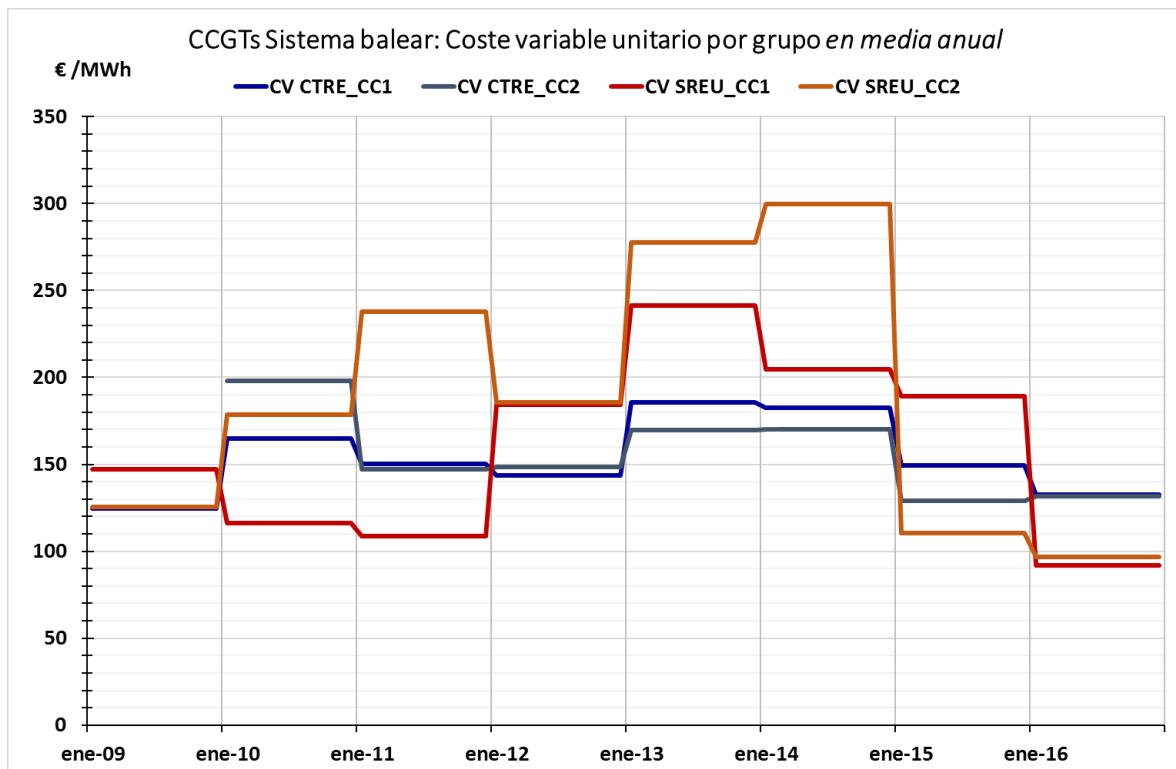
Los costes variables de generación unitarios anuales de los grupos de las CTCC de Son Reus y Cas Tresorer se han obtenido dividiendo el coste variable de generación de cada año (€) de dichos grupos entre su producción de energía anual (MWh).

Los costes variables de generación unitarios mensuales de los grupos de las CTCC de Son Reus y Cas Tresorer se han obtenido dividiendo el coste variable de generación mensual de cada año (€) de dichos grupos entre su producción de energía mensual de cada año (MWh).

Por su parte, los precios de los combustibles de gasóleo y gas natural han sido obtenidos de las siguientes resoluciones de la DGPEM:

