

INFORME SOBRE LA EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LAS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE Y DISTRIBUCIÓN DE GAS NATURAL

Expediente: INF/DE/045/16

SALA DE SUPERVISIÓN REGULATORIA

Presidenta

D^a María Fernández Pérez

Consejeros

D. Eduardo García Matilla

D^a Clotilde de la Higuera González.

D. Diego Rodríguez Rodríguez

D^a Idoia Zenarrutzabeitia Beldarraín

Secretario de la Sala

D. Miguel Sánchez Blanco, Vicesecretario del Consejo

En Madrid, a 14 de julio de 2016

La Sala de Supervisión Regulatoria, de acuerdo con la función prevista en el artículo 7.37 de la Ley 3/2013, de 4 de junio, de creación de la CNMC, y conforme a lo establecido en el apartado 3 de la Disposición adicional sexta del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, acuerda emitir el siguiente informe relativo a la evaluación del potencial de eficiencia energética de las infraestructuras de transporte y distribución de gas natural:

1. Antecedentes

La Directiva 2012/27/UE, relativa a la eficiencia energética, en su artículo 3 establece objetivos de eficiencia energética indicando que cada Estado miembro fijará un objetivo nacional de eficiencia energética orientativo, basado bien en el consumo de energía primaria o final, bien en el ahorro de energía primaria o final, bien en la intensidad energética. Asimismo, el artículo 15 de la citada Directiva sobre transformación, transporte y distribución de energía establece que los Estados miembros se asegurarán de que las autoridades nacionales de regulación de la energía tengan debidamente en cuenta la eficiencia energética en el desempeño de sus funciones reguladoras especificadas en las Directivas 2009/72/CE y 2009/73/CE, por lo que atañe a sus decisiones sobre la explotación de la infraestructura de gas y electricidad y que los Estados miembros deben asegurarse de que se efectúa una evaluación del potencial de eficiencia energética de su infraestructura de gas y electricidad, especialmente en lo que se refiere al transporte y a la distribución.

En dicho contexto, la Disposición adicional sexta (“Evaluación sobre el potencial de eficiencia energética en las infraestructuras de gas y electricidad”), del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre establece, en su apartado 2, que antes de que transcurran tres meses desde la entrada en vigor del presente real decreto, las empresas distribuidoras y las empresas titulares de instalaciones de transporte de energía eléctrica y gas natural, remitirán a la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia una evaluación del potencial de eficiencia energética de las infraestructuras de su titularidad. En dicha evaluación se deberán incluir medidas y actuaciones concretas para mejorar la eficiencia energética siempre que el análisis coste beneficio sea positivo y con un calendario para su ejecución.

Por su parte en el apartado 3 de dicha Disposición Adicional se estipula lo siguiente: *“La Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia remitirá a la Secretaría de Estado de Energía antes de que transcurran seis meses desde la entrada en vigor de la presente disposición, un informe con una evaluación del potencial de eficiencia energética de las infraestructuras de transporte y distribución de energía eléctrica y de gas natural con base en las evaluaciones. En éste se recogerá el análisis de las actuaciones presentadas por las empresas y propuestas para su implementación.”*

En cumplimiento del apartado 2 de la mencionada Disposición adicional sexta del Real Decreto 1085/2015, de 4 de diciembre, se han recibido escritos de las siguientes empresas, que se incluyen en el anexo a este informe:

- Bahía de Bizkaia Gas, S.L., con fecha de entrada en el registro de la CNMC de 1 de marzo de 2016.
- Gas Extremadura Transportista, S.L., con fecha de entrada en el registro de la CNMC de 2 de marzo de 2016.
- D.C. Gas Extremadura, S.A., con fecha de entrada en el registro de la CNMC de 2 de marzo de 2016.
- Enagás Transporte, S.A.U., con fecha de entrada en el registro de la CNMC de 3 de marzo de 2016.
- Madrileña Red de Gas, S.A.U., con fecha de entrada en el registro de la CNMC de 4 de marzo de 2016.
- Naturgas Energía Distribución, S.A.U. con fecha de entrada en el registro de la CNMC de 4 de marzo de 2016.
- Planta de Regasificación de Sagunto, S.A., con fecha de entrada en el registro de la CNMC de 4 de marzo de 2016.
- Redexis Gas, S.A., con fecha de entrada en el registro de la CNMC de 7 de marzo de 2016.
- El grupo Gas Natural en nombre de sus empresas distribuidoras, con fecha de entrada en el registro de la CNMC de 8 de marzo de 2016.
- Gas Natural Transporte SDG, S.L., con fecha de entrada en el registro de la CNMC de 8 de marzo de 2016.
- Regasificadora del Noroeste, S.A., con fecha de entrada en el registro de la CNMC de 9 de marzo de 2016.

2. Consideraciones previas

Al objeto de poner en contexto la información recibida por parte de las empresas titulares de instalaciones de transporte y distribución de gas natural, se plasman a continuación una serie de consideraciones sobre la situación actual relativa a las mermas y a los autoconsumos en el Sistema Gasista.

