

Guía de conocimiento consolidado de gestión energética en puertos



Dirección de la Edición:

Obdulio Serrano Hidalgo

Ignacio Rodríguez Sánchez-Arévalo

Puertos del Estado

Subd. Innovación Tecnológica, Seguridad y Sostenibilidad

Redacción, Coordinación y Diseño:

Patricia Isabel Bañón Serrano

Sara Blanco Monge

ISDEFE

Gerencia de Infraestructuras y Energía

Colaboraciones (por orden alfabético):

Autoridad Portuaria de A Coruña. Andrés Guerra Sierra

Autoridad Portuaria de Algeciras. Manuel Moreno Díaz, Manuel Díaz Gómez

Autoridad Portuaria de Alicante. Tomás de las Nieves Alberola, Raúl Hernández Holgado

Autoridad Portuaria de Baleares. Jorge Martín Jiménez

Autoridad Portuaria de Barcelona. Jordi Vila Martínez

Autoridad Portuaria de Bilbao. Alberto Ojanguren Bergaz, Jorge Arce Marcos

Autoridad Portuaria de Cartagena. Rafael Cano Albaladejo, José Segura Molero

Autoridad Portuaria de Gijón. Ramón Muñoz-Calero García, Mónica González Arenales

Autoridad Portuaria de Tarragona. David Borrell Ferreres, Carles Segura Balleste

Autoridad Portuaria de Valencia. Raúl Cascajo Jiménez

Autoridad Portuaria de Vigo. Carlos Botana Lagarón

Impresión:

Puertos del Estado

Depósito Legal:

X-YYYY-2013

CARTA DEL PRESIDENTE

El Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante (RDL 2/2011) incorpora la sostenibilidad como uno de los principios que deben regir el modelo de planificación y de gestión de los puertos.

Este principio de gestión sostenible implica, entre otras cosas, realizar una gestión racional y eficiente de los recursos económicos y naturales, así como minimizar el impacto ambiental de la operativa portuaria.

Por otro lado el marco normativo comunitario, y en particular la Directiva 2012/27/UE, establecen la necesidad de avanzar en la implantación de medidas de eficiencia energética que permitan limitar la dependencia de las importaciones energéticas de la economía europea, así como reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

En este contexto, la Guía de Gestión Energética en Puertos tiene por objeto estimular y apoyar el desarrollo de estrategias e iniciativas dirigidas a la consecución de los siguientes objetivos:

- *Contribuir a mejorar la competitividad de los puertos.* Reduciendo los costes de gestión energética y realizando un uso más eficiente de la energía.
- *Impulsar la sostenibilidad ambiental del transporte marítimo.* Reduciendo las emisiones contaminantes ligadas al uso de la energía en los puertos.

Para ello la guía comienza con un proceso de diagnóstico que ayude a cada Autoridad Portuaria a identificar posibles carencias y líneas de avance, para continuar, posteriormente, con recomendaciones de mejora del desempeño energético de los puertos.

La guía no solo pretende estimular la implantación de medidas de control y ahorro energético, sino también promover, cuando ello sea posible, la progresiva entrada del sector privado en la gestión energética como fórmula para mejorar las infraestructuras de distribución eléctrica de los puertos y los costes de comercialización de la energía en el dominio público portuario.

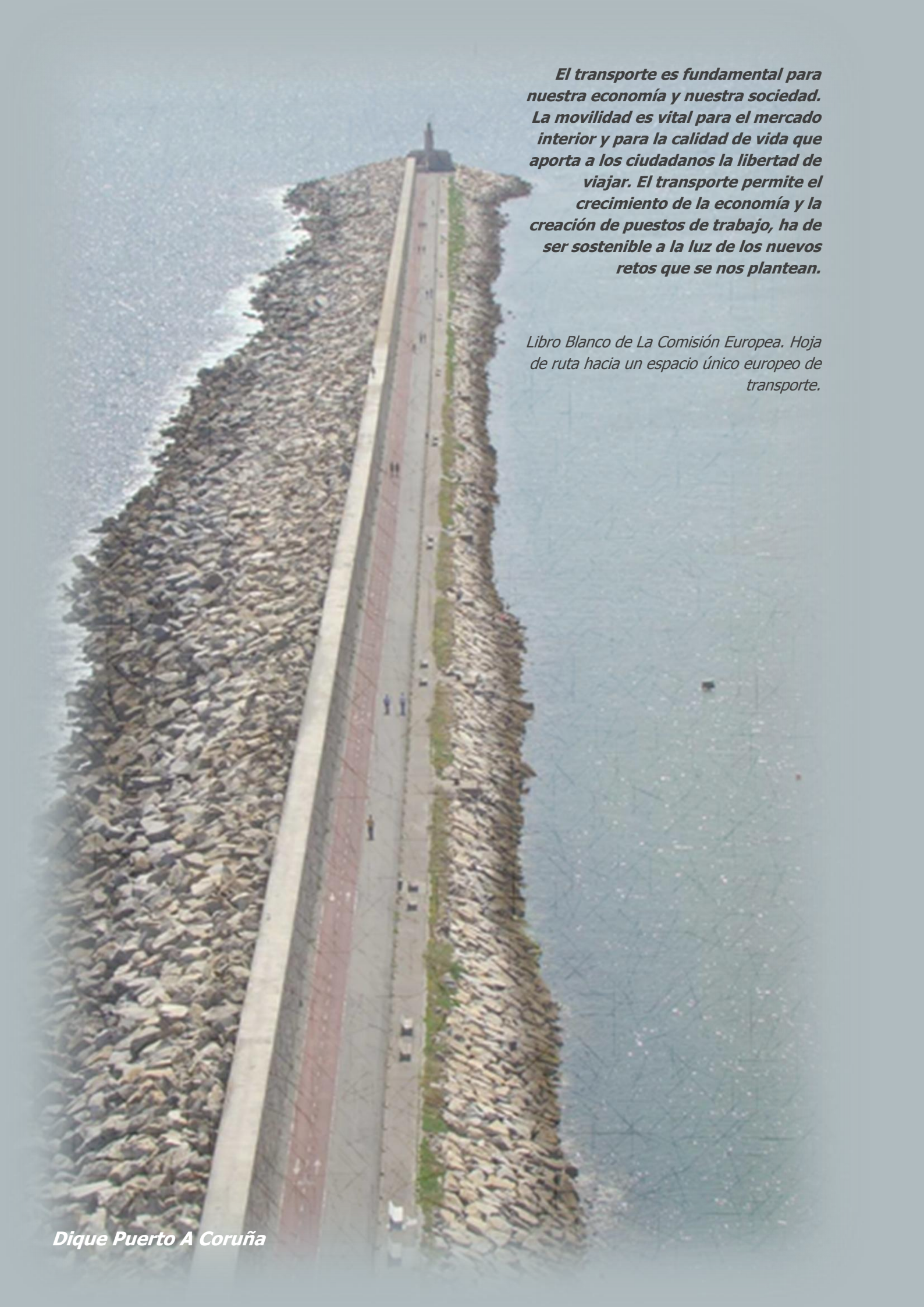
Así mismo, el documento proporciona una prospectiva general del uso de fuentes de energía alternativas en buques, para lo que se analizan las implicaciones técnicas y económicas de suministro de Gas Natural Licuado y energía eléctrica a buques.

Finalmente quisiera agradecer al conjunto de Autoridades Portuarias su colaboración en la elaboración de este documento, que permitirá, sin duda, impulsar nuevas iniciativas de mejora del desempeño energético en los puertos, así como catalizar futuros foros de encuentro entre Autoridades Portuarias que sirvan de intercambio de las experiencias desarrolladas en un entorno tal específico como es el portuario.

José Llorca Ortega

Presidente de Puertos del Estado

1. Introducción, objetivos, alcance y metodología	6
2. Caracterización del modelo energético	16
2.1. Estructura de la demanda energética	18
2.2. Gestión económico-administrativa de la demanda	30
2.3. Análisis energético de las instalaciones existentes	50
2.4. Experiencias en renovables y generación distribuida en puertos	84
3. Estrategias de mejora del desempeño energético	94
3.1. Control y seguimiento de la estructura de la demanda	96
3.2. Buenas prácticas en la gestión económico-administrativa de la energía	110
3.3. Medidas de ahorro y eficiencia energética sobre las instalaciones	128
3.4. Implantación de energías renovables y sistemas de generación distribuida en puertos	166
4. Caso piloto: Puerto de Tarragona	190
4.1. Diagnóstico Energético del Puerto de Tarragona	192
4.2. Diagnóstico Energético del Edificio Port Control	216
5. Tendencias de futuro en eficiencia energética, generación renovable y distribuida en puertos	238
5.1. Marco de referencia	239
5.2. Cold Ironing	249
5.3. Gas Natural Licuado (GNL)	262
5.4. Biocombustibles	275
Acrónimos, siglas y abreviaturas	286
Referencias	290



El transporte es fundamental para nuestra economía y nuestra sociedad. La movilidad es vital para el mercado interior y para la calidad de vida que aporta a los ciudadanos la libertad de viajar. El transporte permite el crecimiento de la economía y la creación de puestos de trabajo, ha de ser sostenible a la luz de los nuevos retos que se nos plantean.

Libro Blanco de La Comisión Europea. Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte.

Introducción, objetivos, alcance y metodología

1. Introducción
 - 1.1. El sistema portuario
 - 1.2. Marco normativo
2. Objetivos y alcance
3. Metodología

1. Introducción

1.1. El sistema portuario

El sistema portuario español de titularidad estatal está integrado por 46 Puertos de Interés General, gestionados por 28 Autoridades Portuarias, cuyo control de gestión corresponde al Organismo Público Puertos del Estado, órgano dependiente del Ministerio de Fomento, que tiene atribuida la ejecución de la política portuaria del Gobierno.

Las Autoridades Portuarias a cargo de los Puertos de Interés General son organismos públicos empresariales, con personalidad jurídica y patrimonio propios, con plena capacidad de obrar para el desarrollo de sus fines.

La Ley de Puertos atribuye a las Autoridades Portuarias la gestión y administración de sus recursos en un marco de eficacia, eficiencia y sostenibilidad ambiental.

Las funciones y competencias básicas de las Autoridades Portuarias son, entre otras:

- La gestión y control de los servicios portuarios y comerciales.
- La prestación de servicios generales del puerto.
- La ordenación de la zona de servicio del puerto y de los usos portuarios.
- Promover, mantener y explotar infraestructuras portuarias.

Fuente: Puertos del Estado

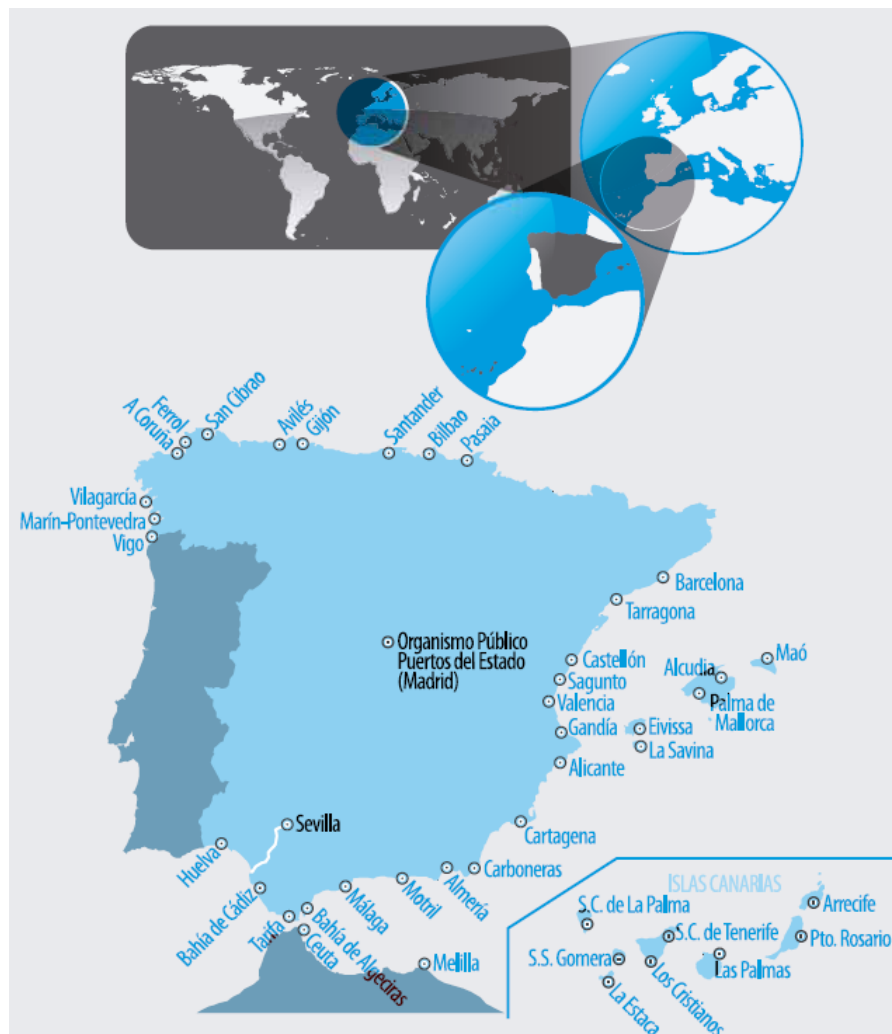


Figura 1.1 Puertos de Interés General

- Gestionar el dominio público portuario.
- Optimizar la gestión económica y la rentabilidad de su patrimonio y recursos.
- Fomentar las actividades comerciales, logísticas y, en su caso, industriales relacionadas con el tráfico marítimo o portuario.
- Coordinar las operaciones de distintos nodos de transporte en el puerto.
- La ordenación y coordinación del tráfico portuario, tanto marítimo como terrestre.

Los puertos integrados en el sistema portuario de interés general siguen el *modelo de gestión Land Lord Port*.

Bajo este modelo las Autoridades Portuarias proveen espacio e infraestructuras portuarias y regulan las operaciones desarrolladas en el puerto, pero no prestan los servicios portuarios o comerciales, tales como los técnico-náuticos (practicaje, remolque y amarre), de manipulación de mercancías o los vinculados al pasaje, entre otros.

En general, estos servicios son prestados por operadores privados, con medios técnicos y humanos propios bajo regímenes de concesión, autorización o licencia.

Sin embargo, si corresponde a la Autoridad Portuaria la prestación de los servicios generales, los cuales son desarrollados directamente por la Autoridad Portuaria o por terceros a través de empresas de suministro de servicios. Corresponde a este caso la iluminación de viales y zonas comunes, así como la provisión de energía eléctrica a los operadores del puerto.

En este contexto, es importante tener en cuenta que las Autoridades Portuarias han de ser autosuficientes desde el punto de vista económico, es decir han de financiarse con sus propios recursos, generados principalmente por la aplicación de tasas a la ocupación, actividad y utilización aplicadas a los distintos operadores y usuarios del puerto.

Por ello resulta esencial optimizar los costes de explotación, siendo en este sentido relevante el coste asociado al uso de la energía en el puerto.

1.2. Marco normativo

La gestión de la energía constituye un pilar fundamental de la legislación europea y nacional, ya que la reducción del consumo de energía, especialmente de origen fósil, resultan esenciales para garantizar la competitividad de la economía europea y logra un adecuado control de las emisiones contaminantes ligadas al transporte.

Por ello tanto a nivel comunitario como nacional se ha desarrollado un marco normativo dirigido a racionalizar el consumo de la energía y limitar las emisiones ligadas al uso de la misma.

Iniciativas y legislación comunitaria

- **Directiva 2006/32/CE** sobre eficiencia en el uso final y los servicios energéticos. Esta directiva definió un marco que implicaba, entre otros, un objetivo orientativo de ahorro de energía aplicable a los Estados miembros, obligaciones para el sector público en materia de ahorro de energía y de contratación con criterios de eficiencia energética, así como medidas de promoción de la eficiencia energética y de los servicios energéticos.
- **Directiva 2010/31/CE** sobre eficiencia energética de edificios, que establece un marco regulador para impulsar la adopción de medidas de eficiencia energética en edificios. La trasposición de esta directiva culminó con el R.D. 235/2013 por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios.

La Directiva establece textualmente que “deberán obtener su correspondiente certificado energético todos los edificios en los que una autoridad pública ocupe una superficie útil total superior a 500 m² y que sean frecuentados habitualmente por el público. El 9 de julio de 2015 el umbral de 500 m² se reducirá a 250 m².”

Así mismo, todos los edificios nuevos que se construyan a partir del 31 de diciembre de 2020 serán edificios de consumo de energía casi nulo. En el caso de las Administraciones Públicas este plazo se adelanta en dos años.

- **Estrategia Europa 2020** para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador, donde se establecen objetivos cuantificables en materia de energía y cambio climático hasta el 2020, como son:

- ◆ *Reducir al menos en un 20% las emisiones de gases de efecto invernadero* en comparación con los niveles de 1990.
- ◆ *Incrementar el porcentaje de las fuentes de energía renovable* en nuestro consumo final de energía hasta el 20%.
- ◆ *Aumentar un 20% la eficacia en el uso final de la energía.*

- **Directiva 2012/27/UE**, la cual establece un marco común de medidas para el fomento de la eficiencia energética destinado a conseguir un objetivo de ahorro energético de un 20% para 2020.

Es de especial relevancia para el sector público su artículo 5 según el cual debe desarrollarse una función ejemplarizante de los edificios de los organismos públicos por lo que a partir del 1 de enero de 2014, el 3% de la superficie total de los edificios con calefacción y/o sistema de refrigeración en propiedad y ocupados por parte de la Administración General se renueve cada año, de manera que cumpla al menos los requisitos de rendimiento energético mínimos que se fijen en aplicación de la Directiva 2010/31/UE

Iniciativas y legislación nacional

Las políticas y legislación españolas en materia de gestión energética y medio ambiente están vinculadas a la política comunitaria y otros compromisos internacionales adquiridos, siendo relevantes para el cumplimiento de dicha política las siguientes iniciativas:

- **Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012**, más conocida como **E4**. Fue aprobada el 28 de noviembre de 2003 e identificó los objetivos de carácter estratégico, así como la senda que la política energética debería recorrer para alcanzar

dichos objetivos, es decir, asegurar la seguridad de suministro en cantidad y precio con unos niveles de autoabastecimiento umbrales, tomando en consideración el impacto medioambiental que su uso conlleva, y atendiendo a la importante componente en relación a la competitividad de nuestra economía. Ha sido desarrollada mediante diversos Planes de Acción.

- **Plan de Ahorro y Eficiencia Energética en los Edificios de la Administración General del Estado (PAEE-AGE)** y los de sus organismos y sociedades dependientes, aprobado en Consejo de Ministros el 20 de julio de 2007. Este Plan estableció un objetivo de ahorro energético genérico para todos los edificios de la AGE de un 20% en 2016, mediante la realización de medidas de ahorro y eficiencia energética así como aprovechamiento de energías renovables, apoyándose en contratos de colaboración público privada.

- **Plan de Impulso a la Contratación de Servicios Energéticos** aprobado el 16 de julio de 2010 en Consejo de Ministros, diseñado para promover la eficiencia energética en los edificios públicos. Este Plan, conocido como el **Plan 2000ESE**, articula un conjunto de medidas para reducir al menos en un 20% el consumo de energía en los edificios de las diferentes Administraciones Públicas distintas a la AGE mediante un contrato de servicios energéticos con una ESE.

- **Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética para el periodo 2011-2020**, aprobado el 29 de julio de 2011 en Consejo de Ministros. Este Plan fija un objetivo de ahorro de energía primaria de un 20% en 2020, coherente con el objetivo comunitario de mejora de la eficiencia energética recogido la Estrategia Europea para el Horizonte 2020 propuesta por la Comisión Europea.

Este nuevo Plan de Acción considera prioritarias las medidas propuestas para los sectores difusos, estos son, transporte al que asigna un 33% de objetivo de ahorro, y edificación y equipamiento, con un objetivo de ahorro del 15,6%.

■ **Ley 2/2011 de Economía Sostenible**, aprobada el 5 de marzo de 2011. Incluye un variado elenco de iniciativas legislativas, reglamentarias y administrativas. Se persigue la garantía de la seguridad del suministro, la eficiencia económica y el respeto al medio ambiente, así como los objetivos nacionales para 2020 sobre ahorro y eficiencia energética. Se obliga asimismo a toda la Administración General del Estado a optimizar su consumo energético mediante contratos de servicios energéticos, impulsando así la entrada de las empresas de servicios energéticos en el sector público.

■ **Plan de Energías Renovables 2011-2020**, aprobado el 11 de noviembre de 2011 en Consejo de Ministros, cuyo objetivo es lograr que en el año 2020, al menos el 20% del consumo final bruto de energía en España proceda de fuentes renovables. Sin embargo se ha paralizado el desarrollo efectivo de este Plan (la conocida como "moratoria renovable") con el Real Decreto Ley de 27 de enero de 2012, que determina entre otras medidas la suspensión de las primas a tecnologías de generación renovable.

■ **Plan de Ahorro y Eficiencia Energética en el Transporte y la Vivienda, de aplicación al Ministerio de Fomento** y a todas sus entidades dependientes, que recoge el conjunto de estrategias y actuaciones orientadas a conseguir la reducción del consumo energético y del impacto medioambiental de los sectores del transporte y la vivienda.

En lo que concierne a la explotación portuaria alguna de las medidas propuestas son:

- ◆ *Fomento de la eficiencia energética en los servicios portuarios.* Mediante criterios e indicadores de desempeño energético en las condiciones que regulan la prestación de servicios portuarios.
- ◆ *Fomento de la eficiencia energética en terminales marítimas de mercancías y pasajeros.* Valorando aspectos ligados a la eficiencia energética en el otorgamiento de concesiones.

- ◆ *Generación y empleo de energía renovable en los puertos.* Instalación de sistemas de energía renovable en los casos en que se verifique su viabilidad técnico-económica.
- ◆ *Aumento de la intermodalidad marítimo-ferroviaria en los puertos.* Potenciando la entrada y salida de mercancías por ferrocarril en los puertos, en aquellos puertos donde el volumen de tráfico rodado lo justifique.
- ◆ *Optimización de accesos portuarios y de movilidad interna.* Mediante actuaciones en materia de infraestructuras y de explotación tendentes a optimizar tanto los accesos externos al puerto como la movilidad interna, minimizando tiempos de espera y recorridos de camiones, trenes y maquinaria móvil.
- ◆ *Establecimiento de memorias de sostenibilidad, objetivos e indicadores ambientales.* En el marco de las memorias de sostenibilidad que elaboran las Autoridades Portuarias se incluirán objetivos e indicadores específicos de ahorro y eficiencia energética relacionados con la utilización de todas aquellas instalaciones directamente a cargo de las Autoridades Portuarias.

Otras iniciativas voluntarias

Word Port Climate Initiative (WPCI)

La WPCI es una iniciativa promovida por IAPH (International Association of Port and Harbors), la cual agrupa un conjunto de puertos que, de modo voluntario, se comprometen a impulsar acciones que contribuyan a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero generadas en el transporte marítimo y la actividad portuaria.

En el momento de publicación de este documento, forman parte de la WPCI las siguientes Autoridades Portuarias de nuestro país: Autoridad Portuaria de Algeciras, Autoridad Portuaria de Barcelona, Autoridad Portuaria de Vigo, Autoridad Portuaria de Valencia y Autoridad Portuaria de Vigo.

European Sea Ports Organisation (ESPO)

Desde su origen la asociación ESPO, formada por autoridades portuarias, asociaciones portuarias y administraciones de los puertos de la UE y Noruega, ha trabajado para conseguir que la gestión ambiental y de los recursos naturales sea parte integrante de la gestión portuaria como condiciones fundamentales para lograr un desarrollo portuario sostenible.

Con este propósito, desde 1994 se han elaborado diversos códigos de conducta ambiental que culminan con la edición en junio de 2012 de la *Guía Verde de ESPO: Hacia la excelencia en gestión ambiental portuaria y sostenibilidad*.

Este documento identifica la eficiencia energética como una prioridad en la gestión portuaria e incorpora las siguientes recomendaciones generales para que las Autoridades Portuarias promuevan un mejor uso de la energía en los puertos:

- *Ejercer un papel ejemplarizante.* Gestionar los consumos energéticos propios y mejorar la eficiencia energética de las instalaciones
- *Proporcionar las condiciones adecuadas para que los usuarios del puerto mejoren su desempeño energético.* Promover la mejora de las instalaciones de suministro de energía, estudiar la viabilidad de proyectos de energía renovable y facilitar la cooperación entre empresas en proyectos de gestión de la energía
- *Incentivar el uso de los puertos más verdes.* Aplicar sistemas de incentivos a operadores y propietarios de barcos que emprendan iniciativas de ahorro energético.
- *Cooperar y compartir habilidades y conocimientos con usuarios y autoridades.* Trabajar conjuntamente con usuarios y autoridades en el desarrollo de iniciativas que permitan lograr un uso más eficiente de los recursos energéticos y limitar las emisiones de gases contaminantes.
- *Establecer normas y asegurar su cumplimiento.* Controlar el desempeño de los concesionarios introduciendo índices orientativos de consumo energético y de efi-

ciencia en contratos y licitaciones, incorporar criterios de consumo energético y buenas prácticas operacionales en procesos de licitación de concesiones y autorizaciones y llevar a cabo inspecciones para asegurar el cumplimiento de estas normas y acuerdos.

2. Objetivos y alcance

Haciendo uso de las funciones y competencias otorgadas a Puertos del Estado y a las Autoridades Portuarias, y bajo la responsabilidad de materializar las políticas públicas de eficiencia energética y de control de emisiones, este documento tiene por objeto estimular y apoyar el desarrollo de estrategias dirigidas a la consecución de los siguientes objetivos estratégicos:

- **Contribuir a una mayor competitividad de los puertos** reduciendo los costes de gestión y uso de la energía.
- **Impulsar la sostenibilidad ambiental del transporte marítimo** mediante la reducción de emisiones contaminantes ligadas al uso de la energía.

Par ello la Guía de Gestión Energética en Puertos proporciona, tanto un esquema de diagnóstico, como un catálogo de buenas prácticas que permiten mejorar el desempeño energético de las Autoridades Portuarias en las siguientes vertientes:

- 1. Monitorización y seguimiento de la demanda**, para identificar los perfiles de consumo energético y facilitar por consiguiente la reducción de sus costes.
- 2. Optimización de la gestión económico-administrativa** de la energía, para fomentar el impulso de la iniciativa privada, utilizar esquemas ventajosos de contratación y recomercialización, y orientar el comportamiento de los operadores hacia un mejor desempeño energético.
- 3. Mejora de la eficiencia de instalaciones** y equipos, para optimizar sus rendimientos y reducir sus consumos de energía.
- 4. Generación de energía mediante fuentes renovables**, para mejorar la seguridad en el abastecimiento y reducir la dependencia energética.

Con este fin el documento se estructura en los siguientes capítulos:

Fuente: Elaboración propia

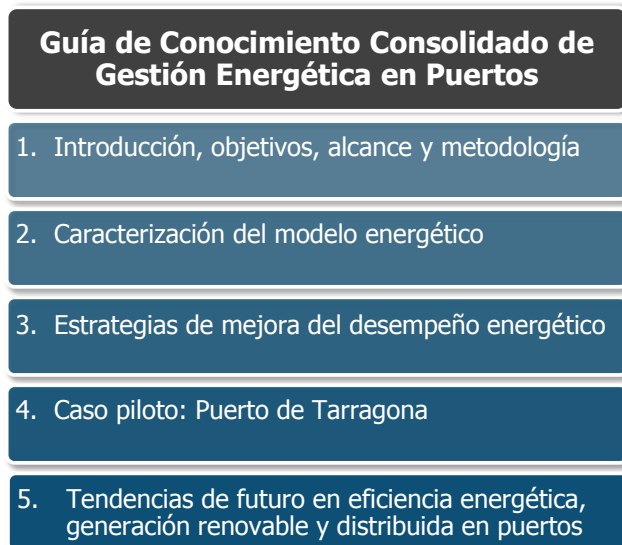


Figura 1.2 Alcance de la guía

- 1º Introducción, objetivos, alcance y metodología.** Resume el contexto comercial y normativo que justifica el impulso de estrategias de eficiencia energética. Así mismo describe la metodología seguida para realizar el diagnóstico de situación contenido en la guía.
- 2º Caracterización del modelo energético.** Proporciona un diagnóstico de situación en cuanto al estado del sistema portuario en materia de estructura de demanda, gestión económico-administrativa y tipos de medidas implantadas. Este diagnóstico general se acompaña de *listas de verificación que permiten realizar un autodiagnóstico e identificar posibles líneas de mejora*.
- 3º Estrategias de mejora del desempeño energético.** Este capítulo ofrece un *conjunto de recomendaciones y buenas prácticas* que permiten avanzar en las posibles líneas de mejora evidenciadas tras el proceso de diagnóstico expuesto en el capítulo 2. Se proponen medidas de mejora en los siguientes aspectos generales:

- ♦ Control y seguimiento de la demanda.
- ♦ Gestión económico-administrativa de la energía y posible redistribución de energía a terceros.
- ♦ Esquemas de ahorro energético en instalaciones.
- ♦ Oportunidades de implantación de energías renovables.

Cada tipo de medida se acompaña de un *conjunto de indicadores* que permite evaluar su correcta implantación y efectividad.

4º Caso Piloto: Puerto de Tarragona. Se proporciona un ejemplo de aplicación de la guía en cuanto a metodología de análisis de la situación actual en una Autoridad Portuaria, e identificación de oportunidades de mejora de su desempeño energético.

5º Tendencias de futuro. Este capítulo proporciona una prospectiva general sobre nuevas tecnologías como Cold Ironing, GNL y biocombustibles, analizando los requisitos necesarios para su implantación en el sistema portuario español en cuanto a infraestructura y sistemas de gestión, su aceptación en el sector, experiencias de éxito, etc.

Fuente: Elaboración propia

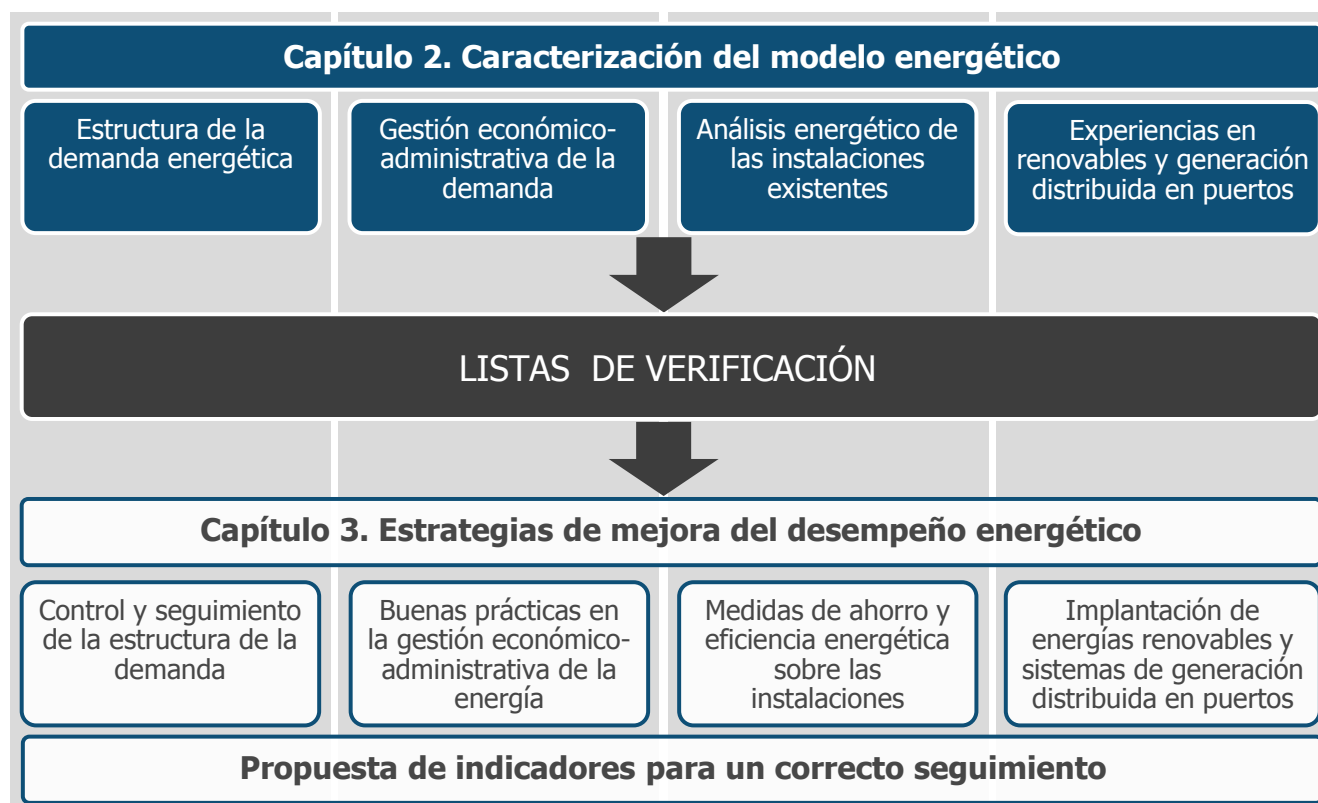


Figura 1.3 Estructura de la guía

La aplicación de la guía debería quedar materializada mediante el **desarrollo de estrategias de gestión energética** que definan metas específicas dentro de las herramien-

tas de planificación de las Autoridades Portuarias, conforme al esquema general que se muestra en la figura 1.4.

Fuente: Elaboración propia



Figura 1.4 Estrategia para la correcta gestión energética

3. Metodología de elaboración de la guía.

Con el fin de proporcionar un punto de referencia a los usuarios de esta guía en los puertos, el documento parte de un diagnóstico de situación elaborado con la colaboración de un grupo de trabajo integrado por personal de Puertos del Estado, diez Autoridades Portuarias y consultores de la empresa Isdefe.

Este diagnóstico de situación, elaborado a partir de información recopilada en **reuniones de trabajo, cuestionarios, vía correo electrónico y teléfono**, así como un **foro** creado al efecto del proyecto, ha permitido identificar los problemas más comunes ligados a la gestión energética en puertos, así como medidas o actuaciones que han generado resultados positivos y que pueden ser explotadas por el conjunto del sistema portuario.

*No se puede desatar un nudo
sin saber cómo está hecho.*

Aristóteles



Grúa del Muelle del Arsenal en el Puerto de Vigo

Caracterización del modelo energético

- 2.1. Estructura de la demanda energética
- 2.2. Gestión económico-administrativa de la demanda
- 2.3. Análisis energético de las instalaciones existentes
- 2.4. Experiencias en renovables y generación distribuida en puertos



Dique flotante (Obras de ampliación del Puerto de Gijón)

Estructura de la demanda energética

1. Concepto de estructura de la demanda
2. Tipos de suministros energéticos
3. Histórico de consumos
4. Distribución de consumos
5. Sistemas de control y seguimiento
6. Caracterización del nivel de control existente

1. Concepto de estructura de la demanda

Conocer la demanda energética de una instalación constituye el primer paso a dar antes de implantar medidas de control o mejora energética. Tan sólo precisando de forma adecuada la demanda existente será posible tomar decisiones acertadas sobre el camino a seguir.

El concepto de demanda energética abarca múltiples facetas, las más importantes son:

- **Tipos de suministros energéticos.** Se trata de conocer qué materias primas energéticas están siendo empleadas en las instalaciones. Frecuentemente se encontrará electricidad, gasóleo, gas natural, propano o butano. También pueden encontrarse otras fuentes menos convencionales como biomasa.
- **Histórico de consumos.** Un registro de varios años de consumos energéticos para cada tipo de suministro permitirá determinar la tendencia de consumo así como disponer de valores promedio, siempre más confiables

que un valor puntual, para posteriores cálculos del potencial de ahorro energético o económico.

- **Distribución de consumos.** Resulta tremendamente valioso disponer de datos de consumo energético de cada usuario (poder distinguir entre edificios ocupados por la AP o por empresas concesionarias) o de cada sistema (iluminación, climatización, maquinaria). Esta información es clave para priorizar la atención sobre aquellos consumos más relevantes o que reflejan un mayor potencial de ahorro.
- **Características del sistema de control y seguimiento.** El sistema de control y seguimiento es la principal fuente de datos de la estructura de la demanda. Integra lecturas de contadores, facturación de proveedores de suministros energéticos, estimaciones, estadísticas, etc. La precisión, fiabilidad, organización y explotación de todos estos datos determina la calidad de la información en la que debe basarse la gestión. La información no sólo debe existir sino además estar disponible en el formato adecuado para la toma de decisiones por parte de los gestores energéticos.

Fuente: Elaboración propia

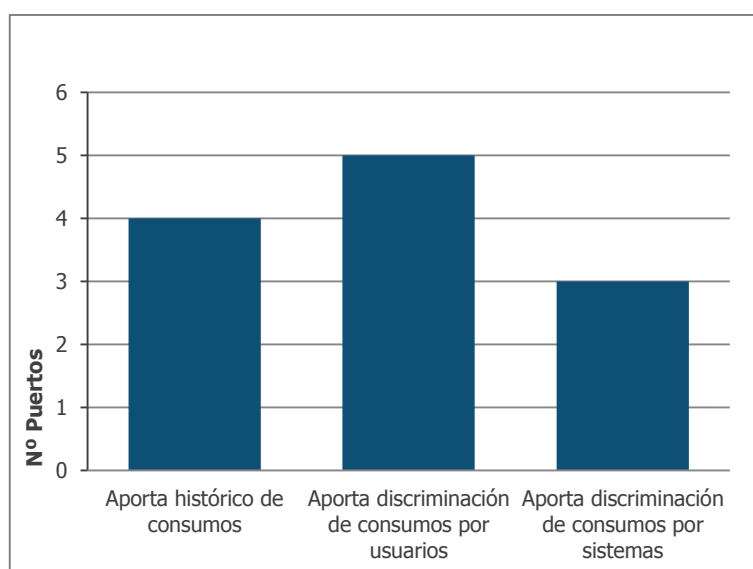


Figura 2.1.1 Alcance de la información suministrada por las AAPP sobre estructura de la demanda energética

El mayor o menor conocimiento de todas estas facetas es uno de los primeros indicadores del nivel de la gestión energética que se lleva a cabo en una instalación.

La figura 2. 1.1 muestra el alcance de los datos suministrados por las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía para los puertos gestionados por éstas.

Como puede apreciarse en muchos casos la información no está sistematizada. En aquellos casos en los que sí lo está, los datos permiten discriminar usuarios, es decir, distinguir entre los consumos propios de la AP y de empresas concesionarias. Esto probablemente es así dado que los consumos de las empresas concesionarias con frecuencia se re-facturan, motivo por el que el seguimiento de éstos es de gran importancia. El histórico de consumos está disponible en la mayoría de los casos, abarcando un periodo representativo de al menos 5 años. Menos frecuente es que exista conocimiento de la discriminación de consumos por sistemas, y en el caso de existir se limita a la electricidad. Esto podría denotar que las instalaciones de forma individual no han sido todavía objeto de estudio de su potencial de ahorro energético en profundidad.

A continuación se detalla la información disponible en cada uno de los aspectos mencionados de la estructura de la demanda de las AAPP, para al final del apartado dar unas pautas para evaluar el nivel de control existente y detectar campos de mejora.

2. Tipos de suministros energéticos

2.1 Electricidad

Este suministro energético es prácticamente universal. Rara es la instalación en la que no se encuentra algún equipo alimentado por electricidad.

A partir de los datos de consumos energéticos proporcionados por las AAPP para la última Memoria de Sostenibilidad, estos consumos anuales oscilaron en 2011 entre los 1.000 MWh y los 23.000 MWh, dependiendo de la AAPP.

Respecto a las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía, sus consumos de energía eléctrica se encuentran entre los 3.300 y los 18.000 MWh con un coste anual entre los 370.000 € y los 2.100.000 € en términos absolutos. En términos relativos, el coste por kWh en estas AAPP (excluyendo IVA) estaría comprendido entre los 0,113 y 0,166 €/kWh.

Aplicando estos valores al total del consumo reflejado en los datos proporcionados por las AAPP para la última Memoria de Sostenibilidad, los costes de electricidad para el conjunto del sistema portuario de interés general podrían estimarse en alrededor de 15 millones de euros anuales (excluyendo IVA).

La electricidad es uno de los suministros energéticos sobre los que más suele incidirse en materia de ahorro energético y económico dada su presencia en la práctica totalidad de las instalaciones, las importantes posibilidades de ahorro sobre equipos eléctricos que las nuevas tecnologías permiten y su elevado precio en relación con otros suministros.

Además, las características peculiares de la estructura de costes (tarifas y términos) que se aplica a este suministro proporcionan importantes posibilidades de optimización económica, como se tratará en los apartados 2.2 y 3.2.

Otro aspecto a destacar es el impacto del ahorro en electricidad sobre el medio ambiente. Dado que una parte muy importante de la electricidad que consumen los usuarios finales procede de centrales térmicas (carbón, gas natural,

grupos diésel) y que estas instalaciones tienen rendimientos muy inferiores al 100%, el ahorro de un kWh de electricidad en el usuario final se traduce en el ahorro de entre 2 y 3 kWh en el origen, y por tanto supone un descenso proporcional de las emisiones de CO₂ y otros gases contaminantes a la atmósfera.

2.2 Gas natural

El gas natural es un suministro energético de uso habitual en sistemas de producción térmica para climatización y producción de agua caliente sanitaria (ACS). También se emplea en instalaciones como cocinas para alimentar equipos a gas tales como hornos o cocinas. Asimismo cabe destacar su empleo en sistemas de cogeneración o trigeneración.

Se trata de un suministro que no siempre se encuentra en todas las instalaciones, a diferencia de la electricidad, bien porque no hay equipos que lo demanden o no existe la posibilidad de disponer de éstos al no haber suministro de gas natural en el punto geográfico en que se localizan.

A partir de los datos de consumos energéticos proporcionados por las AAPP para la última Memoria de Sostenibilidad, puede apreciarse que tan sólo 4 de las 29 AAPP consumen gas natural. Estos consumos anuales oscilaron en 2011 entre los 65 m³ y los 31.000 m³, dependiendo de la AAPP.

El gas natural es el protagonista de algunas medidas clásicas de ahorro energético, basadas fundamentalmente en la sustitución de equipos de generación térmica que emplean gasóleo (calderas o generadores de vapor) por otros que empleen gas natural. Las ventajas de esta sustitución, cuestión en la que se profundiza en los apartados 2.3 y 3.3, son el empleo de tecnologías de mayor eficiencia y una reducción del coste asociado por el menor importe unitario del combustible. Asimismo, el gas natural es un combustible con un contenido muy bajo en azufre, por lo que las emisiones de compuestos azufrados a la atmósfera se ven reducidas al sustituir otros combustibles como el gasóleo por gas natural.

El gas natural por todas estas ventajas añadidas a un mejor rendimiento de los generadores que operan con él, es además el combustible de uso preferente en sistemas de cogeneración y trigeneración, tal como se detalla en el apartado 3.4.

2.3 Gasóleo

El gasóleo es un suministro energético de uso habitual en sistemas de producción térmica para climatización y producción de agua caliente sanitaria (ACS) y en motores diésel. Existen tres categorías de gasóleo, A, B y C, empleándose como sigue:

- **Gasóleo A.** Vehículos, embarcaciones y maquinaria industrial
- **Gasóleo B.** Maquinaria agrícola
- **Gasóleo C.** Climatización y producción de ACS

A partir de los datos de consumos energéticos proporcionados por las AAPP para la Memoria de Sostenibilidad de 2011, puede apreciarse que 18 de las 28 AAPP consumen gasóleo, sin embargo no existe en estos datos detalle de la clase de gasóleo, ni de los precios de suministro de dichos combustibles. Estos consumos anuales oscilaron en 2011 entre los 1.000 m³ y los 4.500.000 m³, dependiendo de la AAPP.

Como ya se ha mencionado, una medida habitual de ahorro energético es la sustitución del gasóleo C por gas natural.

En cuanto a los gasóleos A y B existen hoy en día composiciones de este combustible que incorporan pequeñas cantidades de biocombustibles (biodiesel) para hacerlo más sostenible. Un mayor detalle de esta cuestión queda reflejado en el capítulo 4 de esta Guía.

2.4 Propano y butano

El propano y el butano, también denominados gases licuados del petróleo (GLP) se distribuyen envasados y tienen aplicaciones similares al gas natural en cuanto a su aprovechamiento en calderas, cocinas, hornos, etc.

Tan sólo 4 de las 28 AAPP proporcionaron datos de consumo de propano en la Memoria de Sostenibilidad de 2011. Estos consumos anuales oscilaron en 2011 entre los 7 m³ y los 24 m³, dependiendo de la AAPP. Esto son pequeños consumos en el global del consumo energético del sistema portuario de interés general.

2.5 Biomasa

La biomasa es un suministro energético de creciente implantación a pequeña escala para la generación térmica en sistemas de calefacción y de ACS. Estos sistemas emplean formas de biomasa más o menos tratada como son astillas, pellets, briquetas, hueso de aceituna, etc. para alimentar calderas y calentar agua.

Una implantación mucho más restringida es la de los sistemas de cogeneración mediante biomasa. Estas aplicaciones son rentables a día de hoy tan sólo en casos muy específicos en los que la biomasa que participa en el proceso es un residuo o subproducto industrial con un coste de tratamiento o deposición, por ejemplo en caso de empresas de procesamiento de madera o papeleras.

No existen hoy en día sistemas alimentados por biomasa en las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía.

Las ventajas de la biomasa son fundamentalmente de tipo ambiental. Se considera que estos sistemas permiten aprovechar una materia prima en muchos casos residual y que, además ha tomado de la atmósfera en su crecimiento la misma cantidad de dióxido de carbono que emitirá en su combustión. Cabe destacar que este planteamiento, que es el que sustenta la consideración de la biomasa como una materia prima energética con “cero emisiones” de CO₂, no es del todo preciso, ya que obvia costes energéticos como son los que intervienen en el procesado y transporte de la

biomasa e incluso en otras tareas agrícolas de en caso de que la biomasa proceda de cultivos forestales ex profeso.

En el apartado 3.4 se añadirá más información sobre aplicaciones de la biomasa viables en puertos.

3. Histórico de consumos

Los datos de evolución de consumos eléctricos de la memoria de sostenibilidad de 2011, para el conjunto de las 28 Autoridades Portuarias, no muestran una tendencia global clara, pues en el año 2010 se experimentó un incremento del 4% respecto al año 2009, mientras que en el año 2011 se registró una reducción del 9% respecto al 2010.

No obstante, a la hora de interpretar los datos es conveniente tener en cuenta que en el periodo 2009-2011 se produjo un fuerte incremento de tráficos, por lo que la reducción experimentada en 2011 no puede atribuirse a descensos de la actividad, sino, más probablemente, a la aplicación de políticas de control del gasto y optimización de la gestión que tienen su reflejo en un mayor control de consumo de recursos naturales.

Por otro lado, la evolución de consumos no sigue el mismo patrón en todas las Autoridades Portuarias; en este sentido la figura 2.1.2 muestra la distribución del patrón de tendencias en el sistema portuario, en la cual se aprecia una tendencia decreciente clara en el 24% de de las Autoridades Portuarias y fluctuante en el 58%.

En todo caso los resultados sugieren la necesidad de desarrollar indicadores de consumos relativos a la extensión y nivel de actividad de cada puerto, que permitan establecer patrones de evolución independientes del volumen de tráficos o de superficies de servicio.

En el caso de los combustibles, agrupando todos los tipos, aparece un patrón similar al de la electricidad. En 2009 respecto a 2010 se produce un incremento del 5% mientras que en 2011 respecto a 2010 se produce un descenso del 11%.

Tabla 2.1.1 Histórico de consumos de electricidad

2009	2010	2011
127.613.604 kWh	133.251.641 kWh	121.432.120 kWh

Fuente: Elaboración propia

Tabla 2.1.2 Histórico de consumos de combustibles

2009	2010	2011
289.626 m ³	304.373 m ³	271.883 m ³

Fuente: Elaboración propia

Fuente: Elaboración propia

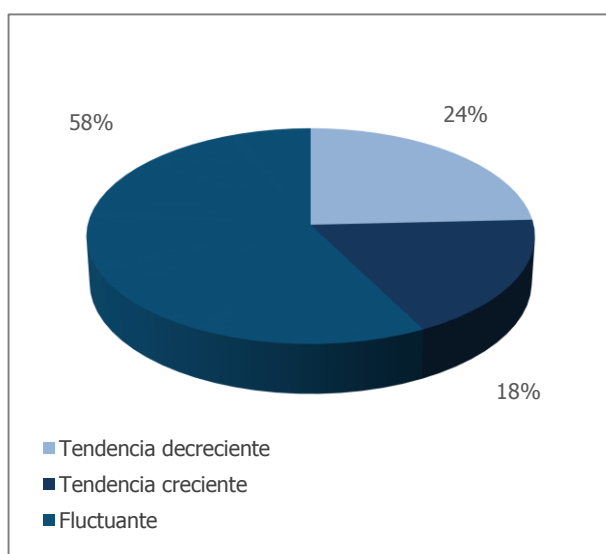


Figura 2.1.2 Porcentaje de AAPP por tendencia de consumo de electricidad en el periodo 2009-2011

No se dispone de un desglose por tipo de combustible para 2009 y 2010 (tan sólo se encuentra para 2011) que permita discernir si las fluctuaciones se deben a un tipo de combustible en concreto. Sí que, al igual que ocurría con la electricidad, analizando los datos por AAPP pueden apreciarse casos en los que existe un descenso consolidado a lo largo de los tres años, otros casos con una tendencia creciente más marcada y otros fluctuantes, sin tendencia clara (Ver figura 2.1.3).

Fuente: Elaboración propia

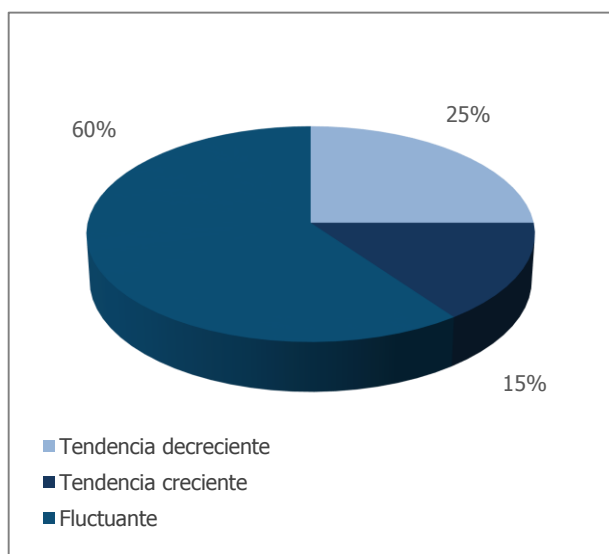


Figura 2.1.3 Porcentaje de AAPP por tendencia de consumo de combustibles en el periodo 2009-2011

4. Distribución de consumos

4.1 Distribución de consumos por usuarios

Algunas AAPP distribuyen electricidad a empresas concesionarias de forma más o menos generalizada. Las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía y que han aportado datos recomercializan energía en valores entre los 1.200 MWh anuales a 11.700 MWh anuales.

En algunos casos el porcentaje de energía que recomercializa la AP excede con creces el que consume en sus propias instalaciones. En otros casos este suministro se limita a casos puntuales. Otras AAPP han cedido las redes de distribución interna de los puertos a compañías distribuidoras y cada consumidor dispone de su propio contrato de suministro eléctrico con una comercializadora independiente.

Las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía transmiten que en los casos en que se recomercializa energía eléctrica, el conocimiento del consumo a facturar está bien controlado mediante contadores, con tan sólo alguna excepción de consumos compartidos entre varios usuarios en los que ha de estimarse el consumo de cada uno a partir de una única lectura. Mayor complejidad y menos control parece encontrarse en aquellos casos en que lo que se refactura es energía transformada en algún modo. Este es el caso de dependencias climatizadas por sistemas que dependen de la AP y en las que el bien a refacturar (calor o frío) es más difícil de medir.

Dado que las situaciones son muy diversas no es posible realizar un análisis de conjunto. Los apartados 2.2 y 3.2 tratarán de entrar en mayor profundidad a analizar cuestiones como la recomercialización y la mejora del desempeño energético de terceros.

4.2 Distribución de consumos por sistemas

Al igual que en el análisis de evolución de consumos realizado en la sección anterior, la caracterización de la distribución de consumos por sistemas se realiza a partir de las memorias de sostenibilidad del año 2011.

La tabla 2.1.3 presenta los porcentajes máximo, mínimo y promedio de diferentes fuentes de consumo respecto del total, los cuales dan una valoración estadística de la importancia relativa de cada una de las fuentes de consumo.

Aunque la diferencia entre los valores máximo y mínimo declarados por el conjunto de las Autoridades Portuarias es elevada, en promedio, el alumbrado de viales es un sistema altamente consumidor de energía eléctrica, por encima de otros sistemas. Por ello será objeto de especial atención en los apartados 2.3 y 3.3.

Tabla 2.1.3 Rangos de consumo de electricidad por parte de algunos sistemas

	Alumbrado viales	Climatización, iluminación, en oficinas	Otros (%)
% Máximo	81,3	80,0	85,3
% Mínimo	9,7	5,0	0,5
% Promedio	43,0	29,5	25,7

Fuente: Elaboración propia

En cuanto a combustibles, la tabla 2.1.4 presenta los porcentajes máximos y mínimos declarados por las Autoridades Portuarias respecto al consumo sobre el total en los que se mueven los combustibles. Los vehículos tienen especial importancia en este apartado.

Tabla 2.1.4 Rangos de consumo de combustible por parte de algunos sistemas

	Vehículos	Embarcaciones	Generadores	Otros usos
% Máximo	99,9	20,1	33,0	12,0
% Mínimo	0,0	0,0	0,0	0,0
% Promedio	72,6	6,3	4,6	4,2

Fuente: Elaboración propia

5. Sistemas de control y seguimiento

Actualmente existe diversidad de sistemas de control y seguimiento en las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía. Se han detectado combinaciones de los siguientes tipos:

- Contadores en cabecera propiedad de las compañías eléctricas o gasistas y registro de recargas en depósitos de combustibles
- Contadores para discriminación de consumos eléctricos de empresas concesionarias o sistemas de estimación de éstos en caso de haber varios usuarios consumiendo a partir de un mismo punto sin posibilidad de discriminación
- Contadores para discriminación de consumos eléctricos de diferentes edificios ocupados por la AAPP
- Sistemas de estimación de consumos a partir de lecturas de compañías suministradoras o balances de energía

- Sistemas de analizadores de redes distribuidos en edificios y sistemas altamente consumidores
- Integración de equipos de medida en sistemas de gestión y telecontrol
- Contratación de empresas gestoras de la facturación de suministros energéticos

En el apartado 3.1 se incluyen recomendaciones para la optimización de los sistemas de control y seguimiento en aquellas AAPP que no hayan alcanzado todavía un grado elevado de control.

6. Caracterizar el nivel de control existente

La siguiente lista de verificación proporciona unas pautas para analizar la información disponible sobre la estructura de la demanda de las AAPP y detectar posibilidades de mejora.

A continuación, la figura 2.1.6 trata de ilustrar a modo orientativo los diferentes niveles de control que pueden alcanzarse.

	SI	NO
Se dispone de un archivo ordenado y a disposición de los encargados de la gestión energética que contenga los contratos de todos los suministros energéticos y otros documentos vinculados como facturas, documentación técnica, etc.		
Se registran los consumos facturados por las compañías suministradoras con la finalidad de poder realizar comprobaciones y optimizaciones		
Se mantiene al día un histórico anual de consumos de todos los suministros energéticos		
Se mantiene al día un histórico mensual de consumos de todos los suministros energéticos		
Los registros históricos no sólo recogen consumo total y coste sino que permiten discriminar distintos conceptos como consumo por periodos en el caso de la electricidad o penalizaciones por potencia o reactiva		
Se dispone de contadores (de electricidad, térmicos, de consumo de combustible) para controlar los consumos de usuarios dependientes (concesionarios)		
Se dispone de contadores (de electricidad, térmicos, de consumo de combustible) para discriminar los consumos de las distintas instalaciones de la AAPP		
En caso de no disponer de contadores, o en aquellos puntos de la instalación dónde la relevancia del consumo o sus características no compensan el coste de instalar contadores, se realizan estimaciones		
Se dispone de analizadores de redes en puntos clave de la instalación		
Los contadores/analizadores se encuentran integrados en una red permitiendo el registro de datos		
Los contadores/analizadores se encuentran integrados en una red que no solo permite el registro de datos sino también su gestión remota, configuración de alarmas, programación de informes, etc.		

Fuente: Elaboración propia

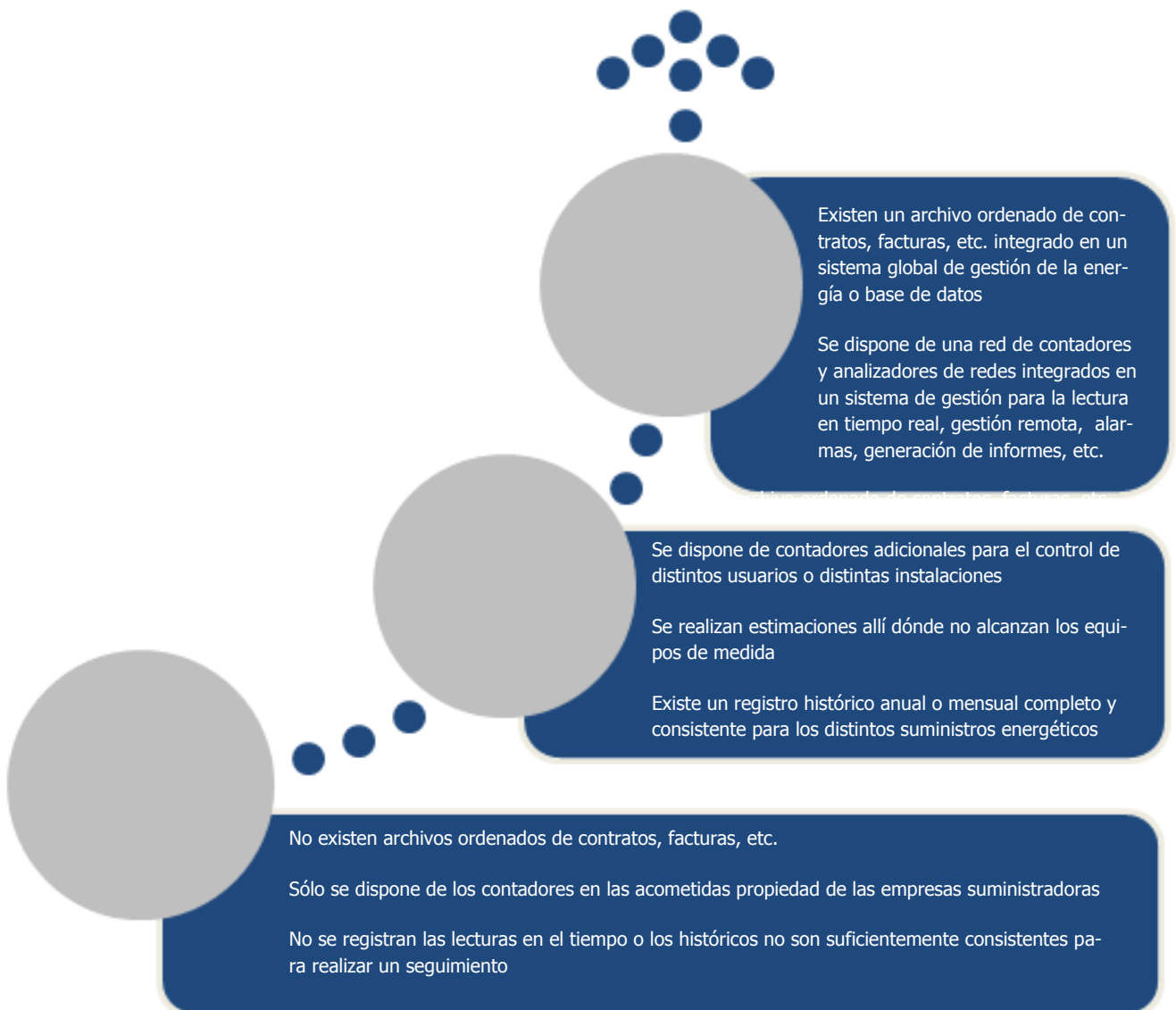


Figura 2.1.4 Niveles de control estructura de la demanda energética





Muelle de contenedores del Puerto de Algeciras

Gestión económico-administrativa de la energía

1. Contratación de suministros energéticos
2. Contratación de otros servicios relacionados con la energía
3. Inversiones en eficiencia energética y energías renovables
4. Comercialización de energía
5. Sistemas de Gestión de la Energía
6. Gestión energética de terceras partes
7. Caracterización de la gestión económico-administrativa de la energía

El área de la gestión económico-administrativa de la energía abarca múltiples aspectos. Estos pueden agruparse en los siguientes epígrafes:

- **Contratación de suministros energéticos.** La contratación de suministros energéticos puede abordarse desde distintas estrategias, válidas en principio para cualquier suministro energético.
- **Contratación de otros servicios relacionados con la energía.** Hay otros servicios vinculados a la gestión energética cuya existencia puede denotar una buena gestión de la energía.
- **Inversiones en eficiencia energética y energías renovables.** Las inversiones en actuaciones de eficiencia energética y energías renovables son un buen indicador de la existencia de una gestión activa de la energía. El apartado 2 intenta mostrar el nivel de inversión existente actualmente apoyándose en los datos aportados por las AAPP participantes en el desarrollo de esta Guía.
- **Recomercialización de energía.** Un número importante de las AAPP comercializan energía, específicamente electricidad, a otros usuarios en el puerto. Esta es una actividad particular que merece su análisis en el apartado 4.
- **Sistemas de gestión de la energía.** En el apartado 5 se describen las pautas existentes en materia de sistemas de gestión de la energía en las AAPP.
- **Gestión energética de terceras partes.** En los puertos existen consumidores de energía importantes además de la propia AP. En el apartado 6 se describen estas actividades.