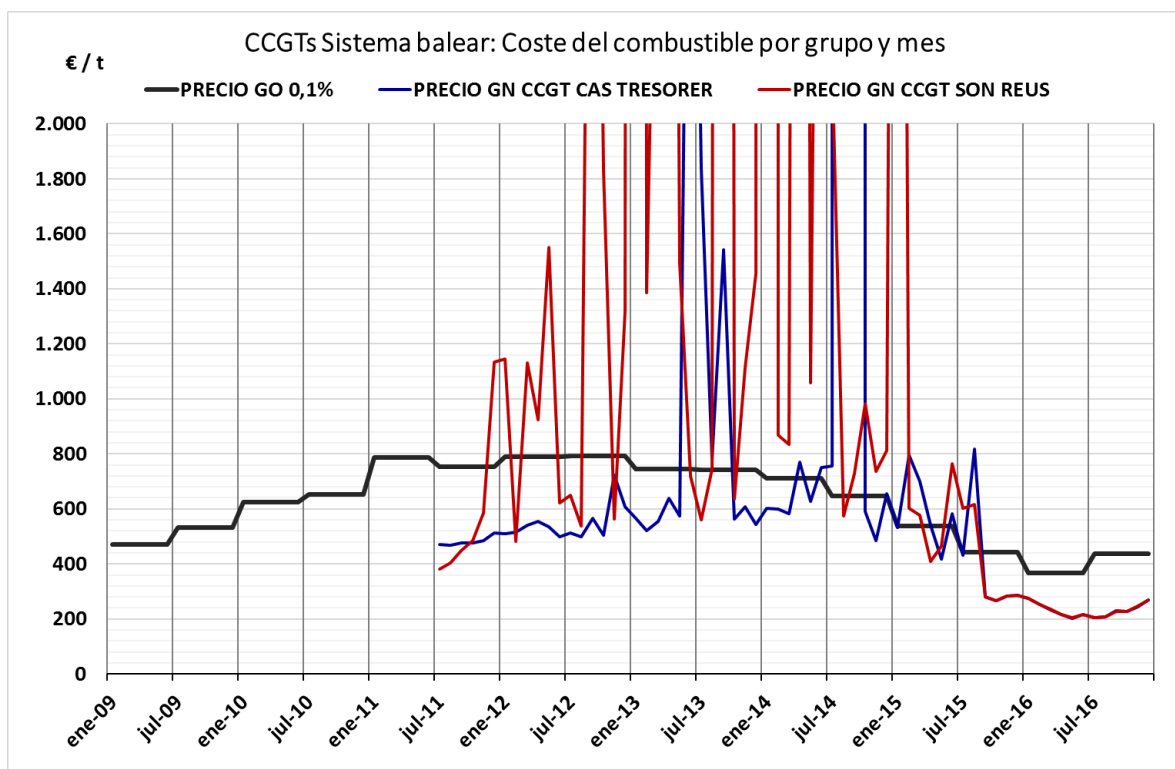
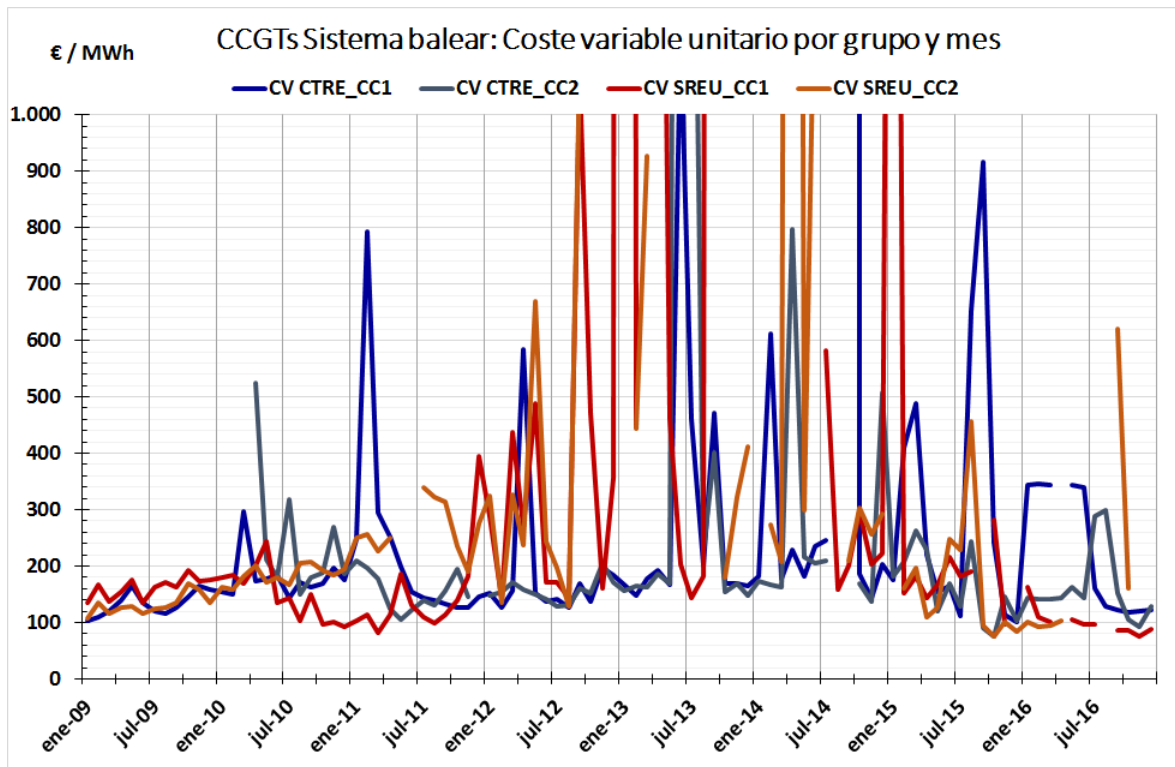
- Resolución de 15 de julio de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del primer semestre de 2009 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios de los combustibles provisionales del segundo semestre de 2009 a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.

- Resolución de 23 de febrero de 2009, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del segundo semestre de 2008 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador, los costes de logística para 2009 y los precios de los combustibles provisionales del primer semestre de 2009 a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de 27 de enero de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del segundo semestre de 2009 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador, los costes de logística para 2010 y los precios de los combustibles provisionales del primer semestre de 2010 a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de 27 de julio de 2010, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del primer semestre de 2010 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador, los costes de logística para el Fuel Oil BIA 0,73% del segundo semestre de 2010 y los precios de los combustibles provisionales del segundo semestre de 2010 a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de 27 de mayo de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del segundo semestre de 2010 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador, los costes de logística para el año 2011 y los precios de los combustibles provisionales del primer semestre de 2011 a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de 27 de julio de 2011, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles definitivos del primer semestre de 2011, a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios de los combustibles provisionales del segundo semestre de 2011, a aplicar para efectuar el despacho de los costes variables de generación en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de 4 de diciembre de 2012, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos de los combustibles del segundo semestre de 2011 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales de determinados combustibles del año 2012 en los sistemas eléctricos insulares y extrapeninsulares.
- Resolución de 9 de febrero de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios de los combustibles de los años 2012, 2013 y 2014 distintos del gas natural a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador y los precios provisionales del primer semestre de 2015 en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Real Decreto 738/2015, de 31 de julio, por el que se regula la actividad de producción de energía eléctrica y el procedimiento de despacho en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Resolución de 2 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del segundo semestre de 2013 y primer semestre de 2014 a aplicar en el cálculo de la prima de funcionamiento de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares.
- Resolución de 4 de diciembre de 2015, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto de la Hulla, Fuel Oil, Diesel Oil y Gasoil del primer semestre de 2015 a aplicar en la liquidación del primer semestre de 2015.
- Resolución de 18 de febrero de 2016, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del segundo semestre de 2014 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho periodo.
- Resolución de 17 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del primer semestre de 2015 a



aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho período.