Durante toda la cadena de gas existe el riesgo de daño o pérdidas de gas desde que éste es aceptado en el punto de entrada del Sistema Gasista hasta que es entregado en el punto de salida de la red de distribución correspondiente al lugar de consumo.

El sistema español de acceso de terceros a las instalaciones gasistas establece que los titulares de las infraestructuras son responsables de la custodia del gas introducido en el sistema por los comercializadores, hasta la entrega de dicho gas a los consumidores finales.

Asimismo, la regulación reconoce al titular de las instalaciones por donde circula el gas de los usuarios, la posibilidad de retener un porcentaje del gas circulado en concepto de “mermas reconocidas”, es decir, por las pérdidas del gas desde que éste es introducido en el punto de entrada de la red de transporte, hasta que es entregado en el punto de salida de la red de distribución correspondiente al lugar de consumo.

Por otro lado, las instalaciones del sistema gasista consumen energía para el adecuado funcionamiento de las instalaciones, principalmente el propio gas natural (autoconsumos), así como en electricidad.

2.1. Mermas en transporte

La red de transporte está formada por los gasoductos y por aquellas instalaciones del sistema gasista necesarias para transportar y entregar el gas (estaciones de compresión, estaciones de regulación y medida, etc.) que, como el resto de instalaciones, pueden presentar mermas por pérdidas físicas de gas y diferencias de medición. Asimismo, dado su diseño y características técnicas, algunas de ellas necesitan consumir gas para su correcto funcionamiento, denominándose al mismo, gas de autoconsumo.

La determinación de las mermas responde a un balance físico del gas que circula por las mismas. De esta forma, y para un periodo de tiempo determinado se ha de cumplir la siguiente identidad:

$\text{Mermas} = \text{Entradas} - \text{Salidas} - (\text{Existencias finales} - \text{Existencias iniciales}) - \text{Autoconsumos}$
--

Asimismo, se ha de tener en cuenta que las mermas contabilizan no sólo pérdidas

físicas de gas (fugas, roturas, venteos, fraude, etc.), sino que también, y sobre todo en las redes de transporte y distribución, se deben a diferencias de medición en los equipos de medida.

De acuerdo con la legislación vigente, las mermas reconocidas (0,2%) a los transportistas son retenidas físicamente (en gas) a los comercializadores en los puntos de entrada de gas en la red de transporte, si bien en la práctica las mermas reales de los últimos años se encuentran en media por debajo del 0,2%.

2.2. Mermas en distribución

En las redes de distribución, no se realiza una retención física de gas a los usuarios en concepto de mermas reconocidas, ya que las redes de distribución de gas no disponen de capacidad suficiente para almacenar físicamente el gas retenido.

Por ello, los usuarios siempre introducen en la red la cantidad de gas necesaria para el funcionamiento de la red y, posteriormente, se produce una compensación económica entre los usuarios y el operador de la red por la diferencia entre la medición de las entradas y la medición en las salidas de la red, según estas mermas reales sean superiores o inferiores a las reconocidas a la actividad de distribución:

$$\text{Mermas reales} = \sum \text{Medición de las Entradas} - \sum \text{Medición de las Salidas}$$

Al igual que en el transporte, los distribuidores pueden tener un saldo de mermas positivo o negativo, según las mermas reales sean superiores o inferiores a las mermas reconocidas a la actividad.

Según la regulación vigente, si las mermas reales superan a las reconocidas, los costes de las mismas recaen sobre el distribuidor y si son inferiores, los ingresos se reparten entre ambos. Por tanto, existe un incentivo tanto para los distribuidores como para los comercializadores para reducir las mermas (y por tanto, los fraudes de gas) ya que deben soportar las pérdidas por el gas no contabilizado.

Los porcentajes de mermas a aplicar a los usuarios por parte de los titulares de las instalaciones de distribución desde 2004 hasta la actualidad son los siguientes:

- Mermas de distribución a presión igual o inferior a 4 bar: 1%.
- Mermas de distribución a presión igual o inferior a 4 bar, para redes alimentadas a partir de planta satélite: 2%.
- Mermas de distribución a presión superior a 4 bar: 0,39%.
- No se reconocerá merma alguna de distribución en gasoductos de una presión máxima de diseño superior a 16 bar, a menos que se justifique su existencia.

Por otra parte, existe cierta dispersión de las mermas reales en cada red de distribución. Esta dispersión podría estar ocasionada por la complejidad de los

mecanismos de lectura de los consumos de los clientes en dichas redes, así como por los procesos de facturación asociados.

En resumen, al igual que ocurre con las redes de transporte de gas, las mermas reales en las redes de distribución de gas tienen un porcentaje moderado de pérdidas (alrededor del 0,32% como media en los últimos años).

2.3. Comparativa con las mermas en redes de gas en Europa

En el *Estudio para analizar el potencial de eficiencia y ahorro en las redes de energía (2015)*, publicado por Ecofis y basado en datos de Eurostat, se incluye un análisis comparativo de los niveles de pérdidas reales en las redes de gas en distintos países europeos.