1. Contratación de suministros energéticos

Las AAPP así como otras administraciones públicas, organismos y entidades pertenecientes al sector público se rigen en materia de contratación por la Ley 30/2007, de 30 de octubre, de Contratos del Sector Público cuyo contenido y modificaciones posteriores quedaron unificadas mediante el Real Decreto Legislativo 3/2011, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el texto refundido de la Ley de Contratos del Sector Público.

Esta Ley recoge los procedimientos aplicables en materia de contratación por parte del sector público y es aplicable a la contratación de suministros energéticos, así como otros servicios vinculados a la energía como pueden ser los servicios energéticos.

En el ámbito de esta Ley, los contratos de suministro eléctrico o de combustibles son contratos de suministro. Cuando se integran en un servicio integral, más amplio, como es el caso del servicio energético pueden adoptar la forma de contratos mixtos de suministro o servicios o contratos de colaboración público privada. El apartado 3.2 se centra más en profundidad en el análisis de estas alternativas.

Este apartado realiza primeramente un breve análisis de las metodologías y tipos de contratación que las AAPP están aplicando a los suministros energéticos. Se analiza a continuación en mayor profundidad el caso de la electricidad por su particular complejidad y peso sobre los costes energéticos de las AAPP.

1.1. Metodologías y tipos de contratación

En cuanto al estado actual de la contratación de suministros energéticos en las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía existe todo un abanico de metodologías de contratación y tipos de contrato como tratan de reflejar las tablas 2.2.1 y 2.2.2.

En el apartado 3.2 se incluyen recomendaciones sobre metodologías y tipos de contratación para optimizar el resultado de estas contrataciones en las AAPP.

Tabla 2.2.1 Metodologías de contratación de suministros energéticos existentes en AAPP

Suministro	Métodos de contratación
Electricidad	Concurso público individual
	Concurso público agrupado
	Adjudicación directa
	Negociación directa con comercializador
Gas natural	Proveedor único
	Concurso público agrupado
	Adjudicación directa
Gasóleo	Adjudicación directa
	Negociación directa con comercializador
	Central de compras

Fuente: Elaboración propia

Tabla 2.2.2 Tipologías de contratos de suministros energéticos existentes en AAPP

Suministro	Tipologías de contrato
Electricidad	Contrato Integral de Servicios Energéticos
	Suministro
	Mixto de Servicios y Suministros
Gas natural	Suministro
	Contrato Integral de Servicios Energéticos
Gasóleo	Suministro

Fuente: Elaboración propia

1.2. El caso específico de la electricidad

La estructura del sector eléctrico español así como otras características peculiares de este suministro, dotan al sistema de una elevada complejidad que se refleja en la propia contratación y facturación de este suministro. Por ello, a continuación se hace un brevísimo resumen del sistema eléctrico español a fin de facilitar la comprensión de los distintos términos que integran contratos y facturas de electricidad, para luego pasar a analizar cada uno y la situación al respecto de las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía.

Descripción del sector eléctrico español: Estructura del sector y proceso de liberalización del mercado eléctrico

El sector eléctrico español se estructura en 4 actividades diferenciadas:

- **Generación:** Consiste en la producción de energía eléctrica, pudiendo diferenciar entre generadores en régimen ordinario y generadores en régimen especial.
- **Transporte:** Tiene por objeto la transmisión de energía eléctrica por la red de transporte, utilizada con el fin de suministrarla a los distintos sujetos desde las instalaciones de generación y para la realización de intercambios internacionales. Esta red puede clasificarse en transporte primario (instalaciones de 380 kV) y transporte secundario (hasta 220 kV).
- **Distribución:** Tiene por objeto principal la transmisión de energía eléctrica desde las redes de transporte hasta los puntos de consumo. Es decir, son aquellas redes que mediante las llamadas subestaciones de transformación, transforman la energía eléctrica desde los 220 kV hasta los 230 o 400 V para su uso por los consumidores.
- **Comercialización:** Consiste en la compra y venta de energía eléctrica. Los comercializadores pueden adquirir la energía en el mercado diario e intradiario, en el mercado a plazo, a generadores tanto del régimen ordinario como del régimen especial y a otros comercializado-

res. Por otro lado pueden vender energía bien a los consumidores mediante la libre contratación, bien direc-

tamente al mercado diario e intradiario, en el mercado a plazo y a otros comercializadores.

Fuente: Red Eléctrica Española

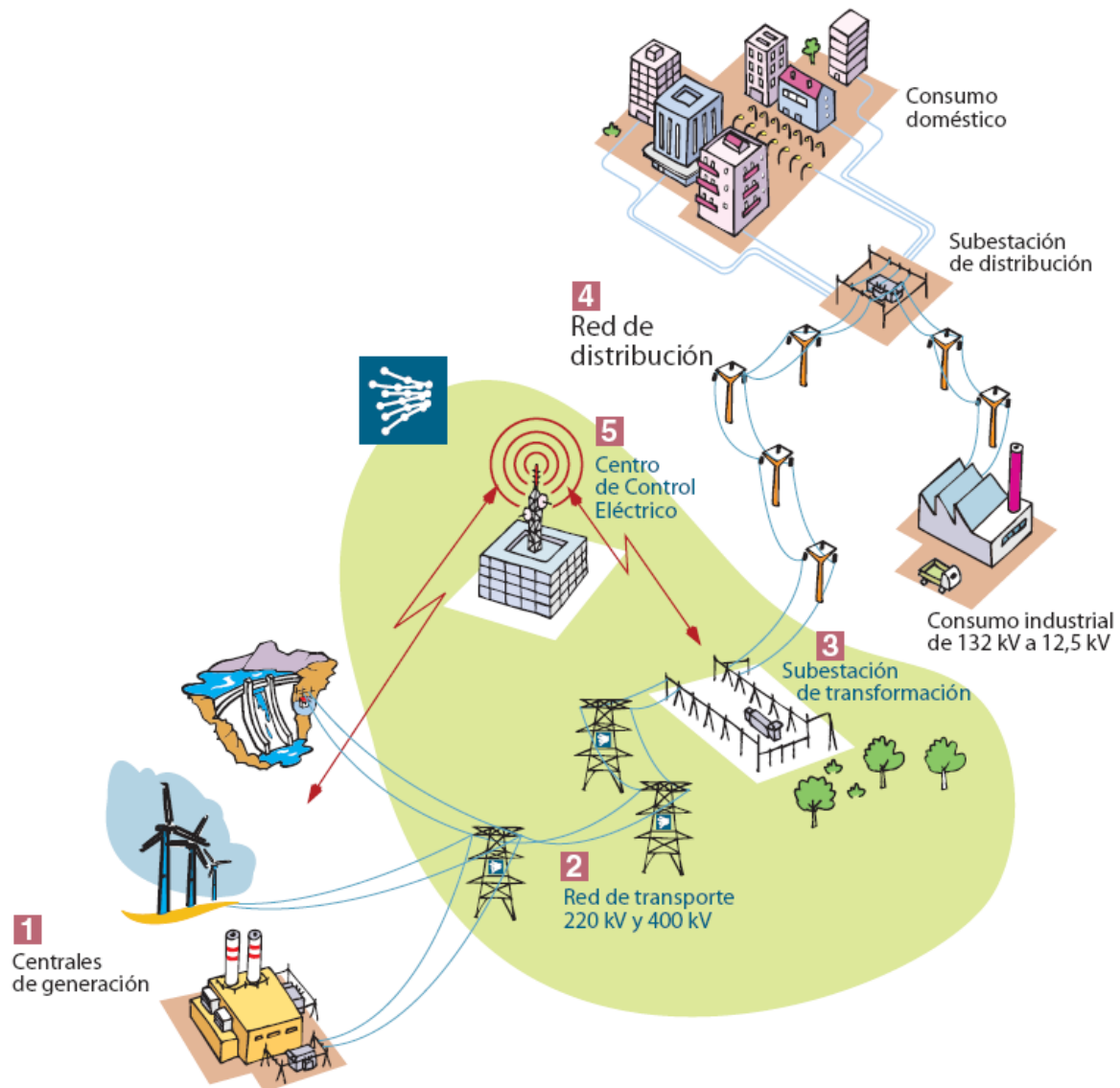


Figura 2.2.1 Esquema del sector eléctrico peninsular

En un origen todas estas actividades se integraban en compañías que generaban, transportaban, distribuían y comercializaban por zonas. Es decir, ostentaban un monopolio geográfico y los usuarios en cada territorio eran clientes

cautivos de la compañía que operaba en éste. Los precios estaban regulados por el Estado.

Una vez España ingresó en la Unión Europea, ésta tuvo que adaptarse a la normativa comunitaria y liberalizar su mercado eléctrico de modo que los usuarios tuvieran libertad de

contratar su suministro eléctrico con distintos operadores y de este modo dotar al sistema de libre competencia.

España inicia dicho proceso de liberalización en el año 1997 en el que se publica la Ley 54/1997, de 27 de noviembre, del Sector Eléctrico. Sin embargo, existe una barrera a la liberalización total del sector: De entre todas sus actividades, el transporte y la distribución de electricidad constituyen un monopolio natural.

Se tratan estas de actividades intensivas en capital, que requieren conexiones directas con los consumidores, cuya demanda de un producto no almacenable, como la energía eléctrica, varía en períodos relativamente cortos de tiempo. Esto significa que, del mismo modo que ocurre con la red de distribución de agua o de telefonía fija, no es viable económicamente ni adecuado operativamente que existan varias redes superpuestas pertenecientes a distintos operadores con el mismo fin, lo óptimo es que exista una única red a la que cualquier usuario tenga acceso, y que los costes de dichas infraestructuras se repercutan entre todos estos usuarios. Además, la imposibilidad de almacenar electricidad requiere que la oferta sea igual a la demanda en cada instante de tiempo, lo que supone necesariamente una coordinación de la producción de energía eléctrica, así como la coordinación entre las decisiones de inversión en generación y en transporte de energía eléctrica. Es decir, se requiere de una entidad que opere dicha red asegurando la equivalencia de flujos en todo momento, para ello controlando necesariamente la actividad de generación para adaptarla en cada momento a la demanda.

Por todo lo anteriormente descrito, transporte y distribución son actividades necesariamente reguladas y es por ello que en la facturación de la energía eléctrica figuran una serie de conceptos que se denominan **peajes de acceso (de potencia y de energía activa)**, cuyo importe es establecido por el Estado. Estos importes son de aplicación a todos los usuarios y son los que repercuten, entre otros costes generales del sistema, los costes de transporte, distribución y operación de la red.

En el proceso de liberalización ya mencionado, en una primera fase se separaron las actividades reguladas (transporte

y distribución) y las no reguladas (producción y comercialización). Las empresas eléctricas se vieron obligadas a separar contable y jurídicamente esas actividades que en un origen se integraban en una única compañía. Este es el motivo de que ahora encontremos compañías con un nombre muy similar, pero que con distinto CIF, que operan como generadoras, distribuidoras o comercializadoras.

En posteriores fases, mediante la Ley 17/2007, de 4 de julio, del Sector Eléctrico, y el Decreto 485/2009, de 3 de abril el proceso de liberalización del mercado eléctrico se completa, eliminando las tarifas reguladas, tan sólo a excepción de la Tarifa de Último Recurso (TUR) restringida a suministros de baja tensión y potencia contratada inferior a 10 kW. Esto significa que las tarifas, es decir, los precios de la electricidad ya no están controlados por el Estado y las empresas distribuidoras ya no comercializan directamente al cliente la electricidad. Esta actividad la realizan las empresas comercializadoras en situación de libre competencia y cada usuario escogerá la comercializadora que considere más conveniente en función de los precios y otras condiciones que le ofrezca. En el caso de la TUR se establecen varias Comercializadoras de Último Recurso que son las que realizan la actividad de comercialización, ésta sí, a un precio regulado por el Estado. Este es el motivo de la aparente paradoja de que la distribución de electricidad a unas instalaciones la realice una compañía pero el contrato esté suscrito con otra que actúa como comercializadora, que es la que factura todo el servicio, realizando posteriormente la transferencia de los importes correspondientes a transporte, distribución y otros costes del sistema a las entidades a las que correspondan.

Estos precios ofertados por cada comercializadora son los que figuran en contratos y facturas de electricidad como **precio de la comercializadora o integrando parte del llamado término variable**, y son los que a diferencia de los peajes de acceso, pueden mejorarse a través de la contratación con una u otra compañía.

Una última cuestión a destacar es que las tarifas que se aplican responden a una estructura que se encuentra regulada. Son las llamadas tarifas de acceso a la red y todos los

suministros a usuarios deben facturarse de acuerdo a dichas tarifas.

La tabla 2.2.3 resume las tarifas existentes a día de hoy y sus principales diferencias.

Tabla 2.2.3 Tarifas de acceso

Tarifa	Periodos	Tensión	Potencia
TUR	1 o 2	Baja tensión	≤ 10 kW
2.0	1, 2 o 3	Baja tensión	≤ 10 kW
2.1	1, 2 o 3	Baja tensión	10-15 kW
3.0A	3	Baja tensión	> 15 kW
3.1A	3	Media tensión	≤ 450 kW
6.1 a 6.5	6	Alta tensión	> 450 kW

Fuente: Elaboración propia

Como puede verse en la tabla 2.2.1 algunas tarifas tienen 2 o más periodos. Esto significa que a efectos de facturación cada hora del día en función del momento del año y la zona geográfica de España, pertenece a uno u otro periodo. Por ejemplo, en las tarifas de dos periodos, para todo el territorio nacional, se considera en verano periodo valle de las 24 PM a las 13 PM y periodo punta de las 14 PM a las 23 PM. En invierno se considera periodo valle de las 23 PM a las 12 PM y periodo punta de las 13 PM a las 22 PM. El cambio de verano a invierno y viceversa coincide con la fecha del cambio de hora.

De este modo, los mencionados peajes de acceso también se estructuran y tienen un coste diferente según cada tarifa y dentro de cada una según cada periodo.

Peajes de acceso

Existen dos tipos de peajes de acceso:

- **Término de potencia, también llamado término fijo o término fijo de potencia**
- **Término de energía, también llamado término de energía activa**

El término de potencia grava la reserva de potencia para una instalación determinada. Es algo similar a la cuota de la línea en telefonía fija. Independientemente del uso que se haga, es decir de la energía que se consuma, la red de transporte y distribución ha de estar dimensionada para suministrar a cada instalación hasta un límite de potencia, que es el que se contrata.

Si las redes de transporte y distribución se dimensionasen para poder abastecer a todos los consumidores en cualquier momento del día de la potencia contratada por éstos, su tamaño, costes y por tanto término de potencia a repercutir sobre la potencia serían muy elevados. Para que todos ellos sean más razonables, se maneja el concepto de simultaneidad, es decir, cuántos usuarios demandan simultáneamente el uso de dichas potencias. Existe por tanto, otro peaje de acceso que grava el tiempo que se hace uso de la potencia contratada. Dado que el producto de la potencia por el tiempo es la energía, este término se aplica sobre la energía consumida, denominándose **término de energía** y formando parte del que se conoce como término variable, que es el que depende de la energía consumida, si bien, como se ha explicado no es su objetivo gravar el consumo en sí mismo.

Ambos términos para cada periodo en cada tarifa son fijados por el estado a través de su publicación periódica en el Boletín Oficial del estado (BOE).

Las tablas a continuación muestran, a modo ilustrativo y para facilitar la comprensión de lo anterior, los peajes de acceso sobre potencia y energía que se establecieron en la última actualización existente a fecha de redacción de esta Guía para las tarifas pertenecientes al grupo 6, esto es en la Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto, por la que se establecen los peajes de acceso a partir de 1 de agosto de 2013 y determinadas tarifas y primas de las instalaciones del régimen especial.

Tabla 2.2.4 Términos de potencia vigentes desde el 1 de agosto de 2013 para las tarifas de alta tensión de 6 periodos (Euros por kW y año)

	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	38,102134	19,067559	13,954286	13,954286	13,954286	6,366846
6.2	21,550117	10,784384	7,892379	7,892379	7,892379	3,601014
6.3	18,396962	9,206443	6,737588	6,737588	6,737588	3,074123
6.4	13,320989	6,666262	4,878598	4,878598	4,878598	2,225932
6.5	13,320989	6,666262	4,878598	4,878598	4,878598	2,225932

Fuente: Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto

Tabla 2.2.5 Términos de energía vigentes desde el 1 de agosto de 2013 para las tarifas de alta tensión de 6 periodos (Euros por kWh)

	Período 1	Período 2	Período 3	Período 4	Período 5	Período 6
6.1	0,025967	0,019393	0,010334	0,005143	0,003321	0,002080
6.2	0,015159	0,011321	0,006034	0,003002	0,001938	0,001213
6.3	0,014635	0,010929	0,005823	0,002897	0,001871	0,001173
6.4	0,008227	0,006825	0,003912	0,002221	0,001434	0,000989
6.5	0,008227	0,006825	0,003912	0,002221	0,001434	0,000989

Fuente: Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto

Como ya se ha mencionado, los peajes de acceso varían según la tarifa contratada y por ello es conveniente elegir cuidadosamente dicha tarifa de modo que se adapte del modo más beneficioso al patrón de consumo.

En cuanto a los contratos de suministro eléctrico de las Autoridades Portuarias participantes en esta Guía y que aportaron datos sobre sus tarifas contratadas, existe la distribución que muestra la gráfica 2.2.2.

Como puede apreciarse las tarifas más frecuentemente contratadas corresponden a tarifas de alta tensión (6.1 y 3.1A) que suponen un 66% de los contratos, existiendo también un número importante de contratos, un 26% bajo la 3.0A y un número de contratos muy inferior con potencias contratadas por debajo de los 10 kW.

En el apartado 3.2 se ofrecen recomendaciones para escoger la tarifa más ajustada al patrón de consumo de las instalaciones.

Fuente: Elaboración propia

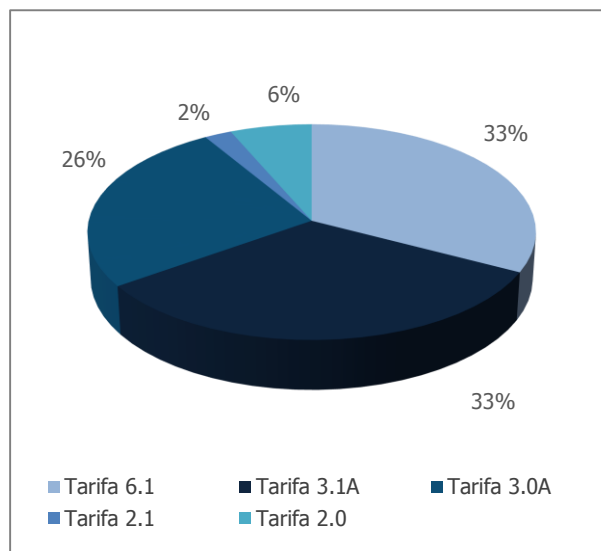


Figura 2.2.2 Contratos según tarifa en AAPP

Precios de la comercializadora

Habitualmente, las comercializadoras actúan como un intermediario entre el consumidor y el mercado. Compran electricidad en los distintos mercados (diario, intradiario, de futuros o derivados) a un precio y lo incrementan en función de sus gastos generales, beneficio industrial, etc. Las comercializadoras también facturan los peajes de acceso en función de las tarifas y potencias contratadas por los clientes. Estos importes son posteriormente transferidos para retribuir las actividades de distribución, transporte y otros costes del sistema.

Lo más frecuente es encontrar el precio que la comercializadora ofrece en ofertas, contratos y facturas formando parte de un término variable en función del consumo en el que el precio unitario del kWh consumido incluye tanto el peaje de acceso de término de energía como el propio precio de la comercializadora. En otros casos puede encontrarse separado. Incluso, en algunos casos, puede encontrarse que

el precio unitario no ya del kWh consumido sino del kW contratado no coincide con el peaje de término de potencia del BOE y sobre él se han repercutido parte de los costes variables.

Es en este concepto de la contratación de la electricidad en el que pueden obtenerse los mayores beneficios en ahorros económicos si se negocian bien los contratos, dado que es prácticamente el único concepto no regulado del coste de la electricidad y depende de un mercado en libre competencia.

Las AAPP participantes en esta Guía y que aportaron datos sobre sus precios del término variable (que como ya se ha mencionado incluye habitualmente el peaje de acceso término de energía y el precio de la comercializadora), presentan los intervalos de precios recogidos en la tabla 2.2.6. Como puede apreciarse las diferencias pueden llegar a ser relevantes entre distintas AAPP.

Tabla 2.2.6 Intervalos de términos de energía en las AAPP participantes en la Guía (Euros por kWh)

	Periodo 1		Periodo 2		Periodo 3		Periodo 4		Periodo 5		Periodo 6	
	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.	Máx.	Mín.
6.1	0,1923	0,1612	0,1612	0,1344	0,1612	0,1109	0,1612	0,0871	0,1612	0,0808	0,1612	0,0641
3.1A	0,1462	0,1350	0,1295	0,1149	0,0921	0,0771						
3.0A	0,1891	0,1827	0,1437	0,1428	0,0876	0,0808						
2.1	Sin datos											
2.0	0,1571											

Fuente: Elaboración propia

Otros conceptos en contratos y facturas de electricidad

Peajes de acceso y precios de comercializadoras son en la mayor parte de los casos el grueso del coste de la electricidad.

Sin embargo existen otros conceptos que, en algunos casos pueden llegar a suponer unos costes no despreciables, y que es conveniente manejar aunque sólo sea a efectos de

comprender las facturas de suministro eléctrico y comprobar que son correctas. Son los siguientes:

- Excesos de potencia y potencias contratadas por encima de las necesidades reales
- Penalizaciones por ICP
- Energía reactiva
- Alquiler de contadores
- Impuesto eléctrico

■ Impuesto sobre el valor añadido

Excesos de potencia y potencias contratadas por encima de las necesidades reales

Los contadores de energía eléctrica incorporan un máxímetro o bien, en los cuadros generales, se incorpora un Interruptor de Control de Potencia (ICP). La función de ambos es controlar la potencia efectivamente demandada por la instalación.

El ICP es un relé de tipo térmico que, en caso de detectar una demanda de potencia superior a aquella que se contrató, y que coincidirá con la nominal del propio ICP, desconecta la instalación. Si el ICP se rearmarse sin que se hayan desconectado en la instalación tantas cargas como excediesen la potencia contratada éste vuelve a desconectar el circuito. Los ICP suelen emplearse en pequeñas potencias contratadas, como pueden ser usuarios domésticos (tarifas hasta la 3.0A). En estos casos nunca puede superarse la potencia contratada.

En potencias mayores (tarifas desde la 3.0A incluida hasta las del grupo 6) se incorporan los máxímetros que miden y registran las máximas potencias demandadas. En estos casos pueden demandarse por las instalaciones mayores potencias de las contratadas y en la facturación éstas se reflejan como **recargos por exceso de potencia**.

Es un tipo de penalización más habitual de lo que pueda parecer. Cuando se realizan las instalaciones eléctricas de los edificios, y se solicita suministro eléctrico para las mismas, la potencia que se contrata suele adecuarse con un cierto margen de seguridad a la instalada. Sin embargo, con el paso del tiempo, se instalan nuevos equipos más potentes, se realizan ampliaciones, etc. sin modificar a la par dichos contratos. Entonces comienzan los recargos por exceso de potencia.

Del mismo modo pero en sentido inverso (cierre de instalaciones, desplazamientos de personal a otros edificios) pueden llegar a estar contratadas **potencias muy superiores a las efectivamente necesarias**. Esto resulta más difícil de detectar ya que no aparece en las facturas recargo al-

guno. Suponen igualmente un sobre coste, al abonarse una potencia muy superior a la necesaria.

En el caso de las AAPP pueden existir estos problemas, muy en especial de aquellas que recomercializan energía, dado que no controlan directamente las cargas adicionales que introducen las empresas concesionarias. Otro factor a tener en cuenta son los posibles enganches ilegales que puedan existir en sus redes y que contribuyen a incrementar las potencias demandas de una forma no previsible.

Este aspecto de la gestión de los costes de la energía aún ofrece líneas de mejora en un número significativo de Autoridades Portuarias que recomercializan la energía mediante tarifas planas que no gestionan límites y excesos de potencia en la venta a concesiones.

El apartado 3.2 aporta recomendaciones para mantener controlados estos parámetros.

Energía reactiva

En cualquier instalación eléctrica pueden existir elementos tales como bobinas y condensadores que al ser atravesados por corrientes alternas producen un desfase de la corriente respecto de la tensión.

En el caso de las bobinas este efecto es de retraso de la onda senoidal de corriente 90º respecto de la de tensión a causa de la inducción electromagnética que se produce en la bobina al ser expuesta a una corriente variable en el tiempo, lo cual a su vez genera un campo magnético variable, y en consecuencia una fuerza electromotriz que se opone a la causa que la genera.

En el caso de los condensadores este efecto es de adelanto de la onda senoidal de corriente 90º respecto de la de tensión a causa de las sucesivas cargas y descargas del condensador al someterse a una corriente que alterna su polaridad.

Son elementos habituales de una instalación que constan de bobinados los motores (bombas, ascensores, ventiladores, etc.). A estos elementos se los denomina cargas inductivas.

Elementos habituales dotados de condensadores son equipos electrónicos tales como fuentes de alimentación (por ejemplo, las de los ordenadores). A estos elementos se los denomina cargas capacitivas.

La presencia de estos elementos en su conjunto ocasiona un desfase de la corriente respecto de la tensión que será de carácter capacitivo o inductivo en función de las cargas predominantes en el sistema.

La consecuencia de este desfase, debido a la componente vectorial de los términos, es que la potencia demandada a la red (potencia aparente) será mayor a la estrictamente necesaria para generar trabajo útil (potencia activa) al existir esta potencia.

La relación existente entre la potencia reactiva y la potencia activa se expresa como coseno del ángulo ϕ o factor de potencia, siendo ϕ el ángulo que forman los vectores de la potencia activa (en kW) y la potencia aparente (en kVA). Dado que una potencia reactiva elevada ocasiona un aumento de la potencia aparente obligando a las distribuidoras de energía eléctrica a sobredimensionar las redes de distribución, éstas penalizan a los consumidores con cosenos de ϕ bajos (por debajo de 0,95).

En general, las AAPP controlan la energía reactiva en su red mediante comprobaciones periódicas de los equipos de compensación. No obstante, este aspecto aun admite espacio de mejora ya que no todas las AAPP han cuantificado y analizado de modo completo la contribución de este fenómeno a sus costes energéticos.

El apartado 3.2 aporta recomendaciones para corregir esta circunstancia.

Alquiler de contadores

Los contadores pueden ser propiedad del titular del contrato o de la compañía eléctrica. En el segundo caso se cobra un alquiler. Es un importe habitualmente muy pequeño sobre el global de las facturas de electricidad y que, salvo anomalía, no merece mayor atención.

Impuesto sobre la electricidad

El impuesto eléctrico es actualmente un 4,864% con una ponderación de un 1,05113.

Se aplica sobre todos los conceptos de la factura anteriormente descritos excepto el alquiler de contadores.

Es un cargo ineludible sobre el suministro, sin embargo, al aplicarse sobre otros conceptos, las reducciones en éstos reducen también su valor absoluto.

Impuesto sobre el Valor Añadido (IVA)

Actualmente el IVA sobre la electricidad es del 21% y se aplica sobre el total de la factura, incluyendo todos los conceptos (potencia, energía, recargos, penalizaciones, impuesto eléctrico y alquiler de contadores).

Al igual que el impuesto eléctrico, es un cargo ineludible pero que al aplicarse sobre otros conceptos, las reducciones en éstos reducen también su valor absoluto.

2. Contratación de otros servicios relacionados con la energía

Existen otros servicios relacionados con la energía y su gestión sobre los que se ha encuestado a las AAPP participantes en esta Guía como son:

- Consultoría
- Certificación
- Servicios Energéticos Integrales

De las AAPP que respondieron a esta encuesta un 57% disponían de contratos de este tipo.

En el apartado 3.2 se abordan recomendaciones sobre servicios relacionados con la energía que puede ser de utilidad contratar o abordar con medios propios para una mejor gestión.

2.1. Consultoría

El coste anual en este tipo de servicios en las AAPP participantes ascendía a más de 78.000 €.

Dentro de los servicios de consultoría existentes se encontraron distintos tipos de servicios:

- Control de energía reactiva
- Estudios de eficiencia energética
- Control de consumos
- Elaboración de documentación técnica sobre instalaciones

2.2. Certificación

Servicios de certificación relacionados con la energía son:

- Certificaciones de acuerdo a sistemas de gestión voluntarios (ISO 50001)
- Certificaciones energéticas de edificios. Obligatorias en edificios propiedad de la Administración Pública y de pública concurrencia según el Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios

A fecha de edición de este documento no hay una implantación significativa de sistema de gestión energética certificados en el sistema portuario.

2.3. Servicios Energéticos Integrales

Los servicios energéticos integrales o modelo de Empresas de Servicios Energéticos se basan en la externalización de una serie de funciones a una organización especializada.

Más en concreto, las ESE son organizaciones que proporcionan servicios energéticos en las instalaciones de un usuario determinado, estando el pago de los servicios basado en la obtención de ahorros de energía.

Estos ahorros se conseguirán a través del desarrollo de mejoras de la eficiencia energética de las instalaciones o mediante la utilización de fuentes de energía renovable.

En realidad, el ámbito de actuación de estas empresas es muy amplio, dado que pueden abarcar todos los servicios energéticos posibles, con el fin único de mejorar la eficiencia en el uso de la energía y reducir los costes energéticos de una instalación. Las ESE pueden así diseñar, financiar, instalar, poner en marcha y controlar un proyecto determinado, asumiendo total o parcialmente el riesgo técnico y económico del proyecto.

Todos estos servicios pueden ser independientes entre sí o desarrollarse de forma conjunta y complementaria por una misma ESE. El desarrollo de forma conjunta es precisamente una de las ventajas del servicio suministrado por una ESE, el cual permite al cliente disponer de un único interlocutor y externalizar todos los servicios requeridos en una única organización.

El alcance de los servicios de una ESE se adapta, por tanto, a las necesidades del cliente en cada caso. En las empresas que posean una gran experiencia en materia energética, una ESE podrá simplemente desarrollar la construcción e instalación de un proyecto específico, o únicamente desarrollar la explotación de un proyecto anteriormente instalado. Sin embargo, en aquellos casos en los que las empresas deseen externalizar por completo los aspectos energéticos de su negocio para centrarse en su actividad principal, una

ESE podrá desarrollar la totalidad de sus servicios ofertados de forma conjunta.

En nuestro país, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a través del IDAE tiene el objetivo de impulsar el mercado de Servicios Energéticos mediante empresas ESE. Este mercado supone una gran oportunidad para la reducción del consumo energético en nuestro país y el alcance de los objetivos nacionales y europeos de ahorro y eficiencia energética.

Este tipo de servicios son una forma de financiar actuaciones en materia de eficiencia energética y energías renovables por lo que un mayor detalle de su funcionamiento y modo de implantación se encuentra en el apartado 3.2 junto con otras recomendaciones para conseguir la financiación de estas inversiones.

En el momento de publicación de este documento solo una Autoridad Portuaria tiene firmado un contrato de Servicios Energéticos Integrales, siendo su importe de 1.423.000 €. Estos importes elevados son habituales en este tipo de contratos dado que la ESE asume un compromiso plurianual en el que se integran múltiples servicios.

Fuente: Elaboración propia

3. Inversiones en eficiencia energética y energías renovables

De las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía, y que aportaron datos sobre sus inversiones, un 71% había llevado a cabo en los últimos 5 años, o estaba actualmente ejecutando, actuaciones de generación de energía renovable o que mejoraron la eficiencia energética de sus instalaciones.

La figura 2.2.3 muestra la distribución de estas inversiones.

En cuanto al mecanismo de financiación de estas inversiones:

- El 28% fueron acometidas con fondos propios
- El 21% se llevaron a cabo vía un modelo de servicios energéticos
- El 50% fueron ejecutadas combinando fondos propios con subvenciones

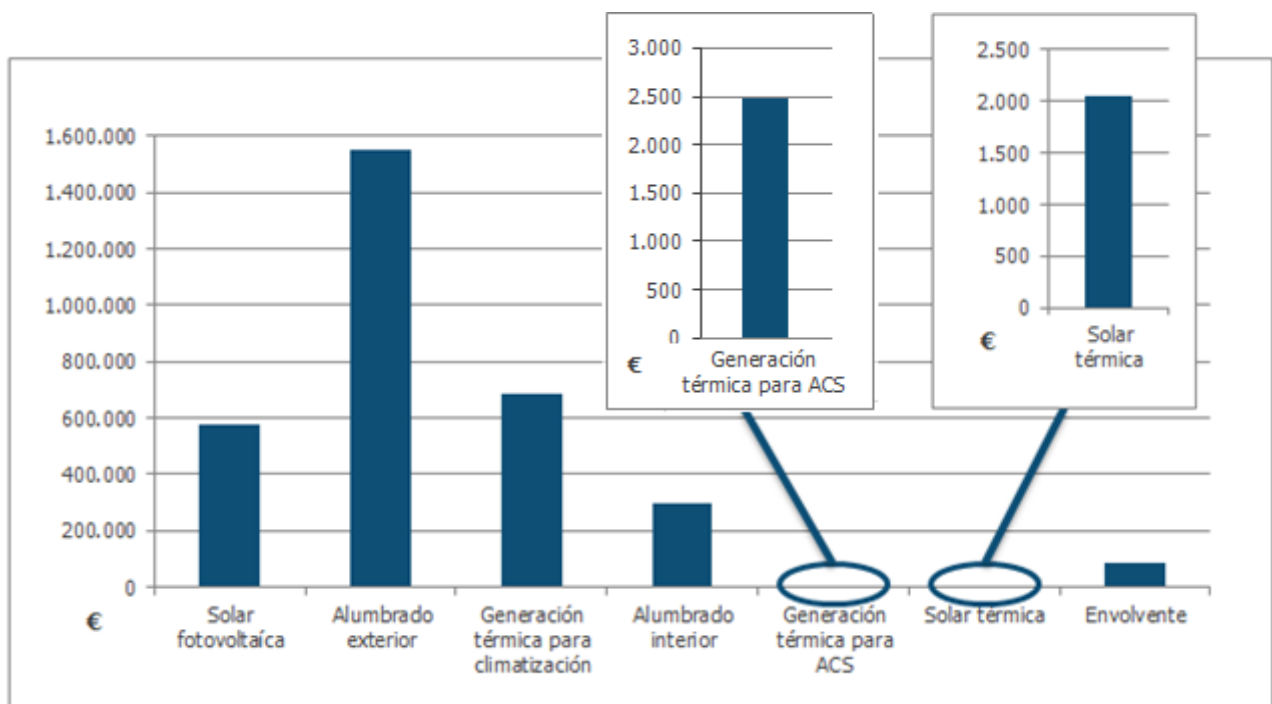


Figura 2.2.3 Inversiones que mejoraron la eficiencia energética o contribuyeron a aumentar la generación renovable

4. ComercIALIZACIÓN DE ENERGÍA

Como ya se ha indicado un gran número de Autoridades Portuarias comercializan la energía eléctrica dentro del puerto, es decir, compran energía eléctrica, encargándose de su distribución y comercialización a las empresas concesionarias que operan en el puerto. En función de las características del puerto, la energía comercializada puede suponer más del 60% de la energía total comprada por la Autoridad Portuaria, por lo que la adecuada gestión de este proceso puede resultar relevante en los costes de explotación de la Autoridad Portuaria y de las concesiones.

La venta de energía a terceros se realiza, en general, a precios superiores a los de compra con facturaciones lineales que no suelen incorporar potencias máximas contratadas ni penalizaciones por superación de las mismas.

El precio de reventa de energía a terceros muestra diferencias significativas de un puerto a otro, moviéndose en la horquilla de 0,0953 €/Kwh a 0,25 €/Kwh. Por otro lado, no es posible establecer una relación directa entre precios de compra y precios de venta dentro del sistema portuario, ya que los incrementos de precio introducidos por las Autoridades Portuarias tienen por objeto recuperar los costes de mantenimiento y actualización de la red eléctrica, siendo dichos costes muy distintos de un puerto a otro.

Este esquema de compra y comercialización de la energía eléctrica no resulta satisfactorio por las siguientes razones:

- A pesar de comercializar la energía con precios superiores a los de compra, en muchos casos, el balance global del proceso de venta de energía es deficitario, de modo que no siempre se consigue recuperar los costes de compra de energía y mantenimiento de la red.
- El proceso de reventa se desarrolla en un marco de incertidumbre jurídica, ya que la actividad de reventa de la energía en el puerto no encuentra un fácil encaje en el marco normativo, que por un lado exige separar el proceso de distribución y comercialización de la energía, al tiempo que señala al titular de un contrato

de suministro como último eslabón en el proceso de distribución de la energía.

En las siguientes subsunciones se analizan con más detalle las fuentes de inseguridad normativa planteadas, así como los motivos que dificultan una modificación del escenario actual.

4.1. La separación entre actividades de comercialización y distribución

En muchos casos las Autoridades Portuarias disponen de un contrato de suministro de electricidad y posteriormente, a través de su propia red de distribución, suministran electricidad a otros usuarios facturándoles por ella, están integrando dos actividades diferentes: distribución y comercialización.

No obstante, como se ha descrito en el apartado 1.2, las actividades de distribución y comercialización fueron separadas legalmente y la distribución fue fuertemente regulada en el proceso de liberalización del sector eléctrico que se inició en 1997. En este sentido el Texto Consolidado de 5 de junio de 2012, de la Ley 54/1997, del Sector Eléctrico, establece lo siguiente:

La operación del sistema, el transporte y la distribución tienen carácter de actividades reguladas, cuyo régimen económico y de funcionamiento se ajustará a lo previsto en la presente ley (extracto del apartado 2, artículo 11).

Las sociedades mercantiles que desarrollen alguna o algunas de las actividades reguladas a que se refiere el apartado 2 del artículo 11 deben tener como objeto social exclusivo el desarrollo de las mismas sin que puedan, por tanto, realizar actividades de producción, de comercialización o de servicios de recarga energética, ni tomar participaciones en empresas que realicen estas actividades (artículo 14).

Lo anterior, no sólo conlleva la necesaria separación de las actividades de distribución y comercialización, sino que además determina la existencia de unas condiciones estrictas para la ejecución de la actividad de distribución, que debe hacerse mediante la aplicación de los peajes y tarifas

que determina la Administración a través de las correspondientes Instrucciones Técnicas Complementarias de publicación periódica en el BOE.

La integración de la distribución y comercialización dificultan la generación de un libre mercado de la energía dentro del puerto, por lo cual los usuarios de energía eléctrica dentro del mismo, operan como clientes cautivos sin capacidad para negociar individualmente el importe de sus contratos de suministro.

4.2. La reventa de energía eléctrica

El Real Decreto 1955/2000, de 1 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de energía eléctrica, establece en su artículo 79, apartado 3, lo siguiente:

El contrato de suministro es personal, y su titular deberá ser el efectivo usuario de la energía, que no podrá utilizarla en lugar distinto para el que fue contratada, ni cederla, ni venderla a terceros.

Por tanto, sería deseable que cada usuario final de la energía en el puerto, es decir, cada concesionario, dispusiese de su propio contrato y que ningún consumidor revenda su electricidad a terceros.

No obstante, existe un informe de la Comisión Nacional de la Energía (CNE) titulado "Informe solicitado por una Comunidad Autónoma sobre suministro de energía eléctrica a consumidores dentro de un puerto" que emite una opinión contraria y al que pueden acogerse las Autoridades Portuarias que recomercializan energía eléctrica. La conclusión de dicho informe es que las Autoridades Portuarias no ejercen como distribuidor ni como comercializador ya que todas las instalaciones dentro del puerto son de su propiedad de modo que lo que hace es actuar como un único consumidor final y por tanto, no revende energía en ningún caso sino que la utiliza en sus propias instalaciones.

En cualquier caso el informe de la CNE no aclara por completo el marco normativo, pues para que dicha informe sea vinculante ha de ser elevado a categoría de circular publica-

da en el BOE, cosa que no se ha materializado. Por otro lado, no resulta evidente que la Autoridad Portuaria sea consumidor final, ya que, en última instancia, el consumo lo realizan empresas privadas que operan en régimen de concesión.

4.3. Dificultades para modificar el actual escenario

A pesar de que el actual escenario de trabajo no resulte satisfactorio ni desde el punto de vista normativo, ni desde la gestión de costes de energía, lo cierto es que para las Autoridades Portuarias no resulta sencillo modificarlo, pues para las empresas privadas que se dedican a la distribución o comercialización no siempre resulta atractivo, desde el punto de vista económico, la entrada en el puerto para prestar sus servicios directamente a los operadores del mismo.

En el caso de las comercializadoras, ellas tienen actualmente un contrato con la AAPP por el total de la energía que se consume en el puerto. Que ese consumo se reparta en más o menos contratos no afecta al volumen global consumido ni por tanto a sus ingresos por consumo. El proceso de gestión se simplifica al operar con un único cliente.

En el caso de las distribuidoras, como alguna AP ha podido comprobar, no siempre se muestran abiertas a aceptar la cesión de las redes de distribución interna de los puertos. Esto puede resultar a simple vista poco comprensible, ya que si lo hiciesen podrían percibir los peajes de acceso de todos y cada uno de los usuarios que se encuentran en el puerto, cuando en la situación actual sólo perciben los peajes por un usuario, el puerto en su conjunto. Sin embargo, la regulación actual obliga a las distribuidoras a mantener sus redes en unos estándares de calidad y adecuación a normativa muy elevados, estándares que no siempre cumplen las redes de distribución interna de los puertos. Esto podría suponer para la compañía que asumiese esta red una inversión en su mejora relevante. Si la compañía estima que esa inversión va a superar el beneficio potencial del aumento de puntos de suministro será reticente a asumir esa red,

a no ser que la Autoridad Portuaria realice una inversión previa para en la mejora de la red.

Por otra parte, la cesión de la red eléctrica del puerto a una empresa distribuidora ha de hacerse en régimen de concesión, lo cual implica el pago de unas tasas por parte de la empresa distribuidora ligadas a la ocupación y uso del dominio público portuario. El importe de dichas tasas unido a los posibles costes de reestructuración de la red resultan elementos que dificultan o ralentizan la entrada en el puerto de empresas distribuidoras de energía eléctrica.

5. Sistemas de gestión de la energía

Un sistema de gestión energética (SGE) es la parte del sistema de gestión de una organización dedicada a desarrollar e implantar su política energética, así como a gestionar aquellos elementos de sus actividades, productos o servicios que interactúan con el uso de la energía.

Se trata de un sistema paralelo a otros modelos de gestión como puedan ser los sistemas de gestión ambiental o de la calidad, para la mejora continua en el empleo de la energía, su consumo eficiente, la reducción de los consumos de energía y los costes financieros asociados, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, la adecuada utilización de los recursos naturales, así como el fomento de las energías alternativas y las renovables.

Actualmente la referencia internacional en materia de sistemas de gestión energética es la ISO 50001. Se trata de una norma voluntaria, que establece los requisitos que debe poseer un sistema de Gestión Energética, con el fin de realizar mejoras continuas y sistemáticas del rendimiento energético de las organizaciones.

Los SGEs basados en la ISO 50001 se basan en el llamado ciclo de mejora continua PDCA (Planificar-Hacer-Verificar-Actuar). Esta nueva norma se ha diseñado de manera similar a otras normas como la ISO 14001 (sistemas de gestión ambiental) o la ISO 9001 (sistemas de gestión de la calidad), por lo que resulta una herramienta complementaria, compatible e integrable con estos otros sistemas de gestión, haciendo más sencilla su implantación en el caso de que ya exista alguno de éstos.

Los SGEs de acuerdo a la ISO 50001 son certificables. La certificación se dirige a aquellas organizaciones que quieren demostrar que han implantado un sistema de gestión energética, hacen un mayor uso de energías renovables o excedentes, y/o han sistematizado sus procesos energéticos, buscando su coherencia con la política energética de la organización. Sin embargo, no existe ninguna obligación de certificar estos sistemas una vez implantados y la ISO 50001 puede ser empleada como herramienta de ayuda

para implantar uno de estos sistemas de acuerdo a unas pautas adecuadas.

Las AAPP participantes en esta Guía han sido encuestadas en relación a sus sistemas de gestión energética según los puntos clave que marca la ISO 50001. La tabla 2.2.7 resume los datos recopilados. Como se puede observar la actividad mayormente realizada en los puertos son las verifica-

ciones periódicas del desempeño energético, aunque en general los sistemas de gestión de la energía no se encuentran implantados íntegramente en sus organizaciones.

El capítulo 3 en su apartado 2 incluye recomendaciones para la mejora de los sistemas de gestión energética de las AAPP.

Tabla 2.2.7 Respuestas da las AAPP al cuestionario de gestión energética
(Porcentajes sobre número de Autoridades Portuarias que han aportado información)

		SI	NO
1	Existe un Sistema de Gestión de la Energía (SGE) implantado en la Autoridad Portuaria	43%	57%
2	Se ha establecido una Política Energética para mejorar el desempeño energético	43%	57%
3	La Dirección ha designado un equipo para la gestión de la energía (Gestor Energético)	57%	43%
4	Existe una Planificación Energética para mejorar el desempeño energético	71%	29%
5	Los Planes de Acción establecidos se implementan de manera generalizada	57%	43%
6	La Autoridad Portuaria realizan verificaciones periódicas de su desempeño energético	100%	0%

Fuente: Elaboración propia

6. Gestión energética de terceras partes

En los puertos existen consumidores de energía importantes además de la propia AP, por lo general, empresas concesionarias que disponen de sus propias instalaciones.

La AP no puede controlar de forma directa el desempeño energético de estos usuarios pero si puede intentar orientarlo de alguna manera indirecta para que de ese modo el puerto en su conjunto realice una mejor gestión energética.

Algunas iniciativas en este sentido pueden ser:

- Establecer políticas energéticas comunes u otras iniciativas entre las empresas concesionarias y la AP
- Incluir en los contratos con las empresas concesionarias cláusulas específicas sobre la gestión, uso y optimización de la energía
- Establecer mecanismos de bonificación por buen uso y aprovechamiento de la energía
- No utilizar tarifas lineales en la venta de energía a operadores del puerto. Implantar sistemas de tarificación por tramos y/o por usuarios.

No suele ser práctica habitual el establecer políticas energéticas comunes entre las AAPP y las empresas concesionarias en su documentación contractual, lo cual incentivaría un consumo responsable por parte de dichas empresas.

El apartado 3.2 de esta Guía recoge recomendaciones para el establecimiento de mecanismos que resulten útiles a la hora de orientar el desempeño energético de terceras partes.

7. Caracterización de la gestión económico-administrativa de la energía

La siguiente lista de verificación proporciona unas pautas para analizar la gestión económico-administrativa de la energía en de las AAPP y detectar posibilidades de mejora.

En cuanto a sistemas de gestión energética, se recomienda emplear la tabla 2.2.7.

<i>Contratación de suministros energéticos</i>	SI	NO
La contratación de suministros energéticos se lleva a cabo mediante metodologías que promueven la competencia entre varios comercializadores a fin de obtener mejores precios		
Se revisa la adecuación de la tarifa contratada en suministros eléctricos cuando se producen cambios significativos en las instalaciones o el uso que se hace de ellas		
Se analizan y corrigen los recargos por exceso de potencia		
Se analizan y corrigen los sobrecostos por potencias contratadas por encima de las necesidades reales		
Se analizan y corrigen las penalizaciones por energía reactiva		
<i>Contratación de otros servicios relacionados con la energía</i>	SI	NO
Existen contratados servicios de consultoría en materia de gestión energética, eficiencia energética, renovables (o bien se llevan a cabo estas actividades por personal propio)		
Se han certificado energéticamente los edificios pertinentes de acuerdo al RD 235/2013		
El SGE ha sido certificado por una entidad independiente		
Se ha valorado la posibilidad de implementar un contrato de servicios energéticos integrales		
<i>Inversiones en eficiencia energética y energías renovables</i>	SI	NO
Se han ejecutado o están ejecutándose inversiones de mejora de la eficiencia energética o para la implantación de energías renovables		
Cuando se realizan inversiones de modernización o ampliación de instalaciones éstas tienen en cuenta la eficiencia energética de las nuevas instalaciones y la posibilidad de emplear fuentes de energía renovable		
<i>Recomercialización de energía (sólo aplicable en casos en que existe)</i>	SI	NO
Se ha valorado la rentabilidad del modelo de recomercialización		
Se han valorado alternativas al actual modelo que mejoren su eficiencia o relación coste-beneficio no sólo para la AP sino también para los usuarios		
<i>Sistemas de Gestión Energética</i>		
Ver tabla 2.2.7		
<i>Gestión energética de terceras partes</i>	SI	NO
Se han adoptado políticas energéticas comunes u otras iniciativas entre las empresas concesionarias y la AP		
Se incluyen en los contratos con las empresas concesionarias cláusulas específicas sobre la gestión, uso y optimización de la energía		
Existen mecanismos de bonificación y penalización sobre la concesión en casos de buen uso y aprovechamiento de la energía		



Terminal de contenedores en el Puerto de Algeciras



Análisis energético de instalaciones

1. Envolvente
2. Iluminación
3. Sistemas de generación térmica
4. Sistemas de distribución y/o acondicionamiento de fluidos
5. Sistemas de comunicación vertical u horizontal
6. Ofimática y CPDs
7. Otros consumidores
8. Caracterización de las instalaciones desde el punto de vista energético

Las características técnicas de los elementos que conforman una instalación, en especial aquellas relacionadas con el consumo energético, son un factor clave que determina un uso más o menos eficiente de la energía. Sin embargo, no sólo las características técnicas de los equipos determinan este consumo, la adecuación de la tecnología a las edificaciones, climatologías y usos, así como un correcto mantenimiento, preventivo y conductivo, influyen de manera decisiva en el consumo global de las instalaciones.

De cara al estudio de estos elementos y su relación con la energía, es una convención habitual agruparlos en dos tipologías: elementos pasivos y elementos activos.

- Los **elementos pasivos** de consumo energético: son aquellos que **influyen sobre un mayor o menor consumo de energía** en forma de calor, frío o radiación electromagnética. Dentro de estos elementos se encuentran los siguientes:
 - ◆ *Envolvente.*
 - ◆ *Luminarias.*
 - ◆ *Climatización: Entendida como las condiciones de funcionamiento de ésta y/o sistemas de regulación y control así como ciertos sistemas de acondicionamiento de fluidos.*

Las medidas de mejora sobre los elementos pasivos, tal como se propondrán en el capítulo 3 de esta Guía en su apartado 3.3, consisten en alcanzar un correcto estado de las instalaciones, sustituir aquellos elementos para los que existan mejores alternativas desde el punto de vista de su influencia sobre el consumo y conseguir unos regímenes de funcionamiento óptimos de forma que **se eviten pérdidas y se racionalice el consumo**.

Las líneas de actuación de estas medidas comprenden mejoras de la envolvente para aumentar su aislamiento, instalación de sistemas de control de la iluminación y la climatización, etc.

- Los **elementos activos** de consumo energético **son aquellos implicados en la generación o**

transformación de energía en sus distintas formas como calor, frío, energía mecánica o radiación electromagnética. Dentro de estos elementos se encuentran los siguientes:

- ◆ *Sistemas de generación térmica o frigorífica (calderas, enfriadoras, bombas de calor, etc.).*
- ◆ *Sistemas de distribución de fluidos.*
- ◆ *Lámparas.*
- ◆ *Sistemas de comunicación vertical u horizontal.*
- ◆ *Otros consumidores, por ejemplo, la ofimática.*

Las medidas de mejora sobre los elementos activos, como se recoge en el capítulo 3 de esta Guía en su apartado 3.3, consisten en alcanzar un correcto estado de las instalaciones, sustituir aquellos elementos para los que existan mejores alternativas desde el punto de vista de su eficiencia en la transformación de la energía y conseguir unos regímenes de funcionamiento óptimos de forma que **se maximice la energía útil obtenida respecto del total consumido**.

Las líneas de actuación de estas medidas comprenden la posibilidad de realizar un cambio del combustible, mejoras en las instalaciones de producción de calor para calefacción y ACS o producción de frío para refrigeración.

En realidad, esta clasificación, no es más que una forma de agrupar toda una serie de elementos dispares y a la vez relacionados entre sí, que trata de hacer especial incidencia en la existencia de dos mecanismos para reducir el consumo de energía en las instalaciones:

- **Limitar la demanda**, mediante actuación sobre elementos pasivos.
- **Aumentar los ratios de transformación** de unos tipos de energía en otros, mediante actuación sobre elementos activos.

De hecho, y dado que algunas líneas de actuación frecuentemente agrupan actuaciones sobre elementos pasivos y activos simultáneamente, o afectan a elementos pasivos y activos que están íntimamente relacionados, puede resultar

muy difícil seguir esta clasificación a la hora de describir el estado de una instalaciones o las medidas a efectuar sobre éstas. Por ejemplo, en el caso de instalaciones de iluminación la relación estrecha en conjunto luminaria-lámpara conlleva a su estudio en un único apartado.

Por todo lo anterior, este apartado se estructura en los siguientes epígrafes:

- Envolvente.
- Iluminación, incluyendo lámparas, luminarias y sus sistemas de regulación y control.
- Sistemas de generación térmica, incluyendo aquellos para ACS y climatización y sus sistemas de regulación y control.
- Sistemas de distribución y/o acondicionamiento de fluidos.
- Sistemas de comunicación vertical u horizontal.
- Ofimática y CPDs.
- Otros consumidores.

A lo largo de estos epígrafes se realizará una descripción de estos elementos y su relación con el consumo de energía y se analizará su estado en las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía. El capítulo 3 en su apartado 3.3 proporciona pautas para la mejora de la eficiencia energética de estos elementos.

1. Envolvente

1.1. Valoración de la eficiencia energética de la envolvente

La envolvente es uno de los elementos pasivos de un edificio. Está compuesta por los cerramientos que se definen como los elementos constructivos del edificio que lo separan del exterior, ya sea aire, terreno u otros edificios.

Los cerramientos se dividen en cerramientos opacos y cerramientos translucidos. A su vez se distinguen los siguientes elementos: Muros de fachada, cerramientos en contacto con el terreno, suelos, cubiertas, huecos y lucernarios.

Otros elementos de la envolvente también influyen sobre el consumo energético del edificio, como la geometría o la orientación del mismo, sin embargo, habitualmente son sólo modificables en las fases de diseño de las edificaciones, no pudiendo actuar sobre ellos una vez el edificio ya está construido.

Volviendo a los cerramientos de un edificio, el Código Técnico de la Edificación (CTE) en vigor desde 2006, supuso un antes y un después en los requerimientos a los edificios en materia de limitación de pérdidas a través de su envolvente. En su documento básico HE, sección HE1, recoge unos valores límite de transmitancia térmica de los cerramientos en función de la zona climática en que se encuentra el edificio así como de factor solar modificado para huecos y lucernarios. Estos valores no son de obligado cumplimiento para aquellos edificios construidos con posterioridad a la publicación del CTE, sin embargo, pueden resultar de utilidad para valorar la calidad de la envolvente de cualquier edificio en relación a sus pérdidas energéticas.

Cómo se ha mencionado, los límites que impone el CTE a las pérdidas energéticas a través de la envolvente son más o menos estrictos en función de la severidad climática. La tabla 2.3.1 resume los valores de estos límites en distintas zonas climáticas. La clasificación en zonas climáticas del territorio español puede encontrarse en el apéndice D de la sección HE1 del documento básico HE del CTE.

Mediante la tabla 2.3.1 cada AP podría realizar una primera y sencilla evaluación de la adecuación de sus cerramientos a la climatología, comparando las transmitancias térmicas de los materiales de sus edificios con los valores de referencia.