- Resolución de 17 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del primer semestre de 2015 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho período.
- Resolución de 28 de marzo de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto de la hulla, fuel oil, diesel oil y gasoil del segundo semestre de 2015 a aplicar en la liquidación del segundo semestre de 2015.
- Resolución de 26 de julio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios del producto aplicables a la hulla, fuel oil, diesel oil, y gasoil del 2016 a aplicar en la liquidación de 2016.
- Resolución de 26 de julio de 2017, de la Dirección General de Política Energética y Minas, por la que se fijan los precios definitivos del combustible gas natural del primer y segundo semestre de 2016 a aplicar en la liquidación de cada grupo generador en los sistemas eléctricos de los territorios no peninsulares para dicho período.



Los resultados obtenidos de este estudio muestran lo siguiente:

- Los costes variables de generación unitarios por central y grupo analizado experimentaron con carácter general un ascenso a partir del año 2011 —año

en el que se produjo el cambio de gasoil a gas natural en dichas plantas—, y en particular durante el periodo comprendido entre los años 2012 al 2014, para luego descender a niveles próximos a los de 2011. Esta evolución se corresponde en gran parte con la experimentada por el precio de los combustibles fósiles, pero cabe señalar que no se aprecia que el cambio de combustible atenuara el impacto de los precios elevados entre los años 2011 y 2014, o que permitiera una más acusada reducción de los costes de generación con la bajada de los precios desde finales de 2014 y hasta 2016.

Para situar en su contexto los costes variables mostrados, puede tomarse como referencia el 'Coste anual variable de generación a efectos de liquidación aplicable al primer semiperiodo regulatorio (2014-2016) por unidad de energía. Cvg/Egbc expresado en €/MWh recogido en el apartado 2.8 del Anexo I, de la Orden IET/1459/2014, de 1 de agosto. Para el sistema Mallorca-Menorca, dicho coste asciende a 84,6 €/MWh, valor que solo en algunos meses puntuales de 2015 y 2016 alguno de los grupos analizados logra batir.

- Resulta llamativa la volatilidad de los precios del gas natural mensualmente reconocidos a cada uno de los dos ciclos combinados baleares. Si bien es cierto que, con carácter general, los precios del gasóleo presentan valores superiores a los del gas natural, y la tendencia en la evolución de ambos combustibles es aproximadamente coincidente, se aprecia que son numerosos los meses en que, coincidiendo con periodos de menor volumen de producción por parte de los grupos observados, los precios del gas natural reconocidos son extraordinariamente elevados y muy superiores a los del gasóleo, cuya evolución es mucho más estable.
- Esta volatilidad tiene un reflejo directo en los costes variables unitarios de generación, motivo por el cual se han mostrado, además de los promedios mensuales obtenidos directamente de los valores de liquidación, medias anuales en las que se diluyan estas bruscas oscilaciones. La consideración conjunta de la evolución de los costes variables de generación unitarios frente a la de los precios de los combustibles advierte de la importancia de otros factores ajenos a los precios de los combustibles, tales como el régimen de funcionamiento de los ciclos, y en particular el número de horas de utilización a plena carga y el número de arranques y paradas a que puedan verse sometidos a lo largo de un mes. Se debe tener presente que los grupos analizados frecuentemente no funcionarían en base y hay determinados meses para los que no registran producción.

En consecuencia, los resultados obtenidos en este estudio obligan a ser cautos a la hora de valorar el `a priori´ beneficio económico —en términos exclusivamente de reducción de costes de combustible— que el cambio de gasóleo a gas natural podría haber inducido en las CTCC de Cas Tresorer y Son Reus. Esta experiencia, unida al hecho de que el gas natural no llegará a Canarias por gasoducto, como en el caso de Baleares, sino en forma licuada vía marítima, aconseja una prudencia adicional en la estimación de reducción de costes de la CTCC de Granadilla que realiza el citado apartado 5.7.

Cabe recordar que el Análisis justifica la viabilidad económica-financiera del proyecto de planta de GNL exclusivamente en una reducción de los costes variables de generación de la CTCC de Granadilla, para la cual prevé un régimen de funcionamiento casi en base. En la medida en que esta hipótesis se cumpla, cabe esperar resultados más estables que los experimentados en el sistema balear. Ahora bien, a este respecto, debe tenerse presente que en los próximos años está previsto que se incremente notablemente la generación de origen renovable en el sistema eléctrico canario y, en particular, en la isla de Tenerife, hecho que podría alterar el actual régimen de funcionamiento de la CTCC de Granadilla, lo cual con toda probabilidad incidiría en un ahorro en los costes de generación menor al proyectado.

ANEXO II: ESTIMACIÓN DE LOS AHORROS EN RETRIBUCIÓN POR LA REDUCCIÓN DEL TAMAÑO DEL TANQUE DE GNL

A continuación, se analizar los ahorros en costes de inversión y en costes de operación y mantenimientos sobre los previstos en la Memoria, por construir los siguientes tanques de un tamaño inferior al actualmente proyectado de 150.000 m³ de GNL. Se han considerado los siguientes tamaños de tanque:

- Supuesto 1: tanque de 30.000 m³ de GNL.
- Supuesto 2: tanque de 50.000 m³ de GNL.
- Supuesto 3: tanque de 70.000 m³ de GNL.
- Supuesto 4: tanque de 150.000 m³ de GNL (referencia correspondiente al Proyecto actualmente planteado).