Fuente: *Estudio para analizar el potencial de eficiencia y ahorro en las redes de energía (2015)*, ECOFIS

Como se puede apreciar en la figura, los niveles de pérdidas reales en las redes de gas en Europa superan el 1% en más de nueve países, llegando a alcanzar el 3,9% en algún caso, mientras que solamente tres países presentan niveles inferiores al 1%. Los niveles de pérdidas reales en España se encuentran por tanto, entre los mejores de Europa.

2.4. Merms en regasificación

La determinación de las merms en las plantas de regasificación responde a un balance físico del gas que circula por las mismas. De esta forma, se ha de cumplir la

siguiente identidad:

$\text{Merms reales} = \text{Entradas} - \text{Salidas} - (\text{Existencias de GNL finales} - \text{Existencias de GNL iniciales}) - \text{Autoconsumos}$
--

Físicamente, las mermas obedecen a una disminución de gas debida a dos hechos: por un lado, las pérdidas de gas en la instalación (venteos o gas quemado en antorcha); y por otro, las diferencias de medición entre el gas medido a la salida y el gas medido a la entrada de la instalación (considerando la variación de existencias y consumos internos).

Para los ejercicios de 2010 a 2013 la regulación reconocía para las instalaciones de regasificación unas mermas del 0,01% del gas descargado; para los ejercicios 2014 y 2015, se estableció como 0,005% del gas descargado en las plantas de regasificación. La realidad práctica en la regasificación muestra que las mermas reales globalmente consideradas en un prolongado periodo de tiempo tienden a ser negativas.

Una parte significativa de las acciones que proponen las plantas de regasificación van encaminadas a la eliminación del gas quemado en la antorcha, para ello proponen la instalación de unidades de compresión del gas para su inyección en la red de transporte.

2.5. Autoconsumos

Los autoconsumos en transporte tienen su causa en el consumo de gas natural como combustible en las estaciones de compresión y en las calderas de calentamiento del gas de las estaciones de regulación y medida. Una parte significativa de las acciones que proponen los transportistas va encaminada a una mejor eficiencia en estos consumos.

Los principales autoconsumos en regasificación se corresponden con el gas natural consumido como combustible en las unidades de compresión del boil-off de los tanques de GNL.

Dentro de las medidas regulatorias¹ para las mejoras de la eficiencia en la regasificación está la supresión de la remuneración del gas de autoconsumo en plantas de regasificación, siendo este un incentivo para su reducción.

3. Actuaciones presentadas por las empresas

Las actuaciones propuestas por las empresas distribuidoras van encaminadas principalmente a reducir las mermas de distribución mediante la detección del fraude y reducción de roturas provocadas por terceros, así como medidas para reducir el gas de boil-off de las plantas satélite.

¹ El artículo 60.5 de la Ley 18/2014 indica que no tendrá la consideración de coste reconocido el gas de operación para autoconsumo requerido por las plantas de regasificación.

Por su parte, **las empresas titulares de instalaciones de transporte** primario y secundario han centrado sus propuestas en la reducción de mermas y en la reducción de sus autoconsumos en ERM y estaciones de compresión.

Por último, **las empresas titulares de plantas de regasificación** han propuesto medidas que persiguen la reducción del gas de boil-off mediante la instalación de unidades de compresión del gas para su inyección en la red de transporte, y medidas encaminadas a la reducción del consumo eléctrico de los equipos principales y alumbrado de las plantas.

3.1. En redes de distribución

3.1.1. Actuaciones propuestas por Redexis Gas

Redexis Gas considera que desde el punto de vista de eficiencia energética, el principal parámetro a analizar, y en su caso optimizar, es la estanqueidad de las instalaciones. Dicho parámetro lo consideran ya optimizado por lo que no proponen actuaciones adicionales concretas. Además indican que sus instalaciones son modernas, y que los materiales más obsoletos ya han sido reemplazados para asegurar la estanqueidad.

Por otro lado, en cuanto a los elementos accesorios, indican que presentan un pequeño consumo energético, y tampoco se han identificado actuaciones concretas.

3.1.2. Actuaciones propuestas por Gas Extremadura

Gas Extremadura indica en su escrito que dado que inició su actividad en 1998 sus instalaciones son de reciente construcción contando con la última tecnología y soluciones existentes, por lo que no requieren medidas adicionales significativas.

No obstante, en su planificación de mejora continua ha realizado la evaluación de eficiencia energética con objeto de dejar constancia de las medidas y actuaciones que periódicamente se vienen realizando. En concreto, cuentan con un programa de evaluación y seguimiento que permite detectar situaciones anómalas que puedan ocasionar deterioro de las instalaciones y la consiguiente merma de eficiencia energética. Las operaciones de control y seguimiento están fundamentalmente orientadas a evitar pérdidas de gas y optimizar autoconsumos en las instalaciones que requieran instalación térmica para el control de temperatura del gas natural desde aquellas plantas satélite de GNL que están conectadas a red de distribución.

Como consecuencia del análisis realizado, se ha detectado la siguiente medida a implementar en el primer trimestre de 2016 en las plantas de GNL que tengan funcionamiento fuertemente estacional con temporadas de poca demanda:

- Acción: Diseñar y construir la gasificación necesaria para los depósitos de GNL de forma que la demanda sea suministrada desde la fase gaseosa del depósito en aquellas temporadas de bajo consumo que así lo permitan
- Medida: La sobrepresión del gas (Boil-off) de los depósitos de GNL no se conduce a la atmósfera a través del venteo correspondiente sino que es inyectada a la salida del depósito para que este gas sea aprovechado en la red de distribución.