Tabla 2.3.1 Tabla resumen de valores límite de transmitancia y factor solar modificado para cerramientos según zona climática de acuerdo al CTE

Zona climática			A3	A4	B3	B4	C1	C2
Transmitancia límite (W/m ² K)	Muros de fachada y cerramientos en contacto con el terreno		0,94	0,94	0,82	0,82	0,73	0,73
	Suelos		0,53	0,53	0,52	0,52	0,50	0,50
	Cubiertas		0,50	0,50	0,45	0,45	0,41	0,41
	Huecos *	Norte	3,4 - 5,7	3,4 - 5,7	2,7 - 5,4	2,7 - 5,4	2,2 - 4,4	2,2 - 4,4
		Este / Oeste	4,8 - 5,7	4,8 - 5,7	3,6 - 5,7	3,6 - 5,7	2,7 - 4,4	2,7 - 4,4
		Sur	5,7	5,7	5,2 - 5,7	5,2 - 5,7	3,5 - 4,4	3,5 - 4,4
		Sureste / Suroeste	5,7	5,7	5,2 - 5,7	5,2 - 5,7	3,5 - 4,4	3,5 - 4,4
Factor solar modificado	Lucernarios		0,29	0,29	0,30	0,28	0,37	0,32
	Huecos **	Carga interna baja	0,50 - 0,60	0,40 - 0,58	0,46 - 0,59	0,39 - 0,58	No hay	0,51 - 0,59
		Carga interna alta	0,36 - 0,60	0,30 - 0,59	0,33 - 0,57	0,29 - 0,59	0,42 - 0,60	0,35 - 0,60

Zona climática			C3	C4	D1	D2	D3	E1
Transmitancia límite (W/m ² K)	Muros de fachada y cerramientos en contacto con el terreno		0,73	0,73	0,66	0,66	0,66	0,57
	Suelos		0,50	0,50	0,49	0,49	0,49	0,48
	Cubiertas		0,41	0,41	0,38	0,38	0,38	0,35
	Huecos *	Norte	2,2 - 4,4	2,2 - 4,4	1,9 - 3,5	1,9 - 3,5	1,9 - 3,5	1,9 - 3,1
		Este / Oeste	2,7 - 4,4	2,7 - 4,4	2,3 - 3,5	2,3 - 3,5	2,3 - 3,5	2,3 - 3,1
		Sur	3,5 - 4,4	3,5 - 4,4	3,0 - 3,5	3,0 - 3,5	3,0 - 3,5	3,0 - 3,1
		Sureste / Suroeste	3,5 - 4,4	3,5 - 4,4	3,0 - 3,5	3,0 - 3,5	3,0 - 3,5	3,0 - 3,1
Factor solar modificado	Lucernarios		0,28	0,27	0,36	0,31	0,28	0,36
	Huecos **	Carga interna baja	0,43 - 0,54	0,38 - 0,56	No hay	0,49 - 0,61	0,42 - 0,61	No hay
		Carga interna alta	0,38 - 0,56	0,29 - 0,56	0,40 - 0,58	0,33 - 0,61	0,30 - 0,58	0,40 - 0,60

Fuente: Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento básico HE. Sección HE1. Tabla 2.2

*: Los valores de transmitancia límite en huecos varían entre los rangos indicados en función del porcentaje de huecos en fachadas. Para en mayor detalle del desglose y otras excepciones acudir a la tabla 2.2 del HE1, del HE del CTE

** : Los valores de factor solar modificado límite en huecos varían entre los rangos indicados en función de la orientación de la fachada. Para en mayor detalle del desglose y otras excepciones acudir a la tabla 2.2 del HE1, del HE del CTE

En caso de no conocer las transmitancias de los materiales existentes en los edificios, pero si la composición, se aconseja hacer uso del Catálogo de Elementos Constructivos del CTE así como de las fórmulas incluidas en el documento básico HE, sección HE1, para el cálculo de la transmitancia térmica de una composición de varios materiales.

Por ejemplo, consideremos, un edificio situado en Coruña con ventanas sencillas de marco metálico sin rotura de puente térmico con un porcentaje de superficie del marco de un 20% y vidrios de 8 mm. Coruña, de acuerdo a la tabla contenida en el Anexo 2.3.1 se encuentra localizada en una zona climática C1. Acudiendo al Catálogo de Elementos Constructivos del CTE comprobamos que este tipo de cerramiento en huecos tiene una transmitancia de 5,6 W/m²K. Sin embargo, el límite máximo establecido en el CTE para esta zona es de 4,4 en cualquier caso. Este cerramiento puede por tanto considerarse que tiene unas pérdidas energéticas excesivas y podría plantearse la opción de sustituirlo, por ejemplo, por un cerramiento con marco de PVC y dos cámaras con dos vidrios aislantes en composición 4-9-4 y con un 20% de marco. Este cerramiento, de acuerdo al Catálogo de Elementos Constructivos ofrece una transmitancia de 2,8, aceptable en cualquier orientación de fachada del citado edificio, siempre y cuando no tenga más de un 30% de huecos en fachada.

Cabe destacar que en edificios de cierta antigüedad con frecuencia se desconoce la composición y espesores de fachadas, cubiertas u otros elementos. En estos casos tendría que recurrirse a **catas** o a medidas directas con un **termoflujómetro**, esto es, un equipo que permite determinar el flujo de calor a través de un cerramiento en régimen estacionario.

1.2. Análisis de la envolvente en las AAPP

Realizada una breve encuesta entre las AAPP participantes en la Guía en cuanto a la antigüedad de sus edificaciones, se han obtenido los resultados que ilustra la figura 2.3.1. Puede concluirse que existe un porcentaje relevante de edificaciones de los años 90, 80, incluso anteriores, y por tanto construidas mucho antes de que existiera una con-

ciencia sobre el consumo energético y la publicación del actual CTE. Un análisis en mayor profundidad de estos edificios podría ser conveniente de cara a valorar la calidad energética de su envolvente.

Fuente: Elaboración propia

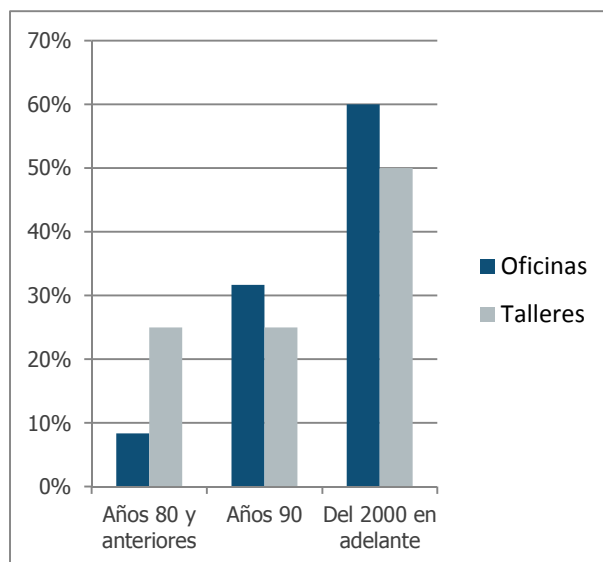


Figura 2.3.1 Antigüedad de las edificaciones en las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía

2. Iluminación

Los elementos básicos que constituyen un sistema de alumbrado son:

- La **lámpara y sus equipos auxiliares**. Se trata de elementos activos, que transforman la energía eléctrica en luz.
- La **luminaria**. Elemento pasivo, encargado de distribuir la luz que proporciona la lámpara.
- Los **sistemas de control y gestión** de la iluminación que permiten regular las condiciones de iluminación y adaptarlas a los usos de los espacios iluminados.

A su vez pueden distinguirse iluminación interior e iluminación exterior y dentro de cada uno de estos grupos pueden encontrarse subdivisiones, en función del uso de los espacios. Por ejemplo, las necesidades de iluminación en el interior de un edificio de oficinas serán distintas en pasillos, aseos o puestos de trabajo.

2.1. Valoración de la eficiencia energética de la iluminación

Iluminación interior

En cuanto a la eficiencia energética en instalaciones de iluminación interior el documento de referencia es, como en caso de la envolvente, el CTE. La sección HE3 de su documento básico HE establece los requisitos de eficiencia energética de las instalaciones de iluminación. Al igual que ocurre con las edificaciones, esta normativa no afecta a instalaciones ya existentes, pero resulta una referencia para valorarlas.

Este documento introduce el Valor de Eficiencia Energética de la Instalación (VEEI) que se define como:

$$VEEI = \frac{\text{Potencia instalada} \cdot 100}{\text{Superficie iluminada} \cdot \text{Iluminancia media mantenida}}$$

Las unidades del VEEI son W/m² por cada 100 lux, que es la unidad en la que se mide la iluminancia (flujo luminoso por unidad de superficie).

Para este valor se establecen unos valores mínimos, diferenciándose dos tipos de zonas: las de representación de las de no representación (ver tabla 2.3.2):

- Se entienden por **zonas de representación** aquellas dónde el criterio de diseño, imagen o estado anímico que se quiere transmitir al usuario con la iluminación, son preponderantes frente a los criterios de eficiencia energética. Los requisitos de eficiencia para estas zonas son más laxos.
- Por el contrario las **zonas de no representación** son aquellas dónde los criterios como el nivel de iluminación, confort visual, seguridad y eficiencia energética son más importantes que cualquier otro criterio.

En el caso de edificios de oficinas y talleres en las AAPP primará la presencia de zonas de no representación, quedando limitadas las zonas de representación a edificios o estancias con usos especiales como museos, salones de actos, etc.

Dentro de las zonas de no representación, más específicamente aquellos en los que se realiza una actividad laboral, el CTE se refiere a la norma UNE-EN 12464-1 "Iluminación en lugares de trabajo. Parte I: Lugares de trabajo interiores" y a la Guía técnica para la evaluación y prevención de los riesgos relativos a la utilización de lugares de trabajo, que adopta la propia norma UNE-EN 12464.

Esta norma se basa en la definición de tres magnitudes para caracterizar la iluminación y establecer límites a cumplir. Estos son:

- Iluminancia mantenida en la superficie de referencia
- Índice de deslumbramiento unificado (UGR)
- Rendimiento de color (Ra)

La tabla 2.3.3 muestra a modo de ejemplo la tabla correspondiente a oficinas de la UNE-EN 12464.

La combinación de todas estas exigencias, asegura que no sólo exista una moderación en el consumo energético de las instalaciones de iluminación, sino que este sea compatible con los requisitos mínimos de iluminación para un desarrollo normal del trabajo.

Existe toda una variedad tecnológica de lámparas y luminarias en el mercado, como se verá más adelante. La combinación de las exigencias de eficiencia junto a las de iluminación y calidad de la luz requerida para las tareas acometer será el factor que determine el conjunto lámpara-luminaria idóneo en cada lugar.

Tabla 2.3.2 Valores límite de eficiencia energética de una instalación de alumbrado de acuerdo al CTE

	VEEI límite
1. Zonas de no representación	administrativo en general
	3,5
	andenes de estaciones de transporte
	3,5
	salas de diagnóstico
	3,5
	pabellones de exposición o ferias
	3,5
	aulas y laboratorios (2) 4,0
	4,0
	habitaciones de hospital
	4,5
2. Zonas de representación	recintos interiores asimilables a grupo 1 no descritos en la lista anterior
	4,5
	zonas comunes
	4,5
	almacenes, archivos, salas técnicas y cocinas
	5,0
	aparcamientos
	5,0
	espacios deportivos
	5,0
	administrativo en general
	6,0
	estaciones de transporte
	6,0
	supermercados, hipermercados y grandes almacenes
	6,0
	bibliotecas, museos y galerías de arte
	6,0
	zonas comunes en edificios residenciales
	7,5
	centros comerciales (excluidas tiendas)
	8,0
	hostelería y restauración
	10,0
	recintos interiores asimilables a grupo 2 no descritos en la lista anterior
	10,0
	religioso en general
	10,0
	salones de actos, auditorios y salas de usos múltiples y convenciones, salas de ocio o espectáculo, salas de reuniones y salas de conferencias
	10,0
	tiendas y pequeño comercio
	10,0
	zonas comunes
	10,0
	habitaciones de hoteles, hostales, etc.
	12,0

Fuente: Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento básico HE. Sección HE3. Tabla 2.1

Tabla 2.3.3 Valores mínimos de una instalación de alumbrado de acuerdo a la UNE-EN 12464

Tipo de interior, tarea y actividad	Iluminancia (lux)	UGR	Ra
Archivo, copias, etc.	300	19	80
Escritura, escritura a máquina, lectura y tratamiento de datos	500	19	80
Dibujo técnico	750	16	80
Puestos de trabajo de CAD	500	19	80
Salas de conferencias y reuniones	500	19	80
Mostrador de recepción	300	22	80
Archivos	200	25	80

Fuente: UNE-EN 12464

Los parámetros anteriormente mencionados pueden comprobarse de una manera relativamente sencilla por cualquier AAPP.

Para el cálculo del VEEI tan sólo será necesario conocer las potencias de las lámparas existentes, superficies que iluminan y medir la iluminancia con un **luxómetro**. Otras características como el índice de deslumbramiento unificado y el rendimiento de color son propias de los equipos y son facilitados por los fabricantes en sus fichas de especificaciones técnicas.

El CTE también recoge instrucciones en cuanto a los **equipos auxiliares** de lámparas de descarga y lámparas halógenas de baja tensión. Particularmente, las lámparas fluorescentes deben cumplir los valores admitidos por el Real Decreto 838/2002, de 2 de agosto, por el que se establecen los requisitos de eficiencia energética de los balastos de lámparas fluorescentes. Este Real decreto fue derogado por el Real Decreto 187/2011, de 18 de febrero, relativo al establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía. Asimismo, las tablas 3.1 y 3.2 de esta sección del CTE, que aquí se muestran transcritas en las tablas 2.3.4 y 2.3.5, establecen la potencia máxima del conjunto lámpara más equipo auxiliar para lámparas de descarga y halógenas de baja tensión.

En cuanto a los requisitos para los **sistemas de control** del alumbrado, el CTE determina que toda zona dispondrá

al menos de un sistema de encendido y apagado manual, cuando no disponga de otro sistema de control, no aceptándose los sistemas de encendido y apagado en cuadros eléctricos como único sistema de control. Las zonas de uso esporádico dispondrán de un control de encendido y apagado por sistema de detección de presencia o sistema de temporización. Además se instalarán sistemas de aprovechamiento de la luz natural, que regulen el nivel de iluminación en función del aporte de luz natural, en la primera línea paralela de luminarias situadas a una distancia inferior a 3 metros de la ventana, y en todas las situadas bajo un lucernario en una serie de casos.

Tabla 2.3.4 Potencia máxima en conjuntos de lámparas de descarga y equipos auxiliares según el CTE

Potencia nominal de lámpara (W)	Potencia total del conjunto (W)		
	Vapor de mercurio	Vapor de sodio de alta presión	Halógenos metálicos
50	60	62	-
70	-	84	84
80	92	-	-
100	-	116	116
125	139	-	-
150	-	171	171
250	270	277	270 (2,15A) 277 (3A)
400	425	435	425 (3,5A) 435 (4,6A)

Fuente: Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento básico HE. Sección HE3. Tabla 3.1

Tabla 2.3.5 Potencia máxima en conjuntos de lámparas halógenas de baja tensión y equipos auxiliares según el CTE

Potencia nominal de lámpara (W)	Potencia total del conjunto (W)
35	43
50	60
2x35	85
3x25	125
2x50	120

Fuente: Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento básico HE. Sección HE3. Tabla 3.2

Por último, sobre el **mantenimiento** de estas instalaciones, el CTE obliga a disponer de un plan de mantenimiento de las instalaciones de iluminación que contemplará, entre otras acciones, las operaciones de reposición de lámparas con la frecuencia de reemplazamiento adecuada, la limpieza de luminarias y la limpieza de la zona iluminada, con la periodicidad necesaria.

Iluminación exterior

El documento de referencia para valorar la eficiencia energética del alumbrado exterior es el Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07.

Cabe destacar que este reglamento no es de aplicación a ciertas instalaciones propias del entorno portuario como faros, balizas y señales marítimas.

Al igual que ocurre con el CTE no es de obligado cumplimiento para instalaciones previas a su publicación pero es una herramienta de referencia a la hora de valorar la eficiencia energética de instalaciones existentes.

A continuación se resumen algunas de las pautas dadas en dicho Reglamento para valorar la eficiencia energética de una instalación de alumbrado exterior.

El Reglamento define la Eficiencia Energética de una Instalación (ϵ) como:

Dicha magnitud se mide en $\text{lux} \cdot \text{m}^2 / \text{W}$. Al igual que en el caso de la iluminación interior el aparato de medida para poder calcular este índice es el **luxómetro**, que permite conocer la iluminancia media mantenida.

El Reglamento distingue entre distintos tipos de situaciones. De aplicación general a alumbrados del entorno portuario puede hablarse de:

- **Alumbrado vial funcional.** Se definen como tales las instalaciones de alumbrado vial de autopistas, autovías, carreteras y vías urbanas. En este apartado se pueden englobar los viales portuarios en condiciones de operación, con tráfico intenso y de velocidad alta-moderada.
- **Alumbrado vial ambiental.** Es el que se ejecuta generalmente sobre soportes de baja altura (3-5 m) en áreas urbanas para la iluminación de vías peatonales, comerciales, aceras, parques y jardines, vías de velocidad limitada, etc. En este apartado se pueden englobar los viales portuarios de tráfico de baja velocidad y vías peatonales.

Tabla 2.3.6 Requisitos mínimos de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado vial funcional

Iluminancia media en servicio proyectada (lux)	Eficiencia energética mínima ($\text{m}^2 \cdot \text{lux} / \text{W}$)
≥ 30	22
25	20
20	17,5
15	15
10	12
$\leq 7,5$	9,5

Fuente: RD 1890/2008. ITC-EA-01. Tabla 1

Para estas situaciones, las tablas 2.3.6 y 2.3.7 ilustran los valores de eficiencia requeridos. Los niveles de iluminancia a mantener (iluminancia media en servicio proyectada) dependen del caso concreto del espacio a iluminar, por ejemplo, varían en función del tipo de zona (urbana, residencial, etc.) o la intensidad del tráfico según la ITC EA-02 que se aconseja consultar para cada caso concreto.

No obstante, para el caso específico de lugares de trabajo en exteriores es de aplicación la norma UNE-EN 12464-2. Dicha norma establece los niveles de iluminación mostrados en la tabla 2.3.8 según áreas y actividades.

Tabla 2.3.7 Requisitos mínimos de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado vial ambiental

Iluminancia media en servicio proyectada (lux)	Eficiencia energética mínima ($\text{m}^2 \cdot \text{lux} / \text{W}$)
≥ 20	9
15	7,5
10	6
7,5	5
≤ 5	3,5

Fuente: RD 1890/2008. ITC-EA-01. Tabla 2

Tabla 2.3.8 Requisitos de iluminación exterior en áreas de circulación general en lugares de trabajo en exteriores, canales, esclusas y puertos

TIPO DE ÁREA, TAREA O ACTIVIDAD	Iluminancia (lux)
Aceras reservadas exclusivamente para peatones	5
Muelles de espera en canales y esclusas	10
Áreas de tráfico para vehículos que se desplazan lentamente (máx. 10 km/h) como camiones y excavadoras	10
Tráfico regular de vehículos (máx. 40 km/h)	20
Áreas de control y estabilización de esclusas	20
Manipulación, carga y descarga de mercancías	30
Áreas de pasajeros en puertos de pasajeros	50
Conexiones de mangueras, tubos y cabos	50
Pasos de peatones, puntos de giro, de carga y descarga de vehículos	50
Partes peligrosas de aceras y vías de acceso	50

Fuente: UNE-EN 12464-2:2007. Tablas 5.1 y 5.4

El Reglamento también define el Índice de Eficiencia Energética (IE) como el cociente entre la Eficiencia Energética de la Instalación (ϵ) y un valor de Eficiencia Energética de una Instalación de Referencia (ϵ_R).

Las instalaciones de alumbrado vial funcional y ambiental también tienen tabulados los valores de eficiencia energética (tablas 2.3.9 y 2.3.10) de una instalación de referencia. Este valor permite clasificar las instalaciones según su eficiencia energética en clases de la G a la A como muestra la tabla 2.3.11.

Tabla 2.3.9 Valores de eficiencia energética de referencia en instalaciones de alumbrado vial funcional

Iluminancia media en servicio proyectada (lux)	Eficiencia energética de referencia ($\text{m}^2 \cdot \text{lux} / \text{W}$)
≥ 30	32
25	29
20	28
15	23
10	18
$\leq 7,5$	14

Fuente: RD 1890/2008. ITC-EA-01. Tabla3

Tabla 2.3.10 Valores de eficiencia energética de referencia en instalaciones de alumbrado vial ambiental

Iluminancia media en servicio proyectada (lux)	Eficiencia energética de referencia ($\text{m}^2 \cdot \text{lux} / \text{W}$)
≥ 20	13
15	11
10	9
7,5	7
≤ 5	5

Fuente: RD 1890/2008. ITC-EA-01. Tabla 3

Tabla 2.3.11 Calificación energética de instalaciones de alumbrado

Calificación energética	Índice de Eficiencia Energética (ϵ/ϵ_R)
A	$> 1,1$
B	$1,1 - 0,92$
C	$0,92 - 0,74$
D	$0,74 - 0,56$
E	$0,56 - 0,38$
F	$0,38 - 0,20$
G	$< 0,20$

Fuente: RD 1890/2008. ITC-EA-01. Tabla 4

Sobre otros tipos de alumbrado, se puede destacar el **alumbrado para vigilancia y seguridad nocturna**. Es el correspondiente a la iluminación de fachadas y áreas destinadas a actividades industriales, comerciales, de servicios, deportivas y recreativas, etc. con fines de vigilancia y seguridad durante la noche. Sobre éste el Reglamento establece que:

- Se iluminará únicamente la superficie que se quiere dotar de alumbrado.
- Se cumplirán valores análogos a los exigidos al resto de instalaciones de alumbrado para la eficacia luminosa, rendimiento de las luminarias, pérdidas de equipos auxiliares y los factores de utilización y de mantenimiento serán los más elevados posibles.

- Los valores de iluminancia media en fachada del edificio y horizontal en las inmediaciones del mismo serán los reflejados en la tabla 2.3.12.

Tabla 2.3.12 Niveles de iluminancia media en instalaciones de alumbrado de vigilancia y seguridad

Factor de reflexión de la fachada del edificio		Iluminancia media (lux)	
		Vertical en fachada	Horizontal en inmediaciones
Muy clara	$\rho = 0,60$	1	1
Normal	$\rho = 0,30$	2	2
Oscura	$\rho = 0,15$	4	2
Muy oscura	$\rho = 0,075$	8	4

Fuente: RD 1890/2008. ITC-EA-01. Tabla 12

En este caso los niveles de referencia medios de iluminancia serán los siguientes:

- Áreas de riesgo normal: 5 lux
- Áreas de riesgo elevado: 20 lux
- Áreas de alto riesgo: 50 lux

En cuanto a los componentes y equipos presentes en las instalaciones, el Reglamento incluye las siguientes disposiciones:

Lámparas

Con excepción de las iluminaciones navideñas y festivas, las lámparas utilizadas en instalaciones de alumbrado exterior tendrán una eficacia luminosa superior a:

- 40 lum/W, para alumbrados de vigilancia y seguridad nocturna y de señales y anuncios luminosos.
- 65 lum/W, para alumbrados vial, específico y ornamental.

Luminarias

Las luminarias, incluyendo los proyectores, que se instalen en las instalaciones de alumbrado, excepto las de alumbrado festivo y navideño, deberán cumplir unos requisitos de rendimiento de la luminaria, definido este como la relación entre el flujo luminoso total procedente de la luminaria y el flujo luminoso emitido por la lámpara o lámparas instaladas en la luminaria. Estos valores se recogen en la tabla 2.3.13.

Tabla 2.3.13 Características de luminarias y proyectores

		Rendimiento
Alumbrado vial	Funcional	≥ 65%
	Ambiental	≥ 55%
Resto de alumbrados	Proyectores	≥ 55%
	Luminarias	≥ 60%

Fuente: RD 1890/2008. ITC-EA-04. Tabla 1

Equipos auxiliares

La potencia eléctrica máxima consumida por el conjunto del equipo auxiliar y lámpara de descarga, no superará los valores recogidos en la tabla 2.3.14.

Sistemas de accionamiento

Los sistemas de accionamiento deberán garantizar que las instalaciones de alumbrado exterior se enciendan y apaguen con precisión a las horas previstas cuando la luminosidad ambiente lo requiera, al objeto de ahorrar energía. El accionamiento de las instalaciones de alumbrado exterior podrá llevarse a cabo mediante diversos dispositivos, como por ejemplo, fotocélulas, relojes astronómicos y sistemas de encendido centralizado.

Toda instalación de alumbrado exterior con una potencia de lámparas y equipos auxiliares superiores a 5 kW, deberá incorporar un sistema de accionamiento por reloj astronómico o sistema de encendido centralizado, mientras que en aquellas con una potencia en lámparas y equipos auxiliares inferior o igual a 5 kW también podrá incorporarse un sistema de accionamiento mediante fotocélula.

Sistemas de regulación del nivel luminoso

Con la finalidad de ahorrar energía, las instalaciones de alumbrado se proyectarán con dispositivos o sistemas para regular el nivel luminoso mediante alguno de los sistemas siguientes:

- Balastos serie de tipo inductivo para doble nivel de potencia
- Reguladores-estabilizadores en cabecera de línea, es decir, al inicio de la línea de alimentación de los puntos de luz del alumbrado
- Balastos electrónicos de potencia regulable

Tabla 2.3.14 Potencia máxima del conjunto lámpara y equipo auxiliar

Potencia nominal de lámpara (W)	Potencia total del conjunto (W)			
	Sodio alta presión	Halogenuros metálicos	Sodio baja presión	Vapor de mercurio
18	-	-	23	-
35	-	-	42	-
50	62	-	-	60
55	-	-	65	-
70	84	84	-	-
80	-	-	-	92
90	-	-	112	-
100	116	116	-	-
125	-	-	-	139
135	-	-	163	-
150	171	171	-	-
180	-	-	215	-
250	277	270 (2,15 A) 277 (3 A)	-	270
400	435	425 (3,5 A) 435 (4,6 A)	-	425

Fuente: RD 1890/2008. ITC-EA-04. Tabla 2

Los sistemas de regulación del nivel luminoso deberán permitir la disminución del flujo emitido hasta un 50% del valor en servicio normal, manteniendo la uniformidad de los niveles de iluminación, durante las horas con funcionamiento reducido.

El Reglamento también contiene disposiciones en relación a otros factores relevantes como los deslumbramientos, la contaminación lumínica, el mantenimiento, instalaciones de alumbrado específico como el navideño, ornamentales, carteles, etc. Lo expuesto en este apartado es un resumen de dicho documento que sirve como primera aproximación para valorar la eficiencia energética de las instalaciones.

2.2. Análisis de las instalaciones de iluminación en las AAPP

Tecnologías instaladas en lámparas y equipos auxiliares

Las figuras 2.3.2 y 2.3.3 muestran los datos facilitados por las AAPP que han colaborado en la elaboración de esta Guía respecto a las tecnologías instaladas en sus instalaciones de alumbrado interior en oficinas y talleres y de alumbrado exterior.

Como puede apreciarse, en alumbrado interior destacan sobre todas las tecnologías las lámparas de descarga (fluorescencia lineal, fluorescencia compacta y halogenuros metálicos) y existe un pequeño porcentaje de lámparas LED e incandescencia (halógenas e incandescencia convencional). En cuanto al alumbrado exterior este funciona en su inmensa mayoría mediante lámparas de vapor de sodio, existiendo pequeños porcentajes de otras tecnologías como halogenuros metálicos y vapor de mercurio.

Fuente: Elaboración propia

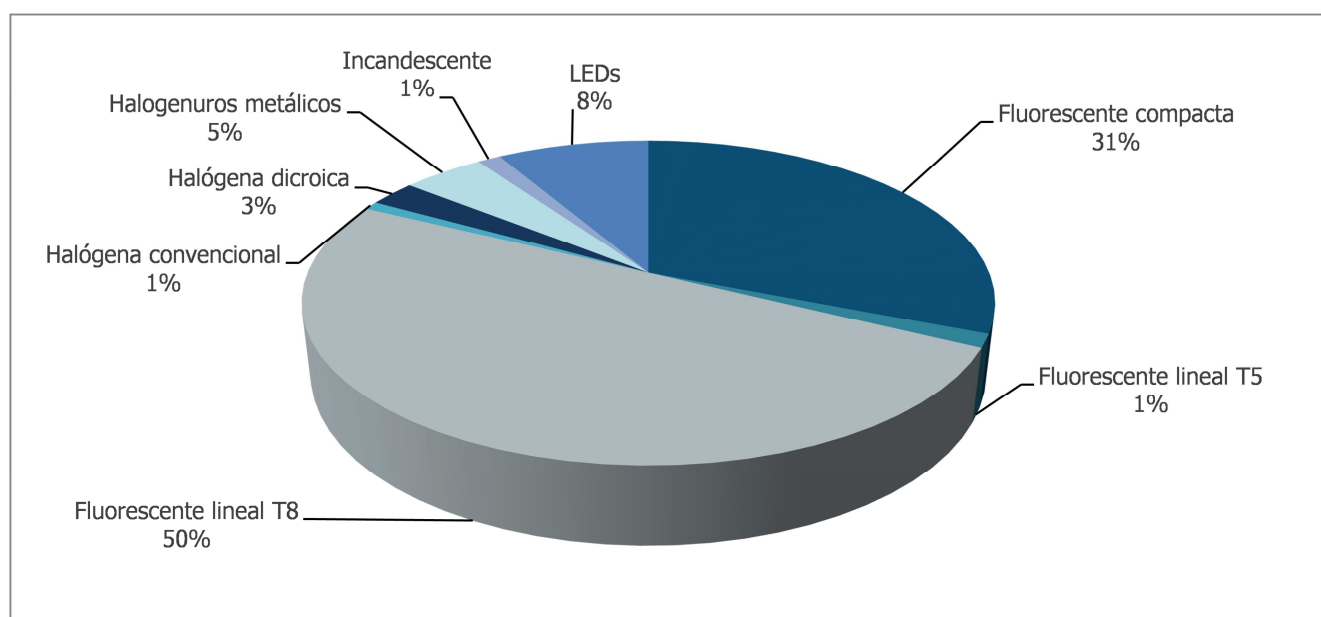


Figura 2.3.2 Distribución de la potencia instalada en alumbrado interior de oficinas y talleres en AAPP por tecnología

Fuente: Elaboración propia

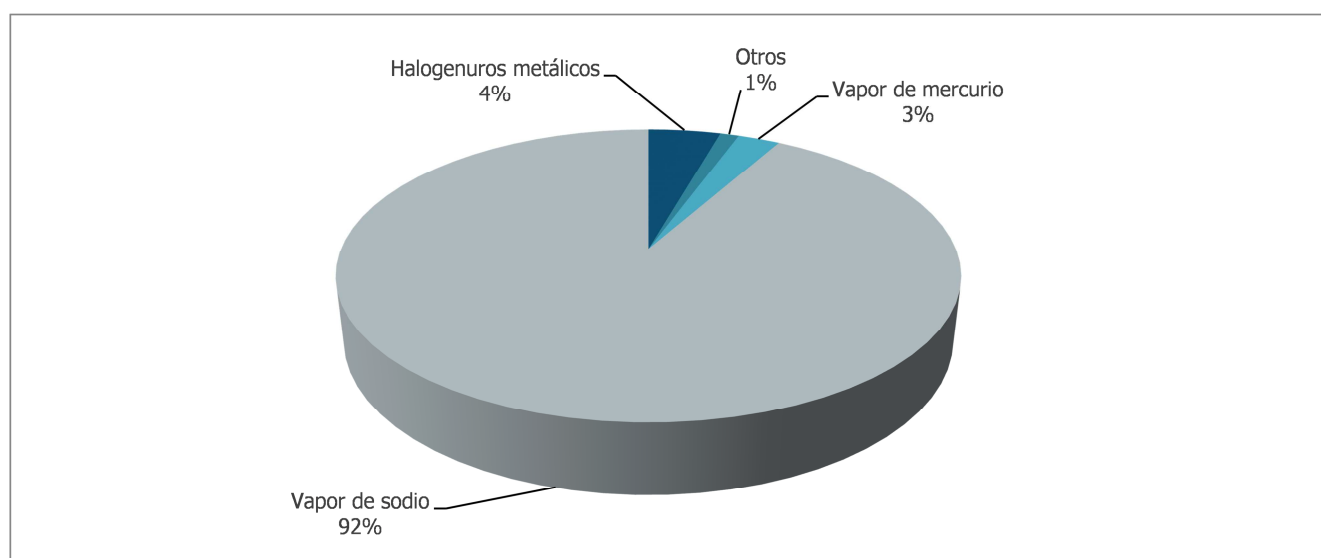


Figura 2.3.3 Distribución de la potencia instalada en alumbrado exterior en AAPP por tecnología

A continuación se realiza una breve descripción de estas tecnologías.

Lámparas incandescentes

El funcionamiento de una **lámpara incandescente convencional** es muy sencillo. Al atravesar la corriente un

filamento resistivo éste alcanza una gran temperatura, unos 2.000°C, poniéndose al rojo blanco, o sea incandescente, lo que provoca una emisión de radiaciones luminosas. Han sido muy utilizadas por su bajo coste y facilidad de montaje, sin embargo su rendimiento luminoso es muy bajo, por lo que progresivamente se encuentran en desuso. Están for-

madas por una ampolla de vidrio que contiene gases nobles y un filamento resistivo de tungsteno o wolframio.

Las lámparas conocidas como **halógenas** son lámparas incandescentes, construidas de tal forma que se consigue elevar su vida útil y su eficacia luminosa. Se introduce en la ampolla en elemento halógeno, como el yodo, en combinación con los habituales gases nobles. El yodo reduce la volatilización del tungsteno del filamento al formar yoduro de tungsteno que nuevamente reacciona con el tungsteno del filamento, regenerándolo. Esta reacción se produce a altas temperaturas, por encima de los 2.000°C y requieren que la ampolla sea de muy pequeñas dimensiones, por lo que las ampollas se construyen en un material más resistente que el vidrio, cuarzo.

La vida útil de estas lámparas se alarga hasta las 3.000 horas, su eficacia luminosa es de unos 20 lm/W, proporcionan una luz cálida y su índice de reproducción cromática es de 100. Estas lámparas son de uso habitual en espacios decorativos, como salas de exposiciones, o escaparates. En la gama de alta potencia (hasta unos 2.000W) en combinación con aparatos de proyección son habituales para el alumbrado exterior de edificios y monumentos. Asimismo, también es habitual encontrarlas en otros espacios como aseos. En algunos casos, cuando el tiempo de encendido de la lámpara es suficientemente elevado para compensar el sobrecoste a través del ahorro, son sustituidas por lámparas LED, como se describe en el apartado 3.3 de esta Guía.

Estas lámparas, generalmente funcionan a bajas tensiones (12 V) a través de un transformador.

Lámparas de descarga

El funcionamiento de las llamadas lámparas de descarga difiere totalmente de las incandescentes. En estas lámparas, la corriente eléctrica debe atravesar un gas o un vapor metálico que está encerrado en un tubo, donde se desprende luz a baja temperatura (luz fría). Es decir, se basan en el fenómeno de luminiscencia, consistente a grandes rasgos en la emisión de luz por determinados elementos químicos al volver a un estado de reposo después de haber sido excitados por el choque con un electrón.

Una de las características de estas lámparas es que no funcionan de forma espontánea cuando son conectadas directamente a red, por lo que es necesario equiparlas con un circuito de arranque (equipo auxiliar). Este equipo, también llamado balasto incorpora habitualmente una reactancia y un cebador (balastos electromagnéticos). Existen variaciones en función del tipo de lámpara de descarga en estos equipos de arranque, por lo que unas lámparas de descarga no siempre son directamente sustituibles por otras. La utilización de reactancias produce un factor de potencia bajo que se corrige mediante un condensador de compensación.

En la actualidad se fabrican balastos electrónicos, que aumentan la frecuencia de alimentación hasta los 28 kHz, aumentando la eficacia luminosa de las lámparas y por tanto, reduciendo el consumo energético.

Fuente: Elaboración propia

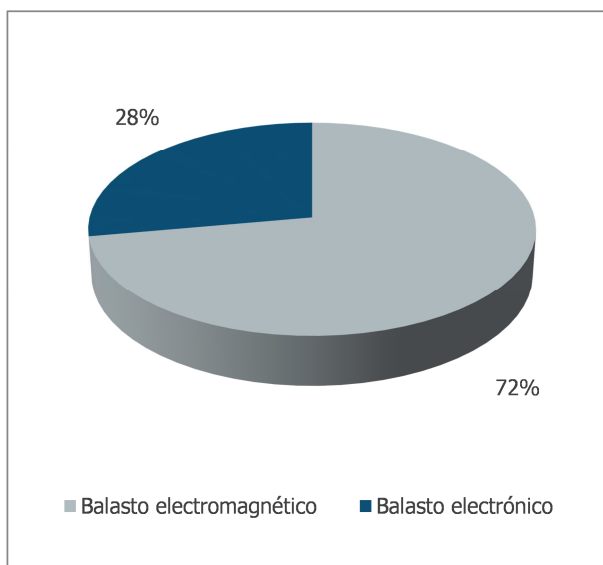


Figura 2.3.4 Peso del tipo de balasto en función de la potencia instalada en lámparas de descarga en alumbrado interior de oficinas y talleres en AAPP

Fuente: Elaboración propia

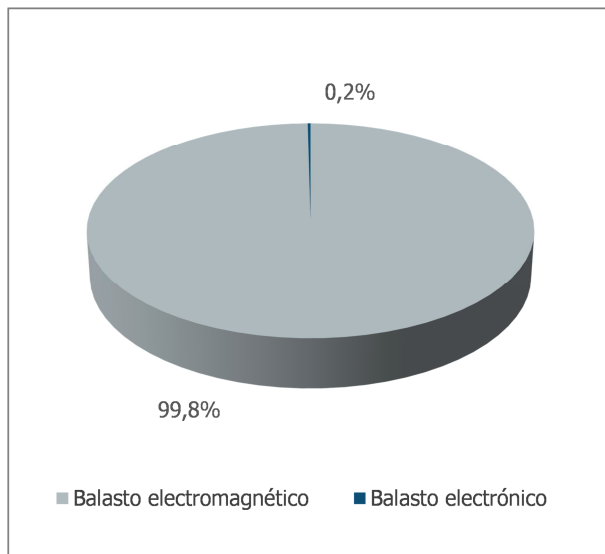


Figura 2.3.5 Peso del tipo de balasto en función de la potencia instalada en lámparas de descarga en alumbrado exterior en AAPP

Las figuras 2.3.4 y 2.3.5 muestran para las AAPP que han colaborado en esta Guía el peso de ambas tipologías de balasto sobre las potencias instaladas en lámparas de descarga. Esta distribución indica un potencial de ahorro energético importante mediante la sustitución de balastos electromagnéticos por electrónicos.

En cuanto a tipologías de lámparas de descarga, se presentan a continuación las más habituales:

- **Fluorescencia lineal.** En estas lámparas se utiliza gas argón a baja presión y una pequeña cantidad de mercurio líquido que se evapora al entrar en funcionamiento el tubo. La radiación que emiten estas lámparas no es visible, por lo que se deposita en sus paredes internas una capa de polvos fluorescentes que transforman dicha radiación en visible. Dentro de ésta se distinguen por el diámetro del tubo, siendo las más habituales las T12, T8 y T5. Son lámparas con una gran eficacia luminosa, del orden de los 80 lm/W. La eficacia de los T5 es a su vez mayor que la de los T8 y la de éstos mayor que la de los T12. Se comercializan en distintas tonalidades de color. Son un tipo de lámpara de
- **Fluorescencia compacta.** Este tipo de lámparas se está popularizando mucho en sustitución de las lámparas incandescentes. Básicamente son fluorescentes con potencias entre 5 y 60W que, con frecuencia, llevan incorporado el equipo de arranque. Este tipo de lámpara posee una vida media de 6.000 horas; su temperatura de color es blanco cálido y su índice de reproducción cromático es alto, de 85.
- **Vapor de mercurio.** En estas lámparas la descarga se realiza a través de una atmósfera de vapor de mercurio. No necesitan equipo de arranque pero si una reactancia limitadora de tensión. Su rendimiento es de los más bajos dentro de las lámparas de descarga, de 40 a 60 lm/W, su vida útil de 8.000 a 16.000 horas y su reproducción cromática es pobre, de 40 a 60. Son adecuadas para iluminar grandes áreas como garajes, zonas de almacenaje, estaciones de servicio, carreteras, etc. Son habitualmente sustituidas por lámparas de vapor de sodio de alta presión, halogenuros metálicos o LED.
- **Halogenuros metálicos.** Estas lámparas son muy similares a las lámparas de vapor de mercurio. Incorporan halogenuros metálicos en su interior, lo cual mejora su eficacia luminosa a entre 65 lm/W 90 lm/W. Su índice de reproducción cromática es de 60 a 85 y su vida útil de 6.000 a 10.000 horas. Se utilizan para iluminar grandes áreas en las que la calidad de reproducción de los colores sea importante como parques, monumentos, retransmisiones deportivas, etc. A diferencia de las lámparas de vapor de mercurio si requieren de un

equipo de arranque especial con reactancias de alto poder inductivo.

- **Vapor de sodio de alta presión.** En estas lámparas la descarga se realiza a través de vapor de sodio de alta presión. Su rendimiento luminoso es mejor que en las lámparas de vapor de mercurio, de 60 a 130 lm/W. Su índice de reproducción cromática es de entre 65 y 80 y su vida útil de 12.000 horas. Su equipo de arrancado es muy similar al de las lámparas de halogenuros metálicos por lo que resultan directamente sustituibles.

LEDs

LED significa Light Emitting Diode. Son lámparas de estado sólido construidas a base de semiconductores. No poseen ni filamentos, ni gas, ni ampollas de vidrio. El LED es un semiconductor unido a dos terminales, cátodo y ánodo, recubierto por una resina epoxi transparente. Cuando se hace circular corriente a través de los terminales del LED se produce luz, gracias a un efecto llamado electroluminiscencia. Las ventajas del LED son su alta eficiencia luminosa, la posibilidad de fabricarlas en cualquier color simplemente variando el material del chip-reflector, su alta resistencia a golpes y vibraciones, su baja generación de calor y su vida útil extremadamente larga, de 50.000 a 100.000 horas. Las lámparas LED también necesitan de un equipo auxiliar para su encendido, al que suele llamarse driver. El driver de una lámpara LED no es más que una fuente de alimentación que convierte la corriente alterna de la red en corriente continua y reduce los valores de tensión.

Actualmente, no existe ninguna lámpara capaz de competir con el LED en términos de ahorro energético, sin embargo, su elevado precio hace que no siempre sea viable su aplicación.

Sistemas de regulación y control

En cuanto a sistemas de regulación y control, los más frecuentes en alumbrado interior son:

- **Detectores de presencia en zonas de uso intermitente.** Encienden o apagan la iluminación en

función de que exista movimiento en el rango de alcance del sensor.

- **Reguladores de intensidad lumínica en función de la luz natural.** Son sistemas accionados por fotocélulas. Éstas responden a los niveles de iluminación natural controlando la intensidad eléctrica que atraviesa la lámpara. En el caso de lámparas de descarga este control se realiza a través del equipo auxiliar de las lámparas y es necesario que dicho equipo auxiliar sea electrónico.
- **Temporizadores en espacios de uso puntual.** Son dispositivos habituales en aseos o pasillos que mantienen la luz encendida unos instantes después de ser accionado un pulsador para después apagarla.
- **Integración de la iluminación en un sistema de gestión centralizado.** Existen sistemas automatizados que permiten configurar patrones de encendido y apagado, niveles de iluminancia, etc. así como integrar y supervisar otros elementos de control del sistema como detectores de presencia o fotocélulas así como las propias lámparas y luminarias. Estos sistemas proporcionan un elevado control sobre los consumos de la instalación.

Disponer de una **correcta sectorización de circuitos** es necesario para poder realizar una implantación de estos elementos con resultados satisfactorios. Asimismo se recomienda realizar **mediciones de niveles de iluminación** para detectar zonas e iluminación inadecuada de acuerdo a los parámetros de mencionados con anterioridad.

En el caso del alumbrado exterior los elementos de regulación más frecuentes son:

- **Reguladores de tensión.** Son sistemas que evitan los picos de tensión que pueden dañar la instalación y que permiten regular en varios niveles la intensidad lumínica.

- **Interruptores crepusculares.** Mediante fotocélulas detectan el ocaso para proceder al encendido del alumbrado.
- **Relojes astronómicos.** Son relejes programables que habitualmente se instalan en los cuados de alumbrado y controlan con precisión los horarios de encendido y apagado así como son capaces de discriminar días festivos y periodos vacacionales.
- **Sistemas de telemedida y telegestión.** Permiten el control remoto de la instalación fijando horarios de encendido y apagado, detectando averías, etc.

Al igual que en el caso del alumbrado interior se recomienda realizar **mediciones de niveles de iluminación** para detectar zonas e iluminación inadecuada de acuerdo a los parámetros ya mencionados.

Las tablas 2.3.15 y 2.3.16 muestran las cifras de implantación promedio en las AAPP participantes en esta guía de estos elementos.

Tabla 2.3.15 Porcentaje de implantación de elementos de regulación y control del alumbrado interior y otros relacionados en AAPP

	Porcentaje promedio de implantación
Detectores de presencia en zonas de uso intermitente	45%
Reguladores de intensidad lumínica en función de luz natural	35%
Temporizadores en espacios de uso puntual	35%
Integración de la iluminación en un sistema de gestión centralizado	38%

Fuente: Elaboración propia

Tabla 2.3.16 Porcentaje de implantación de elementos de regulación y control del alumbrado exterior y otros relacionados en AAPP

	Porcentaje promedio de implantación
Reguladores de tensión	28%
Interruptores crepusculares	20%
Relojes astronómicos	82%
Sistemas de telemedida y telegestión	37%

Fuente: Elaboración propia

Los datos indican que todavía hay camino por recorrer en la instalación de este tipo de sistemas.

Mantenimiento preventivo y conductivo

En cuanto al mantenimiento preventivo de las instalaciones de alumbrado, debe tenerse en cuenta que con el paso del tiempo la calidad de la luz emitida por las lámparas sufre una depreciación. Los fabricantes de lámparas indican en sus productos la vida útil de las lámparas cuyo valor es fijado en función de la curva de depreciación y supervivencia de las lámparas. Es una medida del periodo tras el cual debe sustituirse una lámpara haya dejado o no de funcionar para que las prestaciones de la instalación se mantengan dentro de los márgenes de diseño.

Asimismo, el ensuciamiento de lámparas y luminarias reduce su eficacia luminosa. Por ello, un mantenimiento preventivo bien planificado es clave para conservar los valores de partida de la instalación.

En conclusión, las tareas de limpieza periódica y la sustitución de lámparas al final de su vida útil y no cuando dejan de funcionar, son dos tareas de mantenimiento preventivo relevantes en relación a la eficiencia energética de la instalación y sus prestaciones.

La tabla 2.3.17 muestran la implantación de estas actividades en las AAPP participantes en la redacción de esta Guía.

Tabla 2.3.17 Porcentaje de implantación de elementos de regulación y control del alumbrado interior y otros relacionados en AAPP

	Alumbrado interior		Alumbrado exterior	
	Si	No	Si	No
Limpieza periódica de las lámparas	83%	17%	83%	17%
Reposición de lámparas al final de la vida útil	50%	50%	83%	17%
Plan de limpieza y reposición de lámparas	67%	33%	83%	17%

Fuente: Elaboración propia

Los datos reflejan que en la mayor parte de los casos, los planes de mantenimiento recogen estas recomendaciones.

3. Sistemas de generación térmica

Dentro de este epígrafe se incluyen equipos tales como calderas, grupos de frío, bombas de calor, etc. Son elementos activos que transforman energía

3.1. Valoración de la eficiencia energética de instalaciones de generación térmica

A efectos de valorar la eficiencia energética de una instalación térmica, el documento de referencia es el Reglamento de Instalaciones Térmicas (RITE) adoptado mediante el Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios.

En concreto, de relación directa con la eficiencia energética de las instalaciones térmicas son de referencia las instrucciones técnicas de dicho reglamento 1.2 "Exigencia de eficiencia energética" dentro de la IT 1 de "Diseño y dimensionado", la 2.4 "Eficiencia energética" dentro de la IT 2 de "Montaje" y la 3.4 "Programa de gestión energética" dentro de la IT 3 de "Mantenimiento y uso".

El RITE es un documento extenso de aplicación a nuevas instalaciones y reformas relevantes de las existentes que incluye la exigencia de justificar su eficiencia energética mediante comparativas de consumo energético primario y emisiones de CO₂ con una instalación de referencia mediante ciertas metodologías. En caso de encontrarse ante el diseño de una nueva instalación o desearse una evaluación de gran profundidad de una existente, que no solo abarque aspectos energéticos, se aconseja acudir al propio documento.

En este epígrafe se resumen las disposiciones de las instrucciones técnicas complementarias mencionadas que pueden servir de orientación para valorar una instalación ya existente que pueda encontrarse de forma habitual en instalaciones de las AAPP, de forma sencilla y siempre teniendo en cuenta que el RITE no es de obligado cumplimiento para éstas sino tan sólo una referencia.

Asimismo, cabe destacar que dichas instrucciones técnicas incluyen un gran número de indicaciones en relación a cuestiones vinculadas al correcto diseño y dimensionado de las instalaciones, potencias térmicas, requisitos de fraccionamiento, conexionado y un largo etcétera. El resumen a continuación no refleja todos estos aspectos del Reglamento sino que se centra preferentemente en parámetros de las instalaciones como aquellos relativos al rendimiento y tipologías de máquinas. Por un lado porque son indicadores más sencillos de valorar sin necesidad de acudir a cálculos complejos y por otro porque los primeros son más difícilmente modificables en una instalación ya ejecutada. Para una relación completa de los requisitos de eficiencia energética de una instalación se recomienda acudir al propio RITE a las instrucciones técnicas reseñadas.

IT 1.2. Exigencia de eficiencia energética en el diseño y dimensionado de la instalación

Requisitos de adecuación de potencia y consumo a la demanda

- La potencia que suministren las unidades de producción de calor o frío que utilicen energías convencionales se ajustará a la demanda máxima simultánea de las instalaciones servidas, considerando las ganancias o pérdidas a través de redes de tuberías.
- Los equipos accesorios de los sistemas de generación térmica deben interrumpir su funcionamiento en el caso de que el generador lo haga, salvo aquellos que por razones de seguridad o explotación lo requiriesen.

Requisitos de rendimiento energético de los generadores de calor

- En el caso de calderas que funcionan con combustibles fósiles se encuentra prohibida la instalación de calderas de tipo atmosférico y de las llamadas de una y dos estrellas.

- En el caso de generadores de calor que empleen biomasa, el rendimiento mínimo instantáneo exigido a plena carga será del 75%.

Requisitos de fraccionamiento de potencia

- En las centrales de generación que utilicen combustibles líquidos o gaseoso se cumplirá que:
 - ◆ Si la potencia térmica nominal es mayor a 400kW se instalaran dos o más generadores.
 - ◆ Si la potencia térmica nominal es igual o menor a 400kW y la instalación suministra calefacción y ACS se podrá instalar un único generador siempre y cuando la potencia demandada por el servicio de ACS sea igual o superior a la potencia del primer escalón del quemador.

Requisitos de regulación de los quemadores

La regulación de los quemadores será, en función de la potencia térmica nominal del generador de calor la siguiente:

- Potencias nominales inferiores a 70 kW. Una marcha o modulante.
- Potencias nominales entre 70 y 400 kW. Dos marchas o modulante.
- Potencias nominales superiores a 400 kW. Tres marchas o modulante.

Requisitos de eficiencia energética de los generadores de frío

- La temperatura del agua refrigerada a la salida de las plantas deberá ser mantenida constante al variar la demanda.
- El salto de temperatura será función creciente de la potencia del generador o generadores, hasta el límite establecido por el fabricante.

Escalonamiento de potencia en centrales de generación de frío

- Las centrales de generación de frío deben disponer de un número de generadores tal que cubran la variación de la demanda del sistema con una eficiencia próxima a la máxima que ofrecen los generadores elegidos.
- Si el límite inferior de la demanda pudiese ser menor que el límite inferior de parcialización de una máquina debe instalarse un sistema diseñado para cubrir esa demanda.

Requisitos a la maquinaria frigorífica enfriada por aire

- Los condensadores de la maquinaria frigorífica enfriada por aire se dimensionarán para una temperatura exterior igual a la del percentil más exigente más 3°C.
- Cuando las máquinas sean reversibles, la temperatura mínima de diseño será la húmeda del nivel percentil más exigente menos 2°C.

Requisitos a la maquinaria frigorífica enfriada por agua o condensador evaporativo

- Las torres de refrigeración y los condensadores evaporativos se dimensionarán para el valor de la temperatura húmeda que corresponde al nivel percentil más exigente más 1°C.
- Las torres de refrigeración y los condensadores evaporativos se seleccionarán con ventiladores de bajo consumo, preferentemente de tiro inducido.

Requisitos de control

El empleo de controles de tipo todo o nada queda limitado a las siguientes aplicaciones:

- Límites de seguridad de temperatura y presión.
- Regulación de la velocidad de ventiladores en unidades terminales.

- Control de la emisión térmica de generadores de instalaciones individuales.
- Control de la temperatura de ambientes servidos por aparatos unitarios, siempre que la potencia térmica nominal del sistema no sea mayor a 70 kW.
- Control de funcionamiento de la ventilación de salas de máquinas con ventilación forzada.

El resto de instalaciones deben disponer de sistemas de control adecuados.

El RITE establece condiciones a cumplir por dichos sistemas así como disposiciones específicas en relación al control de parámetros termohigrométricos, de calidad del aire o de los sistemas de producción de ACS centralizados que se recomienda consultar en caso de abordar la implantación de este tipo de sistemas.

Requisitos de contabilización de consumos

- **Consumo por usuario.** Toda instalación térmica que dé servicio a más de un usuario dispondrá de algún sistema que permita el reparto de los gastos correspondientes a cada servicio (calor, frío y ACS) entre los diferentes usuarios. El sistema previsto, instalado en el tramo de acometida a cada unidad de consumo permitirá medir y regular los consumos, así como interrumpir los servicios desde el exterior de los locales.
- **Consumo de la propia instalación.** Las instalaciones térmicas de potencia térmica nominal mayor a 70 kW, en régimen de refrigeración o calefacción, dispondrán de dispositivos que permitan efectuar la medición y registrar el consumo de combustible y energía eléctrica, de forma separada del consumo debido a otros usos del edificio.
- **Generación de energía térmica.** Se dispondrá de dispositivos para la medición de la energía térmica generada o demandada en centrales de potencia térmica nominal mayor de 400 kW, en refrigeración o calefacción. Este dispositivo se podrá

emplear también para modular la producción de energía térmica en función de la demanda.

- **Generación de energía frigorífica.** Las instalaciones térmicas de potencia térmica nominal en refrigeración mayor de 400 kW dispondrán de un dispositivo que permita medir y registrar el consumo de energía eléctrica de la central frigorífica (maquinaria frigorífica, torres y bombas de agua refrigerada, esencialmente) de forma diferenciada de la medición del consumo de energía del resto de equipos del sistema de acondicionamiento.
- **Tiempo de funcionamiento.** Los generadores de calor y de frío de potencia térmica nominal mayor de 70 kW dispondrán de un dispositivo que permita registrar el número de horas de funcionamiento del generador.
- **Arrancadas de los compresores.** Los compresores frigoríficos de más de 70 kW de potencia térmica nominal dispondrán de un dispositivo que permita registrar el número de arrancadas del mismo.

Requisitos de recuperación de energía, estratificación y zonificación

- Los subsistemas de climatización del tipo todo aire, de potencia térmica nominal mayor que 70 kW en régimen de refrigeración, dispondrán de un sistema de enfriamiento gratuito por aire exterior.
- En los sistemas de climatización de tipo mixto agua-aire, el enfriamiento gratuito se obtendrá mediante agua procedente de torres de refrigeración, preferentemente de circuito cerrado, o, en caso de empleo de máquinas frigoríficas aire-agua, mediante el empleo de baterías puestas hidráulicamente en serie con el evaporador.
- En los sistemas de climatización de los edificios en los que el caudal de aire expulsado al exterior, por medios mecánicos, sea superior a 0,5 m³/s, se recuperará energía del aire expulsado. Sobre el lado del aire de extracción se instalará un aparato de

enfriamiento adiabático. El RITE regula las eficiencias mínimas y otros parámetros de estos sistemas.

- En locales de gran altura, la estratificación se debe favorecer durante los periodos de demanda térmica positiva y combatir durante los periodos de demanda térmica negativa.
- En cuanto a la zonificación de los edificios, cada sistema se dividirá en subsistemas, teniendo en cuenta la compartimentación de los espacios interiores, orientación, así como su uso, ocupación y horario de funcionamiento.

Requisitos de limitación de utilización de energía convencional

- La utilización de energía eléctrica directa por efecto Joule para la producción de calefacción en instalaciones centralizadas sólo estará permitida en:
 - ◆ Las instalaciones con bomba de calor, cuando la relación entre la potencia eléctrica en resistencias de apoyo y la potencia eléctrica en bornes del motor del compresor sea igual o inferior a 1,2.
 - ◆ Los locales servidos por instalaciones que, usando energía renovable o energía residual, empleen la energía eléctrica como fuente auxiliar de apoyo, siempre que el grado de cobertura de las necesidades energéticas anuales por parte de la fuente de energía renovable o energía residual sea mayor que dos tercios.
 - ◆ Los locales servidos con instalaciones de generación de calor mediante sistemas de acumulación térmica, siempre que la capacidad de acumulación sea suficiente para captar y retener durante las horas de suministro eléctrico tipo valle, la demanda térmica total diaria prevista.
- Está prohibida la utilización de combustibles sólidos de origen fósil en las instalaciones térmicas de los edificios.

IT 2.4. Eficiencia energética en el montaje de la instalación

La IT 2.4 recoge un listado de pruebas que el instalador debe realizar en el momento de puesta en marcha de una instalación. Puede ser aconsejable realizar estas mismas pruebas en instalaciones existentes de cierta antigüedad a fin de comprobar su estado actual. Estas son:

- Comprobación del funcionamiento de la instalación en las condiciones de régimen de funcionamiento normal.
- Comprobación de la eficiencia energética de los equipos de generación de calor y frío en las condiciones de trabajo. El rendimiento del generador de calor no debe ser inferior en más de 5 unidades del límite inferior del rango marcado para la categoría indicada en el etiquetado energético del equipo de acuerdo con la normativa vigente.
- Comprobación de los intercambiadores de calor, climatizadores y demás equipos en los que se efectúe una transferencia de energía térmica.
- Comprobación de la eficiencia y la aportación energética de la producción de los sistemas de generación de energía de origen renovable.
- Comprobación del funcionamiento de los elementos de regulación y control.
- Comprobación de que los consumos energéticos se hallan dentro de los márgenes previstos en el proyecto o memoria técnica.

Para comprobar en las instalaciones existentes los parámetros mencionados puede ser necesario recurrir a medidas de rendimiento de equipos, temperaturas de salida de fluidos, realización de estudios de cargas térmicas en los edificios o recopilación de datos técnicos de maquinaria.

IT 3.4. Programa de gestión energética en el mantenimiento y uso de la instalación

La IT 3.4 recoge las medidas que deben realizarse a fin de comprobar el rendimiento energético de una instalación de generación térmica y su periodicidad. Se recogen en las tablas 3.2 y 3.3 de dicho apartado y se aconseja su consulta a fin de comprobación de las actividades de inspección que se realizan actualmente en las instalaciones.

Esta IT también determina el seguimiento necesario de las instalaciones de energía solar térmica con superficie de captación mayor a 20 m² para comprobar el cumplimiento de la exigencia que figura en la sección HE 4 "Contribución solar mínima de agua caliente" del CTE.

También refleja la obligación de las empresas mantenedoras de asesorar a los titulares de las instalaciones y, en caso de instalaciones de potencia térmica nominal superior a los 70 kW, realizar un seguimiento del consumo energético y de agua.

La tabla 2.3.18 a continuación trata de esquematizar los requisitos a las instalaciones térmicas de acuerdo al RITE anteriormente mencionados.

Tabla 2.3.18 Esquema de requisitos a las instalaciones térmicas de acuerdo al RITE recogidos en esta Guía

Consideración de la eficiencia energética en el diseño y dimensionado de la instalación	La potencia instalada y el consumo son adecuadas a la demanda
	El rendimiento energético de los generadores de calor cumple unos mínimos
	La potencia está fraccionada de forma coherente con las necesidades
	Los generadores térmicos tienen una capacidad de regulación adecuada a su potencia
	Los generadores térmicos se regulan de forma adecuada evitándose los controles todo-nada
	Hay una contabilización de consumos de estos equipos
	Se recupera energía, se controla la estratificación y la zonificación es adecuada
	Se limita la utilización de combustibles fósiles y derivados de éstos
Chequeo de la eficiencia energética en el montaje de la instalación	Antes de poner en marcha la instalación se realizan pruebas de chequeo del rendimiento de la instalación. En el caso de instalaciones ya existentes pueden realizarse estas pruebas como chequeo de estado actual
Realización de un programa de gestión energética a lo largo de la vida útil de la instalación	Como parte de las tareas de mantenimiento preventivo y conductivo, existen actividades periódicas de chequeo del desempeño energético de las instalaciones

Fuente: Elaboración propia a partir del Real Decreto 1027/2007

3.2. Análisis de las instalaciones de generación en las AAPP

Tecnologías instaladas

A continuación se muestran las potencias totales instaladas en distintos tipos de sistemas de generación térmica en las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía.