Para ello se utilizan las siguientes hipótesis a aplicar a cada supuesto:

- Para cada supuesto se analizará únicamente el elemento diferencial que se propone, esto es, el tanque (su capacidad de almacenamiento de GNL). El resto de características técnicas del Proyecto se asumen iguales (capacidad de vaporización, capacidades de las bombas secundarias, cargadero de cisternas, características de los gasoductos, etc.). Esta hipótesis, además de ser acorde a la cobertura de la demanda prevista, es conservadora en tanto que un menor tanque puede conllevar reducciones de costes de inversión en otros elementos tales como la construcción y obra civil general de la planta, así como posiblemente reducciones en otros costes de O&M.
- Para evaluar tanto los costes de inversión como los costes de O&M del tanque se toman los valores unitarios actualmente vigentes (los publicados en la Orden IET/2446/2013).
- Para calcular la retribución que el sistema gasista ha de abonar por el tanque, se emplea la metodología de retribución del sistema gasista en vigor (Ley 18/2014), considerando lo siguiente:
 - Cálculo de la retribución por disponibilidad (RD) correspondiente a cada supuesto de tanque:
 - Retribución por inversión (amortización y retribución financiera)
 - Retribución fija por O&M.
 - Retribución por Costes de Extensión de vida útil (COEV), cuando apliquen.

- No se calcula la retribución por continuidad de suministro (RCS) al ser su valor dependiente de la demanda y no del tamaño del tanque
- Se realizan los cálculos para el mismo periodo de 50 años considerado en la Memoria adjunta a la Propuesta.
- Se considera la misma Tr para todo el periodo, igual a la que se encuentra actualmente en vigor, esto es 5,09%.
- Se opera en términos de moneda constante (es decir, sin considerar inflación a lo largo del periodo analizado) de igual manera que se efectúa en los Escenarios de la Memoria adjunta a la Propuesta.

En las siguientes tablas se recogen para los distintos tamaños de tanque considerados, la inversión, la retribución y los ahorros en costes de inversión y de O&M en relación con construir un tanque de 150.000 m³, y resultantes de aplicar las hipótesis consideradas.

TAMAÑO TANQUE	INVERSIÓN EN MILLONES DE €	RETRIBUCIÓN ACUMULADA POR INVERSIÓN, O&M Y COEV (EN 50 AÑOS) EN MILLONES DE €	AHORROS ACUMULADOS POR CONSTRUCCIÓN DEL TANQUE (EN 50 AÑOS) EN MILLONES DE EUROS
150.000 M3	68,8	331,2	0
70.000 M3	32,1	208,5	122,7
50.000 M3	22,9	177,8	153,4
30.000 M3	13,8	147,1	184,1

Tabla 1. Inversión, retribución acumulada y ahorros por construir tanques de tamaño inferior a 150.000 m³

A continuación, se recoge el impacto en los diferentes escenarios de flujos de ingresos y gastos contemplados en la Memoria para el sistema gasista, de los ahorros por la construcción de un tanque más pequeño al propuesto de 150.000 m³.

❖ Resultados para tanque de 30.000 m³ de GNL:

RESULTADOS FINALES PARA EL SISTEMA GASISTA. ESCENARIO DEMANDA 1. COSTES UNITARIOS. SUPUESTO CNMC TANQUE 30.000m ³ (€)						
AÑOS	1	5	10	20	30	50
Resultado Ministerio (Escenario 1 de DEMANDA, Pto a Unitarios)	-9.530.901	-7.634.690	-5.033.915	252.884	5.561.069	7.185.489
Ahorros netos Tanque 30.000 m ³	7.184.549	6.624.348	5.924.096	4.523.593	1.958.475	2.856.109
RESULTADO FINAL SISTEMA GASISTA	-2.346.352	-1.010.342	890.181	4.776.477	7.519.544	10.041.598

RESULTADOS FINALES PARA EL SISTEMA GASISTA. ESCENARIO DEMANDA 1. VALOR PRESUPUESTADO. SUPUESTO CNMC TANQUE 30.000m ³ (€)						
AÑOS	1	5	10	20	30	50
Resultado Ministerio (Escenario 1 de DEMANDA, Pto a valor presupuestado)	-10.684.292	-8.541.191	-5.877.565	-447.442	5.162.829	6.984.381
Ahorros netos Tanque 30.000 m ³	7.184.549	6.624.348	5.924.096	4.523.593	1.958.475	2.856.109
RESULTADO FINAL SISTEMA GASISTA	-3.499.743	-1.916.843	46.531	4.076.151	7.121.304	9.840.490

Tabla 2. Resultados finales para el sistema gasista en los flujos de ingresos y gastos, bajo el supuesto de tanque de 30.000 m³ de GNL. Escenario de demanda 1 de la DGPEM. Datos a presupuesto estándar o valor presupuestado, respectivamente.

RESULTADOS FINALES PARA EL SISTEMA GASISTA. ESCENARIO DEMANDA 2. COSTES UNITARIOS. SUPUESTO CNMC TANQUE 30.000m ³ (€)						
AÑOS	1	5	10	20	30	50
Resultado Minetur (Escenario 2 de DEMANDA, Pto a Unitarios)	-12.491.102	-9.863.512	-5.773.189	4.541.881	10.482.128	13.677.344
Ahorros netos Tanque 30.000 m ³	7.184.549	6.624.348	5.924.096	4.523.593	1.958.475	2.856.109
RESULTADO FINAL SISTEMA GASISTA	-5.306.553	-3.239.164	150.907	9.065.474	12.440.603	16.533.453

RESULTADOS FINALES PARA EL SISTEMA GASISTA. ESCENARIO DEMANDA 2. VALOR PRESUPUESTADO. SUPUESTO CNMC TANQUE 30.000m ³ (€)						
AÑOS	1	5	10	20	30	50
Resultado Minetur (Escenario 2 de DEMANDA, Pto a valor presupuestado)	-13.667.306	-10.948.397	-6.743.924	3.823.881	10.083.926	13.476.672
Ahorros netos Tanque 30.000 m ³	7.184.549	6.624.348	5.924.096	4.523.593	1.958.475	2.856.109
RESULTADO FINAL SISTEMA GASISTA	-6.482.757	-4.324.049	-819.828	8.347.474	12.042.401	16.332.781

Tabla 3. Resultados finales para el sistema gasista en los flujos de ingresos y gastos, bajo el supuesto de tanque de 30.000 m³ de GNL. Escenario de demanda 2 de la DGPEM. Datos a presupuesto estándar o valor presupuestado, respectivamente.