3.1.3. Actuaciones propuestas por Madrileña Red de Gas

Madrileña Red de Gas indica en su escrito que dentro de sus infraestructuras no existen instalaciones de consumo energético relevante. El consumo eléctrico de sus ERM se produce para el control remoto o telemando de las mismas, siendo además en zonas no urbanas desde paneles solares.

El potencial de mejora de eficiencia energética de sus infraestructuras indican es muy reducido y está íntimamente relacionado con las actividades que se desarrollan en la gestión de las redes existentes.

Las mermas debidas a pérdidas del sistema consideran están asociadas principalmente al fraude en el consumo y a roturas provocadas por terceros. En este sentido, la propuesta de Madrileña Red de Gas se basa en desarrollos normativos que fomenten su reducción.

En cuanto a las plantas satélites de GNL, Madrileña Red de Gas indica que sus 3 plantas son de muy reciente construcción y cuentan con las últimas tecnologías y experiencia del sector. Se ha incrementado la presión de diseño de los depósitos hasta 11 bar (frente los 7 u 8 bar de diseño normal) incrementando la capacidad de retener el boil-off. Además han instalado economizadores que conducen el boil-off a la tubería de salida de consumo. Adicionalmente, en el proceso de vaporización y calentamiento de gas, se cuenta con vaporizadores atmosféricos que no tienen consumo de energía, y vaporizadores forzados en caso de necesidad que utilizan el propio gas de Boil-off.

Las actuaciones que Madrileña Red de Gas realiza en la actualidad para minimizar las mermas son: control de emisiones diario, aumentar la lectura del consumo doméstico, verificación de la presión de contaje de los puntos de suministro, búsqueda de contadores manipulados y enganches directos (en el último año se han realizado 60.000 inspecciones con un promedio de fraude detectado del 7%) y reemplazo de contadores averiados.

Así mismo, se han sustituido los materiales antiguos y obsoletos por polietileno, y se trabaja activamente en tareas encaminadas a reducir las amenazas motivadas por roturas de terceros mediante tareas de coordinación y comunicación.

Por último, Madrileña Red de Gas indica que ha realizado con ENZEN² un estudio para analizar la posibilidad de generar electricidad en las ERM, cuyo resultado ha sido que no es rentable, debido entre otros, a la gran diferencia de consumo entre el verano y el invierno, que no tendría una producción relevante continua y a que no se dispone de la posibilidad de autoconsumo en las propias instalaciones.

Madrileña Red de Gas considera que sería oportuno con el objetivo de reducir el número de roturas ocasionadas por terceros, establecer en la legislación sanciones para aquellos que las produzcan.

Madrileña Red de Gas indica así mismo que participa en la iniciativa por fomentar el desarrollo del uso del gas natural en el sector transporte. La renovación que realiza de su flota incorpora vehículos de GNV alcanzando en la actualidad al 80%. Para finales de 2016 prevé que todos sus vehículos sean propulsados por GNV.

3.1.4. Actuaciones propuestas por Naturgas Energía Distribución

Naturgas Energía Distribución indica que interpreta la eficiencia o la pérdida de eficiencia como las mermas físicas de la red, las cuales, recalca que son a nivel nacional de las más bajas de Europa.

Así mismo, indican que para alcanzar los niveles actuales, vienen actuando en diversos aspectos como el mantenimiento preventivo y correctivo de su red, el resegimiento, el control exhaustivo y la gestión activa de los equipos de medida, la gestión del fraude, la implantación de canales alternativos de recepción de lecturas, la participación en organismos que permitan el intercambio de información para la prevención de roturas por obras o afecciones de terceros.

Consideran que sería necesario una mejora en la regulación de cara a:

- La gestión del fraude: es necesaria una regulación que reconozca incentivos a los distribuidores para perseguirlo, que permita una adecuada gestión del fraude y que a su vez lo desincentive entre los usuarios.
- La adecuación de equipos de medida de consumidores cuando sea procedente, dado que en algunos casos proporcionan mediciones inferiores a la realidad.
- La eliminación de roturas incentivando a las empresas a una adecuada comunicación y coordinación para la gestión de las obras.
- Abaratar los costes soportados por los distribuidores en las conexiones transporte-distribución debido a que, la configuración actual de las mismas repercute en que la solución técnico-económica óptima para el distribuidor sea alimentar sus nuevas redes mediante plantas satélite.

Naturgas Energía Distribución destaca así mismo, que algunas medidas adoptadas recientemente desincentivan a los distribuidores en la eficiencia energética. En

² Empresa multinacional especializada en análisis de eficiencia energética en el sector de distribución del gas natural entre otros.

concreto destaca el cambio normativo por el que los distribuidores únicamente recuperan el 50% de la diferencia entre las mermas reconocidas y las reales, trasladando parte del beneficio a sujetos que no tienen por objeto la inversión en mejoras destinadas a la eficiencia energética.