Se describen a continuación brevemente estas tecnologías.

Calderas

Las calderas son equipos de generación térmica basados en la combustión de un material combustible. Este material puede ser diverso, desde biomasa de distintos tipos a gasóleo o gas natural, siendo estos dos últimos los que se encuentran presentes en las AAPP analizadas.

Estos equipos constan de un circuito de aire y gases de combustión, que incluyen un quemador y una cámara de combustión y un circuito de agua, con su entrada (retorno) y salida (impulsión), además de una bomba y un vaso de expansión.

Para obtener rendimientos óptimos, es muy importante utilizar la caldera apropiada. Por ejemplo, es frecuente el empleo de calderas diseñadas inicialmente para combustibles sólidos con combustibles líquidos o gaseosos, reduciendo apreciablemente su rendimiento.

Un elemento de la caldera de gran influencia en el consumo de éstas es el **quemador**. Éste permite regular la cantidad de combustible que accede a la cámara de combustión y existen con distintos niveles de regulación: una etapa, dos etapas, tres etapas y modulantes, que son aquellos con mayor nivel de regulación. En las AAPP participantes en esta Guía y que disponen de calderas el grado de implantación de quemadores modulantes es del 33%. Un análisis de las potencias de estas calderas y la regulación adecuada para sus potencias es recomendable.

Existe una tipología de calderas conocidas como **calderas de condensación**. Estas calderas son calderas estancas capaces de aprovechar el calor o la energía de los gases de escape, pudiendo llegar a unos rendimientos de hasta el 109% sobre el PCI del combustible. El PCI se define como el poder calorífico inferior, es decir, el calor que puede ob-

tenerse en la combustión completa de la unidad de combustible, si en los productos de la combustión el agua está en forma de vapor. Al aprovecharse estos gases de escape para generar calor es posible alcanzar rendimientos mayores al 100%.

Son las calderas más eficientes del mercado, y regulan la temperatura en función de la demanda energética dado que suelen dotarse de quemadores modulantes.

Fuente: Elaboración propia

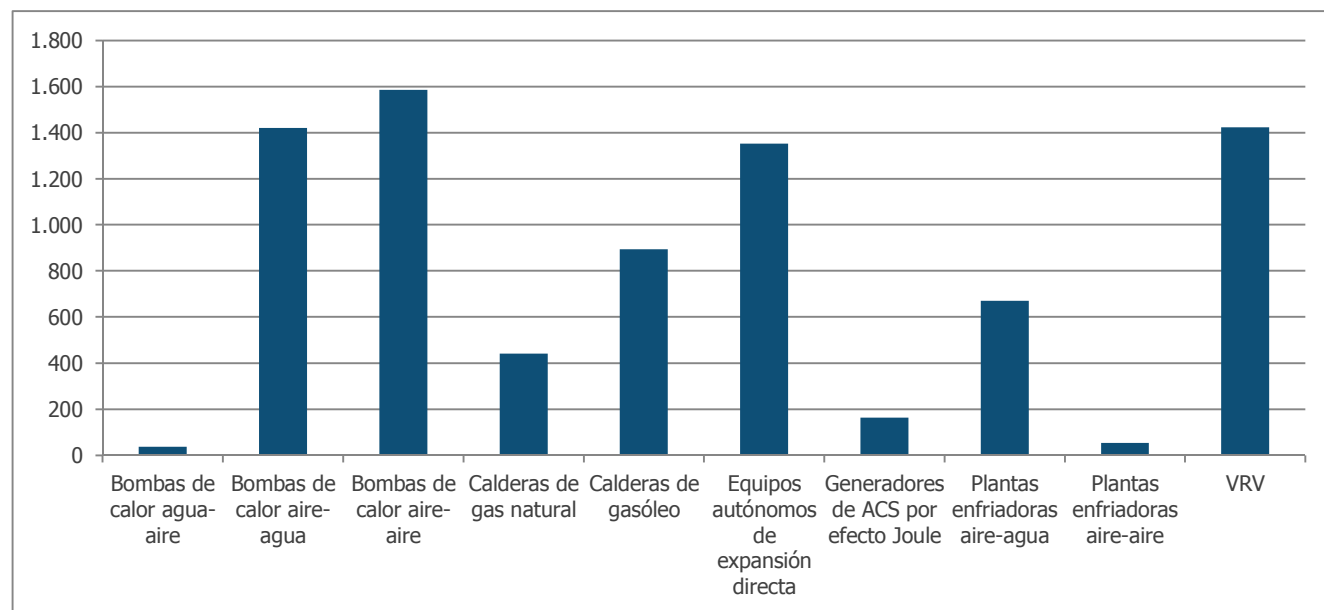


Figura 2.3.6 Potencias instaladas (térmica en calderas eléctricas en resto de generadores) en AAPP por tecnología

El porcentaje de implantación de este tipo de calderas en las AAPP participantes en esta Guía y que disponen de este tipo de instalaciones es de sólo el 15%.

Equipos que emplean un ciclo frigorífico

Dentro de esta categoría se encuentran plantas enfriadoras, bombas de calor, equipos de expansión directa y de volumen de refrigeración variable (VRVs); sistemas todos ellos que emplean un ciclo frigorífico que consta de las etapas de evaporación, compresión y condensación. Estos sistemas emplean un fluido refrigerante. El refrigerante es comprimido por el compresor que lo envía a una batería exterior donde se condensa intercambiando calor con aire o agua en el medio exterior. Después este fluido refrigerante se expande y evapora enfriando el medio interior.

A continuación se describen los equipos frigoríficos más comunes de esta categoría.

- **Plantas enfriadoras o grupos de frío.** Se trata de máquinas cuya misión es enfriar agua de red o de torre hasta unos 7°C para enviarla a unidades terminales de tipo fancoil, inductor o climatizadoras.
- **Equipos de expansión directa.** Se trata de equipos en los cuales la etapa de evaporación se produce en el casete dentro de la estancia a climatizar, por tanto el refrigerante circula directamente desde la unidad exterior o condensador hasta la unidad interior. Algunos de estos equipos pueden invertir el ciclo frigorífico funcionando también en modo calefacción.
- **Bombas de calor.** Al igual que los grupos de frío, mediante un ciclo frigorífico ceden calor al medio exterior y refrigeran el medio interior. Algunas bombas de calor reversibles pueden invertir el ciclo.

clo. Se diferencian en bombas de calor aire-aire, aire-agua y agua-agua, en función del medio empleado para intercambiar calor/frío en el exterior y el medio empleado para transmitir calor/frío en el interior.

- **VRV (Volumen Refrigerante Variable).** Son sistemas de alta eficiencia energética. En ellos es el refrigerante el que circula por toda la instalación, en lugar de ser agua o aire. El funcionamiento de las unidades exteriores depende de las unidades interiores que pueden demandar cantidades variables de refrigerante para compensar cargas térmicas.

El rendimiento energético de estos equipos se mide a través de dos indicadores, el COP (Coefficient Of Performance) para funcionamiento en calor y el EER (Energy Efficiency Ratio) para funcionamiento en frío. Ambos son la relación entre la potencia térmica entregada por el equipo y la eléctrica demandada para su funcionamiento. Puede considerarse que COPs y EERs muy por debajo de tres son bajos, alrededor de 3 son normales y próximos a 4 y por encima son buenos. Las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía consideran que sus equipos tienen **rendimientos bajos** en porcentajes entre el 10 y el 60%.

Algunos de estos equipos funcionan con un **gas refrigerante llamado R-22**, de uso muy habitual hasta hace unos años. Es importante detectar estos equipos ya que según el Reglamento (CE) 1005/2009 del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 de septiembre de 2009 sobre las sustancias que agotan la capa de ozono, desde el pasado 1 de enero de 2010 ya no es posible encontrar R-22 puro y, a partir del 1 de enero de 2015, la prohibición se extenderá a la utilización de R-22 reciclado para el mantenimiento y recarga de cualquier equipo de refrigeración y aire acondicionado.

Por lo tanto, estos equipos que funcionan con gas R-22 deberán ser sustituidos por otros que funcionen con refrigerantes permitidos o bien, recargarse con éstos refrigerantes.

Sin embargo, esta segunda opción es poco aconsejable ya que por lo general, empeora significativamente el rendimiento de los equipos. Por ello, se aconseja su sustitución, aprovechando esta para escoger equipos con índices de rendimiento energético elevados.

En las AAPP participantes en la elaboración de esta Guía estos equipos suponen, en promedio, un 30% del total de equipos en cada AAPP.

Generadores de ACS por efecto Joule

Estos equipos son termos o acumuladores en los que se encuentra incorporada una resistencia eléctrica. Es considerada la tecnología más ineficiente para la generación de ACS, sin embargo, es habitual encontrar estos sistemas por su simplicidad de uso, instalación y mantenimiento. Es recomendable su sustitución por equipos generadores de ACS que empleen un combustible fósil y/o apoyarlos mediante sistemas de generación de ACS mediante energía solar, siempre que resulte viable económica y técnicamente.

Sistemas de control

Las AAPP participantes en la elaboración de este documento fueron encuestadas en cuanto a la implantación de sistemas de gestión centralizada en sus instalaciones de generación térmica. Los resultados fueron dispares existiendo AAPP en las que estos sistemas de control se empleaban de forma generalizada en las instalaciones y otras en las que eran inexistentes o no se disponía de datos al respecto.

Las sondas de temperatura asociadas a un sistema de control centralizado permiten no sólo regular la temperatura de cada dependencia, sino controlar el consumo energético para evaluar la eficiencia de la instalación.

El capítulo 3.3 incluye un apartado específico sobre la instalación de estos sistemas de control.

4. Sistemas de distribución y/o acondicionamiento de fluidos

Este epígrafe hace referencia a elementos tales como conducciones, unidades terminales de sistemas de climatización (radiadores, fancoils, climatizadoras, difusores) u otros elementos que sin ser generadores térmicos propiamente dichos intervienen en estos sistemas. El RITE también resulta documento de referencia para estas instalaciones.

4.1. Valoración de la eficiencia energética de instalaciones de distribución y/o acondicionamiento de fluidos

El ya mencionado RITE, en su IT 1.2 establece en relación a **redes de tuberías y conductos** que:

- **Aislamiento de tuberías:** Todas las tuberías y accesorios, así como equipos, aparatos y depósitos de las instalaciones térmicas dispondrán de un aislamiento térmico cuando contengan fluidos con:
 - ◆ Temperatura menor que la del ambiente por la que circulan.
 - ◆ Temperatura mayor a 40° cuando están instalados en locales no calefactados, entre los que se deben considerar pasillos, galerías, patinillos, aparcamientos, salas de máquinas, falsos techos y suelos técnicos, entendiendo excluidas las tuberías de descarga de compresores frigoríficos, salvo cuando estén al alcance de las personas.
- **Perdidas máximas admisibles:** En toda instalación térmica por la que circulen fluidos no sujetos a cambio de estado, en general, aquellas en las que el fluido caloportador es agua, las pérdidas térmicas globales por el conjunto de las conducciones, no podrán llegar a superar el 4% de la potencia máxima que transporta.
- **Aislamiento de conductos:** En los conductos y accesorios de una red de impulsión de aire se dispondrá de un aislamiento suficiente para que las pérdidas sean inferiores a un 4% de la potencia

térmica que transportan y siempre y cuando sea suficiente para evitar condensaciones.

Asimismo, el RITE incluye procedimientos de cálculo del espesor del aislamiento y determinación de sus características y otras disposiciones en relación a protección contra la intemperie, evitación de la condensación intersticial y congelación, estanqueidad, caídas de presión, etc.

Respecto a **otros elementos que participan en el transporte de fluidos, como pueden ser bombas de impulsión o ventiladores**, el RITE en su IT 1.2 determina que los equipos de propulsión de los fluidos portadores se realizará de forma que su rendimiento sea máximo en las condiciones calculadas de funcionamiento y en sistemas de caudal variable, en las condiciones medias de funcionamiento a lo largo de una temporada.

El RITE en su IT 1.2 también incluye especificaciones en relación a la potencia que absorberán los ventiladores en función de su uso y de los rendimientos mínimos de los motores que se aconseja consultar.

En cuanto a requisitos de **contabilización de consumos** de estos elementos, la IT 1.2 indica que las bombas y ventiladores de potencia eléctrica del motor mayor a 20 kW dispondrán de un dispositivo que permita registrar las horas de funcionamiento del equipo.

La IT 2.4 recoge un **listado de pruebas** que el instalador debe realizar. Puede ser aconsejable realizar estas mismas pruebas en instalaciones existentes a fin de comprobar su eficiencia energética actual. Sobre estos sistemas, estas pruebas son:

- Comprobación de las temperaturas y los saltos térmicos de todos los circuitos de generación, distribución y las unidades terminales en las condiciones de régimen.
- Comprobación del funcionamiento y de la potencia absorbida por los motores eléctricos en las condiciones reales de trabajo.

- Comprobación de las pérdidas térmicas de distribución de la instalación hidráulica.

4.2. Análisis de las instalaciones de distribución y/o acondicionamiento de fluidos en las AAPP

En cuanto a este tipo de instalaciones en las AAPP participantes en esta Guía, a través de los cuestionarios se ha recopilado la siguiente información:

- El **aislamiento** de redes de conductos de agua caliente y fría, refrigerante y aire, así como elementos de conexión y valvulería es considerado por la generalidad de las AAPP correcto o tan sólo con defectos puntuales.
- En cuanto a **climatizadoras**, como unidades terminales de estos sistemas, entre aquellas AAPP que disponen de estos equipos existe un porcentaje de implantación promedio del 35% en variadores de velocidad en sus ventiladores, un 72% para free cooling y un 37% para recuperadores de calor.
- El porcentaje de implantación promedio de variadores de velocidad en **motores de bombas** es del 20%.
- En general, se llevan a cabo tareas de **mantenimiento** preventivo de estos sistemas como la medida de la caída de presión en conductos de aire o la revisión del aislamiento.
- Con frecuencia, en las Autoridades Portuarias en las que se utilizan **radiadores** como elemento terminal de los sistemas de climatización, estos equipos no disponen válvulas termostáticas.

5. Sistemas de comunicación vertical u horizontal

Aquí pueden incluirse equipos como ascensores, escaleras mecánicas o pasillos móviles.

5.1. Valoración de la eficiencia energética de instalaciones de comunicación vertical u horizontal

Estos equipos no disponen de una normativa de referencia en materia de consumo energético, como era el caso de otros sistemas.

Sin embargo si existen algunos puntos clave a comprobar:

- La iluminación, en caso de disponerse, como ocurre con los ascensores, es de alta eficiencia y/o regulada en función de presencia.
- Existen variadores de velocidad en los motores.

5.2. Análisis de las instalaciones de comunicación vertical u horizontal en las AAPP

Las AAPP consultadas en relación a los anteriores puntos sobre sus sistemas de comunicación vertical y horizontal comunicaron los siguientes porcentajes de implantación promedio:

- 25% de ajuste de la eliminación al uso.
- 37% de iluminación LED en cabinas de ascensores.
- 55% de implantación de variadores de velocidad en los motores.

Estos datos sugieren que hay margen de mejora en estas instalaciones.

6. Ofimática y CPDs

Este grupo de equipos consumidores merece su propio epígrafe debido a que suponen un porcentaje de consumo creciente en las instalaciones hoy en día, muy en especial en edificios de uso administrativo, aunque no exclusivamente.

Dentro de los equipos de ofimática encontramos los siguientes:

- PCs con pantallas CRT o LCD
- Impresoras en red o locales
- Fotocopiadoras
- Plotters
- Escáneres
- Destructoras de papel
- Lectores ópticos

Casi todos son equipos con pequeñas potencias pero que existen en gran cantidad, se encuentran un elevado número de horas encendidos e incluso permanecen encendidos una vez acaba la actividad diaria en los centros, bien por necesidades operativas o bien por simple descuido. Estos equipos son responsables de una parte importante de los conocidos como consumos fantasma, esto son, consumos que se producen en momentos de inactividad del centro y que suelen pasar desapercibidos.

En cuanto a los CPDs, (Centros de Procesamiento de Datos) en los últimos años se ha disparado el consumo de energía de éstos y en general de los sistemas de TICs (tecnologías de la Información y Comunicación). El motivo ha sido el incremento de las necesidades de proceso y la aparición de nuevas tecnologías y plataformas, generando un crecimiento del número de servidores y estaciones de trabajo. En muchas ocasiones, ante la aparición de una nueva aplicación o necesidad se opta por instalar un nuevo servidor, cuya capacidad estará la mayor parte del tiempo infrautilizada, consumirá más energía y ocupará espacio. Los centros de proceso de datos van progresivamente alejándose de las condiciones de diseño originales y comienzan a tener

problemas de espacio en los racks, funcionando con temperaturas por encima del rango recomendado.

6.1. Valoración de la eficiencia energética de las instalaciones de ofimática y CPDs

A diferencia de otras instalaciones vistas en este apartado, no existe una normativa de referencia para caracterizar la eficiencia energética de estos equipos.

En este punto puede hacerse referencia al **Programa Energy Star**. Es un programa voluntario de etiquetado para la eficiencia energética iniciado por la agencia de protección del medio ambiente estadounidense (EPA) en 1992. La Comunidad Europea, a través de un acuerdo celebrado con el gobierno de los Estados Unidos, participa en el programa Energy Star para los equipos ofimáticos. A través de la base de datos que la UE pone a disposición de los usuarios, pueden escogerse los modelos de los equipos ofimáticos con mayor eficiencia energética y que mejor se adapten a los criterios de rendimiento en cada caso.

En el caso de los CPDs, como datos de referencia para comparar su consumo, se incluye a continuación el gráfico 2.3.7.

Fuente: Elaboración propia

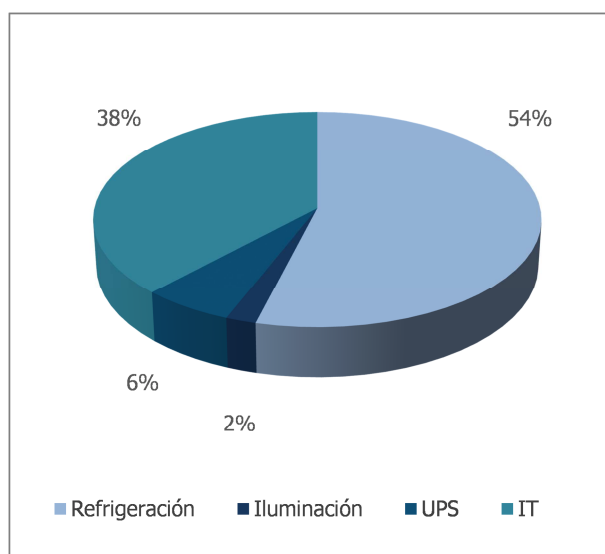


Figura 2.3.7 Distribución de consumos típica de un CPD

Resulta especialmente relevante el consumo en refrigeración de estos sistemas debido a que para un correcto funcionamiento y mantenimiento de éstos las temperaturas de consigna están entre los 18°C y 21°C, lo que significa que requieren de refrigeración prácticamente durante todo el año a fin de compensar el calor disipado por ellos mismos.

6.2. Análisis de las instalaciones de ofimática y CPDs en las AAPP

Las AAPP participantes en la Guía han comunicado un promedio de 229 PCs en cada una, 33 impresoras locales y 32 impresoras en red o fotocopiadoras, así como 37 kW en equipos de TICs en CPDs.

En total, esto puede suponer una potencia instalada de más de 130 kW en este tipo de equipos en cada AAPP sin contar otros consumidores de ofimática no contabilizados. Con una actividad estándar de oficina con jornada laboral de 8 horas y contando con que los CPDs disponen de refrigeración, el consumo promedio en cada AAPP podría ascender a unos 120.000 kWh.

En cuanto a técnicas y sistemas de ahorro en estos elementos, las cuales se describen y desarrollan en el capítulo 3.3 de esta guía, las AAPP participantes en la elaboración de este documento comunicaron los siguientes datos:

- El porcentaje de implantación promedio en las AAPP de **regletas inteligentes** para equipos de ofimática es del 7,5%.
- El porcentaje de CPDs dispuestos en **pasillos fríos y calientes** en promedio en las AAPP es del 16%.
- El porcentaje de implantación promedio en los CPDs de las AAPP de **freecooling** es del 7,5%.
- No existen **sistemas de recuperación de calor** en los CPDs de las AAPP.

Asimismo, **varias AAPP no disponían de información sobre sus CPDs**. Estos datos indican importantes oportunidades de mejora en estas instalaciones.

7. Otros consumidores

Existe toda una variedad de equipos consumidores de energía, generalmente electricidad, que no pueden encuadrarse en ninguno de los grupos anteriores. Son equipos que por su heterogeneidad frecuentemente escapan de los inventarios de equipos consumidores. Sin embargo, existen en un número importante y en algunos casos son parte relevante del consumo energético de un edificio.

Por su presencia en puertos destacaremos los siguientes:

- **Grúas y puentes móviles.** Habituales en los muelles, funcionan mediante electricidad o gasóleo. En función de la frecuencia de uso y tonelajes que mueven su contribución al consumo es mayor o menor.
- **Equipamiento de taller.** Los talleres disponen de equipos tales como compresores, grupos de soldadura, taladradoras, fresadoras y un largo etcétera. Estos equipos deben considerarse en los inventarios de equipos consumidores siendo útil también disponer de una estimación de horas de uso para poder valorar su consumo.
- **Electrodomésticos.** Pequeñas cocinas en edificios de oficinas y cafeterías disponen de estos equipos: cocinas, planchas, trenes de lavado, hornos, microondas, máquinas de vending, serpentines para la cerveza, cámaras frigoríficas y neveras, máquinas de agua, cafeteras, tostadoras, etc. Pueden llegar a sumar potencias instaladas nada despreciables y ser responsables de consumos mayores de los que pueda imaginarse a primera vista. Dentro de estos equipos existen algunos con etiquetado de eficiencia energética que permiten una compra informada.

Las AAPP participantes en la elaboración de este documento, de manera generalizada, no han aportado información de este grupo de consumidores lo que pudiera indicar que no existe un control sobre ellos y sus consumos.

8. Caracterización de las instalaciones desde el punto de vista energético

La siguiente lista de verificación proporciona unas pautas para analizar el estado energético de las instalaciones de las AAPP y detectar posibilidades de mejora.

Envolvente (ver punto 2.3.1)	SI	NO
Los muros de fachada y cerramientos en contacto con el terreno cumplen los límites de transmitancia térmica marcados por el CTE		
Las cubiertas cumplen los límites de transmitancia térmica marcados por el CTE		
Los suelos cumplen los límites de transmitancia térmica marcados por el CTE		
Los huecos cumplen los límites de transmitancia térmica marcados por el CTE		
Los huecos y los lucernarios cumplen los límites de factor solar modificado marcados por el CTE		
Iluminación interior (ver punto 2.3.2)	SI	NO
Los VEEI de la instalación cumplen con los límites del CTE		
Las potencias de los conjuntos lámpara - equipos auxiliares cumplen con los límites del CTE		
Existen sistemas de control adecuados a cada zona según el CTE		
Los planes de mantenimiento incluyen operaciones de reposición de lámparas con la frecuencia de reemplazamiento adecuada, la limpieza de luminarias y la limpieza de la zona iluminada		
Iluminación exterior (ver punto 2.3.2)	SI	NO
La E y/o la iluminancia media de las instalaciones cumple lo dispuesto por el Real Decreto 1890/2008		
Las lámparas cumplen lo dispuesto por el Real Decreto 1890/2008		
Las luminarias cumplen lo dispuesto por el Real Decreto 1890/2008		
Los sistemas de accionamiento cumplen lo dispuesto por el Real Decreto 1890/2008		
Los sistemas de regulación y control cumplen lo dispuesto por el Real Decreto 1890/2008		
Sistemas de generación térmica (ver punto 2.3.3)	SI	NO
Las instalaciones de generación térmica cumplen con los requisitos de la IT 1.2 del RITE		
Los sistemas de control y contabilización de consumos cumplen con los requisitos de la IT 1.2 del RITE		
Se han realizado al menos en una ocasión las pruebas de funcionamiento recogidas en la IT 2.4 del RITE		
Se lleva a cabo un programa de gestión energética conforme a la IT 3.4 del RITE		

<i>Instalaciones de distribución y/o acondicionamiento de fluidos (ver punto 2.3.4)</i>	SI	NO
Las instalaciones de distribución y/o acondicionamiento de fluidos cumplen con los requisitos de la IT 1.2 del RITE		
Se han realizado al menos en una ocasión las pruebas de funcionamiento recogidas en la IT 2.4 del RITE		
<i>Sistemas de comunicación vertical u horizontal (ver punto 2.3.5)</i>	SI	NO
Existen variadores de velocidad en los motores de estos equipos		
Se emplea iluminación de alta eficiencia o se regula la iluminación de cabinas según presencia		
<i>Ofimática y CPDs (ver punto 2.3.6)</i>	SI	NO
Se tienen en cuenta requisitos de consumo energético para la compra de estos equipos		
Los CPDs se disponen en pasillos fríos y calientes		
Los CPDs son refrigerados con sistemas que incorporan dispositivos de freecooling		
En los CPDs se lleva a cabo recuperación de calor para otros sistemas		
<i>Otros consumidores (ver punto 2.3.7)</i>	SI	NO
Se tienen en cuenta requisitos de consumo energético para la compra de estos equipos		
Estos equipos se incorporan en los inventarios de equipos consumidores y se tienen en cuenta para las valoraciones de consumos energéticos		





Instalación solar fotovoltaica en el Faro de Cavallería (Menorca)

Experiencias existentes en energías renovables y generación distribuida

1. Experiencias existentes
 - 1.1. Instalación solar térmica en la AP de Gijón
 - 1.2. Instalación solar fotovoltaica en régimen de autoconsumo en la AP de Baleares
 - 1.3. Instalación solar fotovoltaica en régimen de venta a red en la AP de Vigo
 - 1.4. Instalación eólica en la AP de Bilbao
2. Caracterización del aprovechamiento del potencial de energías renovables y generación distribuida

Actualmente las experiencias en materia de energías renovables y generación distribuida en las AAPP, al menos en aquellas que han participado en la elaboración de esa guía son muy limitadas.

La tabla 2.4.1 resume las que se han identificado a través de reuniones y cuestionarios.

A continuación se expone la experiencia de las propias AAPP en algunos de estos casos. Finalmente se proporciona una lista de verificación para evaluar el estado de aprovechamiento del potencial de generación renovable y distribuida en AAPP.

Tabla 2.4.1 Tabla resumen de experiencias en energías renovables y generación distribuida detectadas

AP	Tipo de instalación	Datos básicos
Algeciras	Solar térmica para ACS	Nº colectores: 2 Superficie total: 8 m ²
Baleares	Solar térmica para ACS	Nº colectores: 7 Superficie total: 18,4 m ² Potencia total instalada: 22,2 kWt
	Solar fotovoltaica en autoconsumo	Nº paneles: 261 Potencia total instalada: 52,4 kW
Cartagena	Solar térmica para ACS	Nº colectores: 1 Superficie total: 3 m ²
	Solar fotovoltaica en venta a red	Nº paneles: 84 Potencia total instalada: 15 kW Producción: 27.190 kWh/año
Gijón	Solar térmica para ACS	Nº colectores: 6 Superficie total: 72 m ² Potencia total instalada: 48 kWt
Vigo	Solar fotovoltaica en venta a red	Nº paneles: 642 Potencia total instalada: 125 kW Producción: 62.298 kWh/año
Bilbao	Eólica	Nº aerogeneradores: 5 Potencia total instalada: 10 MW Producción: 17.000 MWh/año

Fuente: Elaboración propia

1. Experiencias existentes

1.1 Instalación solar térmica en la AP de Gijón

El deterioro de las calderas que daban servicio de calefacción y ACS al edificio nº 1 de la Zona de Servicios Logísticos del puerto de Gijón originaban una importante pérdida calorífica, repercutiendo negativamente en la calidad del

servicio. Para dar respuesta a este problema, en el año 2007, se realizó una reforma de dichas calderas y como complemento a las mismas se instalaron unas placas solares para la generación de ACS, mediante energía solar térmica, a fin de reducir el consumo de gasóleo y teniendo en cuenta, por otro lado, el beneficio medioambiental que esto supone.

La inversión en el sistema de apoyo mediante colectores solares fue de algo más de 48.000 €.

El mantenimiento de la instalación es llevado a por una empresa externa, efectuando ésta los trabajos preventivos programados y los correctivos que son necesarios.

Esta instalación ha producido 758.730 kWh térmicos desde que fue puesta en marcha. Valorando esta energía al coste

del combustible ahorrado (gasóleo, con un precio de unos 8 céntimos de euro el kWh) puede comprobarse que los ahorros que ha reportado a fecha de hoy superan los 60.000 €, por lo que, obviando los costes de mantenimiento de la instalación, puede considerarse que ya ha sido totalmente amortizada.

Fuente: AP de Gijón



Figura 2.4.1 Instalación solar térmica para ACS en el Puerto de Gijón

1.2 Instalaciones solares fotovoltaicas en régimen de autoconsumo en la AP de Baleares

Existen 17 faros y 29 balizas pertenecientes a la Red Litoral de las Islas Baleares operando mediante autogeneración eléctrica con paneles solares fotovoltaicos. Este sistema de

alimentación fue el seleccionado para estos elementos debido a la imposibilidad de contar con suministro eléctrico mediante otras fuentes.

Los proyectos fueron ejecutados entre 1994 y 1998.

Las labores de explotación y mantenimiento asumidas por personal propio de la AAPP.

Los principales problemas experimentados en estas instalaciones son debidos al alto nivel de agresividad ambiental (salitre, vientos, descargas atmosféricas, etc.).

1.3 Instalación solar fotovoltaica en régimen de venta a red en la AP de Vigo

En el puerto de Vigo existen dos instalaciones solares fotovoltaicas, ambas en régimen de venta a red. Una de ellas se encuentra en el silo de automóviles de la terminal de Bouzas y la otra en la cubierta de los talleres de la AP de Vigo.

Instalación en los talleres de la AP de Vigo

Esta instalación fue ejecutada en 2007 y puesta en marcha en 2008. Formó parte de un proyecto piloto dentro de la

nueva construcción de los talleres de la AP de Vigo. Este proyecto tenía por objetivo la consecución de un edificio más respetuoso con el medio ambiente y eficiente energéticamente e incluía también una instalación solar para la refrigeración y calefacción del edificio.

La inversión fue de 80.000 €, con un periodo de retorno calculado inicialmente de 8 años. Contó con una subvención del 10,62% de la inversión.

La producción de la instalación desde el año 2008 ha sido de unos 30.000 kWh al año aproximadamente, reportando unos ingresos anuales de alrededor de 6.000 €.

El mantenimiento y la gestión de la instalación se realizan con personal propio de la AP de Vigo, sin incidentes hasta la fecha.

Los resultados de la instalación a efectos de su funcionamiento son positivos, sin embargo, el periodo de retorno de la inversión real ha sido más largo de esperado inicialmente.

Fuente: AP de Vigo



Figura 2.4.2 Instalación solar fotovoltaica en talleres de la AP de Vigo

Instalación en el silo de automóviles de la terminal de Bouzas

Los paneles solares se encuentran ubicados en una obra de nueva construcción para automoción: el silo de automóviles, en el que por la forma y estructura de la edificación el posicionamiento y ubicación de los paneles resultaba sencillo. Esta instalación fue ejecutada en 2010 y puesta en marcha en 2012.

La inversión fue de 522.800 €, con un periodo de retorno calculado inicialmente de 12 años. Contó con una subvención del 68,42% de la inversión.

La producción de la instalación se estima en unos 72.000 kWh anuales, considerando que del 1 de Agosto de 2012 al 31 de Diciembre de 2012 produjo unos 30.000 kWh. Los ingresos de dicho periodo fueron unos 5.800 €, en base a lo cual se estima que al año puede generar unos ingresos de unos 14.000 €.

Fuente: AP de Vigo

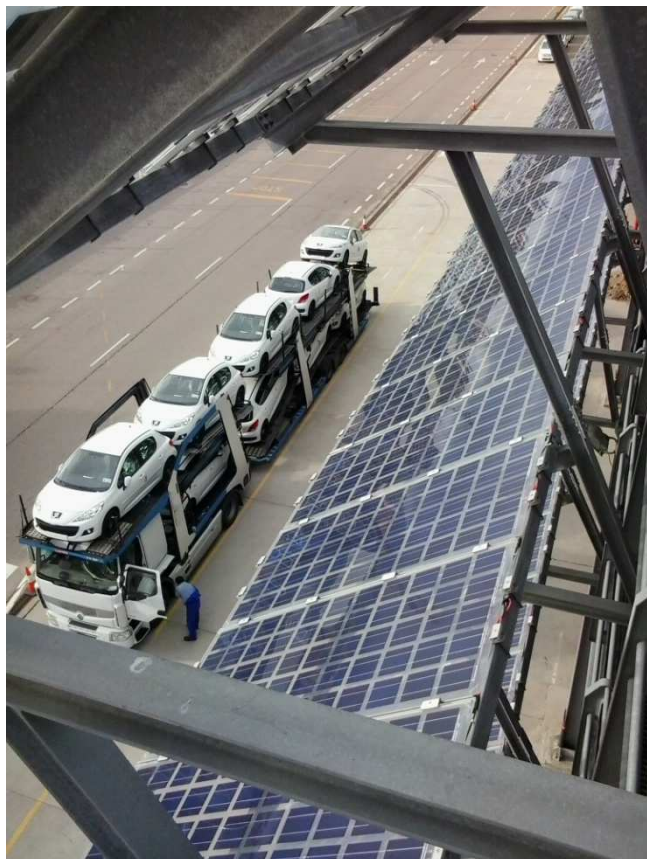


Figura 2.4.3 Instalación solar fotovoltaica en silo de automóviles de la AP de Vigo

El mantenimiento y la gestión de la instalación se realiza con personal propio de la AP de Vigo, sin incidentes hasta la fecha.

Mediante esta instalación, el puerto de Vigo pretendió intensificar el uso de energías más limpias, reducir su huella de carbono y validar la viabilidad de este tipo de instalaciones en el puerto con resultados de retorno de la inversión satisfactorios.

Respecto al funcionamiento de la instalación no han existido problemas, sin embargo, si se perciben como negativos los plazos administrativos de alta de la instalación para venta a red. Asimismo, las variaciones en las tarifas de venta durante ese periodo afectaron a los cálculos de retorno de la inversión inicialmente considerados.

1.4 Instalación eólica en la AP de Bilbao

En el dique punta de Lucero del puerto de Bilbao se instalaron en el año 2009 cinco aerogeneradores de GAMESA del modelo G-87, de 2 MW de potencia máxima de generación eléctrica y 78 m altura de buje.

La producción medida en los años 2010, 2011 y 2012 es de unos 17.000 MWh anuales, evitando la producción de más de 16.000 toneladas de CO₂ cada año.

Esta instalación es operada por Acciona.

La instalación ha presentado problemas de rotura de palas. Para averiguar la causa se llevaron a cabo estudios de túnel de viento y de monitorización.

Los estudios de túnel de vientos se emplearon para determinar si, dada la orografía del emplazamiento, pueden producirse condiciones atmosféricas tales que estando fuera de las especificaciones para las cuales se han diseñado los aerogeneradores, conlleven a un inadecuado funcionamiento de los mismos.

La monitorización de las condiciones de vientos tuvo por finalidad evaluar la no uniformidad de la velocidad del viento (burbujas de recirculación) mediante la instalación de mástiles meteorológicos.

Además se monitorizaron torres y palas a fin de observar condiciones especiales de carga debidas al emplazamiento.

Las conclusiones de los estudios fueron las siguientes:

- Existencia de niveles de turbulencia muy elevados con una alta aceleración de velocidad de viento, que puede dar lugar a movimientos de las cargas de flujo o de flexiones de pala elevadas.
- Las turbulencias eran debidas a las condiciones del emplazamiento y eran las causantes de los daños en las palas con vientos dirección suroeste y velocidad por encima de la nominal.
- En concreto las turbulencias eran creadas por la colina situada a 305 m al suroeste lo que generaba la no uniformidad del viento.

Además se han producido roturas de palas con viento de dirección distinta a suroeste por impacto de rayo.

Las soluciones planteadas han sido:

- Empleo de estrategia de control con vientos sur-suroeste de velocidades superiores a 20 m/s.
- La implementación de un algoritmo de limitación de empuje (25%) y carga de flap en las palas. Esta limitación reduce la producción en un 1,3%.
- Para prevenir los daños por rayos se ha realizado la fijación del cable pararrayos en la raíz de las palas y la colocación de "strips" en la punta de las palas.

Fuente: AP de Bilbao



Figura 2.4.4 Vista aérea de aerogeneradores en el dique Punta de Lucero (Bilbao)

2. Caracterización del aprovechamiento del potencial de energías renovables y generación distribuida

La siguiente lista de verificación proporciona unas pautas para analizar el nivel de avance en el aprovechamiento de las energías renovables y alternativas de generación distribuida más comunes.

<i>Energía solar térmica</i>	SI	NO
Se ha evaluado el potencial de generación de esta energía		
Se han evaluado las necesidades energéticas actuales que podrían ser cubiertas con esta energía		
Se han realizado estudios de viabilidad técnica de la implantación de tecnologías de aprovechamiento de esta energía		
Se han realizado estudios de rentabilidad de la implantación de tecnologías de aprovechamiento de esta energía		
Se ha implantado la tecnología en aquellos casos en que los estudios lo aconsejaban		
Se realiza un seguimiento de los resultados de la instalación		
<i>Energía solar fotovoltaica</i>	SI	NO
Se ha evaluado el potencial de generación de esta energía		
Se han evaluado las necesidades energéticas actuales que podrían ser cubiertas con esta energía		
Se han realizado estudios de viabilidad técnica de la implantación de tecnologías de aprovechamiento de esta energía		
Se han realizado estudios de rentabilidad de la implantación de tecnologías de aprovechamiento de esta energía		
Se ha implantado la tecnología en aquellos casos en que los estudios lo aconsejaban		
Se realiza un seguimiento de los resultados de la instalación		
<i>Biomasa</i>	SI	NO
Se ha evaluado el potencial de generación de esta energía		
Se han evaluado las necesidades energéticas actuales que podrían ser cubiertas con esta energía		
Se han realizado estudios de viabilidad técnica de la implantación de tecnologías de aprovechamiento de esta energía		
Se han realizado estudios de rentabilidad de la implantación de tecnologías de aprovechamiento de esta energía		
Se ha implantado la tecnología en aquellos casos en que los estudios lo aconsejaban		
Se realiza un seguimiento de los resultados de la instalación		

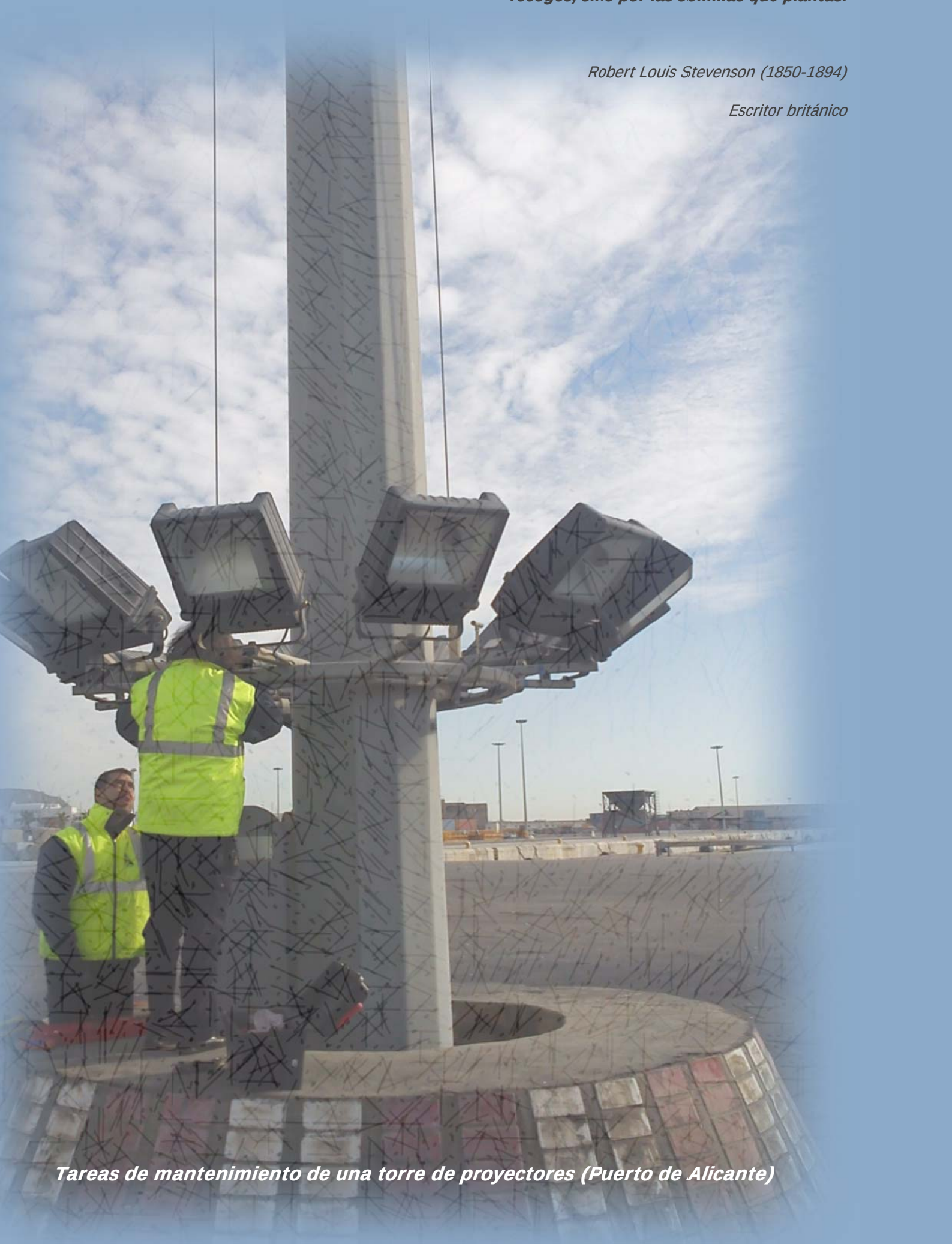
<i>Eólica</i>	SI	NO
Se ha evaluado el potencial de generación de esta energía		
Se han evaluado las necesidades energéticas actuales que podrían ser cubiertas con esta energía		
Se han realizado estudios de viabilidad técnica de la implantación de tecnologías de aprovechamiento de esta energía		
Se han realizado estudios de rentabilidad de la implantación de tecnologías de aprovechamiento de esta energía		
Se ha implantado la tecnología en aquellos casos en que los estudios lo aconsejaban		
Se realiza un seguimiento de los resultados de la instalación		
<i>Cogeneración / Trigeneración</i>	SI	NO
Se ha evaluado el potencial de generación de esta energía		
Se han evaluado las necesidades energéticas actuales que podrían ser cubiertas con esta energía		
Se han realizado estudios de viabilidad técnica de la implantación de tecnologías de aprovechamiento de esta energía		
Se han realizado estudios de rentabilidad de la implantación de tecnologías de aprovechamiento de esta energía		
Se ha implantado la tecnología en aquellos casos en que los estudios lo aconsejaban		
Se realiza un seguimiento de los resultados de la instalación		
<i>Geotermia</i>	SI	NO
Se ha evaluado el potencial de generación de esta energía		
Se han evaluado las necesidades energéticas actuales que podrían ser cubiertas con esta energía		
Se han realizado estudios de viabilidad técnica de la implantación de tecnologías de aprovechamiento de esta energía		
Se han realizado estudios de rentabilidad de la implantación de tecnologías de aprovechamiento de esta energía		
Se ha implantado la tecnología en aquellos casos en que los estudios lo aconsejaban		
Se realiza un seguimiento de los resultados de la instalación		



No juzgues cada día por la cosecha que recoges, sino por las semillas que plantas.

Robert Louis Stevenson (1850-1894)

Escritor británico



Tareas de mantenimiento de una torre de proyectores (Puerto de Alicante)

Estrategias de mejora del desempeño energético

3.1. Control y seguimiento de la estructura de la demanda

3.2. Buenas prácticas en la gestión económico-administrativa de la energía

3.3. Medidas de ahorro y eficiencia energética

3.4. Implantación de energías renovables y sistemas de generación distribuida en puertos



Grúa en el Puerto de Cartagena

Control y seguimiento de la estructura de la demanda

1. Establecimiento de sistemas de control y seguimiento de la demanda
 - 1.1. Documentación técnica y económico-administrativa a recopilar
 - 1.2. Identificación de puntos de interés para la toma de datos
 - 1.3. Equipos de medida de consumos energéticos y metodologías de estimación
 - 1.4. Sistemas de integración de la información
2. Caso de Estudio: Autoridad Portuaria de Cartagena
3. Indicadores de la estructura de la demanda y su seguimiento y control

1. Establecimiento de sistemas de control y seguimiento de la demanda

Hay una serie de pasos a seguir para establecer un sistema de control y seguimiento de la demanda y su estructura en unas instalaciones. Estos son:

- Recopilar documentación técnica y económico-administrativa.
- Identificar los puntos de interés para la toma de datos.
- Escoger los equipos de medida adecuados o establecer metodologías de estimación.
- Integrar los datos en un sistema de información útil para la monitorización, explotación y toma de decisiones.

A continuación se detalla cada uno de estos pasos.

1.1 Documentación técnica y económico-administrativa a recopilar

Es necesario recopilar y mantener accesible y actualizada la siguiente información:

- Contratos de suministro energético y otros documentos contractuales.
- Histórico de facturas remitidas por los proveedores.
- Histórico de facturas o cargos repercutidos a concesionarios en concepto de suministro energético (si los hubiese).
- Situación en plano y características técnicas de depósitos de combustibles o acometidas de compañías distribuidoras de combustibles gaseosos (acometida gas natural).
- Esquemas unifilares y planos de las instalaciones de distribución eléctrica, al menos hasta los cuadros generales de baja tensión de cada edificio, con especial atención a las instalaciones de enlace y conversión de alta tensión a baja tensión (centros transformadores).

Esta información es un soporte básico para identificar costes y otras condiciones económicas a partir de contratos y facturas, y para planificar una red de control y seguimiento a partir de planos y esquemas.

1.2 Identificación de puntos de interés para la toma de datos

Considerando los usos, usuarios e instalaciones existentes, deben caracterizarse aquellos puntos clave de consumo energético, es decir, aquellos en los que se sospecha a priori un consumo energético más importante. Estos son habitualmente los puntos sobre los que es necesario un mayor control, por lo que será interesante plantear la **instalación permanente de equipos de medida**, de mayor o menor alcance.

La implantación de equipos permanentes de medida será, así mismo recomendable en instalaciones de alumbrado exterior con protocolos de regulación de intensidad en función de la operativa, como esquema de verificación del cumplimiento de dichos protocolos y como guía para la mejora de los mismos

Por otro lado, podrán distinguirse otros puntos en los que también sea interesante obtener datos de consumo real pero en los que no sea necesaria una lectura constante. En estos puntos pueden plantearse **medidas puntuales periódicas**. Por ejemplo, empleando un analizador de redes (equipo que se describe más adelante) durante una semana dos veces al año, en verano y en invierno, para disponer de datos de dos regímenes de funcionamiento. Estas mediciones pueden organizarse y planificarse mediante **campañas periódicas de medición**.

Otros puntos de las instalaciones se encontrarán poco relevantes o tendrán patrones de consumo muy predecibles y estables en el tiempo y en ellos podrá realizarse una simple **estimación de consumos** o una única **medida puntual**.

Incluso dentro de un mismo edificio pueden encontrarse instalaciones especialmente relevantes e interesantes de monitorizar. Son instalaciones con elevados consumos energéticos como algunas instalaciones de climatización centrali-

zadas o CPDs de gran tamaño. En función de su importancia puede ser conveniente su monitorización en continuo o sólo ser recomendable tomar una medida puntual a fin de conocer el funcionamiento y consumos energéticos de la instalación para poder optimizarlos.

Por último, cabe destacar que hay algunas instalaciones con consumos elevados en las que, contra lo que pudiese parecer, puede no ser imprescindible instalar equipos de medida. Esto ocurre en el caso de instalaciones homogéneas con un comportamiento muy estable y predecible y que además dependen de una única acometida en la que existe contador de la compañía suministradora. Este es el caso de algunos alumbrados exteriores conectados a redes propiedad de la compañía distribuidora de electricidad. La acometida se realiza en cada cuadro de alumbrado que constará de su contador de la compañía a través del cual podemos conocer el consumo de dicho alumbrado. Por otro lado la instalación es habitualmente muy homogénea, se conocen los receptores existentes y sus horarios de funcionamiento son estables.

En estos casos la información proporcionada por la compañía y las propias estimaciones en función de número de receptores, tipo y horas de funcionamiento pueden ser suficientes para conocer cómo se comporta la instalación. Es interesante comprobar si es el caso de alguna instalación a controlar en la AP ya que supondrá un ahorro económico en la red de medida. No obstante, están excluidas de este tipo de sistemas las redes de alumbrado cuyo funcionamiento está condicionado, mediante un sistema de control, al nivel de actividad del puerto.

Por último, es necesario que todo el sistema de medida que se implante quede **documentado**, siendo muy recomendable que existe una **representación gráfica** de los equipos instalados, para lo que pueden emplearse los planos y esquemas recopilados en el paso 1.

La tabla 3.1.1 a continuación trata de resumir lo anterior y ayudar a la identificación de los puntos de interés en una instalación mediante sencillas pautas, en cualquier caso la solución idónea debe venir del estudio de cada caso particular.

Tabla 3.1.1 Pautas para la identificación de puntos de interés para la toma de datos

	Supuestos de aplicación
Medición continua	◆ Cuadros generales de baja tensión (electricidad) ◆ Instalaciones de generación térmica o conductos principales de climatización (otros combustibles) de edificios con consumos importantes ◆ Acometidas a usuarios a los que deben refacturarse suministros energéticos ◆ Instalaciones específicas con consumos importantes y de las que se desea optimizar su funcionamiento ◆ Instalaciones de alumbrado exterior con sistemas de regulación de intensidad en función de la operativa, como esquema de verificación del cumplimiento de la programación establecida y como guía para la mejora de los mismos.
Medición periódica	◆ Cuadros secundarios (electricidad) ◆ Instalaciones de generación térmica o conductos de climatización (otros combustibles) de edificios, partes de edificios o instalaciones específicas con consumos intermedios
Estimación / Medida puntual	◆ Instalaciones o edificios sencillos, con consumos poco relevantes o muy predecibles y estables en el tiempo
Datos de compañía suministradora	◆ Instalaciones homogéneas con un comportamiento muy estable y predecible y que además dependen de una única acometida en la que existe contador de la compañía suministradora

Fuente: Elaboración propia

1.3 Equipos de medida de consumos energéticos y metodologías de estimación

Hay una amplia gama de equipos para la medida de consumos energéticos así como otros parámetros relacionados con el funcionamiento de las instalaciones. A continuación se muestra un breve resumen de los equipos para la medida de consumos energéticos más ampliamente utilizados.

Otros equipos más específicos de otros parámetros a medir en instalaciones se describen en el apartado 3.3 de esta Guía.

Contadores de electricidad

Los contadores de electricidad miden el producto de la potencia por el tiempo para lo que se valen de un sistema como el de un vatímetro, que mediante un circuito voltimétrico y otro amperimétrico mide la potencia, y al que se incorpora un sistema de relojería.

Los contadores más utilizados en la actualidad son los de inducción. También existen contadores de energía electrónicos de impulsos, que por su precisión y versatilidad están desplazando a los de inducción. Éstos últimos, además pueden comunicarse telefónicamente vía modem, tarjeta SIM, red 3G o GPRS de manera que se consigue un control remoto en tiempo real. Son los también llamados contadores inteligentes.

Existen contadores tanto para sistemas monofásicos como trifásicos.

Analizadores de redes

Este dispositivo posee tres entradas de corriente mediante tenaza amperimétrica y tres entradas de tensión independientes a partir de las cuales se pueden obtener las siguientes medidas: tensión de línea y de fase de cada una de las fases, intensidad de línea en cada una de las fases, potencia activa y reactiva, potencia aparente, factor de potencia, frecuencia, energía activa, energía reactiva inductiva y capacitiva, tasa de armónicos, de corriente y de tensión, consumo energético, desequilibrio entre fases, flickering (per-

turbaciones de la red ocasionadas por incrementos súbitos de la corriente y cuya manifestación más habitual es el parpadeo de lámparas), armónicos, transitorios, etc.

Es decir, estos equipos no sólo permiten monitorizar el consumo energético sino que permiten la supervisión de la calidad eléctrica de la red. La calidad eléctrica es un indicador del nivel de adecuación de la instalación eléctrica para soportar y garantizar un buen funcionamiento de sus cargas. Las perturbaciones de la red pueden originarse en las instalaciones o cargas del usuario o en las de la propia compañía eléctrica. Algunas anomalías del funcionamiento de las redes afectan de manera directa al consumo energético o a sus costes por lo que estos equipos son interesantes para detectarlas y corregirlas. Estos son:

- **Energía reactiva.** En cualquier instalación eléctrica pueden existir elementos tales como bobinas y condensadores que al ser atravesados por corrientes alternas producen un desfase de la corriente respecto de la tensión. La consecuencia de este desfase, es que la potencia demandada a la red (potencia aparente) será mayor a la estrictamente necesaria para generar trabajo útil (potencia activa) al existir esta potencia reactiva, obligando a las distribuidoras de energía eléctrica a sobredimensionar las redes de distribución. Por ello éstas penalizan a los consumidores con cosenos de fi inferiores a 0,95 (donde fi es el ángulo entre la potencia aparente y la activa). Mediante un analizador de redes pueden detectarse aquellas instalaciones que están consumiendo energía reactiva a fin de establecer los sistemas de control adecuados. Los apartados 2.2 y 3.2 analizan en mayor profundidad esta problemática y sus soluciones.

- **Distorsión armónica.** La tensión senoidal que generan las centrales eléctricas es prácticamente pura; sin embargo ésta sufre alteraciones en las líneas de alimentación de los usuarios que hacen que aparezcan componentes de alta frecuencia. Estas deformaciones de la tensión senoidal han ido aumentando en los últimos años debido al uso de cargas no lineales. Las más habituales son equipos de control electrónicos que tro-

cean la señal senoidal con semiconductores de potencia. Entre otras destacan las siguientes: alumbrado con balastos electrónicos, fuentes de alimentación conmutadas, ordenadores, Sistemas de Alimentación Ininterrumpida (SAIs), reguladores electrónicos de tensión y variadores de velocidad para motores de corriente alterna. Algunos efectos de los armónicos son: corriente por el neutro, disparo intempestivo de interruptores diferenciales sin que existan corrientes de defecto, sobrecalentamiento de motores, transformadores, baterías de condensadores o el llamado efecto piel en conductores. Este último efecto es causante de pérdidas energéticas en la red. Consiste en el aumento de la reactancia inductiva del interior del conductor ocasionando que la corriente tienda a fluir por la parte externa de aquel. Se reduce la sección efectiva del conductor, aumentando su resistencia, por tanto el calor generado en éstos y, en definitiva, las pérdidas energéticas en distribución. Mediante un analizador de redes pueden conocerse los armónicos existentes en una red y la necesidad de establecer los sistemas de control adecuados. El apartado 3.3 analiza en mayor profundidad esta problemática y sus soluciones.

- **Desequilibrios entre fases.** Las redes de distribución interna en instalaciones trifásicas se diseñan inicialmente para que las cargas conectadas a cada fase sean lo más parecidas posibles de modo que el sistema sea equilibrado. Sin embargo, durante el uso de las instalaciones los usuarios conectan diferentes cargas al sistema, y con el tiempo, reformas y ampliaciones, conllevan a la existencia de cargas distintas a las de diseño conectadas a cada fase dando lugar a diferentes corrientes en cada una. Estos desequilibrios tienen como consecuencia ineficiencias en los sistemas trifásicos, aparición de corrientes por el neutro, aumento de pérdidas debidas a las corrientes de secuencia inversa y homopolares, pared de giro de frenado y pérdidas en

motores asíncronos, etc. Un analizador de redes puede ayudarnos a localizar dichos desequilibrios para realizar un mejor reparto de cargas entre fases.

- **Excesos de potencia.** Los excesos de potencia se refieren a potencias demandadas a la red superiores a las contratadas con la compañía eléctrica. Con un analizador de redes pueden detectarse las instalaciones que están contribuyendo de forma más importante a estos excesos para actuar sobre ellas. Los apartados 2.2 y 3.2 analizan en mayor profundidad esta problemática y sus soluciones.

Contadores térmicos

Para la medida de consumos térmicos, como aquellos correspondientes a sistemas de climatización basados en agua, existen dispositivos llamados contadores térmicos. Estos contadores están constituidos por un integrador, un caudalímetro (habitualmente basado en ultrasonidos en equipos modernos) y un par de sondas de temperatura.

Las sondas térmicas registran el valor de la temperatura diferencial entre impulsión y retorno. El caudalímetro registra el volumen de fluido circulante. Esto se logra en los caudalímetros basados en ultrasonidos, mediante dos transductores ultrasónicos que envían al mismo tiempo señales a favor y en contra de la dirección de flujo. Por último la unidad digital, controlada por un microprocesador, calcula la energía térmica consumida a partir de los valores de temperatura y caudal.

Estos equipos tienen la posibilidad de ser leídos de forma remota, del mismo modo que los contadores eléctricos, permitiendo conocer y registrar el consumo en tiempo real.

Pueden ser de gran ayuda, no sólo a efectos de control de consumos, sino también para facturar a distintos usuarios de un edificio que son suministrados por un mismo sistema de climatización.

Fuentes: Circutor, Fluke, Kamstrup



Contador eléctrico (Circutor)



Analizador de redes (Fluke)



Contador térmico (Kamstrup)

Figura 3.1.1 Equipos de medida

Contadores de combustibles

Para el control y seguimiento de la demanda de gas, propano, butano o gasóleo existen también contadores con la posibilidad de registrar y transmitir datos.

En el caso del gasóleo, se emplean caudalímetros que pueden ser basados en distintas tecnologías; ultrasonidos, magnéticos, de desplazamiento positivo, etc.

En el caso de los combustibles gaseosos los contadores más habituales para consumos pequeños son los contadores de membrana, de tipo volumétrico y cíclico, en los que la propia presión del gas produce el llenado y vaciado alternativo de dos cámaras de paredes deformables de volumen conocido. Para consumos mayores, ya comerciales o industriales, se utilizan habitualmente contadores de pistones rotativos y de turbina.

Estos equipos pueden ser necesarios en caso de querer monitorizar con detalle el consumo de instalaciones consumidoras de estos combustibles dado que las lecturas de las compañías gasistas se refieren a consumos brutos entre dos momentos en el tiempo, en el caso del gasóleo los tanques se recargan cuando es necesario de manera que el registro es discontinuo y propano y butano suelen suministrarse por

botellas o bombonas de modo que ocurre algo similar al gasóleo.