❖ **Resultados para tanque de 50.000 m³ de GNL:**

RESULTADOS FINALES PARA EL SISTEMA GASISTA. ESCENARIO DEMANDA 1. COSTES UNITARIOS. SUPUESTO CNMC TANQUE 50.000m ³ (€)						
AÑOS	1	5	10	20	30	50
Resultado Ministerio (Escenario 1 de DEMANDA, Pto a)	-9.530.901	-7.634.690	-5.033.915	252.884	5.561.069	7.185.489
Ahorros netos Tanque 50.000 m ³	5.987.124	5.520.290	4.936.747	3.769.661	1.632.062	2.380.091
RESULTADO FINAL SISTEMA GASISTA	-3.543.777	-2.114.400	-97.168	4.022.545	7.193.131	9.565.580

RESULTADOS FINALES PARA EL SISTEMA GASISTA. ESCENARIO DEMANDA 1. VALOR PRESUPUESTADO. SUPUESTO CNMC TANQUE 50.000m ³ (€)						
AÑOS	1	5	10	20	30	50
Resultado Ministerio (Escenario 1 de DEMANDA, Pto a)	-10.684.292	-8.541.191	-5.877.565	-447.442	5.162.829	6.984.381
Ahorros netos Tanque 50.000 m ³	5.987.124	5.520.290	4.936.747	3.769.661	1.632.062	2.380.091
RESULTADO FINAL SISTEMA GASISTA	-4.697.168	-3.020.901	-940.818	3.322.219	6.794.891	9.364.472

Tabla 4. Resultados finales para el sistema gasista en los flujos de ingresos y gastos, bajo el supuesto de tanque de 50.000 m³ de GNL. Escenario de demanda 1 de la DGPEM. Datos a presupuesto estándar o valor presupuestado, respectivamente.

RESULTADOS FINALES PARA EL SISTEMA GASISTA. ESCENARIO DEMANDA 2. COSTES UNITARIOS. SUPUESTO CNMC TANQUE 50.000m ³ (€)						
AÑOS	1	5	10	20	30	50
Resultado Minetur (Escenario 2 de DEMANDA, Pto a)	-12.491.102	-9.863.512	-5.773.189	4.541.881	10.482.128	13.677.344
Ahorros netos Tanque 50.000 m ³	5.987.124	5.520.290	4.936.747	3.769.661	1.632.062	2.380.091
RESULTADO FINAL SISTEMA GASISTA	-6.503.978	-4.343.222	-836.442	8.311.542	12.114.190	16.057.435

RESULTADOS FINALES PARA EL SISTEMA GASISTA. ESCENARIO DEMANDA 2. VALOR PRESUPUESTADO. SUPUESTO CNMC TANQUE 50.000m ³ (€)						
AÑOS	1	5	10	20	30	50
Resultado Minetur (Escenario 2 de DEMANDA, Pto a)	-13.667.306	-10.948.397	-6.743.924	3.823.881	10.083.926	13.476.672
Ahorros netos Tanque 50.000 m ³	5.987.124	5.520.290	4.936.747	3.769.661	1.632.062	2.380.091
RESULTADO FINAL SISTEMA GASISTA	-7.680.182	-5.428.107	-1.807.177	7.593.542	11.715.988	15.856.763

Tabla 5. Resultados finales para el sistema gasista en los flujos de ingresos y gastos, bajo el supuesto de tanque de 50.000 m³ de GNL. Escenario de demanda 2 de la DGPEM. Datos a presupuesto estándar o valor presupuestado, respectivamente.

❖ **Resultados para tanque de 70.000 m³ de GNL:**

RESULTADOS FINALES PARA EL SISTEMA GASISTA. ESCENARIO DEMANDA 1. COSTES UNITARIOS. SUPUESTO CNMC TANQUE 70.000m ³ (€)						
AÑOS	1	5	10	20	30	50
Resultado Ministerio (Escenario 1 de DEMANDA, Pto a	-9.530.901	-7.634.690	-5.033.915	252.884	5.561.069	7.185.489
Ahorros netos Tanque 70.000 m ³	4.789.699	4.416.232	3.949.397	3.015.728	1.305.650	1.904.073
RESULTADO FINAL SISTEMA GASISTA	-4.741.202	-3.218.458	-1.084.518	3.268.612	6.866.719	9.089.562

RESULTADOS FINALES PARA EL SISTEMA GASISTA. ESCENARIO DEMANDA 1. VALOR PRESUPUESTADO. SUPUESTO CNMC TANQUE 70.000m ³ (€)						
AÑOS	1	5	10	20	30	50
Resultado Ministerio (Escenario 1 de DEMANDA, Pto a	-10.684.292	-8.541.191	-5.877.565	-447.442	5.162.829	6.984.381
Ahorros netos Tanque 70.000 m ³	4.789.699	4.416.232	3.949.397	3.015.728	1.305.650	1.904.073
RESULTADO FINAL SISTEMA GASISTA	-5.894.593	-4.124.959	-1.928.168	2.568.286	6.468.479	8.888.454

Tabla 6. Resultados finales para el sistema gasista en los flujos de ingresos y gastos, bajo el supuesto de tanque de 70.000 m³ de GNL. Escenario de demanda 1 de la DGPEM. Datos a presupuesto estándar o valor presupuestado, respectivamente.