Por último, indican que la próxima inversión que van a realizar que tendrá impacto en la eficiencia energética de sus instalaciones será en la Planta Satélite de Gibaja (Cantabria): inversión prevista de 50k€, consistente en la sustitución de los vaporizadores actuales por unos más eficientes. El ahorro anual esperado es del 5% de la emisión de la planta, lo que supondría una mejora de entre 20 y 25 MWh/año.

3.1.5. Actuaciones propuestas por el Grupo Gas Natural

El grupo Gas Natural considera que el consumo energético para la operación de estas infraestructuras es muy bajo, y que el potencial de eficiencia energética está ligado con la reducción de mermas el cual a su vez está relacionado principalmente con las irregularidades y fraudes en los equipos de medida.

Propone en este sentido, que se desarrolle una normativa contra el fraude y una revisión normativa del control metrológico.

Además presenta la siguiente tabla donde recoge medidas de actuación concretas:

Medida	Ud	Instalación	Inversión (€)	Ahorro de energía (MWh)				
				2016	2017	2018	2019	2020
Reducción de operaciones de venteo de gas en plantas de GNL	MWhg	Plantas satélite de GNL	0	300	750	750	750	750
Reducción del Boil-Off Gas	MWhg	Plantas satélite de GNL	56.000	0	34	34	34	34
Reducción de daños de terceros	MWhg	Gasoducto	0	165	165	165	165	165
Optimización de la Protección Catódica	MWhe	Posiciones de gasoducto	151.000	0,0218	0,0218	0,0393	0,0699	0,067

3.2. En transporte primario y secundario

3.2.1. Actuaciones propuestas por Redexis Gas

Redexis Gas considera que desde el punto de vista de eficiencia energética, el principal parámetro a analizar, y en su caso optimizar, es la estanqueidad de las instalaciones. Dicho parámetro lo consideran ya optimizado por lo que no proponen actuaciones concretas. Además indican que sus instalaciones son modernas, y que

los materiales más obsoletos ya han sido reemplazados para asegurar la estanqueidad.

Por otro lado, en cuanto a los elementos accesorios, indican que presentan un pequeño consumo energético, si bien no han identificado actuaciones concretas.

3.2.2. Actuaciones propuestas por Gas Natural Transporte SDG

Gas Natural Transporte SDG considera que el consumo energético para la operación de infraestructuras de transporte es muy bajo siendo por tanto el potencial de eficiencia energética muy bajo, y considera que está ligado con la reducción de mermas, el cual a su vez está relacionado principalmente con la estanqueidad de las conducciones y las diferencias de medición correspondientes a la calidad de medida de los elementos de control instalados en cliente y empresas transportistas.

Gas Natural Transporte sin perjuicio de las actuaciones, trabajos y medidas ya implantadas en este sentido, no propone ninguna medida adicional.

3.2.3. Actuaciones propuestas por Gas Extremadura Transportista

Gas Extremadura Transportista indica en su escrito que dado que inició su actividad en 2006 sus instalaciones son de reciente construcción contando con la última tecnología y soluciones existentes, por lo que no requieren medidas adicionales significativas.

No obstante, en su planificación de mejora continua ha realizado la evaluación de eficiencia energética con objeto de dejar constancia de las medidas y actuaciones que periódicamente se vienen realizando. En concreto, cuentan con un programa de evaluación y seguimiento que permite detectar situaciones anómalas que puedan ocasionar deterioro de las instalaciones y la consiguiente merma de eficiencia energética. Las operaciones de control y seguimiento están fundamentalmente orientadas a evitar pérdidas de gas y optimizar autoconsumos en las instalaciones que requieran instalación térmica para el control de temperatura del gas natural vehiculado a través de los gasoductos.

En el análisis realizado, indican que no se han detectado medidas y actuaciones significativas para mejorar la eficiencia energética, optando por dar continuidad a los programas de control y seguimiento instalados hasta la fecha.

3.2.4. Actuaciones propuestas por Enagás Transporte

Enagás Transporte en su escrito indica que dentro de su Plan de Eficiencia Energética se encuentran en proceso de análisis las siguientes líneas de actuación:

- Reducción de los autoconsumos de gas natural mediante la optimización del proceso de calentamiento de gas en ERMs y reducción de venteos en estaciones de compresión (EECC).

- Estudio para analizar la viabilidad económica de la instalación de equipos de autogeneración eléctrica a partir de fuentes limpias, como pequeñas plantas de cogeneración para el precalentamiento del gas natural en las posiciones A-9 Juslibol y B-18.02 Sanchinarro, así como instalar paneles fotovoltaicos adicionales en la posición k01-Tarifa.
- Se está llevando a cabo un proyecto de utilización de turbocompresores accionados por motores eléctricos en la estación de compresión de Euskadur. En función de los resultados que se obtengan, analizarán la viabilidad económica para el resto de las estaciones de compresión.
- Estudios sobre la promoción de nuevos usos del gas natural como combustible en el transporte.