Metodologías de estimación

En aquellos casos en que por simplicidad de las instalaciones, relación coste-beneficio o cualquier otro motivo no proceda acudir a un equipo de medida, pueden realizarse estimaciones. En general las metodologías de estimación existentes se basan en partir de un consumo global conocido, que puede venir de una medición aguas arriba de los sistemas a estimar o de una factura de suministro energético, para luego intentar repartir del mejor modo posible dicho consumo entre las cargas. Este reparto se realiza en función factores tales como:

- Potencias instaladas
- Horas de funcionamiento
- Sistemas de control y regulación del consumo existentes en las instalaciones

Las estimaciones también pueden ser útiles en casos en los que se dispone de una medida fiable para realizar comparaciones. Si el consumo estimado conociendo el funcionamiento de las instalaciones y las mediciones son muy discrepantes pueden indicar anomalías tales como:

- Equipos sobredimensionados
- Averías o malfuncionamientos
- Conexiones ilegales

Nota sobre el Real Decreto 1110/2007 y los contadores inteligentes

Respecto a los contadores de electricidad empleados por las compañías eléctricas, según lo establecido en el Real Decreto 1110/2007, todos los contadores en suministros con potencias contratadas inferiores a los 15 kW, deberán ser sustituidos por nuevos equipos de medida que permitan la discriminación horaria y telegestión antes del 31 de diciembre de 2018.

Mediante esta iniciativa millones de contadores tradicionales serán sustituidos por nuevos contadores inteligentes y se adaptarán unos 80.000 centros de transformación, a los que se les incorporará capacidades de telegestión, supervisión y automatización.

De este modo se pretende que tanto las compañías como los usuarios tengan acceso a sus datos de consumo con un nivel de detalle elevado.

1.4 Sistemas de integración de la información

Par integrar la información recopilada a través de documentos, esquemas, equipos de medida, estimaciones, etc. existe una variedad de opciones que pueden ir desde una base de datos doméstica en formato hoja de datos en las que un responsable registra la información pertinente, hasta auténticos sistemas de información basados en aplicaciones informáticas.

No siempre es necesaria una aplicación informática para la gestión energética, existen instalaciones sencillas con personal suficiente que pueden llevar un control de estos aspectos con sus propias herramientas.

La mayoría de las AAPP disponen de numerosos edificios, instalaciones importantes y redes de distribución amplias

con diversos usuarios conectados. En este contexto el uso de sistemas informatizados ofrece múltiples posibilidades y simplifica las tareas a realizar.

Los sistemas informatizados constan de un software que permite el control y toma de datos de distintos sistemas de medida (consumos, temperatura, humedad, iluminancia, etc.), así como el análisis estadístico de dichos datos. Junto a dicho software existe un hardware compuesto por medidores de consumo, sondas, equipos de registro, y sistemas de transmisión de datos.

Estos sistemas informáticos no sólo registran, almacenan y calculan indicadores sobre la demanda energética sino que también ofrecen herramientas que ayudan a la gestión energética.

En cuanto al apoyo que ofrecen para el conocimiento de la demanda y su estructura, a continuación se enumeran las funcionalidades típicas de estos sistemas:

- **Monitorización y registro de datos.** Dicho registro puede ser automático y en tiempo real cuando la información procede de las sondas y contadores y otros equipos que forman parte del sistema, o de forma manual cuando hablamos de parámetros que el usuario debe introducir como puede ser el precio de los suministros energéticos u otros datos de apoyo para el cálculo de indicadores energéticos como, por ejemplo, superficies construidas, iluminadas, calefactadas, etc.
- **Obtener históricos de funcionamiento y de consumos** que permita la realización de análisis energéticos, la detección de anomalías, etc.
- **Obtención de curvas de consumos, gráficas e informes preconfigurados** para históricos diarios, mensuales, anuales, distribuciones de consumos, etc.
- **Cálculo de indicadores y realización de estadísticas.**
- **Acceso remoto a la información** a través de dispositivos fijos y portátiles como tabletas digitales o smartphones.

- **Exportación de datos** a formatos de uso común: hojas de datos, formatos csv o xml.
 - **Apoyo a la contabilidad energética.** Posibilidad de registro manual de facturaciones para su posterior gestión.
- El mero hecho de conocer nuestras pautas de consumo puede suponer un ajuste de parámetros de funcionamiento sencillos y modificaciones en el comportamiento que conlleven a un ahorro energético de entre el 10% y el 30%.

Fuente: Elaboración propia

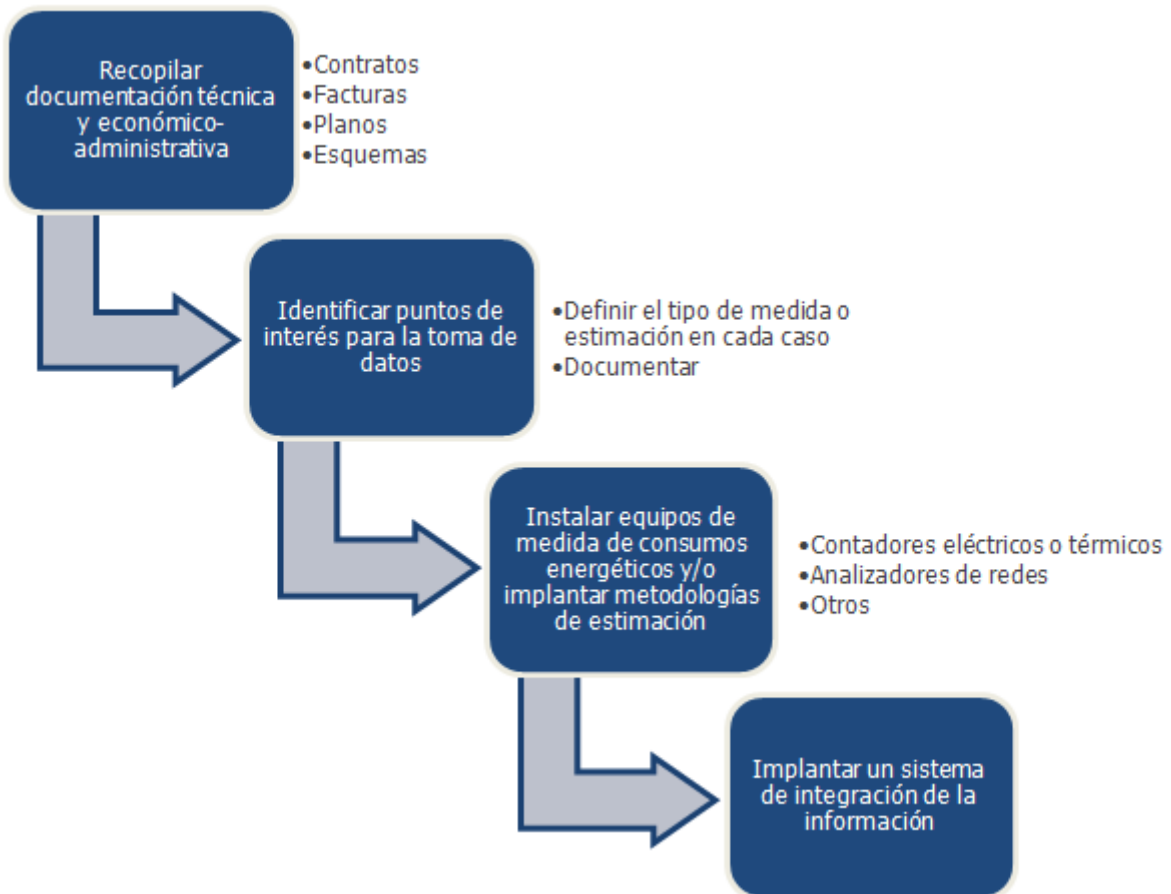


Figura 3.1.2 Pasos para el establecimiento de un sistema de control y seguimiento de la demanda

2. Caso de Estudio: Autoridad Portuaria de Cartagena

La Autoridad Portuaria de Cartagena dispone de un sistema de control y seguimiento de la demanda eléctrica a destacar.

El sistema de control de consumos de energía y agua de esta AP nació en el Departamento de Conservación para controlar el consumo de agua en el contador principal de la Dársena de Cartagena. Con el paso del tiempo, se ha aplicado esta tecnología a la mayoría de las redes y puntos principales de consumo de la red de agua y finalmente también a las instalaciones eléctricas de esta Autoridad Portuaria.

El sistema está estructurado en tres módulos funcionales, tanto para la red de agua como la eléctrica. Estos módulos son:

- Captura de datos
- Transmisión de datos
- Presentación de datos mediante software Scada

Captura de datos

Para la captura de datos de la red de eléctrica, se han seguido los siguientes pasos:

1. Identificar todos los cuadros de distribución de baja tensión principales, que suelen ser los que están conectados directamente a la salida de los transformadores, para colocarles en la acometida principal un analizador de redes con comunicaciones ModBus.
2. Estudiar cada cuadro de distribución para identificar cada una de las salidas sobre las que tenemos interés en controlar todos los parámetros eléctricos mediante un analizador de redes con comunicaciones ModBus.
3. Estudiar cada cuadro de distribución para identificar cada una de las salidas sobre las que tenemos interés

en controlar solamente su consumo, mediante un contador emisor de pulsos.

4. Actualizar los controladores de las baterías automáticas de condensadores para que dispongan de un analizador de redes con comunicaciones ModBus.

La AP de Cartagena ha distinguido como puntos importantes para la instalación de equipos de medida los siguientes:

- Cuadros principales de distribución de baja tensión, instalando 14 equipos.
- Cuadros secundarios de distribución, instalando 7 equipos.
- Alumbrados, instalando 11 equipos.
- Climatización, instalando 1 equipo.
- Edificios de la Autoridad Portuaria, instalando 5 equipos.
- Baterías automáticas de condensadores, instalando 6 equipos.
- Puntos de suministro a terceros, instalando 65 equipos
- Otras instalaciones de la Autoridad Portuaria, instalando 23 equipos.

Transmisión de datos

La transmisión de todos los datos recogidos por los distintos sistemas se realiza a través de protocolo Ethernet, usando la red de fibra óptica que la Autoridad Portuaria tiene distribuida por todas sus instalaciones.

Para la transmisión de datos de las redes de agua y eléctrica, se han seguido los siguientes pasos:

1. Extender la red de fibra óptica a todos los puntos de toma de datos de las dos redes (agua y electricidad). Estos puntos normalmente son los edificios anexos a los centros de transformación, donde están situados los cuadros de distribución eléctrica.

2. Instalación de switches conectados a la fibra óptica para generar las bocas necesarias de la red Ethernet del puerto. En los casos de edificios de la Autoridad Portuaria se ha usado la red Ethernet ya instalada en el edificio.
3. Instalación de pasarelas ModBus- Ethernet para conectar directamente los analizadores de redes que se comunican por ModBus y los equipos concentradores de pulsos que también se comunican por ModBus.
4. Instalación de equipos concentradores de pulsos para conectar los emisores de pulsos de los contadores de agua y los contadores eléctricos con salida de pulsos.
5. Cableado de los emisores de pulsos de los contadores de agua y de las salidas de pulsos de los contadores eléctricos desde su ubicación hasta el concentrador de pulsos.

Presentación de datos mediante software Scada

Se dispone de un sistema informático que:

- Permite trabajar en red instalándolo en un servidor, tanto para comunicarse con los equipos instalados, como para que permita el acceso a los datos a diferentes personas o puestos de trabajo.
- Permite configurar parámetros en los equipos instalados, para que la información sea homogénea y entendible.
- Tiene suficiente versatilidad para que se puedan configurar pantallas de datos, informes, gráficos y alarmas y que los datos sean exportables en entorno Windows.
- Es lo suficientemente seguro para que los usuarios puedan consultar la base de datos, mediante pantallas, informes y gráficos sin alterar la información de la base de datos.

En el caso de la AP el software elegido es Power Studio Scada de la firma Circutor.

La metodología de trabajo con este software ha sido la siguiente:

1. Configurar la comunicación con todos los equipos de transmisión antes descritos mediante la asignación de direcciones IP en la red Ethernet.
2. Configurar todos los parámetros en los equipos de captación de datos, como son analizadores de redes y concentradores de pulsos.
3. Dar de alta todos los equipos emisores de pulsos en los concentradores de pulsos, tanto de agua como de electricidad.
4. Diseñar las pantallas del sistema Scada para poder presentar toda la información de la base de datos de forma homogénea, y que permitan al usuario una navegación por todos los elementos del sistema sin conocer la arquitectura del mismo.
5. Diseñar los gráficos e informes que en cada momento puedan ser necesarios.

Las siguientes figuras ilustran el interfaz utilizado por esta Autoridad Portuaria para el control y gestión de estos consumos mediante gráficos e informes programados en el sistema informático.

Fuente: AP Cartagena

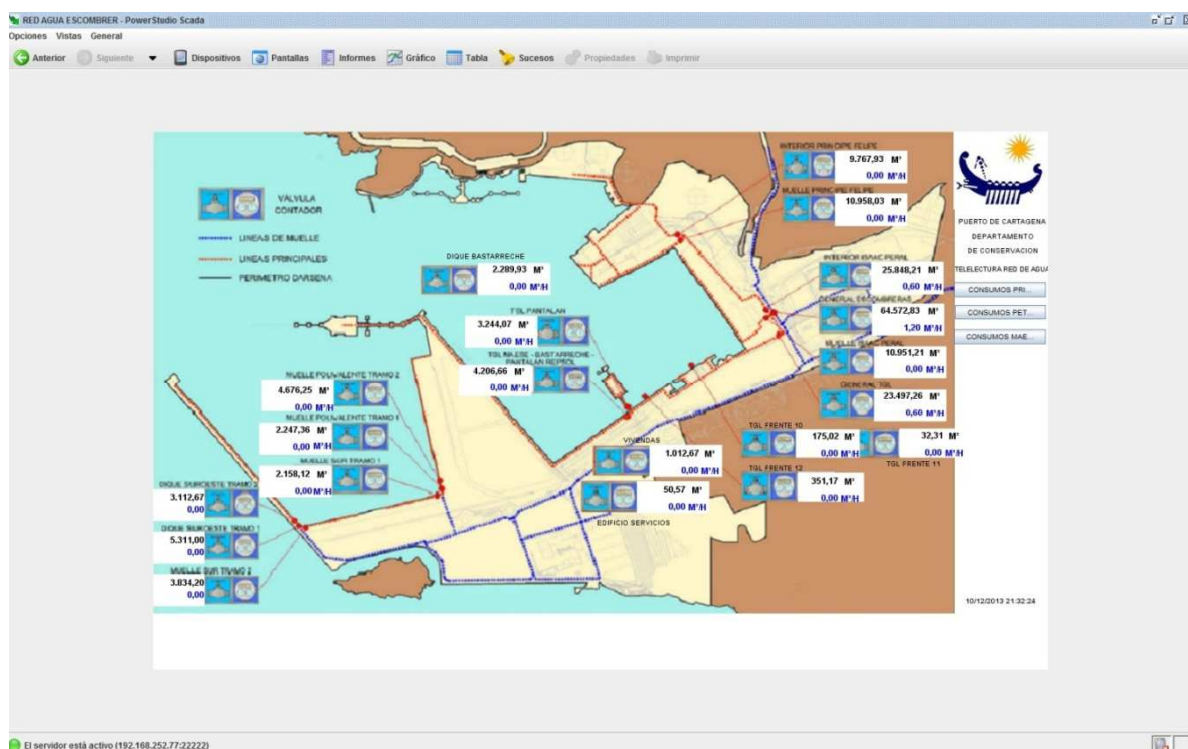


Figura 2.1.3 Pantalla del sistema que presentan el plano de las instalaciones con los contadores principales

Fuente: AP Cartagena

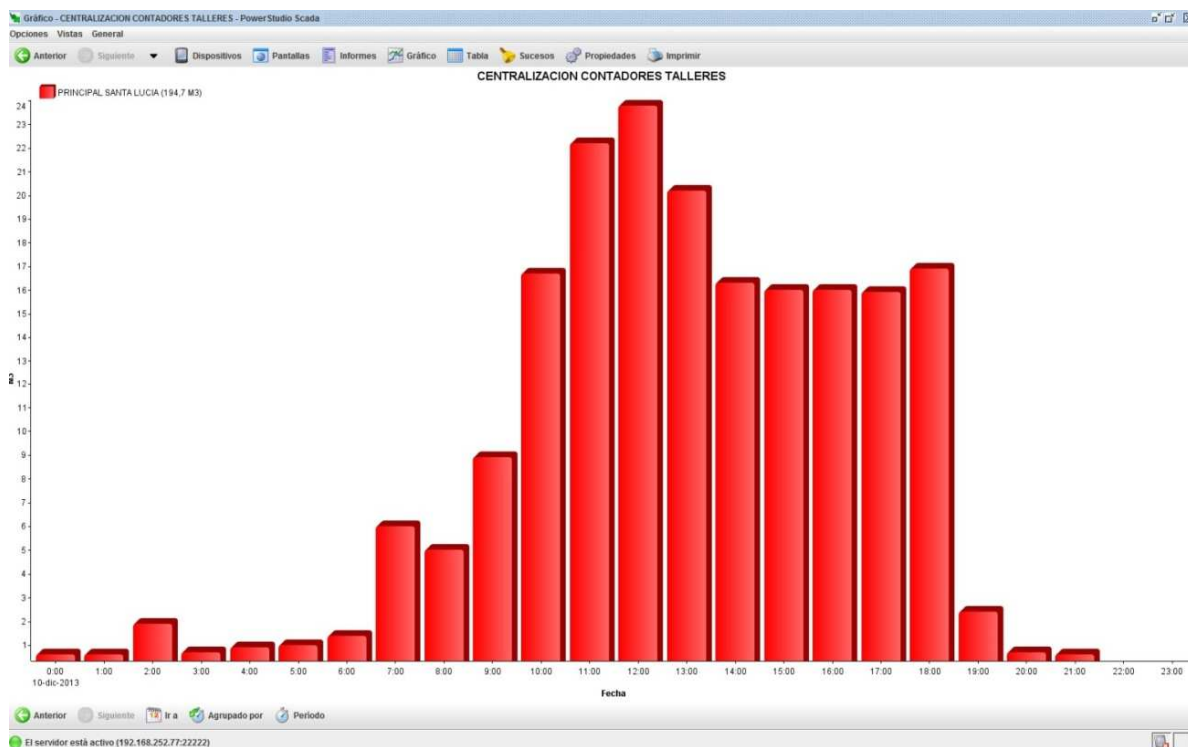


Figura 2.1.4 Gráfica de consumo diario para un contador

3. Indicadores de la estructura de la demanda y su seguimiento y control

A continuación se proporciona una lista de indicadores que pueden resultar útiles para comparar distintas instalaciones o AAPP, fijar objetivos de ahorro, incorporar a informes u otros documentos oficiales como las memorias de sostenibi-

lidad, etc. Estos indicadores pueden obtenerse a través de las metodologías y sistemas recomendados en este apartado.

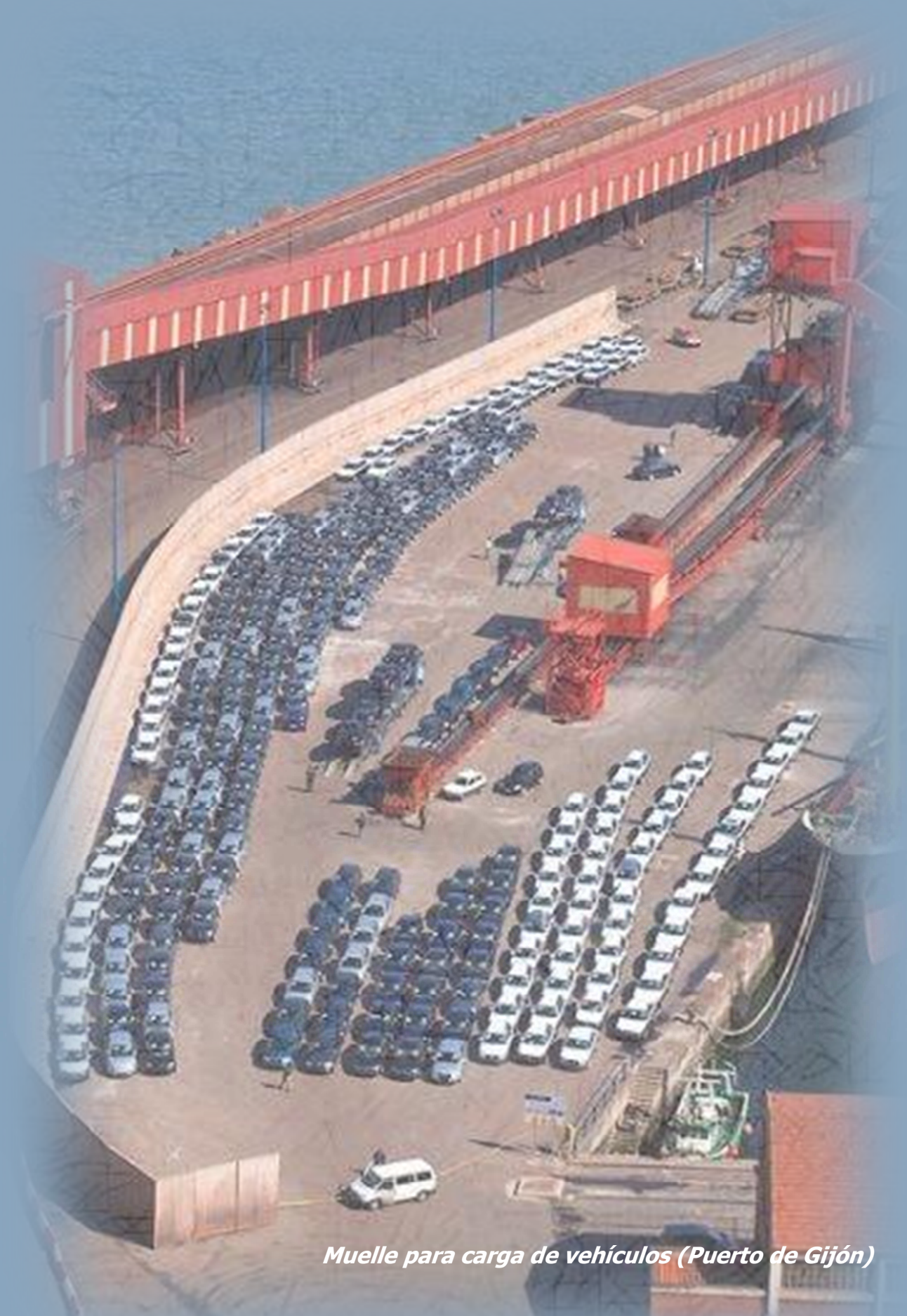
Es importante destacar la relevancia de disponer de estos indicadores y registrarlos periódicamente ya que serán de gran ayuda para evaluar la efectividad de las medidas de eficiencia o ahorro que puedan llevarse a cabo.

Tabla 3.1.2 Algunos indicadores de la estructura de la demanda y su control

Indicadores de tendencia		
Evolución del consumo de electricidad	Incremento o reducción del consumo de electricidad anual o en un periodo de varios años. Puede desglosarse por: ◆ Usuario: AP, empresas concesionarias, otros ◆ Instalación: alumbrado exterior, climatización, CPD, otros	Porcentaje (%)
Evolución del consumo de combustibles	Incremento o reducción del consumo de combustibles anual o en un periodo de varios años. Puede desglosarse por: ◆ Tipo de combustible: gas, gasóleo, propano... ◆ Usuario: AP, empresas concesionarias, otros ◆ Instalación: alumbrado exterior, climatización, CPD, otros	Porcentaje (%)
Evolución del consumo de energía primaria	Incremento o reducción del consumo en términos de energía primaria. Será necesario transformar las unidades de consumo de las distintas fuentes energéticas a unidades energéticas en origen (El Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía publica periódicamente tablas de factores de conversión).	Porcentaje (%)
Evolución de la red de medida	Incremento anual de la cobertura de la red de medida y control en unidades de consumo energético que se encuentra controlado activamente por sistemas de medida específicos	Porcentaje (%)
Indicadores de estado		
Ratios energéticos por superficie	Desglosados por tipo de suministro energético: ◆ Electricidad, gas, gasóleo... Relativos a superficies indicativas: ◆ Por superficie construida, calefactada, refrigerada, iluminada...	kWh/m² m³/m² kg/m²
Ratios energéticos por ocupación o tránsito	Desglosados por tipo de suministro energético: ◆ Electricidad, gas, gasóleo... Relativos a estancias con usos homogéneos: ◆ En terminales por viajero, en talleres por operario, en oficinas por trabajador, en centros formativos por alumno...	kWh/ocupante m³/ocupante kg/ocupante
Ratios energéticos por producción	Desglosados por tipo de suministro energético: ◆ Electricidad, gas, gasóleo... Relativos a otros indicadores de producción adecuados a la actividad: Facturación, tonelada movida...	kWh/tonelada m³/tonelada kg/tonelada
Alcance de la red de medida	Porcentaje de consumo energético que se encuentra controlado activamente por sistemas de medida específicos	Porcentaje (%)

Fuente: Elaboración propia





Muelle para carga de vehículos (Puerto de Gijón)

Buenas prácticas en la gestión económico-administrativa de la energía

1. Mejoras en la contratación de suministros energéticos y otros servicios relacionados con la energía
2. Recomendaciones a la hora de abordar inversiones en eficiencia energética y energías renovables
3. Consejos para la optimización de las actividades de recomercialización de energía.
4. Implantación de Sistemas de Gestión Energética. La figura del gestor energético
5. Consejos para la mejora de la gestión energética de terceras partes
6. Caso de Estudio: Autoridad Portuaria de Tarragona
7. Indicadores de gestión económico-administrativa de la energía

Este apartado de la Guía trata de proporcionar algunas recomendaciones útiles a la hora de afrontar los aspectos de gestión económicos y administrativos de la energía en las Autoridades Portuarias.

Asimismo, al final del apartado, se encuentran algunos índices que pueden emplearse para el seguimiento de los avances en la gestión económico-administrativa de la energía.

Los aspectos en los que se centra este apartado, de forma análoga a los analizados en el apartado correspondiente del capítulo 2, son los siguientes:

- Mejoras en la contratación de suministros energéticos y otros servicios relacionados con la energía.
- Recomendaciones a la hora de abordar inversiones en eficiencia energética y energías renovables.
- Consejos para la optimización de las actividades de recomercialización de energía.
- Implantación de Sistemas de Gestión Energética. La figura del gestor energético.
- Consejos para la mejora de la gestión energética de terceras partes.

1. Mejoras en la contratación de suministros energéticos y otros servicios relacionados con la energía

Las recomendaciones incluidas en este epígrafe son las siguientes:

- Adaptación de la tarifa de acceso en contratos de suministro eléctrico
- Adaptación de potencias contratadas en contratos de suministro eléctrico
- Control de las penalizaciones por energía reactiva
- Empleo de técnicas o modelos de contratación ventajosos

1.1 Adaptación de la tarifa de acceso en contratos de suministro eléctrico

La tarifa de acceso a contratar, depende en gran medida de la potencia que se requiere en cada punto de suministro, existiendo tarifas en baja tensión y tarifas en alta tensión, y dentro de cada uno de estos grupos, tarifas para distintas potencias, tal como refleja la tabla 3.2.1.

Tabla 3.2.1 Tarifas de acceso

Tarifa	Periodos	Tensión	Potencia
TUR	1 o 2	Baja tensión	≤ 10 kW
2.0	1, 2 o 3	Baja tensión	≤ 10 kW
2.1	1, 2 o 3	Baja tensión	10-15 kW
3.0A	3	Baja tensión	> 15 kW
3.1A	3	Media tensión	≤ 450 kW
6.1 a 6.5	6	Alta tensión	> 450 kW

Fuente: Elaboración propia

Por ello en muchos casos será difícil jugar con la tarifa de acceso ya que esta deberá adaptarse a las necesidades de las instalaciones. Sin embargo, si existe un caso en el que es posible, dentro de unas mismas necesidades de potencia,

adaptar la tarifa. Es el caso de las tarifas de baja tensión con diferenciación horaria. Las tarifas 2.0 y 2.1 tienen la posibilidad de escoger entre un único periodo de facturación, dos periodos y tres periodos diferenciados.

Estas tarifas son especialmente interesantes para el alumbrado exterior, que funciona mayoritariamente en periodos valle y supervalle, en los que el precio del kWh es menor. Además, con mucha frecuencia las potencias instaladas en lineales de alumbrado exterior por cada cuadro, se encuentran en los márgenes de potencia de estas tarifas siendo por tanto de aplicación.

Por ello, **en caso de existir separación a nivel de cuadros eléctricos del alumbrado exterior, o posibilidad de realizar dicha separación**, se recomienda, escoger tarifas con diferenciación horaria para alumbrados exteriores.

1.2 Adaptación de potencias contratadas en contratos de suministro eléctrico

En agosto de 2013, se produjo una modificación sustancial al alza de los peajes de acceso referidos a término de potencia, esto es, del coste fijo que se abona por potencia contratada.

En el caso de las **tarifas de tres periodos**:

- Si la potencia máxima demandada, registrada en el periodo de facturación se encuentra entre el 85% y el 105% respecto a la contratada, la potencia facturada será la potencia registrada.
- Si la potencia máxima demandada, registrada en el periodo de facturación se encuentra por encima del 105% respecto a la contratada, la potencia facturada será la potencia registrada más el doble de la diferencia entre el valor registrado y el valor correspondiente al 105% de la potencia contratada.
- Si la potencia máxima demandada, registrada en el periodo de facturación es inferior al 85% respecto a la contratada, la potencia facturada será el 85% de la potencia contratada.

En el caso de las tarifas de 6 periodos, la potencia a facturar en cada período tarifario será la potencia contratada. En el caso de que la potencia demandada sobrepase en cualquier periodo la potencia contratada en el mismo, los excesos de potencia se facturan de acuerdo a las siguientes fórmulas:

$$\text{Excesos de potencia} = \sum_{i=1}^{i=6} K_i \cdot A_{ei} \cdot 1,4064$$

Donde:

K_i es un coeficiente que adopta los siguientes valores en función del periodo:

- Periodo 1: 1
- Periodo 2: 0,5
- Periodo 2: 0,5
- Periodos 3, 4 y 5: 0,37
- Periodo 6: 0,17

Y A_{ei} es:

$$A_{ei} = \sqrt{\sum_{j=1}^{j=n} (P_{dj} - P_{ci})^2}$$

Donde:

P_{dj} es la potencia demandada en cada uno de los cuartos de hora del periodo i en que se haya sobrepasado la potencia contratada.

Y P_{ci} es la potencia contratada en el periodo i .

Por todo lo anterior es de gran importancia optimizar la potencia contratada a efectos de evitar tanto recargos por excesos de potencia que son penalizados en cualquier caso y, en el caso de las tarifas de 6 periodos especialmente en periodos 1 y 2, como la contratación de potencias por encima de las necesarias.

Por tanto, para optimizar la contratación de la potencia necesaria se recomienda:

1. **Realizar un análisis anual de las potencias máximas** registradas según facturación de compañía eléctrica y compararlas con las contratadas, procediendo a modificar la contratación de potencia por pe-

riodos en caso de apreciarse que es necesario. Debe tenerse en cuenta que no es posible contratar potencias menores en periodo 6 que en periodo 5 y así sucesivamente, hasta el periodo 1. Así lo establece el Real Decreto 1164/2001 por el que se establecen tarifas de acceso a las redes de transporte y distribución de energía eléctrica, con el objetivo de incentivar el desplazamiento del consumo a periodos de orden superior, siendo éstos los más económicos. También debe tenerse en cuenta que no siempre hay que evitar ser penalizado, en ocasiones ser penalizado en unos periodos puede compensar con creces la posibilidad de reducir potencia contratada en otros, por lo que es aconsejable realizar varias simulaciones con distintas potencias por encima y por debajo de las actualmente contratadas, con el fin de determinar el óptimo económico global.

2. En caso de existir un sistema de medida y control en tiempo real, **programar alarmas** en caso de producirse excesos de potencia **e investigar** las causas. Por ejemplo, una causa frecuente de los excesos de potencia son los arranques de máquinas de climatización o motores cuando varios de ellos se encuentran programados para hacerlo a la vez. El simple escalonado de su arranque reduce los picos de potencia de las instalaciones y hace desaparecer estas penalizaciones.

1.3 Control de las penalizaciones por energía reactiva

Como se describió en el apartado 2.2, las penalizaciones por energía reactiva son otro tipo de penalizaciones frecuentes en las facturas.

Son de aplicación a cualquier tarifa, por lo que existe la obligación de disponer de contador de energía reactiva instalado, excepto en la tarifa simple de baja tensión 2.0A.

Los suministros acogidos a la tarifa simple (2.0A de un solo periodo) deberán disponer de los equipos de corrección del consumo de energía reactiva adecuados para conseguir como máximo un valor medio del mismo del 50 por 100 del consumo de energía activa; en caso contrario, la empresa

distribuidora podrá exigir al consumidor la instalación, a su costa, del contador correspondiente o bien instalarlo con cargo a dicho consumidor cobrando el alquiler legalmente establecido y efectuar en el futuro la facturación a este consumidor del término por energía reactiva correspondiente en los periodos de lectura en los que el consumo de reactiva exceda los límites fijados a la distribución en la regulación correspondiente.

En el resto de tarifas, se aplica sobre todos los periodos tarifarios, excepto en el periodo 3, para las tarifas 3.0A y 3.1A, y el periodo 6, para las tarifas de seis periodos, y se contabiliza sobre el consumo de energía reactiva que exceda el 33% del consumo de activa durante el periodo de facturación considerado en el cual el coseno de ϕ sea inferior a 0,95, y únicamente afecta a dichos excesos. El precio del consumo de reactiva en exceso de este valor se establece en €/kVAh y es, a fecha de redacción de este documento:

- 0,041554 €/kVAh para cosenos de ϕ entre 0,95 y 0,8
- 0,062332 €/kVAh para cosenos de ϕ inferiores a 0,8

En el caso de que se detecten en las facturas penalizaciones de este tipo se aconseja instalar una batería de condensadores, bien en cabecera, bien aguas abajo si la energía reactiva se produce en un punto concreto de la instalación.

Los instaladores de estos equipos, proporcionándoles datos suficientes sobre el problema existente y las características técnicas de las instalaciones, suelen determinar las necesidades que debe cubrir la batería de condensadores a instalar.

Es muy importante realizar antes y después de instalar una batería de condensadores un estudio de armónicos en la red. Esto se debe a que la presencia en la red de cargas no lineales puede dar lugar a un problema grave en relación a los compensadores de energía reactiva.

Los condensadores no generan armónicos, son cargas lineales, pero pueden formar circuitos resonantes L-C con la inductancia del transformador y las líneas de distribución de la instalación.

Una corriente armónica que estimula un circuito a su frecuencia natural, produce efecto de resonancia. En una configuración L-C en paralelo una pequeña corriente de armónicos puede provocar una gran distorsión de tensión. En una configuración L-C en serie, las pequeñas tensiones de los armónicos pueden provocar una corriente elevada.

Si en la instalación hay corrientes armónicas próximas a la frecuencia de resonancia, se verán amplificadas de forma peligrosa, pudiéndose alcanzar amplitudes superiores a 10 veces el valor inicial del armónico considerado, dando lugar a corrientes muy altas en los condensadores que pueden ocasionar el disparo de fusibles, la apertura de las protecciones de la batería o, en caso extremo, la explosión de algún condensador.

Adicionalmente a estos problemas en la batería de condensadores se producirá fatiga dieléctrica, térmica y mecánica en los elementos de la instalación y reducirse el efecto de compensación de la batería.

1.4 Empleo de técnicas o modelos de contratación ventajosos

Concurso público o subasta

Los precios de los suministros energéticos son, por lo general, muy volátiles, motivo por el cual en principio no resultan recomendables los contratos de suministro a largo plazo. Por ejemplo, en el caso de la electricidad, la CNE recomienda contratos de un año o dos años como máximo.

Contratos de plazo más largo implican cláusulas de revisiones de precios asociadas a índices que suelen ser complejas de aplicar.

Se recomienda por tanto, con la periodicidad indicada, licitar mediante concurso público estos contratos, subasta u otra técnica de contratación permitida por la Ley de Contratos del Sector Público, de forma que distintas comercializadoras compitan entre ellas por ofrecer un mejor precio.

Agrupación de contratos en una única licitación

Como variante de lo anterior, una alternativa es la agrupación de contratos. Permiten sacar a concurso volúmenes de

consumo mayores de modo que el contrato resulte más atractivo para las comercializadoras, permitiendo ciertas economías de escala y en definitiva, obtener ofertas más ventajosas.

En el caso de puertos donde la comercialización de energía a concesiones está externalizada, puede resultar ventajoso agrupar la contratación de varias instalaciones. Así mismo, diferentes Autoridades Portuarias podrían realizar contrataciones conjuntas.

Contratación de Servicios Energéticos o el Modelo de Empresas de Servicios Energéticos

Las Empresas de Servicios Energéticos (ESEs) son organizaciones que proporcionan servicios energéticos en las instalaciones de un usuario determinado, estando el pago de los servicios basado en la obtención de ahorros de energía.

Estos ahorros se conseguirán a través del desarrollo de mejoras de la eficiencia energética de las instalaciones o mediante la utilización de fuentes de energía renovable.

En realidad, el ámbito de actuación de estas empresas es muy amplio, dado que pueden abarcar todos los servicios energéticos posibles, con el fin único de mejorar la eficiencia en el uso de la energía y reducir los costes energéticos de una instalación. Las ESEs pueden así diseñar, financiar, instalar, poner en marcha y controlar un proyecto determinado, asumiendo total o parcialmente el riesgo técnico y económico del proyecto.

Todos estos servicios pueden ser independientes entre sí o desarrollarse de forma conjunta y complementaria por una misma ESE. El desarrollo de forma conjunta es precisamente una de las ventajas del servicio suministrado por una ESE, el cual permite al cliente disponer de un único interlocutor y externalizar todos los servicios requeridos en una única organización.

El alcance de los servicios de una ESE se adapta, por tanto, a las necesidades del cliente en cada caso. En los organismos que posean una gran experiencia en materia energética, una ESE podrá simplemente desarrollar la construcción e instalación de un proyecto específico, o únicamente desa-

rollar la explotación de un proyecto anteriormente instalado. Sin embargo, en aquellos casos en los que los organismos deseen externalizar por completo los aspectos energéticos para centrarse en su actividad principal, una ESE podrá desarrollar la totalidad de sus servicios ofertados de forma conjunta.

En nuestro país, el Ministerio de Industria, Energía y Turismo, a través del IDAE tiene el objetivo de impulsar el mercado de Servicios Energéticos mediante empresas ESE.

Por el especial interés que este modelo puede tener para las Autoridades Portuarias, se realiza a continuación una descripción más extensa de él.

Prestaciones habitualmente comprendidas en el contrato

- **P1. Gestión energética.** Gestión energética para el funcionamiento correcto de las instalaciones objeto del contrato, gestión del suministro energético de combustibles y electricidad de todo el edificio, control de calidad, cantidad y uso, y garantías de aprovechamiento. Puede implicar proporcionar el suministro energético en sí mismo o realizar tareas de supervisión del suministrador, control y optimización de las condiciones de suministro.
- **P2. Mantenimiento.** Mantenimiento preventivo para lograr el perfecto funcionamiento y limpieza de las instalaciones con todos sus componentes, así como lograr la permanencia en el tiempo del rendimiento de las instalaciones y de todos sus componentes al valor inicial.
- **P3. Garantía total.** Reparación con sustitución de todos los elementos deteriorados en las instalaciones según se determine en el desarrollo del diálogo competitivo bajo la modalidad de Garantía total.
- **P4. Obras de mejora y renovación de las instalaciones consumidoras de energía.** Ejecución y financiación que se determinen como necesarias y oportunas. Compatible en todo momento con el desarrollo de la actividad del centro, permitiendo el funcionamiento de las instalaciones actuales hasta la puesta en marcha

de las nuevas. El resultado final de las modificaciones propuestas se ajustará a la normativa vigente, debiendo entregarse una vez legalizadas por la autoridad competente.

- **P5. Inversiones en ahorro energético y energías renovables.** Promover la mejora de la eficiencia energética mediante la incorporación de equipos e instalaciones que fomenten el ahorro de energía, la eficiencia energética y la utilización de energías renovables y residuales, como biomasa, energía solar térmica, fotovoltaica, cogeneración, eólica, etc.

Parámetros para la definición del modelo de contratación del servicio energético

A continuación se presenta una relación de los principales parámetros que definirán la modalidad de contratación de los servicios de una ESE. Como podrá observarse, existen muchas modalidades y casuísticas alrededor de este tipo de contratos.

- **Garantía y reparto de ahorros.** La garantía de los ahorros es un aspecto clave de los servicios suministrados por una ESE. No obstante, existen diferentes posibilidades de reparto de ahorros:
 - ◆ Reparto de ahorros desde el comienzo del proyecto. El contratante ve reducida su factura energética desde el primer año de contratación de la ESE. El contrato será de mayor duración, dado que los ahorros conseguidos no se destinan íntegramente a la financiación del proyecto, sino que se reparten entre la ESE y el contratante.
 - ◆ Ahorros íntegros al final del proyecto. El contratante no aprecia una reducción de su factura energética hasta el final de la duración del contrato. La ESE destina todos los ahorros conseguidos a la amortización de la inversión realizada.
 - ◆ Reparto de ahorros creciente. Con el transcurso del proyecto, el contratante aprecia los ahorros de forma creciente. En un principio, sus costes energéticos se mantienen constantes y, según avanzan

los años de duración del contrato, los ahorros se reparten de forma creciente para el contratante hasta la finalización del contrato.

◆ Otras modalidades.

- **Financiación del proyecto.** El origen del servicio prestado por una ESE se basa en la posibilidad de conseguir ahorros energéticos sin que el contratante tenga la necesidad de realizar una importante inversión. No obstante, esta inversión permite también diferentes modalidades según el proyecto específico desarrollado. Así, la inversión podrá ser realizada directamente por la ESE, con un sistema de “third party financing”, financiación mixta o, incluso, por el propio contratante si de esta forma consigue obtener las instalaciones o medidas que desea expresamente.
- **Duración del contrato.** La duración del contrato será uno de los aspectos clave para la contratación de una ESE. Actualmente, en materia energética, el mercado no está acostumbrado a contratos de larga duración. La contratación del suministro energético se renueva de forma periódica en el medio plazo, sin necesidad de es-

tablecer una relación contractual a largo plazo con ningún suministrador. En este sentido, el modelo de negocio de una ESE es diferente. La amortización de la inversión a través de los ahorros requiere plazos de duración de los contratos de largo plazo (entre 5 y 12 años, de forma general), lo cual supone en algunos casos un aspecto negativo para los contratantes que no quieren firmar acuerdos tan prolongados. La duración del contrato dependerá principalmente de la financiación de la inversión y de la repartición de ahorros. Cuanto menor cargo de financiación asuma la ESE y mayor sea la repartición de ahorros a favor de la ESE, menor será el periodo de duración del contrato.

Este tipo de modelo se está empleando de manera creciente para alumbrados públicos municipales. Se trata de instalaciones relativamente sencillas de operar con consumos predecibles, lo que aporta garantías tanto a la ESE como al contratante. De forma análoga se recomienda a las Autoridades Portuarias que valoren su **aplicación en sus alumbrados exteriores**, los cuales suponen consumos muy importantes, así como en sus edificios.

Fuente: Elaboración propia

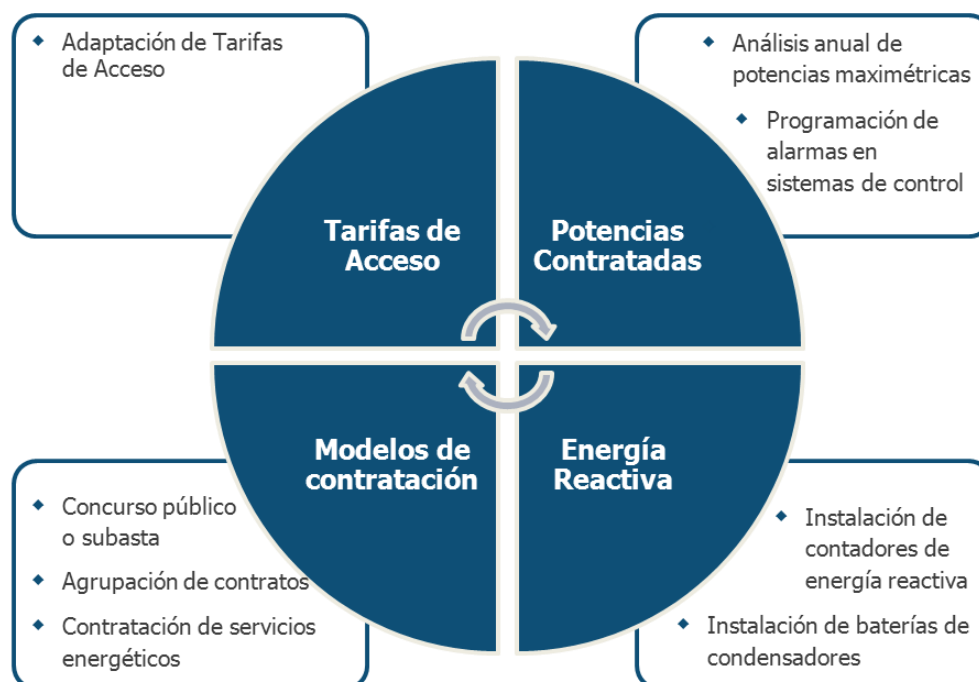


Figura 3.2.1 Mejoras en la contratación

2. Recomendaciones a la hora de abordar inversiones en eficiencia energética y energías renovables

Propuestas de actuaciones viables en materia de eficiencia energética y energías renovables se encuentran recogidas en los apartados 3.3 y 3.4 de esta Guía.

A continuación se recogen una serie de criterios recomendables a la hora de decidir si es conveniente abordar o no una determinada inversión en este campo:

- 1. Valorar el ahorro energético que reporta la actuación en términos absolutos, relativos y económicos.** En caso de que sea una inversión importante, cuya amortización vaya a llevar más de dos o tres años, se recomienda analizar su rentabilidad en varios escenarios de evolución futura de precios de los suministros energéticos así como de otros servicios. Puede encontrarse que una inversión que a día de hoy parece rentable, en una opción de futuro no lo es y por el contrario, que una actuación que en la situación actual no resulta rentable puede suponer un posicionamiento estratégico en el futuro.
- 2. Analizar el marco legal.** Antes de emprender proyectos de eficiencia energética y energías renovables
- 3. Valorar el impacto de las actuaciones sobre la operatividad del puerto.** Deben evitarse en la medida de lo posible impactos negativos sobre las actividades productivas tanto en la fase de implantación como de puesta en marcha y operación.
- 4. Tener en cuenta aspectos no sólo energéticos y económicos** sino también ambientales, socioeconómicos (generación de empleo), de confort de los usuarios de las instalaciones, etc.
- 5. Solicitar siempre varios presupuestos a empresas de reconocida competencia** en la materia.

Fuente: Elaboración propia

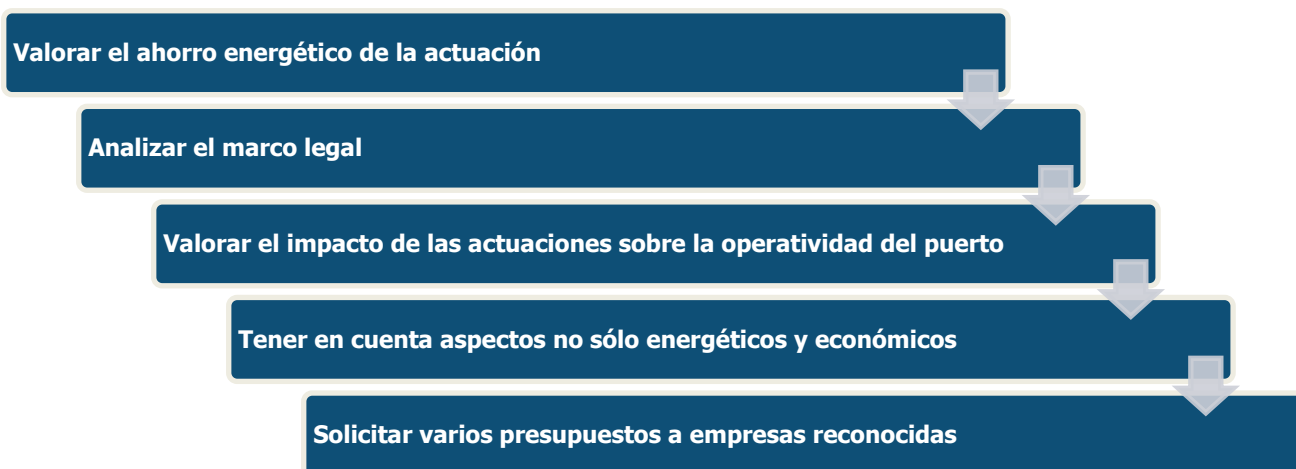


Figura 3.2.2 Actuaciones para acometer inversiones en Eficiencia Energética y Energías Renovables

3. Consejos para la optimización de las actividades de recomercialización de energía

En cuanto a las actividades de recomercialización de energía a terceros hay una serie de valoraciones que se recomienda abordar:

- **Precio del servicio.** Se recomienda valorar el precio que se aplica a los concesionarios y compararlo con los precios de mercado. Si el precio que se está aplicando por este servicio es más elevado que el que ofrece el mercado, este puede ser un motivo para avanzar hacia la externalización de este servicio en pro de mejorar la competitividad de las empresas que operan en el puerto y en definitiva, la propia competitividad del puerto como oferente de una ubicación comercial atractiva.
- **Relación coste-beneficio.** Se considera imprescindible valorar la relación de costes e ingresos asociada al mantenimiento de una red de distribución propia y el sistema de recomercialización de energía eléctrica. Una relación entre costes e ingresos negativa o próxima a la unidad, puede motivar la externalización del servicio, máxime si el precio del servicio ofertado es superior al del mercado libre.

Como se ha indicado, si el precio de reventa de energía a terceros está por encima de los precios de mercado o si el proceso de distribución de energía no tiene una adecuada relación coste-beneficio, entonces puede ser conveniente externalizar el servicio de suministro eléctrico dentro del puerto. Esta externalización podría abarcar:

- **Externalización de la actividad de recomercialización.** Esta alternativa consiste en externalizar a una empresa la gestión de los contadores a terceros, toma de las lecturas y emisión de facturas a los concesionarios así como la transferencia de los debidos fondos a la AP a cambio de, por ejemplo, una tasa sobre el kWh a través de la cual la empresa externa se vea retribuida.

Cuando no se haya externalizado la red de distribución es posible externalizar la recomercialización a través de una ESE. Cuando, por el contrario, se externalice la distribución a una empresa especializada, la venta de electricidad podrá realizarla cualquier comercializadora al uso.

- **Externalización de la red de distribución.** Esta alternativa implica **ceder la red interna del puerto a una empresa distribuidora**, lo cual daría acceso a los usuarios del puerto a contratos convencionales con comercializadoras o incluso a otras alternativas como un contrato bilateral con un generador o a actuar como agentes de mercado si así lo desearan. Existe una barrera a esta cesión de las redes que ya se mencionó en el apartado 2.2 y que es el estado actual de las instalaciones.

Las distribuidoras están sujetas a normativas y estándares sobre sus redes que deben cumplir. En algunos casos las redes de las Autoridades Portuarias, sin que eso signifique que no se encuentren en buen estado, simplemente no se ajustan a esos estándares. Asumirlas por parte de una distribuidora implica para ellas realizar inversiones adicionales de adaptación. Por ello, suelen exigir una contrapartida económica para asumir dichas redes o bien que sea la AP la que realice dichas inversiones antes de asumirla. Esta actitud de las distribuidoras es frecuentemente interpretada por parte de las Autoridades Portuarias como un abuso, ya que consideran que se les cede un bien para la prestación de un servicio comercial por el que deberían pagar e incluso debiesen abonarles la tasa de actividad que correspondiese en cada caso por la ocupación del dominio público portuario.

Al respecto de esto último, cabe destacar que esto efectivamente ocurre así en otros ámbitos en los que el terreno es de titularidad pública, como es el caso de los ayuntamientos. En las líneas que atraviesan términos municipales se abonan unas tasas calculadas como porcentaje de la facturación por la energía que circula por ellas.

Es más, según el Real Decreto 222/2008, de 15 de febrero, por el que se establece el régimen retributivo de la actividad de distribución de energía eléctrica, el titular de la instalación puede exigir la suscripción de un convenio de resarcimiento a la hora de ceder las redes eléctricas al distribuidor de la zona, a favor de los consumidores suministrados por dicha instalación, por una vigencia de mínima de diez años, quedando dicha infraestructura abierta al uso de terceros.

Como ventaja de esta alternativa se encuentra que la Autoridad Portuaria se libera de la actividad de reco-

mercialización y sus costes asociados así como del mantenimiento de la red. Este ahorro en costes puede compensar en plazos asumibles las inversiones de adaptación a ejecutar en la red. Por otra parte iniciar conversaciones con las distribuidoras a fin de detectar las necesidades de adaptación reales e intentar llegar a un acuerdo en cuanto a estos puede merecer la pena, más en los casos en los que la actividad de recomercialización no redunda en ingresos relevantes para la AP ni en un mejor precio de la energía para las empresas concesionarias.

Fuente: Elaboración propia

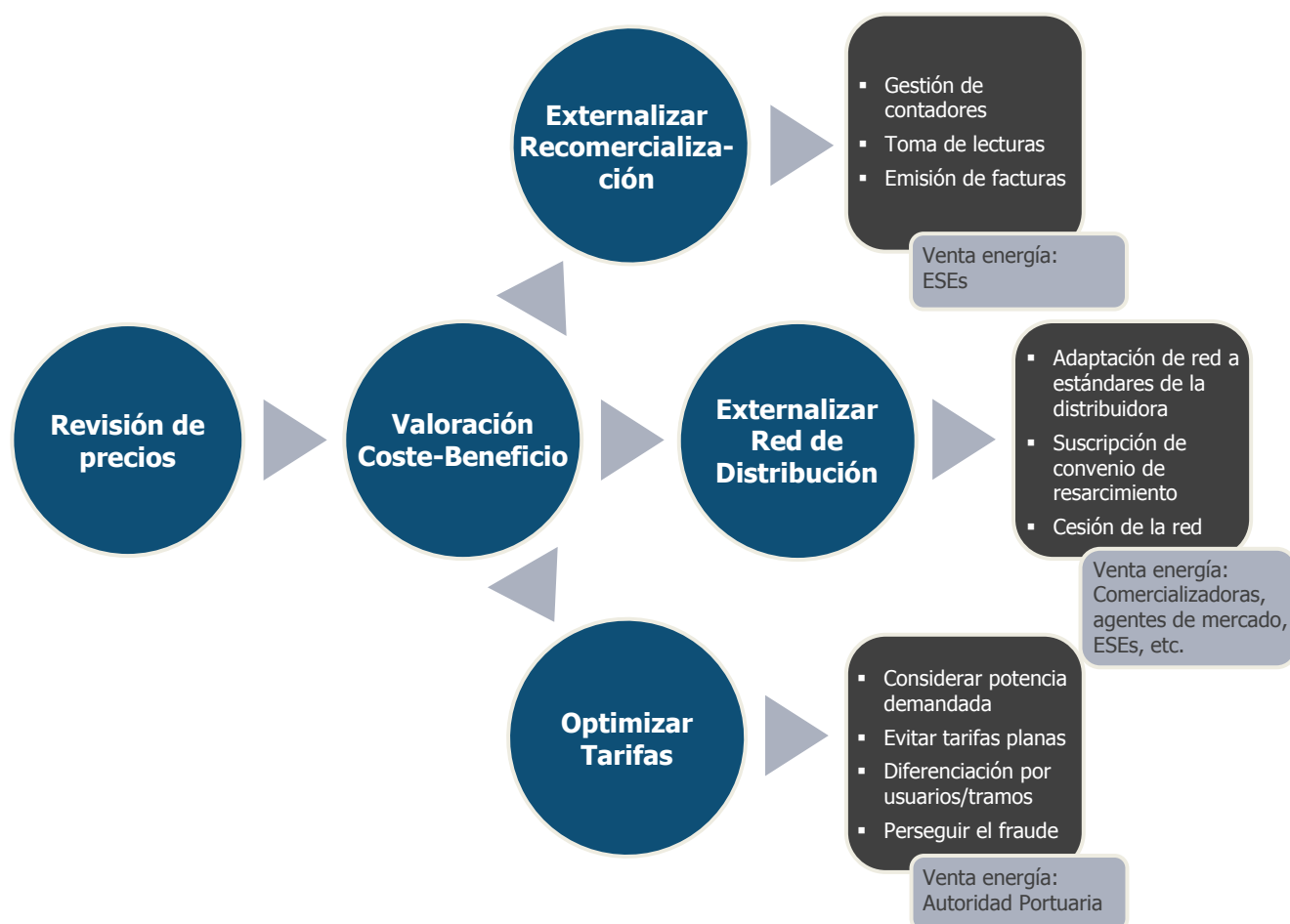


Figura 3.2.3 Proceso de optimización de las actividades de recomercialización de energía

No obstante, como se indicó en el capítulo 2.2 no siempre resulta sencillo para la Autoridad Portuaria llegar a acuerdos con empresas distribuidoras para ceder la explotación de la red. En aquellos casos en los que no sea posible externalizar la totalidad o parte del servicio de suministro eléctrico es recomendable realizar una revisión de las tarifas de reventa con el fin de incentivar una mejor gestión de la energía por parte de los operadores.

La Autoridad Portuaria podrá recurrir, en todo caso, a una ESE para realizar no sólo la recomercialización sino también la gestión de la red de distribución.

Algunas recomendaciones para la **Optimización de las Tarifas** son:

- **Considerar la potencia demandada.** Repercutir no sólo el consumo energético sino también la demanda de potencia a la red, induce a los concesionarios a reducir sus potencias instaladas o a evitar el arranque masivo de equipos a la vez. De este modo se evitan elevados coeficientes de simultaneidad en la red que puedan redundar en excesos de potencia en cabecera que la AP debe abonar, o incluso puede permitir que se reduzcan las potencias globales que la AP debe contratar.
- **Evitar las tarifas planas.** Las Autoridades Portuarias no abonan el mismo precio por kWh en cada momento del día. Como se detalla en el apartado 2.2 existen periodos de facturación. Si las tarifas son planas no existe incentivo para las empresas concesionarias a la hora de orientar sus consumos a los periodos de menor coste. Adaptar las tarifas aplicadas a los concesionarios a las que perciben las Autoridades Portuarias permite alinear el consumo de unas con la facturación que se percibe por el global del puerto.
- **Diferenciación de precios por usuarios y/o por tramos.** La AP podría decidir establecer distintas tarifas por tipo de usuario en caso de desear promocionar ciertas actividades o grabar menos a cierto tipo de usuarios. También puede establecer tramos de consumo con distinta facturación dentro de cada tipo de

usuario con el objetivo de que por encima de ciertos ratios de consumo exista una penalización que induzca a un control de gasto energético por los concesionarios.

- **Identificar posibles fraudes.** Aunque es poco probable, es posible que existan conexiones no permitidas a la red eléctrica dentro del puerto. Por tanto, es recomendable mejorar los sistemas de control, realizar inspecciones de la red con frecuencia y contrastar periódicamente los consumos reales frente a los esperados mediante medidas directas en la red.