RESULTADOS FINALES PARA EL SISTEMA GASISTA. ESCENARIO DEMANDA 2. COSTES UNITARIOS. SUPUESTO CNMC TANQUE 70.000m ³ (€)						
AÑOS	1	5	10	20	30	50
Resultado Minetur (Escenario 2 de DEMANDA, Pto a	-12.491.102	-9.863.512	-5.773.189	4.541.881	10.482.128	13.677.344
Ahorros netos Tanque 70.000 m ³	4.789.699	4.416.232	3.949.397	3.015.728	1.305.650	1.904.073
RESULTADO FINAL SISTEMA GASISTA	-7.701.403	-5.447.280	-1.823.792	7.557.609	11.787.778	15.581.417

RESULTADOS FINALES PARA EL SISTEMA GASISTA. ESCENARIO DEMANDA 2. VALOR PRESUPUESTADO. SUPUESTO CNMC TANQUE 70.000m ³ (€)						
AÑOS	1	5	10	20	30	50
Resultado Minetur (Escenario 2 de DEMANDA, Pto a	-13.667.306	-10.948.397	-6.743.924	3.823.881	10.083.926	13.476.672
Ahorros netos Tanque 70.000 m ³	4.789.699	4.416.232	3.949.397	3.015.728	1.305.650	1.904.073
RESULTADO FINAL SISTEMA GASISTA	-8.877.607	-6.532.165	-2.794.527	6.839.609	11.389.576	15.380.745

Tabla 7. Resultados finales para el sistema gasista en los flujos de ingresos y gastos, bajo el supuesto de tanque de 70.000 m³ de GNL. Escenario de demanda 2 de la DGPEM. Datos a presupuesto estándar o valor presupuestado, respectivamente.

Con tanques de tamaño inferior los resultados para el sistema gasista mejoran ostensiblemente, siendo mejores cuanto más pequeño es el tanque. Bajo este prisma, parecería obvio el tratar de tomar como alternativa aquella con el menor tanque posible que cubriera la demanda prevista. Sin embargo, se hace necesario un equilibrio entre el tamaño del tanque y su autonomía, relacionado a su vez con el tamaño del buque que puede descargar en él.

En las siguientes tablas se detalla el cálculo de los ahorros obtenibles en costes de inversión y por O&M por la construcción de tanques de menor tamaño.

DIFERENCIAS DE RETRIBUCIÓN (AHORROS) DEL TANQUE DE 30.000 M3 VS TANQUE 150.000 M3 EN LA RETRIBUCIÓN POR DISPONIBILIDAD -RD- FIJA (€)								
Año	VN a 31/12/N-1	INVERSIÓN		O&M	COEV		AHORRO TOTAL = (1)+(2)+(3)+(4)	AHORRO TOTAL ACUMULADO
		Amortización (1)	Retribución Financiera (2)	Costes O&M (3)	Coste Ext. Vida ÚTIL (4)	Coefficiente COEV		
1	55.029.600	2.751.480	2.801.007	1.632.062	0	0,00	7.184.549	7.184.549
2	52.278.120	2.751.480	2.660.956	1.632.062	0	0,00	7.044.499	14.229.048
3	49.526.640	2.751.480	2.520.906	1.632.062	0	0,00	6.904.448	21.133.496
4	46.775.160	2.751.480	2.380.856	1.632.062	0	0,00	6.764.398	27.897.894
5	44.023.680	2.751.480	2.240.805	1.632.062	0	0,00	6.624.348	34.522.241
6	41.272.200	2.751.480	2.100.755	1.632.062	0	0,00	6.484.297	41.006.539
7	38.520.720	2.751.480	1.960.705	1.632.062	0	0,00	6.344.247	47.350.785
8	35.769.240	2.751.480	1.820.654	1.632.062	0	0,00	6.204.197	53.554.982
9	33.017.760	2.751.480	1.680.604	1.632.062	0	0,00	6.064.146	59.619.128
10	30.266.280	2.751.480	1.540.554	1.632.062	0	0,00	5.924.096	65.543.224
11	27.514.800	2.751.480	1.400.503	1.632.062	0	0,00	5.784.046	71.327.270
12	24.763.320	2.751.480	1.260.453	1.632.062	0	0,00	5.643.995	76.971.265
13	22.011.840	2.751.480	1.120.403	1.632.062	0	0,00	5.503.945	82.475.210
14	19.260.360	2.751.480	980.352	1.632.062	0	0,00	5.363.895	87.839.105
15	16.508.880	2.751.480	840.302	1.632.062	0	0,00	5.223.844	93.062.949
16	13.757.400	2.751.480	700.252	1.632.062	0	0,00	5.083.794	98.146.743
17	11.005.920	2.751.480	560.201	1.632.062	0	0,00	4.943.744	103.090.486
18	8.254.440	2.751.480	420.151	1.632.062	0	0,00	4.803.693	107.894.180
19	5.502.960	2.751.480	280.101	1.632.062	0	0,00	4.663.643	112.557.823
20	2.751.480	2.751.480	140.050	1.632.062	0	0,00	4.523.593	117.081.415
21	0	0	0	0	1.876.872	0,00	1.876.872	118.958.287
22	0	0	0	0	1.876.872	0,00	1.876.872	120.835.159
23	0	0	0	0	1.876.872	0,00	1.876.872	122.712.030
24	0	0	0	0	1.876.872	0,00	1.876.872	124.588.902
25	0	0	0	0	1.876.872	0,00	1.876.872	126.465.773
26	0	0	0	0	1.893.192	0,00	1.893.192	128.358.966
27	0	0	0	0	1.909.513	0,00	1.909.513	130.268.479
28	0	0	0	0	1.925.833	0,00	1.925.833	132.194.312
29	0	0	0	0	1.942.154	0,00	1.942.154	134.136.466
30	0	0	0	0	1.958.475	0,00	1.958.475	136.094.941
31	0	0	0	0	1.991.116	0,00	1.991.116	138.086.057
32	0	0	0	0	2.023.757	0,00	2.023.757	140.109.814
33	0	0	0	0	2.056.398	0,00	2.056.398	142.166.213
34	0	0	0	0	2.089.040	0,00	2.089.040	144.255.252
35	0	0	0	0	2.121.681	0,00	2.121.681	146.376.933
36	0	0	0	0	2.170.643	0,00	2.170.643	148.547.576
37	0	0	0	0	2.219.605	0,00	2.219.605	150.767.181
38	0	0	0	0	2.268.567	0,00	2.268.567	153.035.747
39	0	0	0	0	2.317.528	0,00	2.317.528	155.353.276
40	0	0	0	0	2.366.490	0,00	2.366.490	157.719.766
41	0	0	0	0	2.415.452	0,00	2.415.452	160.135.218
42	0	0	0	0	2.464.414	0,00	2.464.414	162.599.632
43	0	0	0	0	2.513.376	0,00	2.513.376	165.113.008
44	0	0	0	0	2.562.338	0,00	2.562.338	167.675.346
45	0	0	0	0	2.611.300	0,00	2.611.300	170.286.646
46	0	0	0	0	2.660.262	0,00	2.660.262	172.946.907
47	0	0	0	0	2.709.223	0,00	2.709.223	175.656.131
48	0	0	0	0	2.758.185	0,00	2.758.185	178.414.316
49	0	0	0	0	2.807.147	0,00	2.807.147	181.221.463
50	0	0	0	0	2.856.109	0,00	2.856.109	184.077.572