3.2.5. Actuaciones propuestas por Regasificadora del Noroeste

Regasificadora del Noroeste ha realizado estudios relativos a la mejora de la iluminación y a la instalación de paneles solares en posiciones de gasoductos y cubiertas de edificios, pero tras el análisis coste beneficio han dado resultado negativo. Por tanto no propone en las condiciones actuales, ninguna medida adicional a las ya implantadas.

3.3. En plantas de regasificación

3.3.1. Actuaciones propuestas por Bahía de Bizkaia Gas

Bahía de Bizkaia Gas (en adelante BBG) ha aportado un informe realizado por EDE INGENIEROS, S.A.L, sobre las posibilidades de ahorro de energía en sus instalaciones. En el mismo se recogen las medidas de ahorro energéticas adoptadas durante el periodo 2009-2014, y las medidas a implantar en el periodo 2015-2020. Por último incluyen algunas propuestas conceptuales que se encuentra en fases preliminares de estudio.

En la siguiente tabla se muestran las medidas concretas a implantar en el periodo 2015-2020:

Medida	Comentarios	Ud	Fecha prevista	Inversión estimada (€)	Ahorro energético estimado (GWh)					
					2015	2016	2017	2018	2019	2020
Mejora en la optimización de la relicuación	Dependerá de las producciones mínimas solicitadas. Mejora importante para evitar la quema del gas no recuperado en la antorcha. En el supuesto se calcula el equivalente de 200 kg/h de BOG no recuperado durante una semana al mes.	GWhg	Oct-16	140.000		2,02	8,10	8,10	8,10	8,10
Eficiencia en la medición y control de gas a pilotos de antorcha	Cambio de las unidades de medición y de los sistemas de control.	GWhg	Jun-15	2.500	0,35	0,70	0,70	0,70	0,70	0,70
Optimización del sistema de calentamiento del gas a la ERM	Se han tomado los valores de autoconsumo de los calentadores de 2015.	GWhg	Mar-16	3.000		0,38	0,38	0,38	0,38	0,38
Ahorro de consumo alumbrado parte nueva de la ampliación	Incluye principalmente el alumbrado del nuevo Tanque FB-103, su plataforma y accesos, y zona de bombas secundarias nuevas.	GWhe	01/04/15	10.207	0,05	0,07	0,07	0,07	0,07	0,07
Ahorro consumo calefacción losas tanques FB-101 y FB102	Incluye los dos sistemas idénticos de calefacción de las losas de los tanques existentes.	GWhe	30/04/2015	21.727	0,10	0,15	0,15	0,15	0,15	0,15
Ahorro consumo climatización edificio oficinas	Medición de horarios funcionamiento de la climatización.	GWhe	01/04/2015	847	0,02	0,03	0,03	0,03	0,03	0,03
Ahorro consumo calefacción los tanque FB-103	Sistema calefacción de la losa del tanque nuevo.	GWhe	01/03/2016	11.973		0,06	0,08	0,08	0,08	0,08

Ahorro consumo alumbrado mediante apagados parciales	Alumbrado tanques y jetty apagados parcialmente en ausencia de operarios.	GWhe	30/06/2016	10.000		0,06	0,11	0,11	0,11	0,11
Bomba secundaria pequeña GA-104B Eliminación de una etapa de presión	Al igual que en la GA-104 ^a instalada en 2014 se realiza la misma modificación. Ahorro estimado funcionamiento durante todo el año.	GWhe	01/02/2015	54.000	0,94	1,16	1,16	1,16	1,16	1,16
Bomba secundaria grande GA-104E Eliminación de una etapa de presión	Al igual que en la GA-104 ^a instalada en 2014 y 2015 se realiza la misma modificación. Ahorro estimado funcionamiento durante todo el año.	GWhe	01/04/2016	80.000		1,07	1,43	1,43	1,43	1,43
Conjunto de medidas				334.254	1,46	5,70	12,21	12,21	12,21	12,21

Las medidas adicionales en fases preliminares de estudio que presentas son las siguientes:

- Proyecto de instalación de tubería de gas a conectar ERM en PCTD dentro del Puerto de Bilbao para en caso de parada de BBG enviar el gas de boil off de planta al punto de conexión transporte/distribución. Incluye estación de odorización, EM, sistema de control, etc. El ahorro suponiendo una parada de planta al mes de 1 semana sería de 198 GWh/año.
- Proyecto de instalación de un expansor para el gas natural suministrado a BBE. Utilización del salto de presión de 72 bar aproximadamente a 35 bar que la presión a la que se suministra a BBE. La instalación de un expansor permitiría generar 1.000kW de potencia eléctrica. Para un tiempo de operación de 4.000 h/año a carga base, se generarían 4GWh de energía eléctrica.
- Proyectos de suministro de GNL o GNC para utilización de combustible para barcos o instalaciones portuarias.
- Proyectos de suministro de GNL para barcos Small Scale.