4. Implantación de Sistemas de Gestión Energética. La figura del gestor energético

4.1 Fases para la implantación de un SGE

La implantación de uno de estos sistemas consta de los siguientes pasos:

1. **Análisis de situación de partida** mediante una auditoría previa y determinación del alcance del futuro SGE. Conocer la situación actual será el primer paso para plantear los objetivos del sistema, la planificación energética, las necesidades de recursos materiales y personales, y, en definitiva plantear un alcance del sistema a implantar en coherencia con el punto del que se parte.
2. **Establecer una política energética.** La implantación de un SGE debe contar con el apoyo de los máximos responsables (alta dirección) de la AP para tener éxito. Es un uso habitual que estos responsables plasmen por escrito su compromiso con un uso racional de la energía y su deseo de optimizarlo.
3. **Desarrollo de una planificación energética.** La planificación energética consta de los siguientes puntos:
 - ◆ *Identificación de los requisitos legales y otros requisitos* relacionados con el uso y consumo de la energía, y su eficiencia energética de aplicación a la AP.
 - ◆ *Cálculo de la línea base de energía.* La línea base de energía debe calcularse con un periodo representativo de datos de consumo. Lo mínimo es un año, aunque lo recomendable son de 3 a 5 años. Este consumo debe además vincularse con otros datos que afectan al consumo energético, en especial la climatología y el uso de las instalaciones. De este modo el efecto de las medidas aplicadas podrán compararse respecto al año base, con inde-

pendencia del comportamiento de factores atmosféricos, niveles de actividad o cambios en los usos de las instalaciones.

- ◆ *Definición de indicadores de desempeño energético apropiados.* Estos permitirán realizar el seguimiento, comparar las situaciones previas a las actuaciones posteriores y evaluar el cumplimiento de los objetivos. Cada apartado del capítulo 3 incluye indicadores de aplicación habitual.
- ◆ *Desarrollo de metodologías de revisión energética.* Estas metodologías deben permitir revisar el sistema y detectar desviaciones. Suelen apoyarse en los indicadores antes mencionados.
- ◆ *Propuesta de objetivos, metas y planes de acción.* Consiste en plantearse unos objetivos realistas respecto a la situación inicial y definir cómo alcanzarlos.

4. **Implementación y operación.** Para llevar a cabo la implementación y operación de un SGE deben ejecutarse las siguientes actividades:

- ◆ *Detectar las necesidades de formación y toma de conciencia* para la implementación y operación del SGE.
- ◆ *Definir los procedimientos de comunicación interna y externa* del desempeño energético o integración en los existentes. Consiste en habilitar canales para la comunicación dentro de la organización (por ejemplo buzones de sugerencias) y para la comunicación al exterior (espacio en páginas web, comunicación con la prensa, etc.).
- ◆ *Definir la documentación* asociada al SGE.
- ◆ *Definir procedimientos operacionales específicos* sobre las actividades de mayor impacto sobre el consumo energético.
- ◆ *Definir recomendaciones de diseño* de instalaciones nuevas, que se modifiquen o se renueven para un mejor desempeño energético.

- ◆ *Definir criterios de adquisición* de servicios de energía, productos, equipos y energía.
 - ◆ *Definir sistemas de verificación y auditoría interna.* Los sistemas de verificación del SGE deben incluir procedimientos de seguimiento, medición y análisis, evaluación de cumplimiento de requisitos legales, detección de no conformidades, desarrollo de acciones correctivas y preventivas, y control de los registros.
 - ◆ *Definir los procedimientos de revisión* por la dirección del SGE.
- 5. Realizar una auditoría interna del SGE por personal cualificado una vez al año.** Una vez implementado un SGE este puede ser certificado por una tercera parte de acuerdo a un estándar internacional, actualmente la ISO 50001, para obtener la correspondiente certificación, sin embargo, este último paso es voluntario.

Fuente: ISO 50001:2011

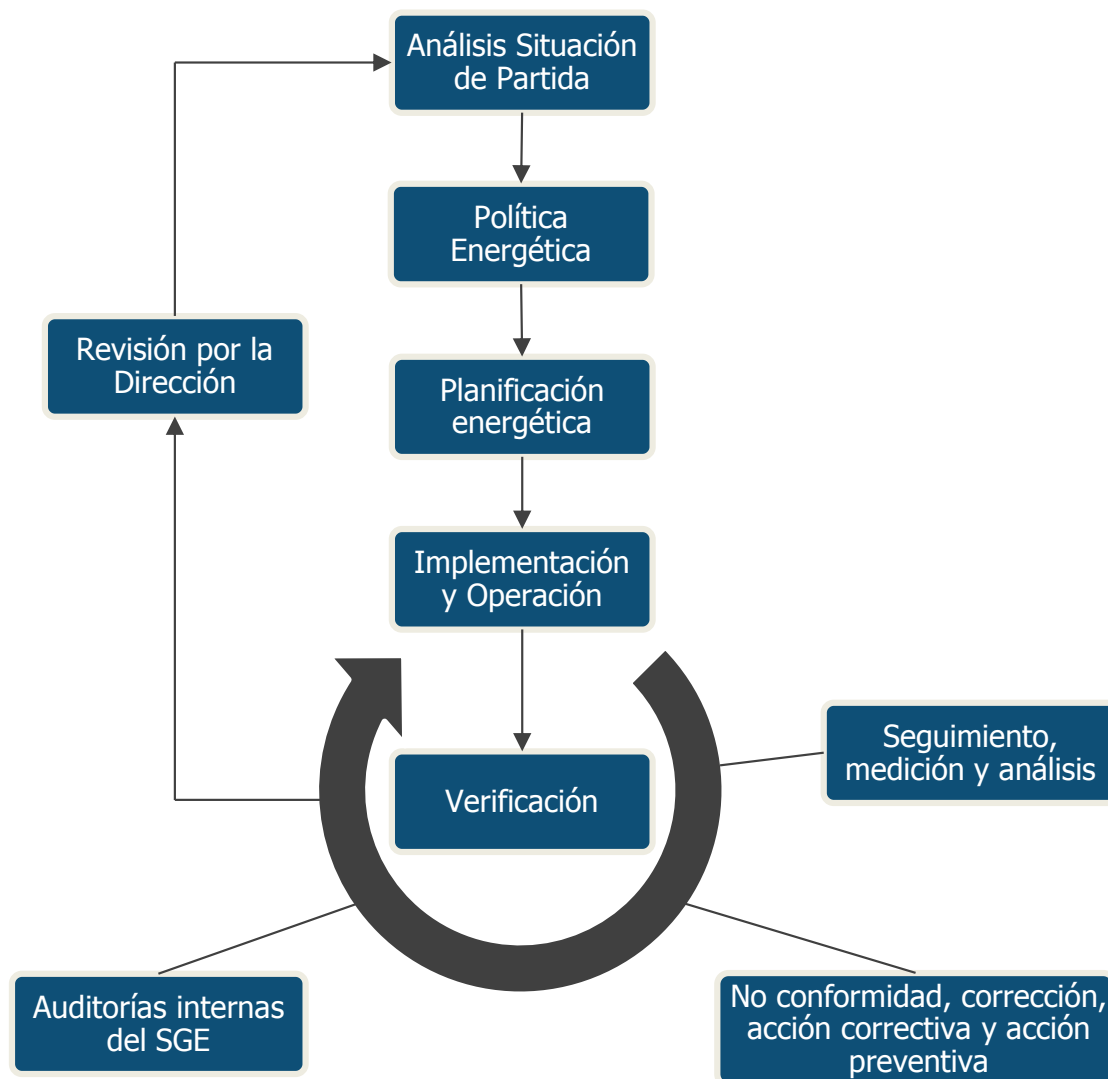


Figura 3.2.4 Modelo de Sistema de Gestión de la Energía

4.2 La figura del gestor energético

Dentro del proceso de implantación de un SGE existe una figura clave: **el gestor energético**.

Se trata del máximo responsable de la implantación y resultados del sistema de gestión. Incluso en ausencia de un sistema de gestión estructurado, es una figura necesaria en una organización que desee avanzar en la mejora de su desempeño energético.

Esta persona debe cumplir una serie de características básicas:

- **Autoridad.** Debe estar dotada de capacidad para que sus instrucciones sean ejecutadas y sus decisiones respetadas. Debe asimismo estar en contacto con la dirección y tener autoridad para decidir acerca de la ejecución de presupuestos.
- **Cualificación.** Debe estar suficientemente formada en la materia. Los conocimientos técnicos son imprescindibles pero no debe perderse de vista que la gestión energética tiene importantes componentes económicas y organizativas, por lo que estas capacidades deben encontrarse también en esta persona.
- **Dedicación.** Las tareas a llevar a cabo por un gestor energético requieren gran dedicación, más, cuanto mayor es la organización y los puertos son organizaciones de gran tamaño. Estos son costes de personal del SGE que deben ser considerados a la hora de plantearse la implantación.

Son además muy valorables otras cualidades personales como la capacidad de comunicación, de liderazgo y la motivación para emprender nuevos proyectos.

5. Consejos para la mejora de la gestión energética de terceras partes

Es muy complejo realizar un control directo del desempeño energético de terceras partes como son los concesionarios. La influencia sobre ellos debe entonces ser de tipo indirecto, a través de precios como se definió en el epígrafe 3 de este apartado, mediante bonificaciones, penalizaciones u otras ventajas.

Como ya se indico en el capítulo 2.2 algunas prácticas aconsejables en este sentido pueden ser las siguientes:

- **Establecer políticas energéticas comunes** con empresas que operan en el puerto.
- **Incorporar cláusulas sobre gestión energética** en títulos reguladores de concesiones o de prestación de servicios que incluyan, entre otros elementos, la obligación de notificar a la Autoridad Portuaria datos sobre indicadores ligados a uso, consumo y optimización de la energía.
- **Aplicar bonificaciones a la tasa de actividad** mediante convenios de buenas prácticas que establezcan condiciones operativas y de inversión que respalden e impulsen medidas de eficiencia energética.
- **No utilizar tarifas lineales** en aquellos casos en los que la Autoridad Portuaria vende energía a operadores del puerto. Implantar sistemas de tarificación por tramos que incentiven una gestión eficiente de la energía (ver epígrafe 3 de este capítulo).

6. Caso de Estudio: Autoridad Portuaria de Tarragona

La Autoridad Portuaria de Tarragona es una de las pocas que cuenta con una ESE para la contratación de suministros energéticos, incluyendo en el mismo contrato servicios de consultoría en eficiencia energética y recomercialización de energía a terceros. El contrato difiere en algunos aspectos del típico contrato de servicios energéticos contemplado en esta guía, englobando las siguientes prestaciones:

- **Prestación P1: Gestión energética.** Se incluye la negociación, contratación y gestión de los suministros energéticos, aunque la titularidad de los contratos se mantiene en manos de la AP. La ESE, por delegación de ésta, realiza los abonos correspondientes, y a su vez gestiona la reventa de energía a terceros.
- **Prestación P2: Mantenimiento.** Se incluye el mantenimiento de estaciones transformadoras, tomas de corriente de 440 V, alumbrado exterior y edificios de oficinas.
- **Prestación P3: Garantía total.** Se incluye un importe máximo anual destinado a mantenimiento o actuaciones de mejora.
- **Prestación P4: Obras de mejora y renovación.** Se incluye un importe máximo de inversión anual para actuaciones de mejora de las instalaciones que previamente han de ser aprobadas por la AP.
- **Prestación P5: Inversiones en ahorro energético.** Se contemplan los servicios de consultoría para la mejora de la eficiencia energética de las instalaciones. Estas inversiones, ejecutadas previa autorización de la AP, se recuperan a través de los ahorros energéticos que conllevan.

Con estos servicios la Autoridad Portuaria ha renovado sus instalaciones, ha logrado mayor rapidez de actuación en caso de averías y ha simplificado su gestión económico-administrativa al contar con un único interlocutor. En el capítulo 5 se analiza con más detalle esta cuestión.

7. Indicadores de gestión económico-administrativa de la energía

Por último se proporciona una lista de indicadores que pueden resultar útiles para comparar distintas instalaciones o Autoridades Portuarias, fijar objetivos de gestión, incorporar a informes u otros documentos oficiales como las memorias de sostenibilidad, etc.

Es importante destacar la relevancia de disponer de estos indicadores y registrarlos periódicamente ya que serán de gran ayuda para evaluar la efectividad de las medidas que puedan llevarse a cabo.

Tabla 3.2.2 Algunos indicadores de gestión económico administrativa de la energía

Indicadores de estado		
Precios de suministros energéticos	Desglosados por tipo de suministro energético: ♦ Electricidad, gas, gasóleo... ♦ En el caso de la electricidad por tarifa y concepto (potencia, energía) y periodo	€/kW €/kWh €/m3 €/kg
Penalizaciones en contratos de electricidad	Desglosados por tipo de penalización y considerados como porcentaje del coste total del suministro: ♦ Potencia ♦ Energía reactiva	Porcentaje (%)
Relación coste beneficio de sistema de recomercialización	Margen de beneficio del sistema de recomercialización incluyendo todos los costes (mantenimiento de la red, lectura de contadores, refacturación, etc.)	Porcentaje (%)
Desviación del precio de la electricidad repercutido a terceros sobre un estándar	Margen del precio que se repercute a los concesionarios cuando se recomercializa electricidad sobre un precio estándar del mercado	Porcentaje (%)
Implantación de SGE	Porcentaje (en superficies construidas o útiles, propias de la AP o incluyendo a concesionarios) sobre las cuales existe implantado un SGE	Porcentaje (%)
Cumplimiento de los objetivos del SGE	Porcentaje de cumplimiento de los objetivos anuales marcados en la planificación del SGE.	Porcentaje (%)
Indicadores de tendencia		
Evolución de precios de suministros energéticos	Evolución anual de este indicador de estado	Porcentaje (%)
Evolución de penalizaciones en contratos de electricidad	Evolución anual de este indicador de estado	Porcentaje (%)
Evolución de la relación coste beneficio de sistema de recomercialización	Evolución anual de este indicador de estado	Porcentaje (%)
Evolución de la desviación del precio de la electricidad repercutido a terceros sobre un estándar	Evolución anual de este indicador de estado	Porcentaje (%)
Evolución de la implantación de SGE	Evolución anual de este indicador de estado	Porcentaje (%)

Fuente: Elaboración propia





Contenedores (Puerto de Valencia)

Medidas de ahorro y eficiencia energética sobre las instalaciones

1. Mejoras sobre la envolvente
2. Mejoras sobre sistemas de iluminación
3. Mejoras sobre sistemas de generación térmica
4. Sistemas de distribución y/o acondicionamiento de fluidos
5. Sistemas de comunicación vertical u horizontal
6. Mejora de la eficiencia energética en ofimática y CPDs
7. Mejora de la eficiencia energética de otros consumidores
8. Caso de Estudio: Autoridad Portuaria de Alicante
9. Indicadores de eficiencia energéticas sobre las instalaciones

En este apartado se incluyen las medidas de mejora de la eficiencia energética de las instalaciones descritas en el apartado 2.3 más habituales, haciendo especial hincapié en aquellas que en el análisis de las instalaciones existentes en las AAPP participantes en el desarrollo de la Guía se han detectado como más habituales o se presume con consumos más importantes en puertos.

Estas medidas se definen de forma genérica. El desarrollo específico de cada una en cada caso puede requerir tener en cuenta consideraciones específicas.

El texto se estructura del siguiente modo:

- Mejoras sobre la envolvente
- Mejoras sobre sistemas de iluminación
- Mejoras sobre sistemas de generación térmica
- Mejoras sobre sistemas de distribución y/o acondicionamiento de fluidos
- Mejoras sobre sistemas de comunicación vertical u horizontal
- Mejoras sobre ofimática y CPDs
- Mejoras sobre otros consumidores

Para las medidas en cada epígrafe se dan indicaciones de ahorro energético y de coste de los elementos implicados en ellos. Es importante tener en cuenta que los ahorros energéticos pueden variar en cada caso de aplicación. Los costes proporcionados en cada medida deben tomarse como un ejemplo o dato orientativo ya que existen diferencias de precio importantes para un mismo tipo de equipo en función de su fabricante, modelo, calidad, características técnicas adicionales, etc.

Fuente: Elaboración propia



Figura 3.3.1 Medidas de mejora de la eficiencia energética de las instalaciones

1. Mejoras sobre la envolvente

1.1 Mejora del aislamiento térmico de fachadas

La mejora del aislamiento de una fachada se realiza con objeto de reducir el coeficiente de transmitancia global de estos elementos.

Existen varias estrategias de mejora en función de que se acometan reformas integrales de fachadas, se dispongan capas de aislamiento adicional bien por el interior o por el exterior, se rellenen cámaras, etc.

Estas actuaciones suelen suponer inversiones muy elevadas que, aunque suponen ahorros energéticos importantes así como mejoras en el confort de los usuarios, rara vez se recuperan por los ahorros económicos que reportan.

En el caso de fachadas, la medida es más interesante energéticamente si la fachada no está, o esta insuficientemente aislada. La efectividad (ahorro energético derivado de su implementación) es mayor a medida que el clima es más frío y la fachada esta menos expuesta al sol, es decir, orientaciones norte, este y oeste por este orden y/o fachadas sombreadas durante el invierno y/o expuestas al viento dominante.

En cualquier caso pueden existir otros motivos para intervenir sobre la envolvente como seguridad o confort y, en ese momento deben valorarse simultáneamente las características energéticas de la fachada resultante tras la intervención.

A continuación se resumen las principales características de las estrategias de mejora del aislamiento en fachadas, información extraída de la Guía de recomendaciones de eficiencia energética; certificación de edificios existentes CE3 del IDAE.

Aislamiento térmico de fachadas por el exterior

El aislamiento por el exterior en proyectos de rehabilitación consiste en añadir una capa superficial de aislamiento térmico fijada exteriormente a las fachadas y medianeras exis-

tentes para después protegerlo mediante un nuevo acabado exterior.

Su aplicación es especialmente recomendable cuando la fachada del edificio del que se pretende mejorar su aislamiento térmico sea sensiblemente plana y vertical.

En las caras exteriores, la colocación es razonablemente fácil en edificios de 1 o 2 plantas. Para edificios de alturas superiores aumenta la dificultad de acceso y por lo tanto el coste en medios auxiliares.

En fachadas masivas que tengan un cierto espesor, como los muros de carga, la implementación de aislamiento térmico por el exterior es óptima para el aprovechamiento de su inercia térmica en usos de 24 horas. Unida a un aprovechamiento de la energía solar pasiva a través de los huecos orientados a sur puede suponer descensos importantes de la demanda de calefacción. También en verano la inclusión de la inercia térmica en la parte interior del cerramiento suele reducir la demanda de refrigeración.

Los componentes del aislamiento son:

- **Aislante térmico.** Se pueden utilizar múltiples materiales. Estos pueden ser de origen mineral, natural o sintético. La idoneidad del material para aislamiento exterior se puede valorar de acuerdo a las características exigibles de resistencia mecánica, durabilidad, impermeabilidad al agua, permeabilidad al vapor de agua, comportamiento ante el fuego, estabilidad dimensional y coste económico y medioambiental del material. Los más comunes son el poliestireno expandido (EPS), lana mineral (MW), poliuretano conformado (PUR) y poliestireno extruido (XPS).
- **Fijaciones.** Aseguran la unión del sistema al muro soporte a rehabilitar. El tipo de fijación a utilizar lo dará generalmente la composición del material del paramento exterior de fachada y su estado de conservación. Estas pueden ser adhesivas, mecánicas (espigas o perfiles metálicos o plásticos) y mixtas.
- **Acabados.** Protegen el sistema de las solicitaciones mecánicas, climatológicas y químicas y dan el aspecto

final al edificio. En los sistemas ligeros se realiza el acabado "in situ" y generalmente se trata de revocos o enfoscados reforzados mediante mallas de fibra de vidrio o tela de gallinero, que le dan cierta resistencia a la fisuración. Para los sistemas pesados el acabado vendrá ya montado de fábrica junto con el aislamiento en paneles prefabricados y se colocarán sobre perfiles. El caso particular de la fachada ventilada añade una cámara con posibilidad de que circule el aire. Habitualmente se realiza con un revestimiento sujeto a perfilera metálica, que provoca una ventilación en la cámara (a partir de 8 metros de altura) mediante aperturas superiores e inferiores o a través del diseño de las juntas de la envolvente. Se provee al edificio de un primer escudo frente a la inclemencia exterior además del substrato de aislamiento térmico. Consigue la disminución de la demanda energética de refrigeración.

Existen cuatro métodos de instalación; lo aconsejable es utilizar siempre el recomendado por el fabricante del sistema de aislamiento:

- **Mediante adhesivos.** La fijación del aislante térmico al muro soporte se realiza mediante un material adhesivo tipo mortero o espuma. La naturaleza del adhesivo dependerá del material que compone el paramento exterior de la fachada, así como del aislante térmico que vaya a utilizar. Por ejemplo, la espuma de poliuretano se puede aplicar en todo tipo de fachadas pero únicamente para aislamientos de EPS.

Este método de instalación se puede utilizar con cualquier material de aislamiento térmico exceptuando la lana de roca.

El adhesivo se aplica a lo largo de toda la superficie de contacto si el paramento vertical de la fachada está totalmente nivelado. En caso de fachadas irregulares se utiliza la fijación de borde y punto, es decir, se aplica el material adhesivo a lo largo del borde del panel aislante y en el centro del mismo, garantizando una superficie mínima de contacto del 40%.

Se debe tener en cuenta que la puesta en obra no es apta con bajas temperaturas debido a que los materiales de fijado y morteros no pueden curar correctamente.

En fijaciones químicas mediante adhesivos no se recomienda la aplicación bajo condiciones de alta humedad relativa en el ambiente. Se recomienda principalmente para edificios pequeños, que no tengan gran altura.

- **Adhesivo y fijaciones mecánicas.** En ciertos casos es necesario reforzar la fijación mediante anclajes mecánicos tipo espigas, según se requiera debido al peso total del sistema de aislamiento, la escasa capacidad de sustentación de la fachada, o por ejemplo si la carga del viento es elevada. En estos casos, además de aplicar un adhesivo, se refuerza el anclaje de los paneles de aislamiento mediante espigas con la longitud y el diámetro adecuados al paramento vertical de la fachada y al espesor del aislamiento.
- **Fijación mecánica mediante perfiles.** Este método de instalación, únicamente válido para paneles de EPS, se utiliza cuando el paramento vertical de la fachada presenta irregularidades superiores a 3 cm, desplomes o problemas para la sustentación del aislamiento. En este caso el montaje de los paneles se realiza a una estructura de perfiles, normalmente metálicos, previamente anclados al paramento vertical de la fachada mediante tornillos o espigas. Es habitual reforzar la fijación de los paneles aislantes con puntos adhesivos en el centro de cada panel.
- **Aplicación proyectada.** La proyección de mortero con aislamiento térmico incorporado de revestimiento permite reducir la transmitancia de los muros de fachada, simplemente añadiendo un enfoscado de altas prestaciones. Debe ser impermeable y transpirable, suele llevar dos capas, la primera contiene un material aislante (generalmente a base de mortero mineral con áridos ligeros y reforzado con fibras) y la segunda, superficial, de acabado. Es la opción más sencilla y económica, aunque no es apta para todas las zonas climá-

ticas (depende de las características térmicas del paramento que se vaya a rehabilitar.

En todos los casos, la instalación mediante paneles prefabricados bajo condiciones controladas es más uniforme gracias a la posibilidad de una monitorización más cercana. Es recomendable para edificios de gran tamaño. Necesita una mayor planificación en proyecto para prever sus juntas de dilatación (que deben ser más frecuentes que en la solución en obra), tolerancias, piezas en esquina, ventanas, puertas.

Respecto a los costes de este tipo de instalación existen algunas consideraciones:

- Aumenta el coste con la altura.
- El mantenimiento y el coste de sustitución debe ser realista para la propiedad del edificio.
- El coste mayor es el de los sistemas de fachada ventilada.
- Resulta muy interesante cuando sea necesaria la reparación de las fachadas del edificio.

Algunas ventajas de este sistema sobre otros son:

- La carga añadida a la estructura y cimentación es mínima.
- El espacio interior es respetado, no afectando a sus superficies útiles.
- El trabajo puede ser realizado desde el exterior, sin molestar a los ocupantes del edificio.
- Protege el cerramiento original del edificio.
- Corrige grietas y fisuras soporte evitando posibles filtraciones.
- Elimina o reduce el efecto de los puentes térmicos, y el riesgo de condensaciones.
- Reduce la sollicitación térmica de la estructura (dilataciones).
- Optimiza el uso de la inercia térmica.

Inconvenientes en comparación con otras alternativas serían:

- No debe usarse en edificios que vayan a recibir severos y repetidos impactos. Hay que evitar la exposición a fuertes vientos.
- Para utilizarlo en edificios de gran altura son necesarias soluciones especiales de ingeniería para asegurar la estabilidad a largo plazo.
- No es válido para edificios con fachadas protegidas porque se modifica el acabado superficial exterior de la fachada.
- Su implementación es complicada en fachadas poco regulares o con múltiples salientes.

Aislamiento térmico de fachadas por el interior

Este sistema de implementación de aislamiento térmico es una buena opción cuando existe imposibilidad de actuar desde el exterior, por tratarse de edificios cuyas fachadas están catalogadas o protegidas. Se basa en la colocación de aislamiento térmico en las caras internas de las fachadas y medianeras para después recubrirlo con un nuevo acabado interior. El sistema genera fácilmente numerosos puentes térmicos, especialmente en los cantos de forjados. Para evitarlo es necesario aplicar aislamiento también en el primer metro de la cara superior del forjado. Este sistema deja fuera de la envolvente la masa térmica del cerramiento (en caso de que exista), y por tanto permite un rápido calentamiento de las zonas habitables. A cambio los cerramientos no acumularán ni irradiarán calor hacia el interior. En principio es una técnica adecuada para edificios de uso intermitente diurno (terciario).

Los componentes del aislamiento son:

- **Aislante térmico.** Se coloca bien sobre el muro soporte, o bien sobre guías metálicas, dimensionándolo según las exigencias del CTE para la zona climática en cuestión y el tipo de cerramiento existente. Esta técnica aumenta el riesgo de humedades de condensación en las zonas frías (puentes térmicos), especialmente en cuartos húmedos (cocinas, aseos) por lo que resulta imprescindible utilizar un aislamiento de celda ce-

rrada, o bien aplicar una imprimación antihumedad o barrera de vapor sobre la cara caliente del aislante.

- **Barrera de vapor.** Al instalar el aislamiento térmico por el interior, debe comprobarse para cada caso particular la posibilidad de aparición de humedades intersticiales por condensación. En caso afirmativo será necesario introducir una barrera de vapor en la parte caliente de los cerramientos. En ningún caso deberán colocarse en la parte fría.
- **Trasdosado interior.** Configura el aspecto visual de la solución y contribuye a eliminar los defectos de los acabados interiores. Puede realizarse con distintos sistemas y materiales: panel de cartón-yeso, ladrillo hueco (sencillo o doble), etc.

Existen los siguientes métodos de instalación:

- **Trasdosado directo.** El panel aislante se adhiere directamente al muro soporte mediante pelladas de pasta de agarre. El montaje es sencillo y ocupa la mínima superficie útil interior. Al no llevar perfilería ni sistemas de fijación mecánica el aislamiento es continuo. Los paneles aislantes pueden ser de varios tipos. Los paneles aislantes compuestos son paneles transformados, obtenidos al incorporar en el dorso de una placa de cartón-yeso una plancha de aislamiento térmico, de diferentes espesores y con una reacción frente a la acción del fuego, M1-No inflamable. El espesor mínimo es de unos 5 cm.

Los paneles de corcho aglomerado pueden servir para añadir un aislamiento térmico y acústico de poca relevancia (en climas de severidad climática leve) al muro de cerramiento. Es importante que esté tratado para obtener una reacción frente al fuego no inflamable.

- **Trasdosado autoportante.** Es un sistema compuesto de perfiles metálicos (generalmente de aluminio) y placas de cartón-yeso o yeso laminado. El espacio ocupado por los perfiles deja una cámara en la cual puede instalarse el aislamiento térmico que sea preciso (tanto en cuestión de materiales como de espesores) en función de las necesidades de cada caso. Es apto

para paredes y falsos techos. El espesor mínimo aproximado es de 6-8 cm. Se compone de los siguientes elementos:

- ◆ Estructura de fijación mecánica: canales y montantes
- ◆ Aislamiento térmico
- ◆ Paneles de trasdosado

- **Trasdosado de ladrillo hueco.** Solución tradicional que pasa por dejar una cámara de aire no ventilada en el interior de la fachada dentro de la cual va colocado el aislamiento térmico. Se trasdosa la cámara mediante un tabique de ladrillo hueco (generalmente sencillo aunque también puede ser doble). Se pueden practicar rozas, pero añade peso a la estructura, que deberá comprobarse. El espesor total es de unos 9 a 12 cm.

Respecto a los costes de este tipo de instalación existen algunas consideraciones:

- Se reduce el coste al no ser necesaria la instalación de medios auxiliares (andamios).
- Bajo coste por la facilidad y rapidez de ejecución.
- El tratamiento de los puentes térmicos es complejo y costoso.

Algunas ventajas de este sistema sobre otros son:

- No se condiciona el acabado exterior de las fachadas.
- Se pueden emplear prácticamente cualquier tipo de aislamiento.
- Adecuado para el ahorro energético en edificios de uso intermitente (no hay que calentar masas térmicas).

Inconvenientes en comparación con otras alternativas serían:

- Pérdida de superficie útil en el interior del edificio. Es necesario compensarlo con el ahorro energético y los beneficios medioambientales que supone la intervención.
- Riesgo de condensaciones.

- En caso necesario se emplearán sistemas que incluyan una barrera de control de vapor en el lado caliente del aislamiento. No emplear en edificios con patologías de humedades

Caso particular de la inyección en cámaras

En el caso de la existencia de cámaras de aire en la envolvente térmica del edificio a rehabilitar, existe la posibilidad de rellenar estas cámaras con aislante térmico.

Este tipo de solución constructiva requiere una atención especial, tanto por la valoración de su idoneidad como por la ejecución. Se debe recurrir a este tipo de solución cuando queden descartadas otras posibilidades de implementación de aislamiento.

Las opciones más habituales son la inyección de espuma rígida de poliuretano y el insuflado de celulosa, de muy bajo impacto ambiental por ser realizado mediante papel reciclado y sales de bórax.

Respecto a los costes de este tipo de instalación existen algunas consideraciones:

- Se reduce el coste al no ser necesaria la instalación de medios auxiliares (andamios).
- El tratamiento de los puentes térmicos es complejo y costoso.

Algunas ventajas de este sistema sobre otros son:

- Facilidad de ejecución sin andamiaje.
- Conservación del aspecto exterior de la fachada.
- Conservación de la superficie útil de las viviendas.
- Trabajos mínimos de reposición al estado original.

Inconvenientes en comparación con otras alternativas serían:

- No utilizable cuando la cámara tenga como fin la ventilación del muro.
- El grado de control sobre la eficacia del resultado final es bajo (hacen falta medios auxiliares: cámara termográfica).

- La aplicación de estas soluciones conlleva la creación de numerosos puentes térmicos.

Para el **cálculo del ahorro energético** que reportan estas actuaciones se suele emplear el método de los grados día.

Los grados día son un indicador del grado de rigurosidad climática de un sitio, que relaciona la temperatura media con una cierta temperatura de confort para calefacción.

Se define como la suma de las diferencias horarias de la temperatura media del aire exterior inferior a una temperatura base de calefacción, con respecto a este valor para todos los días del año:

$$GD_{a/b} = \sum_{i=1}^n (a - T_{md,i}) \cdot X_c$$

Donde:

- a** es la temperatura base de calefacción
- b** es la temperatura base exterior media diaria, por encima de la cual se supone que no hace falta calefacción
- n** es el número de días del periodo sobre el que se toman las mediciones. Habitualmente se toma un mes o un año.

T_{md,i} es la temperatura media diaria para el día i.

X_c es un coeficiente lógico, que toma el valor 1 cuando la temperatura media diaria T_{md} es menor que b, y el valor 0 cuando es mayor.

Para el cálculo es frecuente tomar las bases 15/15 o 20/20.

En el caso de la refrigeración, es más complejo emplear este método ya que la refrigeración no sólo compensa la temperatura exterior sino también las cargas internas por lo que puede ser necesaria una corrección al alza de los valores.

Mediante este método los ahorros se calculan como:

Ahorro calefacción (kWh) = (Horas diarias de uso del edificio / 1000) · (transmitancia inicial – transmitancia final) · superficie fachadas · grados día calefacción

Ahorro refrigeración (kWh) = (Horas diarias de uso del edificio / 1000) · (transmitancia inicial – transmitancia final) · superficie fachadas · grados día refrigeración

Los ahorros energéticos deben valorarse al precio de compra actual de los suministros energéticos por parte de la propiedad del edificio.

En cuanto a coste de implantación, estos son muy variables en función de la solución a adoptar y condiciones iniciales de la fachada. A modo orientativo puede decirse que un coste habitual en el mercado para una fachada ventilada alcanza los 120 €/m² o que el aislamiento exterior de fachada en lana de roca ronda los 12 €/m². A estos precios suele aplicárseles un coeficiente de ejecución material del orden de 1,45.

Fuente: Elaboración propia

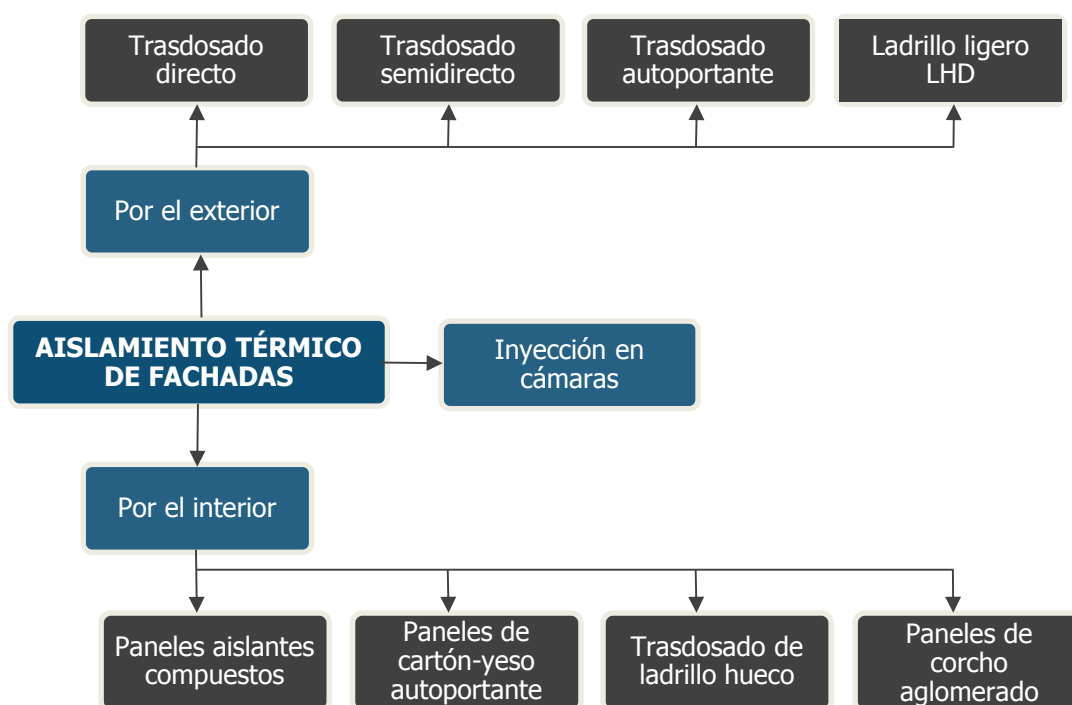


Figura 3.3.2 Sistemas de aislamiento térmico de fachadas

1.2 Mejora del aislamiento térmico de cubiertas

Consiste en añadir una capa de aislamiento térmico a las cubiertas existentes con el objeto de reducir su transmitancia térmica.

El aislamiento térmico nos ayuda tanto a reducir las pérdidas en invierno, como a reducir las aportaciones en verano.

La medida es de gran interés para edificios de 1 o 2 plantas. Debe descartarse inicialmente para cubiertas de edificios de gran altura y/o que cuenten con un espacio tapón de amor-

tiguación térmica, como los trasteros o zonas de almacenamiento no habitables.

Al igual que ocurría en el caso de las fachadas, son inversiones que habitualmente son difíciles de recuperar únicamente vía ahorros energéticos.

A continuación se resumen las principales características de las estrategias de mejora del aislamiento en fachadas, información extraída de la Guía de recomendaciones de eficiencia energética; certificación de edificios existentes CE3 del IDAE.

Aislamiento térmico de cubiertas por el exterior

Esta medida es interesante cuando el estado actual de la cubierta precise de reparaciones destacables.

- **En cubierta inclinada.** En el caso de la cubierta inclinada, el aislamiento por el exterior permite la recuperación como habitables de los espacios bajo cubierta de los edificios antiguos que tengan la condición de espacios no habitables, aumentando la superficie útil del edificio y por lo tanto la rentabilidad de las obras de rehabilitación.
- **En cubierta plana.** Para la rehabilitación de cubiertas planas se recomienda esta medida, conformando una cubierta plana invertida, de forma que el aislante sirva para proteger la lámina impermeabilizante. Al invertir las posiciones convencionales de impermeabilización y aislamiento térmico, la durabilidad de la impermeabilización aumenta notablemente.

Los componentes de este tipo de aislamiento son:

- **Aislante.** Debe cumplir las siguientes exigencias: mínima absorción de agua por inmersión, resistencia a los ciclos de hielo y deshielo, resistencia mecánica al manejo para su instalación y a las cargas a que se vea sometido durante y después de su instalación. Además debe ser imputrescible y tener buena resistencia al fuego.
- **Protección.** La posición de la impermeabilización, bajo el aislante térmico, elimina cualquier riesgo de condensación intersticial ya que realiza la función de barrera de vapor.
- **Acabado.** Las cubiertas inclinadas admiten cualquier solución. El acabado más utilizado en España para la cubierta inclinada es la teja árabe. El conjunto de piezas de acabado forman juntas de unión entre ellas por donde puede pasar el agua, y teniendo en cuenta que cada vez es más habitual hacer habitable el espacio bajo cubierta, es conveniente colocar un elemento impermeabilizante entre el forjado y las tejas, que garantice la estanqueidad de ésta. En el caso de cubiertas

planas, el sistema permite instalar cualquier acabado: transitable, no transitable y cubierta verde.

Aislamiento térmico de cubiertas por el interior

El aislamiento desde el interior se consigue aislando el techo de la planta superior. Es de ejecución sencilla y permite la utilización de materiales de aislamiento térmico de peor calidad y menor costo que en el aislamiento por el exterior. Esta forma de acometer la implementación de aislamiento térmico deja fuera de la envolvente térmica del edificio la masa térmica correspondiente a la cubierta, perdiendo los beneficios de ahorro energético que proporciona la acumulación de calor y retardo en su reposición que proporciona la inercia térmica en el uso continuado durante el día y la noche en los edificios de uso continuado.

Los sistemas de aislamiento térmico generan numerosos puentes térmicos, y se deben cuidar las uniones entre elementos constructivos para evitar interrupciones en el aislamiento. En cualquiera de las soluciones de aislamiento térmico por el interior se deben comprobar las condensaciones intersticiales y superficiales de cada construcción de forma individual y decidirse, caso por caso, la instalación de una barrera de vapor.

Los componentes de este tipo de aislamiento son:

- **Aislante térmico.** Para los sistemas de aislamiento por el interior no es necesario que el material aislante térmico tenga las prestaciones de resistencia mecánica, resistencia a la helada e impermeabilidad que se exigen al aislante que se va a situar por el exterior.
- **Barrera de vapor.** En todo cerramiento en el que se incluya un material aislante, especialmente en las cubiertas de zonas húmedas, debe comprobarse la posibilidad de condensaciones intersticiales para decidir si es necesario introducir una barrera de vapor.

Para el cálculo del ahorro energético que reportan estas actuaciones se suele emplear el método de los grados día, de forma análoga al caso de las fachadas.

Mediante este método los ahorros se calcula como:

Ahorro calefacción (kWh) = (Horas diarias de uso del edificio / 1000) · (transmitancia inicial – transmitancia final) · superficie cubiertas · grados día calefacción

Ahorro refrigeración (kWh) = (Horas diarias de uso del edificio / 1000) · (transmitancia inicial – transmitancia final) · superficie cubiertas · grados día refrigeración

Los ahorros energéticos deben valorarse al precio de compra actual de los suministros energéticos por parte de la propiedad.

En cuanto a coste de implantación, estos son muy variables en función de la solución a adoptar y condiciones iniciales de la fachada. A modo orientativo puede decirse que un coste habitual en el mercado para la proyección de poliestireno extruido para el aislamiento por el exterior es de 15 €/m². A estos precios suele aplicárseles un coeficiente de ejecución material del orden de 1,45.

1.3 Modificación de huecos en fachadas

Consiste en reducir la demanda de energía mediante la sustitución, reconversión de acristalamientos, carpinterías y/o la instalación de dobles ventanas. Por una parte se busca limitar las pérdidas energéticas por las ventanas, sin embargo por otra parte, puede ser beneficioso introducir la radiación solar en el espacio interior a través de los huecos de fachada y de los lucernarios y claraboyas para conseguir un calentamiento pasivo en invierno. Por ello el interés de esta medida debe ser cuidadosamente contrastado en base anual, ya que los efectos favorables de una actuación para régimen de invierno son generalmente de efecto contrario para régimen de verano.

Sustitución de vidrios y carpinterías

En cuanto a la sustitución de vidrios, para evitar pérdidas de calor en invierno, en los huecos orientados a norte y con mayores pérdidas, se recomienda la utilización de vidrios aislantes de baja emisividad para reducir las cargas térmicas y proporcionar un mejor confort en las zonas perimetrales.

En lo que respecta al espesor de la cámara de aire en el doble acristalamiento aislante, se debe considerar que a medida que éste aumenta mejora la conductividad térmica, manteniéndose prácticamente constantes el factor solar y la transmisión luminosa. El tamaño de la cámara optimizado para lograr un máximo aislamiento térmico y acústico es de 16 mm.

En cuanto a las condiciones climáticas de verano, los vidrios con elevado factor solar modificado pueden reducir las ganancias térmicas en el interior del edificio por radiación.

Para las carpinterías, los materiales más habitualmente empleados son madera, metálicos y de PVC. La tabla 3.3.1 muestra las transmitancias térmicas de éstos.

Tabla 3.3.1 Transmitancias térmicas de carpinterías

Material del marco	Transmitancia térmica (W/m ² K)
Madera	2,5
Metálico	5,8
Metálico con rotura del puente térmico	3,2 – 4,0
PVC	2,2

Fuente: Elaboración propia

A modo de orientación del potencial de reducción de las pérdidas de este tipo de medidas puede darse el dato de que el paso de una ventana con marco metálico sin rotura de puente térmico y vidrio sencillo a una ventana de vidrio doble con marco de PVC y rotura de puente térmico implica una reducción de la transmitancia térmica del hueco de 5,7 a 2,6 W/m²K.

Para el cálculo del ahorro energético que reportan estas actuaciones se suele emplear el método de los grados día, de forma análoga al caso de las fachadas y las cubiertas.

Mediante este método los ahorros se calcula como:

Ahorro calefacción (kWh) = (Horas diarias de uso del edificio / 1000) · (transmitancia inicial – transmitancia final) · superficie huecos · grados día calefacción

Ahorro refrigeración (kWh) = (Horas diarias de uso del edificio / 1000) · (transmitancia inicial – transmitancia final) · superficie huecos · grados día refrigeración

Los ahorros energéticos deben valorarse al precio de compra actual de los suministros energéticos por parte de la propiedad.

En cuanto al coste de implantación, a modo orientativo puede decirse que el coste medio de instalación de vidrios dobles es de entre 440 y 500 € el m².

2. Mejoras sobre sistemas de iluminación

2.1 Sustitución de equipos auxiliares electromagnéticos por electrónicos

Los tradicionales balastos electromagnéticos pueden ser fácilmente sustituidos por balastos electrónicos. Esta medida es de aplicación tanto a luminarias y lámparas de alumbrado interior como exterior, si bien en el caso del alumbrado exterior estos equipos tienen sus condicionantes específicos que se detallan más adelante en el epígrafe 2.6.

Un balasto electrónico utiliza, a diferencia de los convencionales basados en un bobinado, un circuito de semiconductores. En general, los balastos electrónicos aumentan la frecuencia de trabajo a 20 kHz o más con lo que se consigue hacer inapreciable el parpadeo que se produce cuando se trabaja a 100 o 120 Hz (dos veces la frecuencia de la alimentación). Además, el rendimiento de las lámparas fluorescentes aumenta un 9% cuando se llega a 10 kHz y continúa aumentando poco a poco hasta los 20 kHz. Este aumento de la frecuencia permite pues aumentar el rendimiento energético de conjunto lámpara-balasto.

El balasto electrónico remplacea el conjunto del balasto convencional, el cebador y el condensador de compensación (si lo hubiese). La carcasa que contiene los componentes tiene una forma adecuada para encajar en el lugar de los viejos balastos en las luminarias.

La sustitución de los balastos electromagnéticos por los electrónicos, implica una serie de ventajas:

- *Encendido.* Con estos balastos, que utilizan el encendido con precaldeado, se aumenta la vida útil del tubo en un 50% pasando de las 12.000 horas que se dan como vida estándar de los tubos trifósforos de nueva generación a 18.000 horas.
- *Mayor confort y disminución de la fatiga visual.* Por un lado se ha conseguido eliminar mediante un diseño adecuado el parpadeo típico de los tubos fluorescentes y, por otro, al existir una alimentación por alta fre-

cuencia, el efecto estroboscópico queda totalmente fuera de la percepción humana.

- **Regulación.** Es posible regular entre el 3 y el 100 % del flujo nominal. Esto se puede realizar de varias formas: manualmente, automáticamente mediante célula fotoeléctrica y mediante infrarrojos.
- **Flujo luminoso útil.** El flujo luminoso se mantendrá constante a lo largo de toda la vida útil de los tubos. La luminaria emitirá más luz que una igual que utilice equipos estándar.
- **Desconexión automática.** Se incorpora un circuito que desconecta los balastos cuando los tubos no arrancan al cabo de algunos intentos. Con ello se evita el parpadeo existente al final de la vida del equipo.
- **Reducción del consumo.** Los balastos de alta frecuencia reducen en un alto porcentaje el consumo de electricidad. Dicho porcentaje varía, por ejemplo, entre el 22 % en tubos de 18 W sin regulación y el 70 % cuando se añade regulación del flujo.
- **Factor de potencia.** Los balastos de alta frecuencia tienen un factor de potencia muy parecido a la unidad, por lo que no habrá consumo de energía reactiva.
- **Encendido instantáneo** sin necesidad de cebador ni condensador de compensación.
- **Baja aportación térmica,** que permite disminuir las necesidades en aire acondicionado.

El coste de estos equipos varía en función de la lámpara, por ejemplo, un balasto electrónico para emplear con lámparas fluorescentes de 18W capaz de controlar dos de ellas por unidad tiene un coste de 20 € cada unidad, mientras que uno de estos equipos para controlar una lámpara de halogenuros metálicos o vapor de sodio de alta presión de 150W cuesta alrededor de 50 € cada unidad. Debe tenerse en cuenta que los costes de estos equipos se ven reducidos cuando se adquieren grandes cantidades, como sería en el caso de abordar sustituciones masivas.

La retirada del equipo convencional y sustitución por el nuevo son tareas sencillas que puede realizar el propio

personal de mantenimiento si requerirse de mano de obra adicional.

2.2 Sustitución de lámparas fluorescentes lineales de tipo T8 por lámparas más eficientes

Las lámparas de fluorescencia lineal son una de las tipologías más frecuentes en edificios de uso administrativo. Especialmente habituales son las T8 (diámetro de 25 mm), encontrándose las T12 (diámetro de 37 mm) ya en desuso. Sin embargo existen en el mercado otras soluciones más avanzadas, como son las **lámparas T5** de diámetro reducido (16 mm).

Éstas ofrecen una alta eficacia luminosa de hasta 104 lm/W, incrementando la eficacia luminosa respecto a los tubos T8 en torno al 20% y pueden alcanzar hasta las 20.000 horas de vida media de operación. La tabla 3.3.2 muestra las equivalencias habituales entre lámparas fluorescentes lineales T8 y T5.

Tabla 3.3.2 Equivalencia entre fluorescentes T8 y T5

T8	T5
18 W	14 W
36 W	28 W
58 W	35 W

Fuente: Elaboración propia

Un factor a tener en cuenta de cara a la sustitución de estos elementos es que las luminarias para tubos T8 no son aptas para tubos T5, precisamente por el diferente diámetro del tubo y por tanto las dimensiones del casquillo.

Por tanto, esta sustitución implica el cambio de la luminaria completa. Una luminaria de tipo empotrable con equipo auxiliar electrónico para dos tubos T5 de 14 W tiene un coste que ronda los 85 € mientras que una luminaria de similares características para 4 tubos T5 de 28 W puede alcanzar los 120 €. Los precios de un tubo T5 van desde 7 a

9 € la unidad en función de su potencia. Todos estos precios pueden variar en función del fabricante y modelo del equipo. A estos costes habría que añadir los costes de mano de obra necesaria. Esta necesidad de sustitución de la luminaria completa lleva a que esta medida, que reporta importantes ahorros energéticos se encarezca, reduciendo sus periodos de retorno y siendo sólo económicamente rentable en instalaciones con un gran número de horas de encendido.

Por lo anterior han surgido dispositivos conocidos como **adaptadores de tubo T5**. Estos adaptadores se componen de un adaptador físico, habitualmente de aluminio con el balastro electrónico integrado. Para su instalación tan sólo es necesario retirar el condensador de compensación de la luminaria original, si lo tuviese y acoplar el adaptador. La reactancia original también puede retirarse o dejarse instalada. Esta alternativa evita la sustitución de la luminaria completa y es por ello mucho más sencilla de implantar y menos costosa. En cuanto a coste, por poner dos ejemplos, un adaptador de tubo T8 a T5 para dos tubos T5 de 14 W tiene un coste que ronda los 22 € y dos adaptadores dobles para poder situar en una luminaria cuatro tubos T5 de 28 W suman 70 €. Estos equipos son sencillos de instalar pudiendo hacerlo el propio personal de mantenimiento sin mano de obra adicional. Estos equipos tienen sus defensores, dado su bajo coste y sencillez de implantación, pero también sus detractores. Estos últimos se basan en la modificación de la óptica de la luminaria al introducir el adaptador y el hecho de que los conjuntos de la luminaria existente con el adaptador no son sometidos a ningún test de homologación. Por esto último se recomienda, en caso de emplearse estos adaptadores, realizar primero una prueba con un número reducido de unidades.

También existe otra alternativa de sustitución que no implica sustituir la luminaria completa, a cambio de ofrecer ahorros más reducidos. Son **tubos T8 de alta eficiencia**, también conocidos como TLD-Eco. La tabla 3.3.3 muestra las equivalencias habituales entre lámparas fluorescentes lineales T8 convencionales y de alta eficiencia.

Tabla 3.3.3 Equivalencia entre fluorescentes T8 convencionales y de alta eficiencia

T8 convencional	T8 alta eficiencia
18 W	16 W
36 W	32 W
58 W	51 W

Fuente: Elaboración propia

Los precios de estos tubos rondan los 4 €, siendo por tanto una alternativa que permite obtener ahorros a un precio muy asequible.

Una última alternativa es la **sustitución por LEDs**. Existen lámparas LED que simulan en forma a los tubos fluorescentes, incluso que pueden conectarse en el mismo casquillo que éstos, sugiriendo la posibilidad de sustitución directa. Sin embargo la forma en que proyecta la luz una lámpara de descarga y un LED es muy diferente. La luz proyectada por un diodo es muy focal mientras que la de un tubo de descarga es más difusa. Por ello necesitan de elementos distintos para orientar la luz hacia los planos de trabajo siendo a menudo desaconsejable emplear una luminaria para tubos fluorescentes convencionales con tubos de LED.

En caso de abordar esta sustitución directa, se recomienda realizar primero algunas pruebas en luminarias puntuales.

La tabla 3.3.4 muestra las equivalencias entre fluorescente convencional y tubos LED de algunas de las potencias más comunes.

Tabla 3.3.4 Equivalencia entre fluorescentes convencionales y LED

T8 convencional	Tubo LED
18 W	10 W
36 W	19 W
58 W	24 W

Fuente: Elaboración propia

Los tubos LED tienen precios entre 40 € para los de 10 W a 80 € para los de 24 W.

En caso de sustituir la luminaria completa, pueden encontrarse luminarias LED que sustituyen a luminarias fluorescentes y tienen las mismas dimensiones de modo que pueden emplearse los huecos existentes en falsos techos o aprovechar la distribución de puntos de luz y proporcionan una iluminación equivalente a la de la lámpara que pretenden sustituir. Asimismo están dotadas de una óptica específica para el LED y en algunos casos la lámpara en su interior ni siquiera es de forma tubular.

La sustitución por LEDs permite reducir las potencias instaladas en el orden de un 75% pero como contrapartida, una luminaria de este tipo, que equivalga a una de tubos fluorescentes convencionales de 4x18 W tiene un coste, de entre 400 y 700 €.

A modo de recomendación general, y dados los precios del LED más elevados respecto a otras alternativas, se recomienda escogerlo en caso de lámparas que permanezcan muchas horas encendidas. Por otra parte las lámparas LED tienen una vida útil mucho mayor que otras lámparas. Deben tenerse en cuenta en los estudios de sustitución los ahorros por menor reposición de lámparas y menor mantenimiento. Tener en cuenta estos factores reduce la diferencia de rentabilidad entre el LED y otras alternativas a su favor.

2.3 Sustitución de lámparas incandescentes y halógenas por lámparas más eficientes

Las **lámparas incandescentes** son sustituidas habitualmente por alternativas más eficientes como lámparas de fluorescencia compacta o lámparas LED. En ambos casos existen alternativas directamente sustituibles sin necesidad de modificar las luminarias ni de mano de obra adicional.

La tabla 3.3.5 muestra las equivalencias en fluorescente compacta y LED de algunas de las potencias más comunes en lámparas incandescentes.

Tabla 3.3.5 Equivalencia entre lámparas incandescentes y bajo consumo o LED

Incandescencia	Fluorescencia compacta	LED
40 W	9 W	6 W
60 W	11 W	8 W
100 W	23 W	12 W

Fuente: Elaboración propia

Los precios de las lámparas fluorescentes compactas van del entorno de los 4 € para las de 9 W a unos 11 € para las de 23 W. Las lámparas LED para sustituir incandescencia pueden rondar los 12 € para las de 6 W y los 25 € para las de 12 W.

En el caso de las **lámparas halógenas**, habitualmente se sustituyen por lámparas LED, las cuales ya se fabrican en con una forma y óptica adecuada para poder realizar una sustitución directa sin modificar las luminarias, bien alimentándose del propio transformador de tensión de la lámpara halógena o retirando éste y conectándose directamente a red.

La tabla 3.3.6 muestra las equivalencias LED de algunas de las potencias más comunes en lámparas halógenas.

Tabla 3.3.6 Equivalencia entre lámparas halógenas y LED

Halógenas	LED
35 W	4 W
50 W	6 W
150 W	45 W
200 W	60 W

Fuente: Elaboración propia

Los precios de las lámparas LED para sustituir van del entorno de los 16 € para las de 4 W a unos 60 € para las de 60 W.

2.4 Implantación de sistemas de control de la iluminación interior

Los sistemas de control de la iluminación permiten adecuar el encendido y/o intensidad lumínica al uso de las estancias, evitando que los sistemas de iluminación queden operativos de forma innecesaria o consuman energía por encima de las necesidades reales.

Con los controles de iluminación se obtienen ahorros energéticos entre el 15% y el 30% en sistemas que combinan:

- Control de tiempo
- Control de ocupación
- Regulación en función de la utilización
- Aprovechamiento de la luz natural

Paralelamente, estos sistemas de control reportan ahorros en costes de mantenimiento con la reducción de:

- Mano de obra por averías
- Prolongación de la vida útil de los equipos
- Planificación de mantenimiento según horas de funcionamiento

El **control de tiempo** se realiza por lo general mediante temporizadores, de uso habitual en aseos, pequeños almacenes o archivos en los que el uso es puntual y limitado en el tiempo.

La **programación horaria** se puede realizar mediante interruptores horarios, frecuentes en edificios de oficinas. Con estos equipos se puede programar el momento en que la iluminación se ha de desactivar de manera automática, llegada la hora de cierre del edificio.

El **control del encendido** o apagado del alumbrado **en función de la presencia** de personas en determinadas zonas se consigue mediante sistemas de detección de presencia por movimiento o infrarrojos y depende del tipo de zona en que se emplee:

- En zonas de paso, como son los pasillos, la regulación de la iluminación se puede mantener a un nivel mínimo del 20% cuando no haya tránsito e incrementarse

de forma gradual a un nivel que no supere un 80% de la iluminación total.

- En zonas poco transitadas o lugares con una ocupación intermitente, la iluminación puede encenderse o apagarse en función de la presencia o no de personas. El ajuste del tiempo de encendido al real de ocupación, puede suponer un ahorro energético de hasta el 60%.

La **regulación en función de la luz natural** ajusta el flujo de las luminarias para mantener un nivel de iluminación constante en la zona, pudiendo reducir el flujo de las luminarias instaladas. Se propone la implantación de este tipo de control en las zonas con suficiente aporte de luz natural. Este control se lleva a cabo mediante fotocélulas, que son capaces de controlar varias luminarias cada una (del orden de 10).

Como orientación de costes, un detector de presencia supone un coste de unos 120 €, una fotocélula para iluminación interior 130 € aproximadamente y un temporizador está alrededor de los 75 € por unidad. En caso de no disponer de personal especializado en la materia para la instalación se aconseja considerar un sobre coste de un 20% para la instalación.

Existen asimismo **sistemas de control** de la iluminación interior que integran todas estas funcionalidades y permiten una **monitorización y control remoto** a través de software y distintos automatismos. El coste de estos sistemas depende de las características del edificio así como del alcance deseado. Estos sistemas permiten controlar en todo momento las condiciones de iluminación, modificar parámetros de consigna de forma remota, detectar averías, etc.

2.5 Sustitución de lámparas de alumbrado exterior por otras más eficientes

Dentro de las lámparas empleadas para alumbrado exterior en viales, muelles, campas y vías urbanas. Existen distintas alternativas de diferente eficiencia energética, así como

otras propiedades como temperatura de color o reproducción cromática.

De forma prioritaria, se recomienda ir sustituyendo las tradicionales lámparas de mercurio por otras alternativas más eficientes, según las equivalencias que muestra la tabla 3.3.7.

Tabla 3.3.7 Equivalencias entre lámparas para alumbrado exterior de algunas potencias comunes

Vapor de mercurio	Vapor de sodio alta presión	Halógenos metálicos	LED
125 W	70 W	100 W	40 W
250 W	150 W	150 W	100 W

Fuente: Elaboración propia

La sustitución a **vapor de sodio de alta presión** implica un ahorro energético muy relevante, sin embargo, estas lámparas respecto de las de vapor de mercurio tienen una temperatura de color mucho más cálida y una reproducción cromática pobre, por lo que se aconsejan en espacios donde estas variables no sean relevantes.

En aquellos casos en que se desee una luz más fría y una reproducción cromática mejor, por ejemplo para el alumbrado ornamental de una fachada de interés, puede optarse por sustituir lámparas de vapor de mercurio por **halógenos metálicos**.

Una cuestión a destacar sobre estas sustituciones es la **compatibilidad del equipo auxiliar** entre tipos de lámparas. Las lámparas de vapor de mercurio emplean un equipo auxiliar distinto a las de vapor de sodio de alta presión y halógenos metálico, de modo que el cambio de tecnología implica el cambio del equipo auxiliar. Las lámparas de vapor de sodio de alta presión y las de halógenos metálicos pueden emplear el mismo equipo auxiliar. Un equipo auxiliar para este tipo de lámpara tienen un coste de entorno a los 50 €.