**DIFERENCIAS DE RETRIBUCIÓN (AHORROS) DEL TANQUE DE 50.000 M3 VS TANQUE 150.000 M3 EN LA RETRIBUCIÓN
POR DISPONIBILIDAD -RD- FIJA (€)**

Año	VN a 31/12/N-1	INVERSIÓN		O&M	COEV		TOTAL = (1)+(2)+(3)+(4)	AHORRO TOTAL ACUMULADO
		Amortización (1)	Retribución Financiera (2)	Costes O&M (3)	Coste Ext. Vida ÚTIL (4)	Coficiente COEV		
1	45.858.000	2.292.900	2.334.172	1.360.052	0	0,00	5.987.124	5.987.124
2	43.565.100	2.292.900	2.217.464	1.360.052	0	0,00	5.870.415	11.857.540
3	41.272.200	2.292.900	2.100.755	1.360.052	0	0,00	5.753.707	17.611.246
4	38.979.300	2.292.900	1.984.046	1.360.052	0	0,00	5.636.998	23.248.245
5	36.686.400	2.292.900	1.867.338	1.360.052	0	0,00	5.520.290	28.768.534
6	34.393.500	2.292.900	1.750.629	1.360.052	0	0,00	5.403.581	34.172.115
7	32.100.600	2.292.900	1.633.921	1.360.052	0	0,00	5.286.872	39.458.988
8	29.807.700	2.292.900	1.517.212	1.360.052	0	0,00	5.170.164	44.629.152
9	27.514.800	2.292.900	1.400.503	1.360.052	0	0,00	5.053.455	49.682.607
10	25.221.900	2.292.900	1.283.795	1.360.052	0	0,00	4.936.747	54.619.354
11	22.929.000	2.292.900	1.167.086	1.360.052	0	0,00	4.820.038	59.439.392
12	20.636.100	2.292.900	1.050.377	1.360.052	0	0,00	4.703.329	64.142.721
13	18.343.200	2.292.900	933.669	1.360.052	0	0,00	4.586.621	68.729.342
14	16.050.300	2.292.900	816.960	1.360.052	0	0,00	4.469.912	73.199.254
15	13.757.400	2.292.900	700.252	1.360.052	0	0,00	4.353.204	77.552.457
16	11.464.500	2.292.900	583.543	1.360.052	0	0,00	4.236.495	81.788.952
17	9.171.600	2.292.900	466.834	1.360.052	0	0,00	4.119.786	85.908.739
18	6.878.700	2.292.900	350.126	1.360.052	0	0,00	4.003.078	89.911.816
19	4.585.800	2.292.900	233.417	1.360.052	0	0,00	3.886.369	93.798.186
20	2.292.900	2.292.900	116.709	1.360.052	0	0,00	3.769.661	97.567.846
21	0	0	0	0	1.564.060	0,00	1.564.060	99.131.906
22	0	0	0	0	1.564.060	0,00	1.564.060	100.695.965
23	0	0	0	0	1.564.060	0,00	1.564.060	102.260.025
24	0	0	0	0	1.564.060	0,00	1.564.060	103.824.085
25	0	0	0	0	1.564.060	0,00	1.564.060	105.388.145
26	0	0	0	0	1.577.660	0,00	1.577.660	106.965.805
27	0	0	0	0	1.591.261	0,00	1.591.261	108.557.065
28	0	0	0	0	1.604.861	0,00	1.604.861	110.161.927
29	0	0	0	0	1.618.462	0,00	1.618.462	111.780.388
30	0	0	0	0	1.632.062	0,00	1.632.062	113.412.451
31	0	0	0	0	1.659.263	0,00	1.659.263	115.071.714
32	0	0	0	0	1.686.464	0,00	1.686.464	116.758.178
33	0	0	0	0	1.713.665	0,00	1.713.665	118.471.844
34	0	0	0	0	1.740.866	0,00	1.740.866	120.212.710
35	0	0	0	0	1.768.067	0,00	1.768.067	121.980.778
36	0	0	0	0	1.808.869	0,00	1.808.869	123.789.647
37	0	0	0	0	1.849.671	0,00	1.849.671	125.639.317
38	0	0	0	0	1.890.472	0,00	1.890.472	127.529.789
39	0	0	0	0	1.931.274	0,00	1.931.274	129.461.063
40	0	0	0	0	1.972.075	0,00	1.972.075	131.433.138
41	0	0	0	0	2.012.877	0,00	2.012.877	133.446.015
42	0	0	0	0	2.053.678	0,00	2.053.678	135.499.694
43	0	0	0	0	2.094.480	0,00	2.094.480	137.594.174
44	0	0	0	0	2.135.281	0,00	2.135.281	139.729.455
45	0	0	0	0	2.176.083	0,00	2.176.083	141.905.538
46	0	0	0	0	2.216.885	0,00	2.216.885	144.122.423
47	0	0	0	0	2.257.686	0,00	2.257.686	146.380.109
48	0	0	0	0	2.298.488	0,00	2.298.488	148.678.597
49	0	0	0	0	2.339.289	0,00	2.339.289	151.017.886
50	0	0	0	0	2.380.091	0,00	2.380.091	153.397.977