3.3.2. Actuaciones propuestas por Enagás Transporte

En la siguiente tabla se muestran las medidas identificadas por Enagás Transporte:

Medida	Ud	Fecha Prevista	Inversión estimada (miles €)	Escenario	Ahorro energético estimado (GWh)					
					2015	2016	2017	2018	2019	2020
Compresor de Boil-off en la Planta de Cartagena	GWhg	1 ^{er} trimestre 2016	15.000	Pesimista	0	565	754	754	754	754
				Medio	0	301	395	395	395	395
				Optimista	0	0	0	0	0	0
Compresor de Boil-off en la Planta de Huelva	GWhg	3 ^{er} trimestre 2016	15.000	Pesimista	0	120	478	478	478	478
				Medio	0	60	239	239	239	239
				Optimista	0	0	0	0	0	0
Intercambiador de calor con agua de mar para enfriamiento de BOG antes de su entrada al relicuador en la Planta de Cartagena	GWhg	Jun-2015	260		58	105	105	105	105	105
Variadores de frecuencia en bombas primarias, secundarias y de agua de mar de plantas de regasificación	GWhe	2016-2017	2.540		0	0	9	11	11	11
Central de generación (turboexpansor) en la Planta de Barcelona	GWhe	Sep-15	8.114		3	9	9	9	9	9

En relación a la instalación de los compresores de boil-off en las plantas de Cartagena y Huelva, lo que se pretende con estos equipos es recuperar el boil-off inevitablemente generado, inyectándolo directamente a la red y evitando su quema en antorcha o venteo, y hacer frente a la prestación de nuevos servicios y nuevos niveles de actividad. El ahorro que suponen estas medidas depende de los niveles de operación. Enagás ha considerado tres escenarios, uno pesimista en el que los autoconsumos por mínimo técnico y carga de buques siguen la tendencia del año 2014, uno optimista en base a los observados en 2015, y uno medio promedio de los dos anteriores.

Por su parte, respecto al intercambiador de calor con agua de mar se trata de un proyecto de innovación piloto en el que se enfría el gas de boil-off generado en la planta de Cartagena antes de su entrada al relicuador, aumentando la capacidad de recuperación del gas en dicho equipo y evitando la quema en antorcha. Enagás Transporte indica además que una vez instalado, se estudiará la viabilidad técnica y económica de replicar esta medida en otras plantas.

Los variadores de frecuencia de las bombas primarias, secundarias y de agua de mar permiten reducir el funcionamiento de las bombas durante periodos de demanda reducida, consiguiendo un ahorro de consumo eléctrico. En concreto la medida propuesta contempla la instalación de variadores de frecuencia en dos bombas primarias, una secundaria y otra de agua de mar en la planta de Barcelona, en una bomba primaria y otra secundaria en la planta de Cartagena y en una bomba en la planta de Huelva.

3.3.3. Actuaciones propuestas por SAGGAS

Planta de Regasificación de Sagunto (en adelante SAGGAS) contempla las medidas relativas a optimizar el funcionamiento de las bombas de agua de mar haciendo que su funcionamiento sea modular en función de la demanda de agua para los vaporizadores de agua de mar, la minimización de las mermas por boil off mediante la instalación de unidades de compresión del gas para su envío directa al sistema de transporte, y la optimización del control del relicuador.

Estas medidas se detallan en el siguiente cuadro:

Medida	Comentarios	Ud	Fecha Prevista	Inversión estimada (€)	Ahorro energético estimado (GWh)					
					2015	2016	2017	2018	2019	2020
2º recorte rodete bomba de agua de mar	Ahorros en escenario de actividad en el rango 210.000-420.000 Nm ³ /h	GWhe	Dic-14	15.637	0,29	1,94	1,94	1,94	1,94	1,94
Optimización del control del relicuador	Recuperación 1500kg/h aprox a 90.000Nm ³	GWhg	2014	na	31	6,32	6,32	6,32	6,32	6,32
Modificación de 1ª bomba de agua de mar	Ahorros en escenario de actividad de 400.000 y 600.000Nm ³ /h	GWhe	Abr-16	150.000	0	0	2,80	2,80	2,80	2,80
Compresor crio gónico GBO envío directo a red	Planta preparada para asumir emisión nula. El compresor implica un consumo eléctrico de 144MWh/año aprox	GWhg	Jun-16	10.000.000	0	8,8	8,8	8,8	8,8	8,8
Modificación de 2ª bomba de agua de mar	Ahorros en escenario de actividad en el rango 800.000-1.000.000 Nm ³ /h	GWhe	2017	150.000	0	0	0	4,01	4,01	4,01
Cambio iluminación viales planta: fluorescente a LED	Ahorro independiente del de actividad	GWhe	2016	23.500	0	0	0,07	0,07	0,07	0,07

Modificación de 3ª bomba de agua de mar	Redundancia. Dar disponibilidad al 100% de producción durante el mantenimiento de la balsa de captación.	GWhe	2018	150.000	0	0	0	0	0	0
Modificación de 4ª bomba de agua de mar	Redundancia. Dar disponibilidad al 100% de producción durante el mantenimiento de la balsa de captación.	GWhe	2019	150.000	0	0	0	0	0	0

3.3.4. Actuaciones propuestas por Regasificadora del Noroeste

En relación a su planta de regasificación en Mugarodos propone las siguientes medidas.