Otro factor a considerar es la **posición de la lámpara**. Las lámparas de descarga están diseñadas para funcionar de manera óptima en una determinada posición (ángulo de

inclinación). Debe consultarse esta característica y adecuar la lámpara seleccionada a la posición de funcionamiento determinada por la luminaria.

Por último, existen **lámparas LED** con potencias adecuadas para alumbrado exterior. Este tipo de lámparas tiene una calidad cromática alta junto con un consumo muy bajo, con una eficiencia luminosa buena. Sin embargo, la mayor ventaja de esta tecnología, es su capacidad de respuesta a los sistemas de control y regulación del flujo luminoso. Por otro lado, los costes de mantenimiento se reducen con esta tecnología, y la durabilidad de la lámpara puede llegar a ser 2 y 3 veces la de las de vapor de sodio. Esto, sumado a la posibilidad de reducir la potencia contratada en la instalación de forma apreciable, implica unos ahorros que, junto con el descenso de precios que ha experimentado esta tecnología en los últimos años, la hace cada vez más competitiva para el alumbrado exterior.

En el caso de las lámparas LED, y debido a la diferente proyección de la luz de esta tecnología, puede ser necesario sustituir la luminaria completa o bien mantener la luminaria pero, a través de un retrofit en el que se instala una placa LED con su equipo auxiliar en la luminaria existente. No obstante, la adaptación de la luminaria a LED deberá de cumplir las normas relativas a este tipo de lámparas, con lo que deberán de estar probadas y garantizada la evacuación de calor de los componentes electrónicos, y además obtener el certificado CE de Conformidad Europea

En el caso de aplicar un retrofit, el precio de estas placas de tecnología LED, con su equipo auxiliar y su instalación tiene un coste de entre 400 y 450 € según la potencia.

En el caso de adquirir luminarias LED completas, su precio oscila entre los 400 y 1.800 € por unidad en función de la potencia de la lámpara, tamaño de la luminaria, marca y modelo.

En lo que respecta a los LED, existe ya amplia experiencia en su uso en brazos y báculos de alturas bajas y medias. No existe todavía experiencia acumulada en soportes de gran altura como pueden ser las torres de proyectores que existen en los puertos. Se aconseja, en caso de optar por una

sustitución de uno de estos focos por proyectores LED, realizar primero una prueba piloto.

Como una última recomendación relativa a las sustituciones de lámparas en alumbrado público, debe de estudiarse previamente el cumplimiento de los parámetros marcados por el Reglamento de Eficiencia Energética en Instalaciones de Alumbrado Exterior para evaluar la necesidad de aumentar, reducir o modificar los puntos de luz respecto de la situación inicial.

2.6 Implantación de sistemas de control de iluminación exterior

Los ahorros en cuanto a control de la iluminación exterior se obtienen a través de la adecuación de las condiciones de iluminación a las necesidades, bien por reducción de la intensidad luminosa o de las horas de funcionamiento. Existen una serie de alternativas de mayor o menor alcance entre las que pueden citarse:

- Balastos electromagnéticos de doble nivel
- Estabilizadores-reductores de tensión en cabecera de línea
- Balastos electrónicos de doble nivel
- Relojes astronómicos
- Interruptores crepusculares
- Equipos de control específicos para tecnología LED
- Sistemas de telegestión

Los **balastos electromagnéticos de doble nivel** reducen la potencia de las lámparas durante los períodos de menor actividad disminuyendo el flujo luminoso en aproximadamente un 50% en dichos periodos.

Son los primeros equipos que aparecieron en el mercado europeo para permitir un apagado parcial del alumbrado.

Los balastos de doble nivel, son balastos de tipo choque de construcción similar a los modelos estándar y a los que se ha añadido un bobinado adicional sobre un mismo núcleo magnético, de forma que pueda obtenerse la impedancia nominal para la potencia nominal de lámpara (primer nivel)

y, por conmutación a la conexión del bobinado adicional, una impedancia superior que da lugar a la potencia reducida en lámpara (segundo nivel).

La conmutación se realiza por medio de un relé que, a su vez, está comandado a través de una línea de mando auxiliar, por un programador de tiempo o un reloj astronómico.

Este sistema de ahorro tiene la ventaja de ser un sistema económico respecto a otros, pero tiene también algún inconveniente:

- Cuando las lámparas están envejecidas, no soportan el cambio brusco de corriente y el arco puede extinguirse.
- Los balastos electromagnéticos de doble nivel precisan para corregir el factor de potencia dos condensadores diferentes: uno para la impedancia del balasto correspondiente al nivel nominal y otro para la impedancia correspondiente al nivel reducido.
- Los balastos de tipo choque tienen como característica una mala regulación frente a las variaciones de la tensión de alimentación. Esto implica que cuando la tensión de red es superior a la tensión de diseño del balasto, se producen sobrepotencias en red y los ahorros son inferiores a los teóricos esperados.

Los **estabilizadores-reguladores de tensión en cabecera** fueron desarrollados para suprimir, o mejorar en gran medida, las limitaciones de los balastos electromagnéticos de doble nivel, pero con el objetivo fundamental de reconvertir una instalación de alumbrado ya existente en otra dotada de un sistema de ahorro energético de forma sencilla, sin tener que actuar en cada una de las luminarias que forman parte de dicho alumbrado.

Su funcionamiento consiste en variar la tensión de salida o de alimentación de las luminarias, seleccionando distintas tomas de un autotransformador en función de la tensión de la red, para obtener una tensión estabilizada en cualquiera de los dos niveles de funcionamiento.

Los **balastos electrónicos de doble nivel** son una alternativa más avanzada que aporta la ventaja, ya descrita

anteriormente, del ahorro energético al reducir el consumo del conjunto lámpara-equipo auxiliar, a la vez que mantienen las posibilidades de reducción de potencia. Frente a los balastos electromagnéticos de doble nivel y los estabilizadores-reductores se aconseja optar por estos equipos.

Los balastos electrónicos se comportan como un estabilizador perfecto de la potencia de lámpara, en ambos niveles de funcionamiento frente a variaciones de la tensión de la red. Además se caracterizan por mantener un alto factor de potencia y un nivel de armónicos muy inferior a los límites admisibles por la normativa. Como desventaja de esta alternativa está la necesidad de intervención en cada una de las luminarias.

El precio de estos balastos electrónicos de doble nivel, la mano de obra para su colocación y la anulación del antiguo arrancador y reactancia electromagnética, está en el entorno de los 130 € por unidad.

Los **relojes astronómicos**, ya citados como elementos empleados como controladores, también llamados interruptores horarios astronómicos, permiten ajustar las horas de funcionamiento de las luminarias con precisión. La instalación de este tipo de interruptores permite realizar el encendido del alumbrado conforme a los horarios en que el sol sale y se pone, ya que este horario varía de forma diaria. Incorporan un programa especial que sigue los horarios de ortos y ocasos de la zona geográfica donde esté instalado, por lo que no necesita la reprogramación periódica de los tiempos de encendido y apagado. Además, este tipo de relojes permiten retrasar o adelantar estos tiempos de maniobra para poder conseguir un ahorro adicional. Los ahorros conseguidos pueden alcanzar hasta el 7%. Los costes unitarios de estos equipos son de unos 265 €.

Los **interruptores crepusculares** miden en todo momento el nivel de luz existente en el ambiente y la comparan con el nivel de corte seleccionado para la instalación. Cuando el crepuscular detecta que la luz ambiente cae por debajo del nivel seleccionado enciende la iluminación, apagándola en la situación inversa, es decir, cuando el nivel de luz ambiente supera el nivel de corte seleccionado. Los interruptores crepusculares son dispositivos que controlan las

luminarias con máxima precisión, ya que comparan constantemente el nivel de luz ambiente con el nivel de luz ajustado para la instalación, encendiendo la iluminación en caso de que el ajustado sea superior al ambiente.

El sistema de interruptor crepuscular está provisto de una temporización o histéresis en la conmutación que permite eliminar fallos de encendidos o apagados, debidos a fenómenos meteorológicos transitorios, tales como el paso de nubes y el ocultamiento de la luz solar.

Sus ahorros son similares a los que reportan un reloj astronómico.

Sin embargo, como desventajas, su precisión se deteriora con el tiempo y su funcionamiento se ve afectado por fuentes de luces artificiales cercanas, sombreados, etc. Además, acarrear unos costes de mantenimiento superiores a otros sistemas, por lo que entre el reloj astronómico y el interruptor crepuscular es con frecuencia preferido el primero.

El precio de un interruptor crepuscular puede encontrarse en los 115 € por unidad.

Las **luminarias LED** disponen de equipos electrónicos auxiliares, denominados **drivers**, que son capaces de regular el flujo de luz de la lámpara en un determinado periodo. Este horario y reducción se programa en el propio equipo de la luminaria. De esta manera se puede establecer un ahorro energético adicional del 30% debido a la reducción de la intensidad luminosa.

Cabe destacar que en el caso de *ciertas zonas de los puertos -como muelles, campas, viales interiores-, los balastos de doble nivel, estabilizadores-reductores o drivers no pueden estar comandados exclusivamente por sistemas estáticos o sin posibilidad de intervención rápida en un momento dado*, como es el caso de los relojes programadores o relojes astronómicos, dado que existe la exigencia de que en cualquier momento de la noche debe ser posible retornar la iluminación a condiciones aptas para el trabajo. Por ello, los sistemas reguladores de intensidad deben integrarse en un sistema automatizado, con posibilidad de control remoto adicional a estos dispositivos.

En cambio sí son aplicables estos sistemas, así como los relojes astronómicos o interruptores crepusculares por sí mismos, en alumbrados perimetrales de fachadas o paseos no condicionados a las necesidades de operación del puerto.

En cuanto a los **sistemas de telegestión**, una de sus aplicaciones es el control de cuadros de alumbrado exterior. En cada uno de los cuadros el sistema de telegestión se conecta a los equipos y aparatos de medición, permitiendo el envío de la información y el control del conjunto de los parámetros.

Así, permite la comunicación con cada centro de mando y sus lámparas asociadas, pudiendo modificar distintos parámetros a distancia, tales como el nivel de iluminación, encendido y apagado, etc. a través del empleo de un software específico.

Cualquier situación anormal es detectada inmediatamente, siendo posible enviar una secuencia sofisticada de señales de alarma a diversos destinatarios.

Una aplicación de telegestión consta, habitualmente, de varios componentes:

- **Equipo situado en la propia lámpara.** Identifica la lámpara de forma unívoca y analiza su funcionamiento y el de los equipos que tiene asociados: arrancador, condensador y fusibles. Este tipo de equipos sólo es instalado en sistemas de telegestión y control punto a punto.
- **Equipo de gestión del centro de mando.** Este equipo controla y gestiona el funcionamiento de las lámparas asociadas al centro de mando.
- **El servidor central.** El servidor se comunica de forma automática con los equipos situados en el centro de mando (una vez al día por defecto, o con la periodicidad que se desee). Permite visualizar y descargar los eventos y el estado de las lámparas y de los equipos conectados. Este servidor es de uso exclusivo para la telegestión del alumbrado. Se puede acceder al servidor desde cualquier PC conectado a él por LAN/Intranet si está en una red local o a través de In-

ternet si se ha conectado a la red mediante una IP pública.

Algunas ventajas de los sistemas de telegestión son:

- *Adaptación flexible a las condiciones de operación*, ya que permite proporcionar el nivel óptimo de iluminación en las diferentes zonas del puerto en función de las necesidades de su operatividad y en función de las condiciones climáticas.
- *Ahorro energético* mediante la desconexión o regulación de la instalación de alumbrado. Asociado a un balasto de doble nivel permite un ahorro energético adicional aproximado del 20%.
- *Simplificación de los cuadros de mando* que no necesitarán de temporizadores, interruptores horarios astronómicos, etc.
- *Facilidad en la identificación de averías* ya que permite reconocer de manera precisa los condensadores defectuosos y sustituirlos antes de que deriven en problemas mayores, evitando penalizaciones por energía reactiva.
- *Posibilidad de agrupar* las luminarias susceptibles de controlarse fácilmente.
- *Ahorro de mantenimiento.* Las lámparas se pueden sustituir al momento de detectarse la avería. El ahorro sobre costes de mantenimiento puede alcanzar el 30%.
- Posibilidad de reprogramar ante condiciones climatológicas anormales.

Para poder utilizar y gestionar todo el volumen de información de forma ágil e intuitiva, se recomienda escoger aplicaciones de telegestión que adopten la forma de un Sistema de Información Geográfica (SIG), en los cuáles se puede acceder a los datos a través de representaciones cartográficas, en general mapas en los que se representan los puntos de luz y los cuadros de mando.

Un coste medio de implantación de sistemas de telegestión por cuadro de control es de unos 2.500 €. Deben de tenerse

en cuenta los costes anuales de mantenimiento del sistema así como de la transferencia de datos al servidor central desde los equipos de los cuadros de mando, para lo que es

frecuente emplear sistemas como tarjetas SIM, y por tanto existen costes de alta de línea asociados.

Fuente: Elaboración propia



Figura 3.3.3 Elementos de mejora en los sistemas de iluminación

3. Mejoras sobre sistemas de generación térmica

3.1 Cambio de gasóleo a gas natural como combustible

El cambio de combustible no es una medida de ahorro energético como tal, sin embargo, es una actuación previa a otras que si suponen un ahorro energético, como es el caso de la sustitución de calderas convencionales de gasóleo por calderas de condensación, que se describe en el epígrafe 3.2.

Dejando de lado consideraciones sobre ahorros energéticos, las principales virtudes de esta sustitución son el ahorro económico y los beneficios ambientales.

El gasóleo tiene unos costes actuales que van entre los 7 y 8 céntimos de euro por cada kWh. En cambio el gas natural se sitúa en el entorno de los 5 céntimos de euro por kWh.

Asimismo, el gas natural, al ser un combustible con un contenido mucho menor en azufre y otras impurezas genera unos gases de combustión menos contaminantes, libres de emisiones de micropartículas (PM10 y PM2.5).

Los costes de implantación de gas natural dependen de la proximidad a una canalización ya existente, a los cuales debe añadirse el coste de adaptación de las salas de calderas a los requisitos para operar con gas. En caso de no existir gas natural canalizado puede recurrirse a plantas satélite de regasificación que son recargadas mediante camiones de gas natural licuado.

3.2 Sustitución de generadores térmicos por otros más eficientes

Sustitución de calderas

Como se ha descrito en el epígrafe 3.1 es recomendable sustituir las calderas de gasóleo por calderas de gas natural siempre que sea viable y escoger dentro de las calderas de gas disponibles aquellas más eficientes.

La tabla 3.3.8 muestra los rendimientos estacionales de una serie de alternativas de calderas de gas.

Tabla 3.3.8 Rendimientos estacionales de distintos modelos de calderas de gas

Modelo	Rendimientos estacionales (sobre PCI)
Calentador atmosférico a gas	70%
Caldera atmosférica a gas	75%
Caldera estanca a gas	80%
Caldera de baja temperatura atmosférica a gas	93%
Calderas de gas de condensación	106%

Fuente: Elaboración propia

Como puede apreciarse resultan de especial interés las **calderas de condensación** y por ellos son las que se recomienda instalar. El motivo de su elevado rendimiento es que con una caldera clásica de tipo atmosférico, una parte no despreciable del calor latente (aquel que es empleado en convertir en gas el agua líquida contenida en el aire primario o el combustible) es evacuada por los humos, lo que implica una temperatura muy elevada de los productos de combustión (del orden de 150°C). En cambio mediante la utilización de una caldera de condensación puede recuperarse una parte muy importante de ese calor latente mediante la condensación de esa agua que se ha convertido en vapor y aprovechamiento de dicho calor latente. Esta recuperación de la energía reduce considerablemente la temperatura de los gases de combustión para devolverle valores del orden de 65°C.

Este es el motivo de que, calculado sobre el poder calorífico inferior (aquel que no tiene en cuenta la energía en forma de calor latente), estas calderas tengan rendimientos por encima del 100%. Efectivamente, estas calderas son capaces de aprovechar el poder calorífico superior del combustible.

Estas calderas, además tienen una menor producción de óxidos de nitrógeno gracias a la menor temperatura de trabajo en las cámaras de combustión conseguida mediante dispositivos premezcla y de recirculación de los gases de combustión.

Las calderas de condensación emplean habitualmente gas natural, dado que es un combustible con contenido de azufre muy bajo, por lo que la condensación de los gases de escape no da lugar a un lixiviado corrosivo dañino para los componentes de la caldera y que acortaría su vida útil.

A modo de ejemplo del coste de estos equipos puede hacerse mención al precio de una caldera de condensación a gas con quemador modulante de 620 kW de potencia térmica nominal que ronda los 30.000 €.

Sustitución de quemadores sin regulación por quemadores con regulación

Los quemadores de las calderas admiten variables con distintas posibilidades de regulación. En el apartado 2.3 se describieron las exigencias normativas recogidas en el RITE de regulación de los quemadores según la potencia de la caldera. Se aconseja seguir estas indicaciones sustituyendo en calderas antiguas con quemadores sin regulación estos quemadores por los indicados por el RITE.

Las diferencias de consumo de una caldera sin regulación a otra con un quemador modulante pueden alcanzar el 30%.

Cabe destacar que existen quemadores duales que permiten operar tanto con gas natural como gasóleo. Pueden ser aconsejables en caso de que la seguridad de suministro sea un factor muy importante.

A efectos orientativos puede adquirirse un quemador modulante de potencia regulable entre 135 kW y 465 para gas natural por unos 6.000 € a los que habrá que añadir los

accesorios necesarios para su instalación y conexionado así como mano de obra para la puesta en marcha.

Sustitución de equipos que funcionan mediante ciclo frigorífico por otros de mayor eficiencia

Como se describió en el apartado 2.3 las enfriadoras, bombas de calor, equipos autónomos tipo split o sistemas VRV se caracterizan en cuanto a rendimientos energéticos por los ratios EER y/o COP en función de que se haga referencia a su capacidad de generación frigorífica o calorífica.

Se aconseja detectar aquellos equipos más antiguos y con peores rendimientos, por debajo de 2,8, para plantear la viabilidad de su sustitución por equipos de rendimientos mejores, del orden de 4 o superiores. En el caso de equipos con cierta antigüedad es muy posible que su rendimiento actual sea inferior al que marcaban sus características técnicas en el momento de la compra, por lo que es conveniente no basar esta decisión únicamente en los datos de la ficha técnica de la máquina, sino también realizar análisis de rendimiento de las máquinas.

Los costes de estas máquinas son muy variables en función de su tipología, funcionamiento, marca, modelo, rendimiento, etc. Se aconseja consultar catálogos de fabricantes en cada caso concreto escogiendo equipos de potencia térmica similar a la existente, siempre que no se haya comprobado que el equipo actual se encuentra sobre o infradimensionado, pero con mejores rendimientos energéticos, y por tanto menores potencias eléctricas.

3.3 Evitar la generación de ACS mediante sistemas por efecto Joule

La generación de ACS mediante electricidad es una de las alternativas más ineficientes, sin embargo es frecuente encontrar termos o acumuladores eléctricos,

Se aconseja evitarlo mediante la instalación en lugar de estos dispositivos de calentadores de gas natural o propano (pequeñas calderas murales) o integrando la generación de ACS en los sistemas de calefacción mediante calderas y, en

cualquier caso y cuando la demanda tenga cierta relevancia, aportar parte de ésta mediante colectores solares tal como se describe en el apartado 3.4 de esta Guía.

El coste de una caldera mural de propano que pueda sustituir a una caldera eléctrica de 15 kW ronda los 2.000 €.

3.4 Instalación de perlizadores y duchas ahorradoras

Los perlizadores son unos elementos dispersores, que se colocan en la boca de salida de agua del grifo, y que mezclan aire con agua, consiguiendo romper el chorro de agua en muchas partículas minúsculas que salen a gran presión y mezcladas con aire.

Con su instalación se consigue pasar de un caudal de entrada de agua al perlizador de entre 12 y 15 litros por minuto, a un caudal máximo de salida de entre 5 y 8 litros por minuto. Al reducir el consumo de agua, se reduce también el consumo de energía utilizada para calentarla y de bombeo en los casos en que existe un grupo de presión al efecto.

Por otra parte, las duchas ahorradoras de agua son sistemas que gracias a un restrictor que se coloca en el brazo reducen el paso del agua por mezcla con aire al igual que el perlizador, y la lanza con mayor velocidad.

El ahorro energético total dependerá del caudal de salida que se desee obtener, ya que se pueden encontrar perlizadores y duchas ahorradoras con caudales de salida de 4, 5, 6 y 8 litros por minuto, que consiguen unas reducciones de aproximadamente un 40% en el consumo de agua, lo que se traduce en un ahorro de aproximadamente un 35% de la energía necesaria para calentarla.

La implementación de esta medida conlleva la compra e instalación de perlizadores en los grifos y duchas ahorradoras. El coste unitario de cada perlizador dependerá de los caudales de entrada y salida que se desean obtener, variando entre 4 y 12 € la unidad. El coste unitario de cada ducha igualmente dependerá de los caudales de entrada y salida que se desean obtener, y de las prestaciones de cada

ducha (tipo lluvia, masajeadora, etc.) variando entre 6 y 22 € la unidad.

3.5 Instalar desestratificadores en locales de gran altura

Tal y como se establece en el RITE, la climatización de locales de gran altura debe ser estudiada para favorecer o contrarrestar la acumulación de aire caliente en la parte superior del local. La estratificación es favorable cuando se necesita enfriar el local, por el contrario, es perjudicial cuando el local deba ser calentado.

Si están presentes ambas cargas, refrigeración y calefacción, se debe buscar la solución energéticamente más eficiente para combatir las cargas en función del signo de la carga total.

En casos con elevada altura y un uso importante de sistemas de calefacción se aconseja instalar ventiladores de desestratificación. Se trata de ventiladores inversos que disponen de termostatos que miden la temperatura entre el suelo del piso superior y el techo del piso inferior, de tal forma que si la diferencia entre ambas supera el punto de consigna establecido, el ventilador actúa enviando el calor al piso inferior. Algunas de las ventajas de la instalación de estos ventiladores inversos son las siguientes:

- Reducción del gradiente térmico
- Reducción de la humedad relativa hasta en un 20%
- Eliminación de condensados
- Aumento del confort térmico de la estancia

Se debe regular el aire de ventilación en función de la ocupación del centro, ya que la mayoría de los sistemas de ventilación están diseñados para garantizar una adecuada ventilación con un grado máximo de ocupación, lo que produce una excesiva ventilación cuando la ocupación es menor. Esta regulación se puede llevar a cabo mediante sensores de CO₂ y variadores de velocidad en el ventilador, que regulará la entrada de aire del exterior en función de su contaminación, reduciendo la cantidad de aire que finalmen-

te deberán tratar los equipos. Estos factores deberán estudiarse con detalle en caso de que finalmente la medida se lleve a cabo.

Los ahorros de estos sistemas varían, pudiendo rondar un 10% del consumo energético para calefacción.

El coste de un ventilador inverso de 1,5 metros de diámetro es de unos 200 € y el del sistema de regulación, capaz de regular hasta dos ventiladores, alrededor de 70 €.

3.6 Instalación de sistemas de enfriamiento gratuito (freecooling)

El sistema de enfriamiento gratuito por aire exterior, comúnmente conocido como freecooling, consiste en utilizar aire del exterior, normalmente solo filtrado, en vez de recircular aire del retorno, por tener unas características energéticas que le hacen más eficiente energéticamente que el aire procedente del retorno. Es decir, cuando las condiciones del aire exterior sean más adecuadas que las del aire de retorno, será este el que se introduzca en el local, disminuyendo así la carga térmica a combatir.

Esta medida es aplicable cuando se dan las siguientes condiciones:

- La zona abastecida por una climatizadora demanda refrigeración.
- El aire exterior se encuentra en unas condiciones termohigrométricas tales que es capaz de satisfacer parcial o totalmente la carga térmica en los locales de la zona.

Existen varias alternativas para su implantación:

- *Adecuación de climatizadoras existentes.* Adaptación de climatizadoras mediante la instalación de sondas de temperatura, motorización de compuertas e instalación de controladores asociados.
- *Adquisición de nuevos equipos.* Compra de climatizadoras con la opción de freecooling configurada de fábrica.

- *Adaptación del sistema de conductos para refrigeración.* Incorporar una toma de ventilación integrando su funcionamiento con los sistemas existentes de refrigeración cuando estos impulsan aire acondicionado a las estancias sin que exista una climatizadora.
- *Sustitución de los equipos de refrigeración.* Sustituir equipos de refrigeración por otros de semejantes características pero que impulsen el aire ya refrigerado al interior del local a través de un conducto, de manera que pueda incorporarse la opción de freecooling o se adquieran estos equipos con dicha opción ya integrada.

Para estimar los ahorros de esta medida se recomienda acudir al Documento Reconocido por el Ministerio de Industria, Energía y Turismo "Guía de Recomendaciones de Eficiencia Energética: Certificación de Edificios Existentes".

En dicho documento se encuentra la metodología y gráficas asociadas para el cálculo de la disminución de la demanda de refrigeración según la severidad climática de la localidad y el uso del local a climatizar.

También puede emplearse el método de los grados días para conocer los periodos en los que la temperatura exterior queda por debajo de una temperatura marcada como base. Estos tiempos son los que el sistema de freecooling podría aprovecharse.

Los ahorros del empleo de freecooling pueden encontrarse entre el 20% y hasta el 40%, en función de la situación concreta.

Los costes varían en función de la solución adoptada y otras características técnicas de las máquinas. A modo de referencia, la adaptación de una climatizadora para operar en modo de freecooling puede rondar los 2.500 €.

Los sistemas de refrigeración dotados de freecooling constituyen una opción especialmente interesante en la climatización de CPD's donde es necesario proporcionar refrigeración todos los días del año. En estos casos el uso de aire exterior o el intercambio térmico con aire exterior ayuda a

reducir el gasto energético en momentos con baja temperatura exterior (ver sección 6 de este capítulo).

3.7 Instalación de sistemas de medición y control

La regulación de la temperatura en las distintas dependencias de un edificio o de una instalación es uno de los factores sobre los que se puede actuar para conseguir que el sistema de climatización de un edificio sea más eficiente.

Mediante la implantación de un sistema de estas características se puede conseguir:

- Controlar y gestionar el consumo energético, discriminando el consumo de los equipos y sistema con mayor impacto en el consumo energético.
- Controlar las condiciones de confort a fin de mantener las condiciones establecidas en la Instrucción Técnica IT-3 recogida en la modificación del RITE en su apartado I.T.3.8.2 para valores límite de las temperaturas del aire, es decir:
 - ◆ La temperatura del aire en los recintos calefactados no será superior a 21°C, cuando para ello se requiera consumo de energía convencional para la generación de calor por parte del sistema de calefacción.
 - ◆ La temperatura del aire en los recintos refrigerados no será inferior a 26°C, cuando para ello se requiera consumo de energía convencional para la generación de frío por parte del sistema de refrigeración.
- Obtener históricos de funcionamiento y de consumos que permita la realización de análisis energéticos, la detección de anomalías y de posibilidades de mejora en la operación.
- Mejorar el mantenimiento preventivo y correctivo de equipos y sistemas detectando averías o desviaciones de los puntos de trabajo usuales.

Para la implantación de esta medida son necesarios:

- Sistemas de medida (sondas de temperatura)
- Sistema de monitorización de los equipos
- Interconexionado
- Equipos informáticos
- Cableado de señal
- Instalación y puesta en marcha

Es difícil valorar de manera exacta el ahorro que un sistema de tales características puede reportar. Experiencias reales de su implantación en centros de diversa tipología demuestran ahorros que oscilan entre un mínimo de un 10% y hasta un 30%.

Los costes de implantación de estos sistemas son variables en función del tamaño del edificio, sistemas de climatización y alcance del sistema de control deseado.

Fuente: Elaboración propia



Figura 3.3.4 Puntos de mejora en sistemas de generación térmica

4. Sistemas de distribución y/o acondicionamiento de fluidos

4.1 Empleo de variadores de frecuencia en motores

Se trata de dispositivos electrónicos, que permiten el control completo de motores eléctricos de inducción. Los hay de corriente continua en los que la regulación se realiza mediante variación de la tensión, y de corriente alterna en los que la regulación se realiza mediante variación de la frecuencia. Los más utilizados son los de motor trifásico de inducción y rotor sin bobinar (jaula de ardilla). También se los llama inversores o variadores de velocidad.

Resultan de aplicación en elementos de los sistemas de distribución y/o acondicionamiento de fluidos como son ventiladores en climatizadoras y otras unidades terminales o en bombas de impulsión de fluidos caloportadores, agua de red o residual.

La regulación de la velocidad del motor busca el ajuste a la demanda real evitando el funcionamiento constante a potencia nominal, reduciendo de esta forma las pérdidas por sobredimensionamiento o regulación ineficiente.

Además del ahorro energético, las **ventajas** de uso del variador frente al resto de arranques son:

- Evita picos o puntas de intensidad en los arranques del motor.
- El par se controla totalmente a cualquier velocidad, lo que evita saltos o bloqueos del motor ante la carga.
- No tiene factor de potencia, el coseno de ϕ es uno, lo que evita el uso de baterías de condensadores y el consumo de energía reactiva.
- La comunicación mediante bus industrial permite conocer en tiempo real el estado del variador y el motor, así como el historial de fallos lo que facilita el mantenimiento.
- Los arranques y paradas son controlados, y suaves, sin movimientos bruscos.

- Protege completamente el motor, el variador y la línea.
- Mediante contactores externos de bypass (puente) se puede utilizar un solo variador para el control secuencial de varios motores, tanto en arranque como en parada.

Algunas **desventajas** de estos dispositivos son:

- La instalación, programación y mantenimiento, debe ser realizada por personal cualificado.
- Si no está bien aislado (con filtros) o instalado, puede producir ruidos e interferencias en la red eléctrica, que podrían afectar a otros elementos electrónicos cercanos. En la instalación de variadores de velocidad deberá tenerse en cuenta la posible necesidad de instalar filtros de armónicos, debido a que estos equipos suelen incrementar las tasas de distorsión armónica en la red.
- Para aplicaciones sencillas puede suponer mayor inversión que un sistema simple (contactor-guardamotor), si bien a la larga se amortiza el gasto suplementario por el ahorro energético y de potencia reactiva que aporta el variador.
- Las averías del variador no se pueden reparar in situ, hay que enviarlos a la casa o servicio técnico. Mientras tanto debe disponerse de otro variador equivalente, o dejar la instalación sin funcionamiento.

El ahorro energético asociado a esta medida depende de la situación inicial, en la cual el motor esté funcionando más o menos tiempo a una potencia superior a la necesaria para la carga. Estudios sobre motores que han sido monitorizados indican que los ahorros energéticos de esta medida rondan el 30%.

El coste de un variador fluctúa en función de la potencia del motor a regular. Un variador para un motor de 1,5 kW ronda los 150 € mientras que uno para un motor de 7,5 kW alcanza los 2.000 €. Además deben tenerse en cuenta otros costes adicionales como los cuadros de control de los variadores que tienen costes de 1.400 € para variadores de motores de 1,5 kW o 3.000 € para variadores de motores de

7,5 kW. Es habitual añadir un 20% en costes de mano de obra.

4.2 Instalación de válvulas termostáticas en los radiadores

En los sistemas de calefacción con radiadores en los que no existen sistemas de control ni dispositivos individuales para la regulación de la temperatura, la instalación aportar calor hasta alcanzar la temperatura fijada en un termostato único para todo el circuito. Dependiendo de la estancia donde se realice la medición de temperatura pueden ocasionarse varias situaciones:

- El punto de medición se encuentra en una zona menos cálida que el resto de estancias: el gasto de combustible que tiene lugar en el proceso de combustión de la caldera es mayor ya que es necesario producir más calor para alcanzar la temperatura de consigna. Además, el resto de estancia se encuentra a una temperatura superior a la deseada.
- El punto de medición se encuentra en una zona más cálida que el resto de estancias: el gasto de combustible que tiene lugar en el proceso de combustión de la caldera es menor ya que es necesario producir menos calor para alcanzar la temperatura de consigna. Sin embargo, el resto de estancias no habrán alcanzado el confort térmico.
- El punto de medición se encuentra en una zona de calidez intermedia que el resto de estancias: el gasto de combustible que tiene lugar en el proceso de combustión de la caldera será de orden intermedio, pero es posible que existan estancias en la que no se alcance el confort térmico.

Al no existir un control de temperatura diferencial por estancias, se produce un gasto energético y una falta de equilibrio en el confort térmico de estas estancias.

Para dar solución a este problema se recomienda la instalación de válvulas termostáticas en cada radiador. Con la instalación de estas válvulas se puede regular la temperatu-

ra de cada estancia para aprovechar también las aportaciones gratuitas de energía: o sea las que se deben, por ejemplo, a los rayos del sol a través de las ventanas, a la presencia de muchas personas, etc.

Las válvulas termostáticas regulan automáticamente la entrada de agua caliente basándose en la temperatura elegida y regulada con un asa graduada. La válvula se cierra cuando la temperatura ambiente, medida por un sensor, se acerca a la deseada, permitiendo enviar el agua caliente hacia los otros radiadores todavía abiertos.

De esta manera se puede consumir menos energía en los días más despejados, cuando el aporte térmico de la energía solar es suficiente para calentar algunas estancias, o, por ejemplo, se puede graduar una temperatura más baja en los lugares que no están ocupados.

El ahorro energético se consigue debido a que la instalación se adecúa a las necesidades de demanda de forma más precisa ya que el control de temperatura actuará en función de los puntos de medición, en lugar de uno sólo como ocurre normalmente.

Se estima que estos sistemas producen un ahorro del 10% sobre el consumo de combustible del circuito de calefacción de los radiadores.

Para la ejecución de esta medida, se debe instalar un termostato por estancia en la que se desee actuar, y sobre los radiadores que se desean modificar se debe instalar una válvula termostatizable y un cabezal termostático.

A modo de orientación sobre los costes de estos equipos:

- Un cronotermostato semanal por radiofrecuencia con receptor radio tiene un precio de venta al público de unos 70 €.
- Una válvula termostatizable en escuadra de 1/2" y conexión macho roscada tiene un precio de venta al público de unos 8 €.
- Un cabezal termostático con sensor a distancia tiene un precio de venta al público de 20 € aproximadamente.

Fuente: Elaboración propia

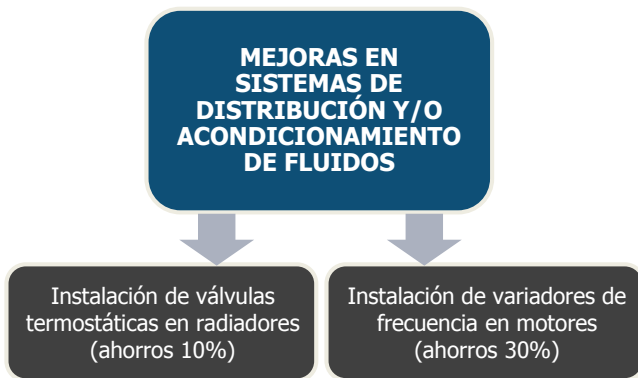


Figura 3.3.5 Puntos de mejora en sistemas de distribución y acondicionamiento de fluidos

5. Sistemas de comunicación vertical u horizontal

Empleo de variadores de frecuencia en motores

Esta actuación ya se describió en el apartado 4. En el caso de emplearse en motores de ascensores u otros elementos similares tienen una serie de ventajas adicionales:

- Tiempos de trayectos más cortos y por tanto, mayor disponibilidad del ascensor, debido principalmente a optimización de tiempos en fases de aproximación.
- Velocidades constantes en direcciones de subida y bajada con cabina llena o vacía.
- Alta exactitud de posicionamiento con tolerancias de ± 1 mm independientemente de la carga.
- Características de funcionamiento suaves en acción, reduciendo el desgaste de los componentes mecánicos.

6. Mejora de la eficiencia energética en ofimática y CPDs

6.1 Mejora de la eficiencia energética en CPDs

Las medidas que pueden tomarse pueden centrarse en la propia tecnología del CPD en su configuración o en otros elementos como la envolvente o la refrigeración. A continuación se describen las estrategias más comunes.

Virtualización

Consiste en crear una máquina virtual utilizando una combinación de hardware y software. La virtualización de una plataforma de hardware se lleva a cabo mediante un software anfitrión (host) que simula un entorno informático (máquina virtual) para su software invitado (guest). El software invitado corre como si estuviera instalado en una plataforma de hardware autónoma.

La virtualización aumenta el rendimiento de los servidores hasta el punto en que un rack estándar puede manejar múltiples máquinas virtuales. El ahorro en un entorno virtualizado frente a otro no virtualizado es de un 35% por usuario e incluso de un 50% con los sistemas más modernos. Los entornos de virtualización avanzados permiten un control refinado de las cargas de trabajo. Pueden diseñarse los sistemas de manera que las máquinas virtuales utilicen servidores adicionales si aumenta la demanda y cuando la capacidad extra no se usa, la máquina utiliza la mínima cantidad de energía.

Empleo de arquitecturas de bajo consumo

La última generación de servidores ofrece unas mejoras significativas tanto en consumo energético como en gestión de la energía.

Fuentes de alimentación

La actual generación ofrece ratios de conversión de un 90% de eficacia frente a los ratios de un 50% de las primeras fuentes. Además las fuentes de alimentación de alta eficien-

cia generan menos energía disipada en forma de calor reduciendo las necesidades de refrigeración.

Mejoras en la arquitectura de memoria

Permiten a la última generación de servidores utilizar más RAM, pero reduciendo el consumo de energía de este apartado en un 25%. Algunas controladoras de entrada/salida y almacenamiento actuales son el doble de eficientes que las generaciones previas.

Incorporación de técnicas activas de gestión de energía.

Éstas son soportadas por sensores integrados en la placa y un software que hace que un servidor nuevo sea 2,5 veces más eficiente que la generación anterior.

Sistemas de almacenamiento más eficientes

La migración hacia discos de pequeño formato basados en unidades de 2,5 pulgadas, en vez de los tradicionales discos de 3,5 y en el futuro las unidades de estado sólido mejoran la eficiencia en este elemento.

Aislamiento adecuado del recinto del CPD

Un correcto aislamiento de la envolvente del CPD contribuye a evitar las ganancias y pérdidas de energía indeseadas. En este punto se remite al lector al primer epígrafe de este apartado en el que se describen técnicas de mejora del aislamiento.

Distribución del CPD en pasillos calientes y fríos

Los servidores y equipos de centros de datos se diseñan para que los ventiladores aspiren aire por delante y lo expulsen por la parte trasera junto con el calor desprendido.

Por ello, si se dispone de varias filas de racks lo ideal es colocarlos de la forma que en un pasillo se encuentren situadas las partes delanteras de los equipos unas enfrente de las otras mientras que en el siguiente pasillo se encuentran opuestas las partes traseras de otras dos filas de equipos.

De esta manera se trata de insuflar el aire frío por el pasillo al que dan los frontales de los servidores a refrigerar (servidores que lógicamente se encuentran en los racks) y el retorno se canaliza por el otro pasillo en el que se dispondrán extractores de aire caliente para volverlo a enfriar (o expulsarlo al exterior, en función de necesidades, clima, maquinaria de frío y otros parámetros).

Será necesario incluir en cada rack las tapas frontales necesarias para que en caso de que la electrónica no ocupe la totalidad del rack, no existan huecos y por tanto corrientes de retorno de aire desde la parte trasera de los servidores a la delantera.

La distribución de los equipos creando pasillos fríos y calientes incrementa la eficiencia de los sistemas de refrigeración pudiendo suponer ahorros del 15-30%.

Freecooling

Este sistema ya descrito en el epígrafe 3.6 de este apartado es de aplicación muy interesante a los CPDs. Dado que estos sistemas funcionan todo el año, las 24 horas del día, requieren de refrigeración incluso en momentos en los que el resto de un edificio no los requiere, como por ejemplo, durante el invierno. La posibilidad de aprovechar las condiciones exteriores para refrigerar el CPD durante estos periodos del año permite ahorros de hasta el 40% en refrigeración del CPD, variable en función de las condiciones climáticas del lugar.

6.2 Instalación de regletas inteligentes para los equipos ofimáticos

Actualmente casi cualquier puesto de trabajo cuenta con ordenadores personales, impresoras, etc.

Durante las horas en las que no hay actividad por permanecer el edificio cerrado, los equipos permanecen apagados, sin embargo las fuentes de alimentación de los equipos informáticos producen consumos "fantasmas" como consecuencia de que se encuentran conectados a red.

Se propone el uso de regletas inteligentes para los equipos informáticos, de modo que cuando se desconecte el ordenador principal se apaguen también los equipos asociados, como impresoras, faxes, escáneres o incluso otros ordenadores secundarios. De este modo se eliminarán los consumos "fantasma" provocados por la conexión a red de los equipos.

La regleta inteligente es capaz de detectar cuando un dispositivo conectado a ella está en modo de espera. Cuando lo detecta avisa mediante una señal luminosa y si no se pulsa un botón en 3 minutos, desconecta el aparato del suministro eléctrico.

Todos los equipos electrónicos, en modo espera (stand-by), pueden llegar a consumir hasta un 15% del consumo en condiciones normales de funcionamiento, por tanto y siendo algo más conservadores puede estimarse que el porcentaje de ahorro energético mediante regletas inteligentes sería del 12%.

Este tipo de regletas suponen un coste unitario de 20 € aproximadamente y permiten la conexión de hasta 5 equipos por regleta.

Fuente: Elaboración propia

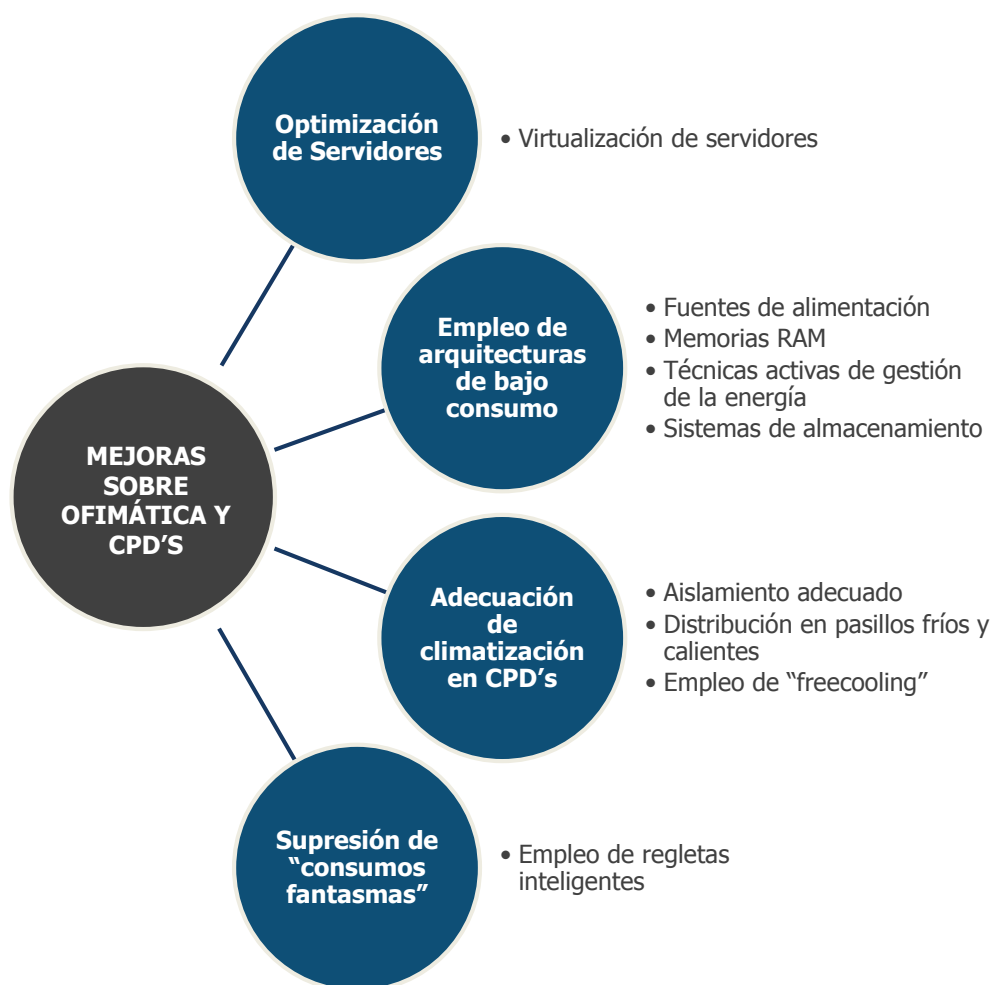


Figura 3.3.6 Puntos de mejora de la eficiencia energética en ofimática y CPDs

7. Mejora de la eficiencia energética de otros consumidores

7.1 Flota de vehículos

En cuanto a la flota de vehículos, de especial interés resulta su renovación con vehículos eléctricos o bien, si esto no es posible por las largas distancias a recorrer durante el trabajo diario en el puerto, por vehículos híbridos.

Los vehículos eléctricos son aquellos propulsados total o parcialmente por uno o varios motores eléctricos. La fuente de energía procede de la electricidad, que es almacenada en baterías o acumuladores que necesitan recargarse desde la red eléctrica.

Estos vehículos incorporan además un sistema de frenado regenerativo que recarga las baterías recuperando la energía cinética producida durante la frenada o deceleración (auto-recarga).

Las ventajas que proporcionan estos vehículos frente a los tradicionales de combustión interna son relevantes:

- **Mayor eficiencia energética.** Un motor eléctrico tiene menos pérdidas que uno convencional, alcanzando una eficiencia energética del 30% frente al 15% de los motores de combustión interna.
- **Nula contaminación a la atmósfera.** Son muy respetuosos con el medioambiente al no generar emisiones contaminantes durante su funcionamiento. No obstan-

te, la reducción neta de emisiones frente a los motores de combustión interna dependerá de los factores de emisión asociados a la generación de la energía eléctrica que se consume durante la recarga de baterías.

- **Reducción de ruidos.** Los motores eléctricos producen muy poco ruido, son prácticamente imperceptibles al oído humano.
- **Optimización de costes.** Necesitan de menores costes para su utilización y mantenimiento. Aunque el coste de adquisición es mayor que el de un vehículo de combustión interna, a lo largo de la vida útil de ambos el coste del kilómetro recorrido es similar.

El mayor inconveniente que presentan es su limitada autonomía al depender ésta de la capacidad de las baterías. La tecnología actual, basada en el litio, ofrece autonomías de entre 80 y 200 km con una vida útil estimada de hasta 3.000 ciclos de recarga completa. Para un uso urbano, de aproximadamente 40 km al día, es necesaria por tanto una recarga cada 5 días.

La recarga de las baterías requiere de la conexión del vehículo a una infraestructura que le permita acceder a su fuente de energía, es decir, a la electricidad. La recarga puede ser de tres tipos en función de la intensidad de la corriente recibida.

La **recarga lenta** es la más extendida y se realiza a una tensión de 230 V y una intensidad de 16 A en corriente alterna, características habituales de los sistemas eléctricos en viviendas particulares, por lo que es en éstas donde se suelen instalar estos puertos de recarga. El tiempo necesario para una carga completa de las baterías suele rondar las 8 horas.

La **recarga semi-rápida** se realiza igualmente a una tensión de 230 V, pero a una intensidad de 32 A. El tiempo necesario para la carga completa de las baterías es de unas 4 horas aproximadamente. Estos puntos de recarga se ubican en centros urbanos, zonas de ocio, etc.

Por último, la **recarga rápida** no es válida para todos los vehículos, depende del fabricante, y se realiza a una tensión

de 400 V y una intensidad de hasta 400 A en corriente continua. En este caso el tiempo necesario para la carga completa de las baterías se reduce a 15-30 minutos. Es comúnmente ofrecida en las estaciones de servicio o electrolineras.

Los vehículos eléctricos se pueden clasificar en tres familias: el vehículo eléctrico de batería (BEV), el vehículo eléctrico de autonomía extendida (REEV) y el vehículo eléctrico híbrido enchufable (PHEV).

Vehículo eléctrico de batería

El vehículo eléctrico de batería es aquel que únicamente utiliza la energía eléctrica como fuente de energía. Los motores de tracción son eléctricos y el suministro de energía a los mismos se realiza desde las baterías, que únicamente se pueden recargar desde la red eléctrica cuando el vehículo se encuentra aparcado.

Actualmente la autonomía máxima que puede alcanzar un turismo eléctrico es de 200 km, y su precio de venta oscila entre los 20.000 y los 30.000 €.

Vehículo eléctrico de autonomía extendida

Los vehículos eléctricos de autonomía extendida tienen las mismas características que los vehículos eléctricos de batería, pero incorporan un motor de combustión interna que produce electricidad para alimentar el motor eléctrico y recargar la batería en los casos en que se necesita una mayor autonomía y no se dispone de un punto de recarga.

Así se puede aumentar la autonomía hasta casi alcanzar a la de los vehículos convencionales, unos 500 km, siendo su precio de venta de 30.000-45.000 €.

Vehículo eléctrico híbrido enchufable

Por último, el vehículo eléctrico híbrido enchufable combina un motor eléctrico con otro de combustión interna. Ambas fuentes de energía se pueden utilizar simultáneamente o alternativamente para propulsar el vehículo. Como en el caso anterior, las baterías únicamente se recargan por medio de la red eléctrica.

En este caso la capacidad de las baterías es menor que las de los vehículos eléctricos, ofreciendo una menor autonomía en funcionamiento 100% eléctrico. Este sistema permite circular los primeros 20-50 km en modo eléctrico, pasando al modo tradicional una vez agotadas las baterías. Es por tanto el más contaminante dentro de esta categoría. El precio de venta oscila entre 35.000-50.000 €.

No han de confundirse estos vehículos con los tradicionalmente denominados **vehículos híbridos (HEV)**, que únicamente utilizan como fuente de energía el combustible y no pueden recargar las baterías mediante la conexión a la red eléctrica exterior.

Estos vehículos, cada vez más frecuentes en ciudades, utilizan su batería eléctrica durante el arranque y en los momentos que el vehículo trabaja a muy bajas revoluciones (ralentí), aunque el modo eléctrico se puede activar en cualquier momento de manera voluntaria hasta una autonomía de 2-5 km (muy limitada). En este caso las baterías se encuentran continuamente en ciclos de carga y descarga, produciéndose la carga mediante el frenado regenerativo y el motor de gasolina. Este sistema permite conseguir unos ahorros en combustible en torno al 25-40%. El precio medio de mercado está en 30.000 €.

Cada vez son más Autoridades Portuarias que optan por renovar su flota de vehículos por modelos eléctricos para recorridos de corta distancia, por ejemplo para labores de vigilancia, supervisión de obras o inspección y mantenimiento de infraestructuras, o modelos híbridos para trayectos más largos. Estas prácticas son aconsejables en todos los casos.

8. Caso de Estudio: Autoridad Portuaria de Alicante

En el campo de los sistemas de telegestión puede citarse un caso de éxito dentro de las *Autoridades Portuarias* participantes en la elaboración de esta Guía. Es el caso de la AP de Alicante.

Dentro de su Plan de Eficiencia Energética 2010-2014, se ha implantado un sistema de telegestión basado en el SIVA (aplicación de control, supervisión y adquisición de datos) que permite el apagado y encendido selectivo de puntos de luz de las torres de proyectores de modo que se adecúa la iluminación a las necesidades operativas de una forma sencilla y eficaz, variando la iluminación de cada torre entre el 33%, 66% y 100%.

Las torres de alumbrado de las explanadas tienen una altura de 30 m y 12 proyectores de vapor de sodio de alta presión, con una potencia unitaria de 1.000 W. Mediante el sistema de control instalado se pueden establecer cuatro regímenes de funcionamiento, bien programados previamente o bien activados de forma manual desde el puesto de control:

- 0%: Todos los proyectores apagados
- 33%: Cuatro proyectores encendidos
- 66%: Ocho proyectores encendidos
- 100%: Doce proyectores encendidos

El modo de funcionamiento al 33% se denomina "eficiente", y es activado por las noches cuando la explanada no se encuentra en condiciones de operación.

El sistema de control utiliza contactores gobernados por remotas de entrada/salida (comunicación por MODBUS TCP). Cada contactor gestiona un grupo de cuatro luminarias, necesitando para su manejo una salida digital que permite apagar/encender las luminarias conectadas, y una entrada digital que indica el estado real de encendido/apagado de dichas luminarias.

La actuación sobre una torre de alumbrado necesita por tanto de tres contactores para gobernar sus 12 proyectores.

Fuente: AP Alicante

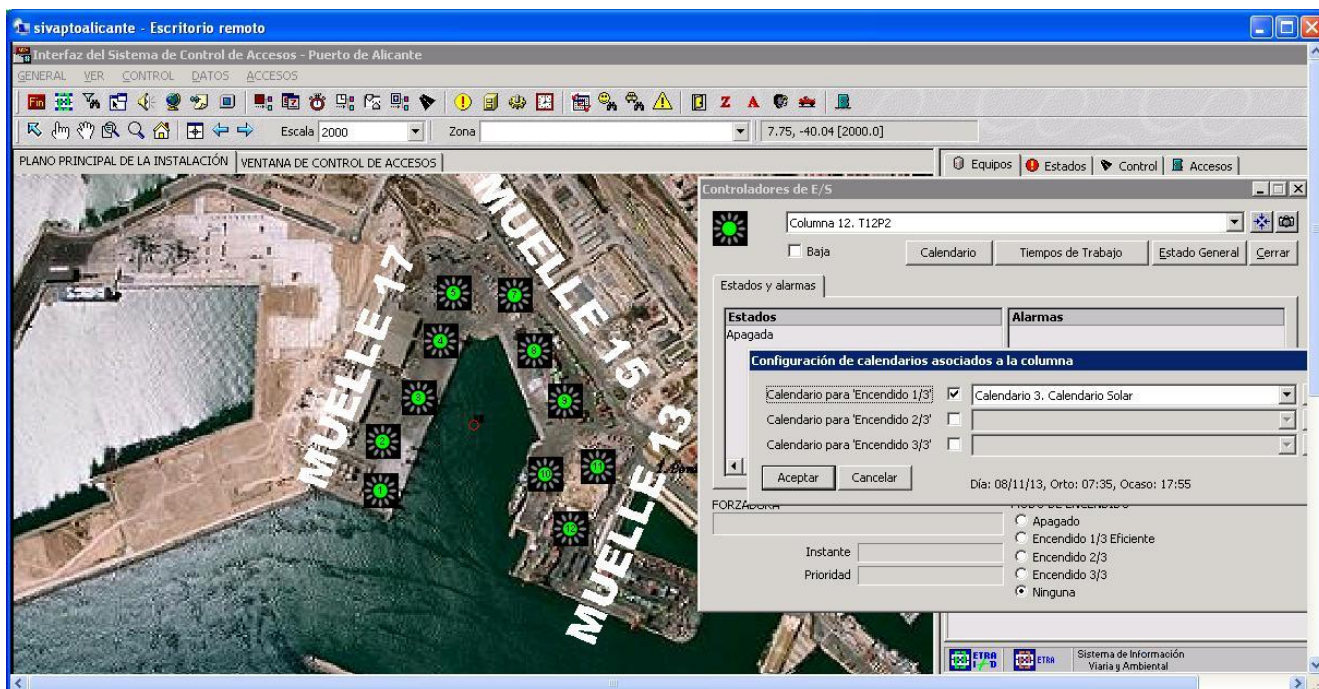


Figura 3.3.7 Sistema de telegestión de torres de proyectores en la AP de Alicante

El sistema de control sigue una estrategia de encendido que alterna los diferentes contactores de una torre para equilibrar el número de horas de funcionamiento de dichas luminarias, con lo que se alarga la vida útil de las luminarias.

Las acciones sobre los contactores se realizan desde un módulo de gestión del encendido, que entre otras cuestiones, permite visualizar sobre un mapa el estado de cada torre. Los estados disponibles son:

Fuente: AP Alicante

	▪ <i>Alarma. No comunica la remota</i>
	▪ <i>Encendida</i>
	▪ <i>Apagada</i>
	▪ <i>Equipo con estado forzado, no con el definido por calendario</i>

Figura 3.3.8 Estados disponibles para torres de alumbrado

Fuente: AP Alicante

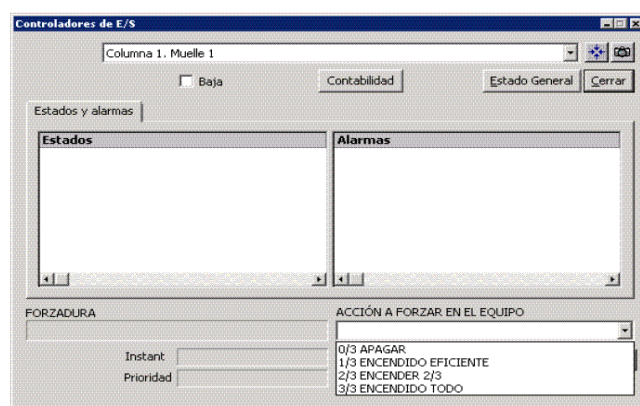


Figura 3.3.9 Pantalla de gestión de torres de alumbrado

Este módulo de gestión permite actuar sobre los diferentes muelles definidos para ejecutar una de las siguientes acciones: Apagado, Encendido Eficiente y Encendido Todo. Asimismo se puede efectuar un forzado de estado sobre una columna, seleccionando el nivel de iluminación deseado.

También es posible acceder y programar un calendario para la iluminación automática de cada torre de alumbrado. Este calendario se puede configurar en franjas horarias semana-

les asociadas a cada tipo de iluminación disponible (Apagado, 33%, 66% y 100%).

El sistema dispone de unos contadores de tiempo de funcionamiento de los diferentes controladores (es decir, contactor, torre y muelle). Esto permite visualizar informes sobre las horas de funcionamiento y modo de funcionamiento por elementos: contactor, torre de alumbrado o muelle.

Todos estos datos se pueden exportar a un fichero en formato compatible con Excel en el que se mostrarán, desde el

último instante de contabilización, las horas de funcionamiento y el estado en que ha estado funcionando cada elemento. El sistema permite inicializar el valor de estos contadores a cero en cualquier momento, permitiendo así realizar una nueva contabilidad de funcionamiento en un periodo.

Con la implantación de este sistema de telegestión se han conseguido unos ahorros del 56% sobre el consumo de esta iluminación.

Fuente: AP Alicante

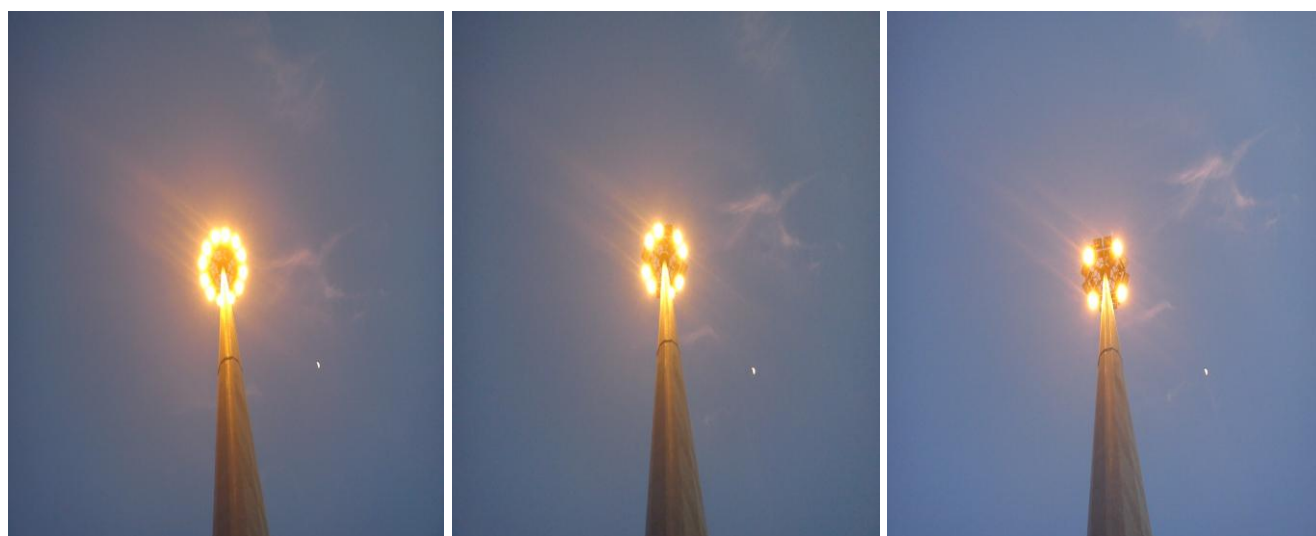


Figura 3.3.10 Modos de funcionamiento de la torres de alumbrado al 100% - 66% - 33%

Esta AP también ha llevado a cabo otras actuaciones de ahorro en materia de iluminación como la sustitución de lámparas en alumbrado interior (fluorescentes por tubos LED, fluorescencia compacta), e instalación de diversos sistemas de control como fotocélulas, detectores de presencia, estabilizadores-reductores en cuadros de alumbrado de viales, etc. La implantación de estas medidas ha supuesto un ahorro sobre el consumo propio de la AP del 63% en un periodo de tres años, con lo cual se puede amortizar las inversiones en un período de retorno razonable.