**DIFERENCIAS DE RETRIBUCIÓN (AHORROS) DEL TANQUE DE 70.000 M3 VS TANQUE 150.000 M3 EN LA RETRIBUCIÓN
POR DISPONIBILIDAD -RD- FIJA (€)**

Año	VN a 31/12/N-1	INVERSIÓN		O&M	COEV		TOTAL = (1)+(2)+(3)+(4)	AHORRO TOTAL ACUMULADO
		Amortización (1)	Retribución Financiera (2)	Costes O&M (3)	Coste Ext. Vida ÚTIL (4)	Coficiente COEV		
1	36.686.400	1.834.320	1.867.338	1.088.042	0	0,00	4.789.699	4.789.699
2	34.852.080	1.834.320	1.773.971	1.088.042	0	0,00	4.696.332	9.486.032
3	33.017.760	1.834.320	1.680.604	1.088.042	0	0,00	4.602.966	14.088.997
4	31.183.440	1.834.320	1.587.237	1.088.042	0	0,00	4.509.599	18.598.596
5	29.349.120	1.834.320	1.493.870	1.088.042	0	0,00	4.416.232	23.014.828
6	27.514.800	1.834.320	1.400.503	1.088.042	0	0,00	4.322.865	27.337.692
7	25.680.480	1.834.320	1.307.136	1.088.042	0	0,00	4.229.498	31.567.190
8	23.846.160	1.834.320	1.213.770	1.088.042	0	0,00	4.136.131	35.703.321
9	22.011.840	1.834.320	1.120.403	1.088.042	0	0,00	4.042.764	39.746.086
10	20.177.520	1.834.320	1.027.036	1.088.042	0	0,00	3.949.397	43.695.483
11	18.343.200	1.834.320	933.669	1.088.042	0	0,00	3.856.030	47.551.513
12	16.508.880	1.834.320	840.302	1.088.042	0	0,00	3.762.664	51.314.177
13	14.674.560	1.834.320	746.935	1.088.042	0	0,00	3.669.297	54.983.473
14	12.840.240	1.834.320	653.568	1.088.042	0	0,00	3.575.930	58.559.403
15	11.005.920	1.834.320	560.201	1.088.042	0	0,00	3.482.563	62.041.966
16	9.171.600	1.834.320	466.834	1.088.042	0	0,00	3.389.196	65.431.162
17	7.337.280	1.834.320	373.468	1.088.042	0	0,00	3.295.829	68.726.991
18	5.502.960	1.834.320	280.101	1.088.042	0	0,00	3.202.462	71.929.453
19	3.668.640	1.834.320	186.734	1.088.042	0	0,00	3.109.095	75.038.548
20	1.834.320	1.834.320	93.367	1.088.042	0	0,00	3.015.728	78.054.277
21	0	0	0	0	1.251.248	0,00	1.251.248	79.305.525
22	0	0	0	0	1.251.248	0,00	1.251.248	80.556.772
23	0	0	0	0	1.251.248	0,00	1.251.248	81.808.020
24	0	0	0	0	1.251.248	0,00	1.251.248	83.059.268
25	0	0	0	0	1.251.248	0,00	1.251.248	84.310.516
26	0	0	0	0	1.262.128	0,00	1.262.128	85.572.644
27	0	0	0	0	1.273.009	0,00	1.273.009	86.845.652
28	0	0	0	0	1.283.889	0,00	1.283.889	88.129.541
29	0	0	0	0	1.294.769	0,00	1.294.769	89.424.311
30	0	0	0	0	1.305.650	0,00	1.305.650	90.729.961
31	0	0	0	0	1.327.411	0,00	1.327.411	92.057.371
32	0	0	0	0	1.349.171	0,00	1.349.171	93.406.543
33	0	0	0	0	1.370.932	0,00	1.370.932	94.777.475
34	0	0	0	0	1.392.693	0,00	1.392.693	96.170.168
35	0	0	0	0	1.414.454	0,00	1.414.454	97.584.622
36	0	0	0	0	1.447.095	0,00	1.447.095	99.031.717
37	0	0	0	0	1.479.736	0,00	1.479.736	100.511.454
38	0	0	0	0	1.512.378	0,00	1.512.378	102.023.832
39	0	0	0	0	1.545.019	0,00	1.545.019	103.568.851
40	0	0	0	0	1.577.660	0,00	1.577.660	105.146.511
41	0	0	0	0	1.610.301	0,00	1.610.301	106.756.812
42	0	0	0	0	1.642.943	0,00	1.642.943	108.399.755
43	0	0	0	0	1.675.584	0,00	1.675.584	110.075.339
44	0	0	0	0	1.708.225	0,00	1.708.225	111.783.564
45	0	0	0	0	1.740.866	0,00	1.740.866	113.524.430
46	0	0	0	0	1.773.508	0,00	1.773.508	115.297.938
47	0	0	0	0	1.806.149	0,00	1.806.149	117.104.087
48	0	0	0	0	1.838.790	0,00	1.838.790	118.942.877
49	0	0	0	0	1.871.431	0,00	1.871.431	120.814.309
50	0	0	0	0	1.904.073	0,00	1.904.073	122.718.381