Medida	Ud	Observación	Fecha PEM	Inversión (M€)	Ahorro estimado				
					2016	2017	2018	2019	2020
Sistema de gestión de Boil-Off	GWhg	Baja utilización de las terminales de GNL	Jul-19	11,18	0	0	0	73	97
Optimización del consumo eléctrico de los equipos principales	GWhe	Es función del nivel de utilización de las terminales de GNL y de las condiciones técnicas de operación de la red	Oct-18	0,83	0	0	0,5	2,9	2,8

En relación a la medida del sistema de gestión de boil-off, se trata de un sistema que evite tener que enviar el gas de boil-off al combustor en situaciones en las que la planta esté en parada o en operación por debajo del mínimo técnico. En situaciones de operación normal continuada, el análisis coste beneficio sería negativo. No obstante, en un escenario de baja utilización de terminales de GNL, el resultado si sería positivo, obteniéndose unos ahorros de consumo de gas del orden de los sufridos en el año 2014 (97GWhg).

En cuanto a la optimización del consumo eléctrico de los equipos principales (por ejemplo las bombas secundarias), se trata de la instalación de unos equipos auxiliares que permitan dotar de flexibilidad a los equipos principales y la priorización de funcionamiento de estos. Indican no obstante, que el resultado del análisis coste beneficio de esta medida, también dependerá del escenario de utilización considerado y de las condiciones técnicas de operación de la red.

4. Valoración de las propuestas presentadas

Vistas las medidas para mejorar la eficiencia energética propuestas por las empresas, esta Comisión las considera adecuadas a los fines de mejorar la eficiencia energética.

Se valora positivamente el esfuerzo de análisis que han llevado a cabo las empresas que han remitido la información, identificando aquellos campos con mayor potencial de ahorro energético de sus redes y justificando las medidas

analizadas para lograr un aprovechamiento óptimo de dicho potencial, basándose en valoraciones y estimaciones de los ahorros e inversiones a realizar.

5. Consideraciones

El artículo 4 de la Ley 34/1998 establece que la planificación en materia de hidrocarburos, será realizada por el Gobierno con la participación de las Comunidades Autónomas y será presentada al Congreso de los Diputados, que dicha planificación deberá referirse, al menos, a los siguientes aspectos, entre otros, la seguridad del suministro, la diversificación energética, y la mejora de la eficiencia y protección del medio ambiente.

El artículo 84 de la Ley 34/1998 establece que los distribuidores y comercializadores, en coordinación con los diversos agentes que actúan sobre la demanda, podrán desarrollar programas de actuación que, mediante una adecuada gestión de la demanda gasista, mejoren el servicio prestado a los usuarios y la eficiencia y ahorro energéticos, así mismo que las Administraciones públicas podrán adoptar medidas que incentiven la mejora del servicio a los usuarios y la eficiencia y el ahorro energético, directamente o a través de agentes económicos cuyo objeto sea el ahorro y la introducción de la mayor eficiencia en el uso final del gas natural.

Por otro lado, el artículo 85 de la Ley 34/1998 establece que la Administración General del Estado y las Comunidades Autónomas, en el ámbito de sus respectivas competencias territoriales, podrán, mediante planes de ahorro y eficiencia energética, establecer las normas y principios básicos para potenciar las acciones encaminadas a la consecución de la optimización de los rendimientos de los procesos de transformación de la energía, inherentes a sistemas productivos o de consumo. Cuando dichos planes de ahorro y eficiencia energética establezcan acciones incentivadas con fondos públicos, las citadas Administraciones podrán exigir a las personas físicas o jurídicas participantes la presentación de una auditoría energética de los resultados obtenidos.

Así mismo, el artículo 89 de la Ley 34/1998 establece que las reglamentaciones técnicas en el gas tendrán por objeto conseguir los niveles adecuados de eficiencia en el uso del gas.

La Directiva 2012/27/UE del 25 de octubre de 2012, relativa a la eficiencia energética, establece en su artículo 1 el objetivo principal de eficiencia energética de la Unión de un 20% de ahorro para el año 2020, y prevé el establecimiento de objetivos nacionales orientativos para dicha fecha.

El artículo 3 de dicha Directiva indica que cada Estado miembro fijará un objetivo nacional de eficiencia energética orientativo.

Esta Comisión entiende que las propuestas presentadas por las empresas transportistas, distribuidoras y regasificadoras serán integradas en los objetivos de los Planes de Acción Nacional para la Eficiencia Energética.

Por otro lado, indicar que todas las inversiones que se deriven de estas propuestas de las empresas estarán sujetas al régimen de autorización establecido en el Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, y al régimen económico establecido en la Ley 18/2014, de 15 de octubre, y en el Real Decreto 949/2001, de 3 de agosto, y sin perjuicio de la regulación sectorial que sea aplicable.

Dado que los objetivos de ahorro de un 20% se prevén alcanzar en 2020, se considera necesario hacer un seguimiento anual de las acciones que proponen las empresas que permita cuantificar la mejora de la eficiencia energética, y en su caso poder proponer acciones correctoras.

**ANEXO: ESCRITOS DE LAS EMPRESAS SOBRE EVALUACIÓN
DEL POTENCIAL DE EFICIENCIA ENERGÉTICA DE LAS
INFRAESTRUCTURAS DE SU TITULARIDAD
(CONFIDENCIAL)**