9. Indicadores de eficiencia energética sobre las instalaciones

Finalmente se proporciona una lista de indicadores que pueden resultar útiles para comparar distintas instalaciones o AAPP, fijar objetivos de eficiencia en instalaciones, incorporar a informes u otros documentos oficiales como las memorias de sostenibilidad, etc.

Es importante destacar la relevancia de disponer de estos indicadores y registrarlos periódicamente ya que serán de gran ayuda para evaluar la efectividad de las medidas que puedan llevarse a cabo.

Tabla 3.3.9 Algunos indicadores de eficiencia energética de instalaciones

Indicadores de estado		
Transmitancia térmica promedio de elementos de la envolvente	Puede calcularse o estimarse por cada elemento de cada edificio (fachadas, cubiertas, huecos) para luego promediar varios edificios.	W/m²K
Porcentaje de cumplimiento de los límites de transmitancia térmica marcados en el CTE	Puede determinarse el cumplimiento o incumplimiento de cada elemento de un edificio (fachadas, cubiertas, huecos) para luego ofrecer un porcentaje conjunto del puerto ponderado por superficies relativas.	Porcentaje (%)
Valor de Eficiencia Energética de la Instalación (VEEI) para alumbrado interior	Indicador descrito en el capítulo 2.	W/m² por cada 100 lux
Porcentaje de la instalación de alumbrado interior que dispone de sistemas de control	Sobre superficie iluminada o potencia instalada, contabilizar aquellos espacios con un sistema de control adecuado al uso.	Porcentaje (%)
Eficiencia Energética de una Instalación (E) para alumbrado exterior	Indicador descrito en el capítulo 2.	lux·m² /W
Calificación energética de instalaciones de alumbrado exterior	Indicador descrito en el capítulo 2.	Letras de la A a la G
Porcentaje de la instalación de alumbrado exterior que dispone de sistemas de control	Sobre superficie iluminada o potencia instalada, contabilizar aquellos espacios con un sistema de control adecuado al uso.	Porcentaje (%)
Rendimiento promedio de generadores térmicos	Rendimiento porcentual en caso de sistemas de combustión e índices COP y EER en caso de equipos que funcionan mediante un ciclo frigorífico	Porcentaje (%) o ratio
Porcentaje de las instalaciones térmicas que disponen de sistemas de control	Sobre superficie acondicionada o potencia instalada, contabilizar aquellos espacios/sistemas con un sistema de control adecuado al uso.	Porcentaje (%)
Porcentaje de motores con variables de frecuencia	Desglosado por tipo de equipo (ascensores, bombas, ventiladores, etc.) y calculado sobre potencias instaladas.	Porcentaje (%)
Consumo específico en ofimática	Consumo en ofimática por puesto de trabajo y horas de jornada laboral.	kWh
Indicadores de tendencia		
Evolución de los anteriores indicadores de estado	Evolución anual de los anteriores indicadores de estado	Porcentaje (%)

Fuente: Elaboración propia





Aerogeneradores en dique de Punta Lucero (Puerto de Bilbao)

Implantación de energías renovables y sistemas de generación distribuida en puertos

1. Biomasa
2. Energía solar fotovoltaica
3. Energía eólica
4. Energía solar térmica
5. Energía geotérmica
6. Cogeneración y trigeneración
7. Indicadores de implantación de energías renovables y sistemas de generación distribuida

En este apartado se describen las alternativas de implantación de energías renovables y sistemas de generación distribuida más habituales y que pueden ser de aplicación en puertos.

Junto con la descripción de las tecnologías se proporcionan recomendaciones para la evaluación de su viabilidad técnica y económica.

1. Biomasa

1.1 Introducción

En el contexto energético, el término biomasa se emplea para denominar a una fuente de energía renovable basada en la utilización de la materia orgánica formada por vía biológica en un pasado inmediato o de los productos derivados de ésta.

También tienen consideración de biomasa la materia orgánica de las aguas residuales y los lodos de depuradora, así como la fracción orgánica de los residuos sólidos urbanos.

La biomasa tiene carácter de energía renovable ya que su contenido energético procede en última instancia de la energía solar fijada por los vegetales en el proceso fotosintético. Los productos procedentes de la biomasa que se utilizan para fines energéticos se denominan habitualmente biocombustibles.

Los **biocombustibles** pueden ser sólidos, líquidos o gaseosos.

- Los **biocombustibles sólidos** están constituidos por materias lignocelulósicas procedentes del sector agrícola o forestal y de industrias de transformación y abarcan materiales tales como restos de poda, paja, cáscaras de frutos secos, cortezas, huesos de aceituna, orujillos, etc. Las formas más habituales de utilización de este tipo de combustibles son astillas, serrín, pellets y briquetas.
- Los **biocombustibles líquidos** también se conocen como biocarburantes y se emplean como combustibles de sustitución de los derivados del petróleo o como aditivos de éstos para su uso en motores, fundamentalmente en automoción. Engloban en la actualidad dos tipos de productos: el bioetanol utilizado en motores motores de explosión; y el biodiesel como alternativa del gasóleo de automoción.
- Entre los **biocombustibles gaseosos** que se obtienen a partir de la biomasa están el gas de gasógeno, el biogás y el hidrógeno.

- ♦ *Gas de gasógeno:* Se obtiene al someter la biomasa a temperaturas entre 800 y 1.500°C en ausencia de oxígeno. En estas circunstancias se genera una mezcla de gases que puede emplearse como combustible.
- ♦ *Biogás:* Procede de la descomposición de la biomasa por la acción de microorganismos en ausencia de oxígeno. Se genera en los vertederos de residuos sólidos urbanos, o en digestores biológicos de depuradoras. Debido fundamentalmente a la presencia de metano este gas puede emplearse como combustible.
- ♦ *Hidrógeno:* Obtenido a partir de hidrocarburos o alcoholes, mediante la ruptura de las moléculas orgánicas en sus componentes elementales a través de reacciones con vapor de agua en presencia de un catalizador.

Las fuentes de biomasa para obtener biocombustibles en automoción y uso industrial son principalmente:

- **Cultivos energéticos** realizados con la finalidad de producir biomasa transformable en biocombustibles en lugar de producir alimentos como pueden ser remolacha, cereales o colza.
- **Biomasa residual** procedente de industrias forestales y agrícolas, así como los residuos de origen orgánico generados en las industrias y en los núcleos urbanos.

1.2 Aplicaciones en puertos

Los biocombustibles pueden ser utilizados por las Autoridades Portuarias en los sistemas de calefacción y ACS, mientras que los biocarburantes tienen su campo de aplicación en el suministro a automóviles y embarcaciones.

En particular el uso de biocombustibles tiene como ventajas ambientales una menor emisión de contaminantes que los combustibles fósiles, y una mayor velocidad de degradación natural en caso de vertido accidental.

Seguidamente se analizan con más detalles las características y criterios de aplicación de los sistemas mencionados.

Sistemas de generación térmica mediante biomasa

La producción térmica con biomasa puede abastecer desde la calefacción de una estancia hasta las necesidades térmicas de un distrito.

Hoy en día existen aparatos tanto de aire, que calientan una única estancia, como de agua, que permiten su adaptación a un sistema de radiadores y a otros con producción de agua caliente sanitaria (ACS).

Las calderas de biomasa diseñadas para un bloque o edificio son equiparables en su funcionamiento a las habituales de gas natural o gasóleo C y proveen a los edificios de calefacción y ACS.

Debido a la necesidad de disponer de un lugar amplio y seco para el almacenamiento del biocombustible, este tipo de instalaciones pueden tener problemas en edificios con salas de calderas pequeñas y poco espacio aprovechable. En cambio son una buena solución, tanto económica como medioambiental, para edificios de nueva construcción, sobre todo si se atienen a las nuevas ordenanzas y reglamentos, como el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios (RITE).

Las materias más utilizadas para las aplicaciones térmicas de la biomasa son los residuos de las industrias agrícolas (cáscaras de almendras, huesos de aceitunas) y forestales (astillas, serrines) y los residuos de actividades selvícolas (podas, claras, limpieza de bosques) y de cultivos leñosos (podas, arranques). Estas materias primas suelen distribuirse tras un procesado previo en forma de pellets, briquetas o astillas.

Las calderas de biomasa actuales pueden tener rendimientos superiores al 90% y están completamente automatizadas. La alimentación de la caldera se realiza generalmente a través de un tornillo sinfín que transporta el combustible de la zona de almacenaje hasta el quemador. Este proceso también se puede realizar mediante succión.

Sustitución de calderas convencionales por calderas de biomasa

Las calderas de calefacción y ACS ya existentes pueden sustituirse por calderas de biomasa. Dicha sustitución se recomienda acometerla empleando quemadores duales.

Los quemadores duales permiten la alimentación tanto con biomasa como con gasóleo, de modo que se minimizan los potenciales riesgos de desabastecimiento por interrupción del suministro de biomasa, fenómeno que eventualmente pudiera suceder en caso de problemas en campañas de recolección de biomasa o fluctuaciones en la cantidad y calidad de dicha biomasa.

A modo orientativo, el precio de una caldera de biomasa de 125 kW de potencia térmica nominal puede estar en el entorno de los 20.000 €, sin contar con el silo cuyo precio puede variar entre 2.000 y 8.000 € en función de su capacidad y del tipo de alimentación. Debe tenerse en cuenta que los precios de las calderas de biomasa varían en función del tipo de biocombustible a emplear (leña, astillas, pellets, etc.) y que su precio se eleva de forma exponencial para potencias muy elevadas, de modo que una caldera de biomasa de 660 kW de potencia térmica nominal puede rondar los 200.000 €. La tabla 3.4.1 muestra precios de distintos biocombustibles proporcionados por proveedores en la zona de Cádiz.

Los biocombustibles disponibles y su precio pueden variar geográficamente por lo que de cara a abordar la instalación de calderas de este tipo es necesaria cierta investigación previa de los proveedores de biomasa en la zona.

Pautas para la evaluación de la viabilidad técnica y económica de acometer esta medida serían las siguientes:

- 1. Caracterización de las instalaciones existentes** susceptibles de sustitución: características técnicas, costes de mantenimiento y consumos actuales.
- 2. Selección de equipo/s equivalentes** en prestaciones a los actuales y estimación de consumos y costes de mantenimiento futuros.

- 3. Solicitud de presupuestos** de adquisición, montaje, puesta en marcha, mantenimiento y operación.
- 4. Búsqueda de proveedores de biomasa** que suministren en la zona. Solicitud de precios de venta y garantías de suministro.
- 5. Cálculo del periodo de amortización de la medida.** Valoración de costes actuales frente a los futuros y determinación del periodo de retorno de la inversión
- 6. Valoración de otros condicionantes:** operativos, socioeconómicos, ambientales

Tabla 3.4.1 Precio por tonelada y tipología de biomasa en la zona de Cádiz (datos de 2012)

	€/t
Astilla de pino	50 – 73
Cáscara de almendra	275 – 98
Orujillo	80 – 75
Hueso de almazara	75 – 78
Astilla de cultivos energéticos	60
Astilla de restos agrícolas	45
Cáscara de pistacho	75
Resto de podas de olivar	45
Hueso de almazara seco y sin pulpa	82 – 106
Pellets de madera	90 – 190
Pellets de orujillo	90

Fuente: Elaboración propia

Empleo de biocarburantes en flotas de vehículos

Desde el punto de vista técnico, respecto a su uso en automoción, los biocarburantes empleados en las condiciones que determina la legislación vigente (Real Decreto 61/2006 que regula la calidad de las gasolinas, gasóleos y el uso de determinados biocarburantes, la norma de calidad del biodiesel EN 14214 y la norma de calidad del etanol, como componente del combustible para motores de gasolina, EN 15376) tienen prestaciones similares a los combustibles fósiles que sustituyen.

Uso de biodiesel para motores de encendido por compresión

El biocombustible más empleado en los motores de encendido por compresión dedicados a la automoción es el biodiesel obtenido a partir de aceites vegetales.

Actualmente existen fabricantes de automóviles que garantizan sus vehículos para el empleo de mezclas de hasta el 30% en volumen de biodiesel sin modificaciones en su plan de mantenimiento, así como fabricantes que ofertan modelos compatibles con un empleo de hasta el 100% de biodiesel.

Los cambios en las propiedades físico-químicas del combustible producidos por la presencia del biodiesel tienen una serie de repercusiones técnicas sobre el funcionamiento del motor. Dichas repercusiones dependerán en gran medida del vehículo sobre el que se emplee, zona de uso y porcentaje de mezcla. Son las siguientes:

- **Prestaciones del motor.** El mayor número de cetanos del biodiesel provoca unos menores picos de presión instantánea en la combustión, reduciendo el ruido del motor y favoreciendo la reducción de emisiones contaminantes. Por otro lado, a pesar de que el empleo de biodiesel provoca una ligera pérdida de potencia máxima y un leve incremento del consumo debido a su menor poder calorífico que el de los gasóleos, el rendimiento medio del motor no se ve afectado de modo significativo.
- **Desgaste del motor y aceite de lubricación.** El uso de biodiesel no provoca un desgaste anormal de los componentes metálicos del motor con respecto al uso de gasóleo. Sin embargo, algunos fabricantes han detectado en algún caso corrosión de los inyectores y/o bomba de inyección asociada a la presencia de humedad absorbida por el biodiesel, así como una ligera pérdida de viscosidad del aceite, debido a que el biodiesel que pasa al aceite permanece en él.
- **Lubricidad del combustible.** La presencia de ésteres metílicos en el gasóleo mejora las características de lubricidad del combustible.
- **Emisiones contaminantes.** La presencia de oxígeno en las moléculas éster provoca una importante disminución en la cantidad de partículas emitidas (menor opacidad de humos), así como, en general, una disminución de las emisiones de monóxido de carbono e hidrocarburo sin quemar.
- **Precauciones de almacenamiento.** La mayor afinidad del biodiesel por el agua, así como la posible degradación en combustibles con un contenido en yodo elevado, hace recomendable garantizar la hermeticidad de los depósitos, su limpieza periódica y el uso de filtros en la salida. Así mismo es conveniente evitar almacenamientos prolongados.

Uso de bioetanol en motores gasolina de automoción

En el caso de los motores de encendido provocado, el biocombustible más utilizado es el bioetanol, empleado en mezcla junto a la gasolina, usualmente en porcentajes entre 5 y 10%. También existen vehículos que pueden emplear mezclas de bioetanol de hasta el 85% y vehículos especiales que funcionan con mayores porcentajes llegando incluso hasta el 100%.

Gran parte de los vehículos de fabricación actual permiten el empleo de bioetanol en mezcla directa con gasolina en porcentajes de hasta el 10% en volumen, sin modificación alguna en su plan de mantenimiento.

Los cambios en las propiedades físico-químicas del combustible producidos por la presencia del bioetanol tienen una serie de repercusiones técnicas sobre el funcionamiento del motor, las cuales dependen, entre otros, del porcentaje de mezcla. Los principales cambios son los siguientes.

- **Aumento del octanaje de las gasolinas.** La presencia de bioetanol mejora el índice de octano de las gasolinas, lo cual disminuye los problemas de detonación y permite aumentar la relación de compresión en los motores o avanzar el ángulo de encendido, con lo que conseguiríamos un mayor rendimiento térmico.
- **Prestaciones del motor.** El uso de bioetanol permite mejoras de rendimiento que hacen que el consumo sea

similar e incluso inferior que el de los combustibles tradicionales, en términos de consumo energético.

- **Incompatibilidad de materiales.** El bioetanol presenta gran poder corrosivo, pudiendo incluso afectar a pinturas, provocar la formación de impurezas y originar obstrucciones, especialmente en presencia de agua. Deberán ser utilizados conductos resistentes al ataque de los alcoholes.
- **Afinidad por el agua.** La gran afinidad del bioetanol por el agua, hace que las mezclas gasolina-alcohol se desestabilicen muy fácilmente en presencia de este elemento, lo cual es también causante de corrosiones.
- **Limitaciones por temperatura.** Pueden aparecer problemas para el arranque en frío, en situaciones de baja temperatura ambiental, debido al elevado calor de vaporización del bioetanol. También se pueden presentar problemas en la conducción a elevadas temperaturas (o en altitud), debido a la mayor volatilidad de estas mezclas, que puede provocar más fácilmente la aparición de bolsas de combustible vaporizado dentro del sistema de alimentación.
- **Influencia en las emisiones contaminantes.** La utilización de este tipo de mezclas produce normalmente una apreciable disminución en las emisiones de hidrocarburos no quemados y una importante disminución del CO. Por el contrario la mayor presión de vapor de la mezcla aumenta las emisiones por evaporación.

A día de hoy los costes de producción de biocarburantes superan los de sus homólogos fósiles por lo que el precio de éstos es algo superior. El cambio de unos a otros se justifica principalmente por sus beneficios ambientales así como otros anteriormente mencionados.

Pautas para la evaluación de la viabilidad técnica y económica de acometer esta medida serían las siguientes:

1. **Caracterización de los vehículos** existentes y de las estimaciones futuras del número de vehículos en las flotas.
2. **Caracterización de las instalaciones de almacenamiento de carburantes** existentes y su adecuación para el almacenaje de **biodiesel o bioetanol**.
3. **Valoración de la disponibilidad de biocarburantes** adecuados a los vehículos que emplea la flota en distintas concentraciones de biocarburante.
4. **Valoración de la viabilidad de empleo** según concentración de biocarburantes en la flota existente.
5. **Estimación de costes actuales y costes futuros** en caso de reemplazo de combustible.
6. **Valoración de otros condicionantes:** operativos, socioeconómicos, ambientales.
7. **Comparativa con otras alternativas:** Vehículos híbridos, GNL, eléctricos.

2. Energía solar fotovoltaica

2.1 Introducción

La obtención directa de electricidad a partir de la luz se conoce con el nombre de efecto fotovoltaico. Para conseguirlo, se requiere un material que absorba la luz del Sol y sea capaz de transformar la energía radiante absorbida en energía eléctrica. Ésta es la función de una célula fotovoltaica.

Un sistema de energía solar fotovoltaico o sistema de captación solar fotovoltaico está compuesto de paneles fotovoltaicos integrados por un grupo de estas células fabricadas a partir de materiales semiconductores, siendo el silicio el más utilizado.

Cuando un panel fotovoltaico es expuesto a la radiación, la energía se transmite a través de los fotones contenidos en dicha radiación al semiconductor, provocando el desplazamiento de los electrones de sus átomos. El flujo producido por esos electrones en su desplazamiento crea una corriente eléctrica continua.

Esa corriente puede ser utilizada de diversas formas como:

- Almacenarse en una batería
- Consumo propio

- Transformarse en corriente alterna e inyección a la red

La energía solar fotovoltaica puede suministrar energía en emplazamientos aislados de la red o mediante instalaciones conectadas a la red eléctrica, que pueden ser de pequeño tamaño o centrales de gran tamaño.

Sistemas aislados

Los **sistemas aislados** constan de un sistema de captación solar (paneles), las baterías para almacenar la electricidad generada en corriente continua y el sistema de control para asegurar el correcto funcionamiento de carga y descarga de las baterías. Estas instalaciones generan electricidad para el autoconsumo, se emplean en aquellas zonas donde hay dificultades para el acceso a la red de eléctrica y requieren equipos adicionales de apoyo y almacenamiento para los momentos de baja o nula radiación solar. Por tanto, básicamente se utilizan para el suministro de electricidad en lugares donde no existe red eléctrica convencional como pueden ser los faros.

También se emplean para aplicaciones de baja potencia con consumos reducidos y en el mismo sitio donde se produce la demanda, como por ejemplo para sistemas de alumbrado, o sistemas locales de bombeo, señalización, etc.

Fuente: FENERCOM. Energías renovables para todos: Energía Solar Fotovoltaica

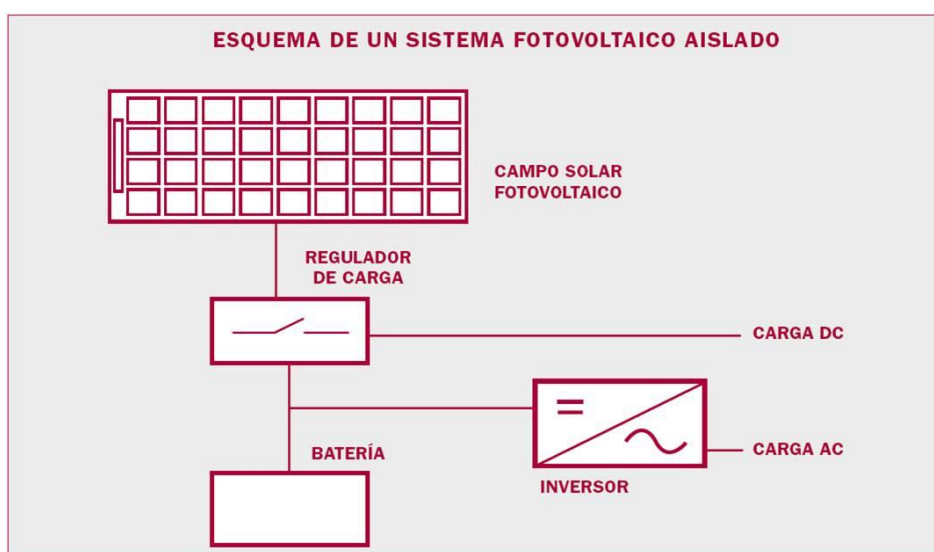


Figura 3.4.1 Esquema de un sistema fotovoltaico aislado

Sistemas conectados a la red

Los sistemas conectados a la red no disponen de ningún tipo de almacenamiento. Simplemente constan de los sistemas de captación y de conversión de la electricidad generada de corriente continua a corriente alterna, y de la conexión

a la red. Estas instalaciones vierten la energía producida a la red eléctrica, recibiendo una remuneración por ello. Cabe mencionar que obtener los permisos para este tipo de instalaciones es un proceso lento y con una elevada carga burocrática, lo que puede condicionar los plazos de aplicación de esta medida.

Fuente: FENERCOM. Energías renovables para todos: Energía Solar Fotovoltaica

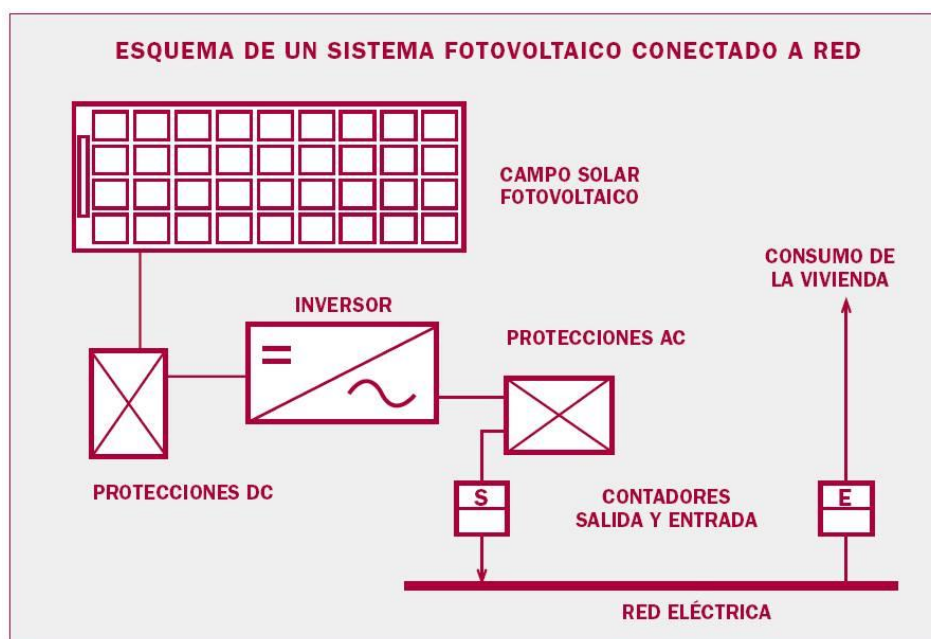


Figura 3.4.2 Esquema de un sistema fotovoltaico conectado a red

Marco regulatorio actual

En el marco legislativo anterior al actual se primaba la creación de sistemas solares conectados a red a través de un precio de compra superior al del pool de modo que la inversión producía una alta rentabilidad haciendo sostenibles estos proyectos.

El Real Decreto 1758/2008 establecía cómo se determinan las primas para este tipo de instalaciones. Estas primas o tarifas de venta reguladas se establecían trimestralmente y según la potencia instalada.

El Real Decreto 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la reducción del déficit tarifario en el sector eléctrico, estableció un máximo de

horas equivalentes de trabajo para el cobro de la prima. Todas las horas que sobrepasaran dicho máximo eran pagadas al precio del pool.

El 27 de enero de 2012, mediante Real Decreto, las primas y tarifas de venta para estas instalaciones, así como otras acogidas al Régimen Especial, quedaron en suspenso. Por tanto, las nuevas instalaciones a partir de esa fecha se planteaban como instalaciones de autoconsumo, dado que su rentabilidad con precios de venta simples de pool resulta muy baja.

A fecha de redacción de esta guía, se está realizando una revisión del marco legislativo que puede afectar tanto a instalaciones autónomas como a instalaciones conectadas a la red. Por tanto, antes de acometer el desarrollo de una

instalación fotovoltaica es fundamental analizar el marco normativo y su evolución, ya que ello determinará el esquema de posibles incentivos o penalizaciones que afecten a dichas instalaciones, y por tanto, a su rentabilidad económica.

2.2 Aplicaciones en puertos

Con independencia del camino que la normativa al respecto tome y con las debidas precauciones hasta que eso ocurra, pueden determinarse qué alternativas técnicas son las más apropiadas a un puerto.

En un principio, una instalación aislada no tiene sentido ya que los puertos son áreas urbanizadas e industrializadas con conexión a la red, con consumos importantes y con requisitos de seguridad de abastecimiento que una instalación aislada no puede cubrir, es decir, se requiere una conexión de apoyo de la red eléctrica convencional para asegurar la disponibilidad de electricidad en cualquier caso.

En cuanto a la configuración (tamaño, ubicación, etc.) de la instalación, éstas habitualmente se encuentran sobre suelo o bien en cubiertas. En el caso de un puerto, resulta desaconsejable ocupar una extensión de terreno valiosa, ya que puede albergar una actividad productiva propia de la AAPP o de un concesionario, con paneles fotovoltaicos.

Por ello se aconseja aprovechar cubiertas de edificios, naves o aparcamientos de características adecuadas.

Estas instalaciones configuradas como autoconsumo instantáneo (sin baterías de acumulación dado que incrementan notablemente el coste) suponen a día de hoy un ratio de inversión de unos 1.800 € el kilovatio pico instalado, arrojando periodos de retorno de entorno a los 10 años, variables en función de que la demanda energética sea más o menos simultánea a la producción, y considerando como precio de la electricidad un precio de compra del kWh estándar de entre los 12 y 15 céntimos de euro el kWh.

Unas pautas para la evaluar la viabilidad técnica y económica de acometer una actuación de este tipo serían las siguientes:

1. **Selección de ubicaciones posibles para este tipo de instalación.** Aquellas cubiertas libres de obstáculos y otras instalaciones, capaces de soportar el peso de la instalación solar fotovoltaica, y a ser posible orientadas al sur, planas y transitables para reducir costes de instalación y simplificar las tareas de mantenimiento.
2. **Caracterización de la producción energética.** Una vez definidas las superficies a ocupar y calculados los metros cuadrados de paneles que pueden ocuparlas con una orientación óptima sin sombrearse entre ellas y con las distancias entre filas de paneles necesarias para operaciones de limpieza y mantenimiento; existe software, como por ejemplo el F Chart, que permite calcular la producción de energía en una zona geográfica concreta.
3. **Estudio de la simultaneidad entre demanda y producción instantánea.** La producción máxima calculada en el punto 2 debe ser matizada en función del aprovechamiento posible, es decir, deben cruzarse las curvas de demanda de las instalaciones a abastecer con las curvas de producción de los paneles o bien realizar alguna estimación al respecto para conocer la producción efectivamente aprovechable.
4. **Solicitud de presupuesto para la instalación.** Debe tenerse en cuenta que el tamaño óptimo de la instalación dependerá de distintos factores. En concreto y de especial relevancia es tener en cuenta cuál es la instalación más pequeña de la que puede aprovecharse la energía el mayor número de horas posible. Esta instalación será la de menor coste y mayor beneficio.
5. **Análisis de rentabilidad.** Calcular el periodo de amortización de la instalación teniendo en cuenta estimaciones de precio al que valorar la producción efectivamente aprovechable. A futuro así como costes de operación y mantenimiento. El periodo de amortización no debería ser mayor al de vida útil de la instalación.

6. Valoración de otros condicionantes: operativos, socioeconómicos, ambientales.

3. Energía eólica

3.1 Introducción

Como la mayoría de las energías renovables, la eólica tiene su origen en el sol. Éste es el responsable de que se produzca el viento, el recurso energético utilizado por esta fuente de energía.

En la práctica, la tecnología actual permite aprovechar, casi exclusivamente, los vientos horizontales. Es decir, los que soplan paralelos y próximos al suelo y siempre que su velocidad esté comprendida entre determinados límites (a partir de unos 3 m/s y por debajo de los 25 m/s).

Las máquinas empleadas para transformar la fuerza cinética del viento en electricidad reciben el nombre de turbinas eólicas o aerogeneradores. La inmensa mayoría de los aerogeneradores modernos son tripalas y de eje horizontal. Un aerogenerador con una turbina de 850 KW suele tener una torre de 40 a 60 metros.

La explotación de la energía eólica se lleva a cabo, fundamentalmente, para la generación de electricidad que se vende a la red y ello se hace instalando un conjunto de aerogeneradores que forman un parque eólico.

En cuanto a la electricidad producida en el generador, ésta baja por unos cables a un convertidor, donde es transformada y enviada a la red eléctrica de forma óptima sin fluctuaciones.

En cuanto a condicionantes técnicos, antes de poner en marcha un parque eólico debe asegurarse que el lugar disfruta de las condiciones adecuadas. Para ello se estudian previamente múltiples aspectos, aunque el más importante es la velocidad del viento, ya que va a determinar la cantidad de energía que un aerogenerador puede transformar en electricidad.

Para estudiar la velocidad del viento se recurre habitualmente a la representación de dicha velocidad como una variable aleatoria con una cierta función de distribución. Normalmente se suele utilizar la distribución de Weibull. Se trata de una distribución de dos parámetros: el factor de

escala y el factor de forma. Esta distribución adopta la siguiente expresión:

$$p(x) = F(x, \alpha, \beta) = \frac{\alpha}{\beta^\alpha} x^{\alpha-1} \exp \left[- \left(\frac{x}{\beta} \right)^\alpha \right]$$

Donde α es el factor de forma y β es el factor de escala.

El factor de forma se define como la relación entre la energía obtenida en un año y la energía que se obtendría en ese año si la velocidad del viento se mantuviera constante e igual a la velocidad media. Un factor de forma elevado indica que las velocidades tienen tendencia a estar próximas a un determinado valor. En la mayoría de los casos los valores están comprendidos entre 1,3 y 4,3. Para determinar el valor del factor de escala se emplea la anterior expresión calculada a partir de la velocidad media y del factor de forma determinado.

Para conocer la velocidad de viento a emplear en un estudio de viabilidad así como los factores de forma y escala se

requiere disponer de datos a la altura en que vaya a situarse el rotor del aerogenerador o bien datos a distintas alturas que permitan realizar correlaciones y ensayar los cálculos con varios tipos de aerogeneradores y alturas de torre.

Para la estimación del rendimiento de un aerogenerador también es de vital importancia conocer las turbulencias del aire (que se producen, sobre todo, en áreas muy accidentadas), ya que disminuyen la posibilidad de utilizar eficazmente la energía del viento y provocan mayores roturas y desgastes en la turbina eólica. En zonas muy turbulentas puede ser necesario software de cálculo y diseño específico que sea capaz de manejar modelos no lineales.

La rugosidad del terreno es uno de los factores que afectan al régimen de vientos. La siguiente tabla muestra las rugosidades sugeridas según el paisaje del emplazamiento.

En este sentido y en el caso de puertos, cabe destacar que los emplazamientos próximos a mar abierto o en mar abierto (eólica offshore), al estar rodeados por el mar, tienen la ventaja adicional de presentar rugosidades mínimas.

Tabla 3.4.2 Valores de la rugosidad e índice de energía según el tipo de paisaje

Rugosidad (m)	Índice de energía (%)	Tipos de paisaje
0,0002	100	Superficie del agua
0,0024	73	Terreno completamente abierto con superficie lisa
0,03	52	Área agrícola con edificios muy dispersos Tan sólo colinas suavemente redondeadas
0,055	45	Terreno agrícola con algunas casas y vallas resguardantes de 8 metros de altitud con una distancia aproximada de 1.250 m
0,1	39	Terreno agrícola con algunas casas y vallas resguardantes de 8 metros de altitud con una distancia aproximada de 500 m
0,2	31	Terreno agrícola con algunas casas y vallas resguardantes de 8 metros de altitud con una distancia aproximada de 250 m
0,4	24	Pueblos, ciudades pequeñas, terreno agrícola con vallas altas, bosques y terreno accidentado y muy desigual
0,8	18	Ciudades más grandes con edificios altos
1,6	13	Ciudades más grandes con edificios altos y rascacielos

Fuente: Manual del Curso de Energía Eólica. Universidad de Zaragoza

En cuanto a la orientación óptima de los aerogeneradores, se emplean rosas de los vientos de los emplazamientos seleccionados.

Asimismo debe tenerse en cuenta la necesaria separación entre los aerogeneradores en la dirección predominante del viento y en la dirección perpendicular al viento predominante para evitar las sombras de viento y apantallamiento que unos aerogeneradores pueden generar sobre los que se sitúan próximos a ellos.

Otro condicionante técnico a considerar son las características del propio aerogenerador. Estas características quedan definidas por las curvas de potencia que los proveedores proporcionan y que relacionan la velocidad del viento con la energía producida.

Empleando software específico como por ejemplo WASP o WindSim y partiendo de datos de vientos, los parámetros de la distribución de Weibull ya mencionados, la rugosidad del terreno y las curvas de potencia y características técnicas de los equipos seleccionados, se pueden obtener estimaciones de la producción anual para condiciones atmosféricas estándar.

Esta producción prevista por los modelos debe ser corregida con las pérdidas eléctricas por transformación, transporte y los efectos de escala (entorno al 8%), y las debidas a la disponibilidad de las máquinas (10% aproximadamente).

Estas instalaciones, al igual que las solares fotovoltaicas han sufrido el mismo devenir regulatorio, estando inicialmente primadas hasta la actualidad en que las nuevas instalaciones deben vender directamente a precio de pool. A diferencia de la solar fotovoltaica la energía eólica tiene una rentabilidad mucho mejor y puede resultar viable vendiendo a dichos precios.

En cuanto a su empleo para autoconsumo es mucho menos habitual pero también es posible.

3.2 Aplicación en puertos

Resultan especialmente interesantes en puertos los parques eólicos situados en elementos como diques así como la eólica offshore.

Estas ubicaciones presentan una serie de ventajas relevantes:

- Mayor fuerza de los vientos al quedar menos influidos por rugosidades del terreno y obstáculos.
- Menor afección a la población y trabajadores del puerto que en emplazamientos en tierra firme en el propio puerto.
- No existen efectos sobre el suelo o la flora, quedando reducidos los posibles efectos ambientales a la afección al paisaje y a la avifauna.

Las desventajas de estas ubicaciones son los mayores costes de instalación y mantenimiento, en especial para las instalaciones eólicas de tipo offshore en las que no existe un soporte físico, como ocurre en aquellas en diques, y las cimentaciones deben realizarse sobre la propia plataforma marina. Asimismo, el mantenimiento de estas instalaciones es más complejo al no existir conexión física con tierra y deber desplazarse el personal de mantenimiento en barco.

Los precios de los aerogeneradores varían en función de su altura de buje, potencia, etc. y el coste de su instalación también depende de múltiples factores. A modo de ejemplo, el caso piloto en el apartado 3.5 d esta Guía muestra un ejemplo de prediseño y evaluación de rentabilidad de una instalación eólica en puerto sobre un dique.

Unas pautas para la evaluar la viabilidad técnica y económica de acometer una actuación de este tipo serían las siguientes:

- 1. Selección de ubicaciones posibles para este tipo de instalación.** Aquellas que se conoce o intuye que tienen vientos en los rangos apropiados, en las que es posible físicamente situar los aerogeneradores y en las que no existan impacto ambiental y a las personas relevantes.

2. **Realización de un estudio de vientos.** Estos estudios se realizan mediante torres con equipos de medida (anemómetros y veletas) a distintas alturas en los emplazamientos candidatos. El periodo mínimo recomendado de medida es de un año.
3. **Estimación de la producción del emplazamiento.** Los datos resultantes del estudio de vientos, así como otros factores del entorno (rugosidad, obstáculos, etc.) son modelizados mediante software tal como se ha explicado en el anterior apartado. Es habitual realizar varias simulaciones con distintos modelos de aerogenerador, número de ellos y disposición, hasta encontrar la configuración óptima.
4. **Presupuesto para la instalación.**
5. **Análisis de rentabilidad.** Calcular el periodo de amortización de la instalación teniendo en cuenta estimaciones de precio al que valorar la producción efectivamente aprovechable. A futuro así como costes de operación y mantenimiento. El periodo de amortización no debería ser mayor al de vida útil de la instalación.
6. **Valoración de otros condicionantes:** operativos, socioeconómicos, ambientales.

4. Energía solar térmica

4.1 Introducción

Se entiende por energía solar térmica la transformación de la energía radiante solar en energía térmica.

El principio de todos los sistemas solares térmicos consiste en captar la radiación solar mediante un sistema (llamado captador o colector solar) y transferirla en modo de energía térmica (calor) a un medio portador de calor, generalmente un fluido (normalmente agua, aunque se puede utilizar aire o una mezcla de agua con otros líquidos). El medio calentado puede emplearse directamente o indirectamente, mediante un intercambiador de calor que transfiere el calor a su destino final.

El principio de funcionamiento del colector solar se basa en la trampa de calor que una superficie acristalada produce (conocido como efecto invernadero). Consiste en que la radiación incidente del sol (onda corta) atraviesa el cristal del panel y es absorbida por una superficie que se calienta. Ésta, a su vez, emite radiación térmica (onda larga), que queda atrapada en el cristal. En el caso de que se empleara agua como fluido caloportador, ésta se calentaría y se quedaría almacenada para su posterior consumo: calentamiento de ACS, usos industriales, calefacción de espacio, calentamiento de piscinas, secaderos, refrigeración, etc.

Dependiendo de la aplicación, se pueden usar distintos tipos de colectores o paneles solares térmicos, variando también la complejidad de la instalación. De esta manera, se pueden usar paneles solares planos para aplicaciones típicas de calentamiento de ACS, colectores de tubo de vacío en zonas especialmente frías o para aplicaciones de calefacción y climatización, colectores de polipropileno sin cubierta etc.

En cuanto a las instalaciones, podemos encontrar, desde equipos compactos para dotar de agua caliente sanitaria a una pequeña infraestructura, hasta equipos más complejos con fluidos caloportadores distintos al agua, intercambiadores de calor, grandes depósitos de acumulación, etc., capaces de proporcionar ACS a instalaciones con gran demanda.

En la actualidad se puede decir que el aprovechamiento de la energía solar térmica es una tecnología madura y fiable. Supone un beneficio económico ya que no requiere de ningún combustible para su funcionamiento y, por tanto, los materiales, el diseño, la instalación y el mantenimiento suman casi el total de los costes.

La configuración básica recomendada para estas instalaciones es que funcionen como apoyo de los sistemas de energía convencionales existentes en la actualidad.

Estas instalaciones se componen de los siguientes cuatro sistemas:

- **Sistema de captación:** Compuesto por los colectores solares, que captarán la energía solar incidente y la transmitirán al fluido caloportador que circula por ellos, estructuras y elementos de conexión.
- **Sistema de acumulación:** Sistema que hace frente al desfase entre la producción de agua caliente y los momentos de consumo.
- **Sistema de intercambio mediante intercambiadores de calor de placas:** Transfiere la energía captada por los colectores al sistema de acumulación.

- **Sistema hidráulico:** Bombas de circulación, sistemas de llenado / vacío, etc.

El Código Técnico de la Edificación (CTE), establece una contribución solar mínima para la producción de ACS. La contribución solar mínima anual es la fracción entre los valores anuales de la energía solar aportada exigida y la demanda energética anual, obtenidos a partir de los valores mensuales. En la tabla se indican, para cada zona climática y diferentes niveles de demanda de agua caliente sanitaria (ACS) a una temperatura de referencia de 60°C, la contribución solar mínima anual, considerándose los siguientes casos:

- **General:** Suponiendo que la fuente energética de apoyo sea gasóleo, gas natural o propano u otras.
- **Efecto Joule:** Suponiendo que la fuente energética de apoyo sea electricidad mediante efecto Joule.

El CTE sólo resulta de obligado cumplimiento para nuevos edificios o aquellos en que se acometan reformas de importancia, pero puede servir de referencia para valorar el aprovechamiento de la energía solar térmica en edificios ya existentes.

Tabla 3.4.3 Contribución solar mínima según CTE en caso general para la fuente energética de apoyo

Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50 - 5.000	30	30	50	60	70
5.000 - 6.000	30	30	55	65	70
6.000 - 7.000	30	35	61	70	70
7.000 - 8.000	30	45	63	70	70
8.000 - 9.000	30	52	65	70	70
9.000 - 10.000	30	55	70	70	70
10.000 - 12.500	30	65	70	70	70
12.500 - 15.000	30	70	70	70	70
15.000 - 17.500	30	70	70	70	70
17.500 - 20.000	35	70	70	70	70
> 20.000	45	70	70	70	70

Fuente: Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento básico HE. Sección HE4. Tabla 2.1

Tabla 3.4.4 Contribución solar mínima según CTE en caso de efecto Joule para la fuente energética de apoyo

Demanda total de ACS del edificio (l/d)	Zona climática				
	I	II	III	IV	V
50 - 1.000	50	60	70	70	70
1.000 - 2.000	50	63	70	70	70
2.000 - 3.000	50	66	70	70	70
3.000 - 4.000	51	69	70	70	70
4.000 - 5.000	58	70	70	70	70
5.000 - 6.000	62	70	70	70	70
> 6.000	70	70	70	70	70

Fuente: Código Técnico de la Edificación (CTE). Documento básico HE. Sección HE4. Tabla 2.2

El método para identificar la zona climática a la que pertenece cada localidad queda recogido en el Apéndice D del Documento Básico HE del Código Técnico de la Edificación. Varía en función de la provincia donde se encuentra ubicada la localidad y la diferencia de altura que exista entre la misma y la altura de referencia de la capital de su provincia.

4.2 Aplicaciones en puertos

En el caso de puertos la principal aplicación de esta tecnología es **complementar a sistemas tradicionales de generación de ACS** en aquellos edificios con un consumo relevante de ésta. Para ello puede aprovecharse cubiertas de estos edificios libres de obstáculos y otras instalaciones, que sean capaces de soportar el peso de la instalación, y a ser posible orientadas al sur, planas y transitables para reducir costes de instalación y simplificar las tareas de mantenimiento.

Como referencia, el coste de una instalación solar térmica se encuentra en el rango de los 600 a los 1.000 € por cada metro cuadrado de captación para instalaciones con paneles planos, y en el rango de los 900 a los 1.400 € por cada metro cuadrado de captación para instalaciones con tubos de vacío.

El ahorro que reportan es variable en función del tipo de instalación, localización geográfica y precio de combustible que se sustituye.

A modo orientativo puede decirse que en el caso de un estudio real realizado para una localidad costera gaditana, una instalación de este tipo formada por 75 colectores planos reportaba ahorros de más de 57.000 kWh de electricidad y 38.000 kWh de gasóleo. A precios habituales en el mercado de 15 céntimos el kWh de electricidad y 7 céntimos el kWh de gasóleo, supone un ahorro del orden de 11.000 € anuales. Considerando que la instalación se ejecutase con colectores planos de 2 m² cada uno, y tomando un coste de 800 € por cada metro cuadrado, el periodo de amortización de la inversión se recuperaría en unos 11 años.

Pautas para la evaluar la viabilidad técnica y económica de acometer una actuación de este tipo serían las siguientes:

- 1. Análisis de la demanda de ACS.** Estimación o medida de los consumos de ACS en los distintos edificios para seleccionar aquellos con demandas relevantes y relativamente estables a lo largo del año, aquellos en los que a priori estas instalaciones tienen un mayor potencial de ahorro.
- 2. Selección de ubicaciones posibles para este tipo de instalación.** De entre aquellos edificios seleccio-

nados en el punto 1, escoger aquellos con cubiertas libres de obstáculos y otras instalaciones, capaces de soportar el peso de la instalación, y a ser posible orientadas al sur, planas y transitables para reducir costes de instalación y simplificar las tareas de mantenimiento.

- 3. Cálculo de la contribución solar de los emplazamientos seleccionados y dimensionado de la instalación.** Mediante métodos como por ejemplo el de las curvas f , calcular la demanda que puede cubrir una instalación teórica en el emplazamiento seleccionado. El Documento básico HE del CTE en su sección HE4 es una guía útil para realizar estos cálculos así como para conocer otras consideraciones necesarias en este tipo de instalaciones. Es habitual ensayar varias configuraciones de instalación en cuanto a número de colectores y tipología de éstos hasta encontrar la solución óptima.
- 4. Solicitud de presupuesto para la instalación.**
- 5. Análisis de rentabilidad.** Calcular el periodo de amortización de la instalación teniendo en cuenta estimaciones de precio al que valorar los ahorros energéticos a futuro así como costes de operación y mantenimiento. El periodo de amortización no debería ser mayor al de vida útil de la instalación.
- 6. Valoración de otros condicionantes:** operativos, socioeconómicos, ambientales.

5. Energía geotérmica

5.1 Introducción

La energía geotérmica se basa en el uso del contraste de temperatura entre la superficie terrestre y el subsuelo.

Existen dos tipos fundamentales de energía geotérmica: somera y profunda, según su temperatura y, por tanto, según el calor aprovechable del subsuelo. En capas someras la temperatura puede ser mayor o menor que la de la superficie, mientras que en capas profundas se produce siempre un importante gradiente de temperatura.

La energía geotérmica somera aprovecha la energía del subsuelo a poca profundidad o en acuíferos poco profundos para la climatización mediante el uso de bombas de calor geotérmicas. Esta posibilidad existe bajo cualquier terreno y en cualquier lugar habitado del planeta. La geotermia somera trabaja a temperatura muy baja (menor a 30°C) y su aplicación fundamental es la climatización en edificación.

La geotermia profunda está en fase de desarrollo en nuestro país y dependerá de las características de cada lugar. Este tipo de geotermia trabaja a temperaturas de 30°C a 100°C, donde el aprovechamiento directo del calor se emplea para calefacción por suelo radiante, centros de ocio-piscina, precalentamiento del agua, etc. También trabaja a temperaturas medias (100°C-150°C) y se emplea para la producción de energía eléctrica en plantas de ciclo combinado, secado de productos textiles e industriales, etc. Por último, está la posibilidad de las temperaturas más altas (superiores a 150°C) para la producción de energía eléctrica.

Por ser aquella de aplicación más generalizada, siendo mucho menos frecuentes aquellos lugares en los que pueden encontrarse temperaturas elevadas en el subsuelo o resultan viables las perforaciones hasta profundidades suficientes para alcanzarlas, este epígrafe se centra en adelante en la geotermia somera.

Para aprovechar la temperatura constante existente en el subsuelo para climatizar una edificación o para obtener agua caliente sanitaria, se utiliza una bomba geotérmica o

generador termodinámico que se encarga de captar o ceder calor mediante un sondeo vertical situado en el subsuelo y lo disipa en el interior de la edificación mediante diferentes sistemas: techo radiante/refrigerante, radiadores, conductos, fancoils, etc.

En el interior del sondeo se introducen tuberías de polietileno de larga duración a través de las cuales circula una solución de agua glicolada que actúa como fluido intercambiador de calor, permitiendo calefactar o refrigerar una edificación según ceda o extraiga calor de la tierra.

El funcionamiento durante el año consiste en dos comportamientos: uno en invierno, donde el calor almacenado por el suelo es trasladado al interior de la edificación; y otro en verano, donde el proceso es el inverso, es decir, el calor del edificio es traspasado al suelo. Este intercambio de calor se produce gracias a una bomba de calor geotérmica y a un intercambiador enterrado.

Un equipo de climatización geotérmica cuenta con:

- **Bomba geotérmica.** Permite el aprovechamiento energético de la tierra.
- **Un intercambiador.** Dispositivo formado por un conjunto de tuberías de polietileno de alta resistencia y gran duración enterradas en el subsuelo a través de las cuales circula una solución de agua glicolada.
- **Una bomba hidráulica.** Bombea la solución de agua glicolada que fluye por el sistema cerrado de tuberías que comunica la edificación con el subsuelo.

Se puede extraer el calor del subsuelo a una temperatura relativamente baja y será la bomba geotérmica la que aumente la temperatura hasta aquella a la que es utilizada en un sistema de calefacción. Para producir cada kWh de calefacción, se requiere sólo entre 0,25 y 0,30 kWh de energía para operar el sistema.

Para refrigerar durante el verano se puede invertir el sistema y el calor proveniente de la refrigeración de edificios se puede inyectar en la tierra con un alto grado de efectividad.

Existe un sistema de tierra que une la bomba de calor con el subsuelo y que es el que permite la extracción de calor o

introducción de frío a la tierra. Estos sistemas se pueden clasificar, mayoritariamente en:

- **Sistemas con circuito cerrado.** Se instalan intercambiadores de calor en el subsuelo y un medio portador de calor circula dentro de los intercambiadores de calor, transportando el calor de la tierra a la bomba y viceversa.
- **Sistemas con circuito abierto.** Se utiliza agua subterránea como portador de calor y se lleva directamente a la bomba de calor.

En cuanto a condicionantes técnicos de esta tecnología, existen dos factores principales que se deben tener en cuenta. En primer lugar es necesario conocer las demandas energéticas de los edificios. En segundo lugar, se debe conocer el comportamiento térmico del subsuelo para lo cual se realizan un tipo de estudios conocidos como TRT (Thermal Response Test) cuya utilidad es conocer las propiedades térmicas del suelo (conductividad y resistencia térmicas). En el caso de los sistemas en circuito abierto en los que se utiliza agua subterránea, el TRT se sustituye por ensayos hidráulicos y, si es posible y conviene, de trazados, para obtener información adicional sobre el transporte de contaminantes potencial en el interior del acuífero.

Sistemas con circuito cerrado

Estos sistemas constan de un circuito cerrado que aprovecha la energía geotérmica mediante intercambiadores de calor. Las dos tecnologías principales de este sistema son con circuito cerrado horizontal y vertical.

Sistema con circuito cerrado horizontal

Consta de un intercambiador de calor formado por un entramado de tuberías de polietileno con un diámetro de unos 25 a 40 mm enterradas a entre 1,2 y 1,5 metros de profundidad. Por estas tuberías circula agua glicolada que intercambia calor con el terreno.

El sistema con circuito cerrado es más fácil de instalar y por consiguiente el más económico dentro de los sistemas de circuito cerrado, ya que el intercambiador de calor terrestre

se coloca de forma horizontal. Tiene el inconveniente de requerir gran espacio, por lo que no es adecuado para grandes demandas energéticas, sobre todo demandas frigoríficas.

Sistema con circuito cerrado vertical

Estos sistemas constan de intercambiadores de calor verticales, mediante perforaciones. Se aprovecha que la temperatura del subsuelo a cierta profundidad se mantiene constante durante todo el año.

La captación geotérmica vertical consiste en la ejecución de una o varias perforaciones que van desde los 50 hasta los 100 metros de profundidad con diámetros de unos 13 a 20 cm aproximadamente. La captación de la energía se realiza mediante sondas de polietileno de entre 20 y 90 mm de diámetro.

Sistemas con circuito abierto

Esta tecnología, más sencilla y menos costosa de implantar, está condicionada por un factor geográfico como es la disponibilidad de nivel freático próximo a superficie ya sea por la cercanía a un río, lago, mar, aguas subterráneas u otra fuente de agua. En la mayoría de los casos se requieren dos pozos, uno para extraer agua subterránea y otro para volver a introducir el agua al mismo acuífero del cual fue extraída, aunque esta agua también puede ser dirigida a otros destinos como corrientes superficiales.

5.2 Aplicaciones en puertos

Se considera que entre las alternativas para aprovechamiento de energía geotérmica, la más adecuada a los puertos son las instalaciones con circuito abierto debido a la proximidad al mar si bien, se recomienda colocar un intercambiador previo a la bomba de calor geotérmica debido a las condiciones corrosivas del agua de mar.

El ciclo extraería agua marina del subsuelo (una profundidad de 10 metros puede ser suficiente) y el agua sería retornada al mar mediante un conducto por la superficie.

Para preservar los condensadores de las máquinas enfriadoras del contacto directo con el agua marina, que es dura por no estar tratada y en donde proliferan algas, se debe instalar un circuito cerrado de agua entre los condensadores de las máquinas enfriadoras y sendos intercambiadores de placas.

Asimismo, para facilitar las tareas de mantenimiento, es preferente la ubicación de los pozos en el exterior y no dentro de edificios, con el objetivo de que sean fácilmente accesibles por camiones pluma.

Según la experiencia existente, es posible desarrollar este tipo de circuitos en dos modalidades:

- **Pozos de extracción de tubo de PVC.** El extremo de captación de agua es encamisado dentro de una capa exterior que trabaja a modo de filtro entubado. En este caso el material del intercambiador puede ser de acero inoxidable, aunque los filtros presenten problemas de colmatación.
- **Pozos de extracción sin filtro exterior, captación directa.** En este caso el material del intercambiador debe ser titanio. Esta solución presenta una inversión más elevada pero su mantenimiento es más económico. Las tareas principales de mantenimiento son esencialmente abrir y limpiar los intercambiadores aproximadamente cada seis meses.

La solución más recomendable en principio es la segunda opción, entre otros motivos porque cada pozo puede suministrar algo más de caudal debido a la ausencia del filtro exterior, si bien la decisión definitiva queda a expensas de un estudio de detalle de cada caso particular.

Algunas recomendaciones adicionales para estos sistemas son:

- Explotar preferiblemente el acuífero superior.
- Limitar el gradiente térmico a 6°C excepto que se demuestre técnicamente la viabilidad de superarlo.
- Prohibirlos dentro de perímetros de protección de captaciones destinadas a consumo humano y en zonas protegidas o contaminadas.

- Operar el sistema de climatización en modo dual (refrigeración y calefacción) siempre que sea posible para compensar la carga térmica estacional sobre el acuífero.
- No utilizar aditivos salvo que esté justificado (por ejemplo para prevenir la colmatación del pozo de inyección) y se lleve a cabo un control y seguimiento de su incidencia en el medio.

A modo de orientación de los costes de implantación de un sistema de aprovechamiento geotérmico con circuito abierto, un presupuesto realizado para una instalación en un puerto en España que constaba de 18 pozos de extracción de 7,3 cm de diámetro y hasta una profundidad de 10 m, un conducto superficial de retorno al mar y una bomba sumergida en cada uno de los pozos de extracción, y que permitía ahorrar 700.000 kWh de electricidad y 650.000 kWh de gasóleo, ascendió a unos 2.800.000 €. Los ahorros valorados a precios habituales en el mercado de 15 céntimos el kWh de electricidad y 7 céntimos el kWh de gasóleo, supone un ahorro del orden de 150.500 € anuales, por lo que la instalación se amortizaba en el orden de los 19 años.

Unas pautas para la evaluar la viabilidad técnica y económica de acometer una actuación de este tipo serían las siguientes:

- 1. Análisis de la demanda térmica de los edificios a climatizar mediante la instalación geotérmica.**
- 2. Realización de ensayos hidráulicos y de trazados.** Mediante estos ensayos se conoce la capacidad de intercambio de calor del agua subterránea y las necesidades de medidas de protección contra la contaminación del acuífero.
- 3. Dimensionado de la instalación.** Cálculo del número de pozos, intercambiadores, bombas, etc. necesarias para abastecer la demanda estimada
- 4. Selección de la ubicación de los distintos elementos del sistema.** Evitando la afección a otras instalaciones, minimizando las longitudes de tuberías de conexionado, etc.
- 5. Solicitud de presupuesto para la instalación.**
- 6. Análisis de rentabilidad.** Calcular el periodo de amortización de la instalación teniendo en cuenta estimaciones de precio al que valorar los ahorros energéticos a futuro así como costes de operación y mantenimiento. El periodo de amortización no debería ser mayor al de vida útil de la instalación.
- 7. Valoración de otros condicionantes.** Operativos, socioeconómicos, ambientales.

6. Cogeneración y trigeneración

6.1 Introducción

La cogeneración está basada en utilizar en el propio centro de producción el calor que inevitablemente se produce al convertir la energía contenida en un combustible en electricidad.

Mientras las grandes centrales térmicas persiguen la generación de electricidad y disipan el calor generado, las plantas de cogeneración aprovechan ese calor, obteniendo así una eficiencia superior.

Cuando además se dispone de una o varias máquinas de absorción, capaces de obtener frío para refrigeración a partir de energía térmica, acopladas a una planta de cogeneración, se habla de trigeneración.

Grupos motogeneradores

Los sistemas de cogeneración se basan principalmente en dos tecnologías de producción de electricidad: el motor alternativo de combustión interna y la turbina de gas.

Los motores alternativos permiten una mayor flexibilidad en su funcionamiento que las turbinas de gas, por tanto, debido a la naturaleza fuertemente modulante de las demandas de climatización de los complejos a los que se plantea la posibilidad de dar servicio, se considera más adecuado emplear motores alternativos.

En estos equipos la energía mecánica generada por el motor es convertida en energía eléctrica mediante un generador. Por otro lado, el calor producido en el proceso se recupera a partir de los gases de combustión y a través de los circuitos de refrigeración del motor.

En los motores usados en cogeneración se separa el circuito de refrigeración del motor en dos circuitos independientes, que típicamente se configuran del siguiente modo:

- Un circuito de alta temperatura, encargado de refrigerar las camisas del motor y la primera etapa de refrigeración después del turbocompresor (intercooler). Genera agua caliente a unos 90°C.
- Un circuito de baja temperatura, encargado de refrigerar el aceite del cárter y la segunda etapa de refrigeración del *intercooler*. Genera agua caliente a unos 40°C.

Fuente: FENERCOM. Guía de la Cogeneración

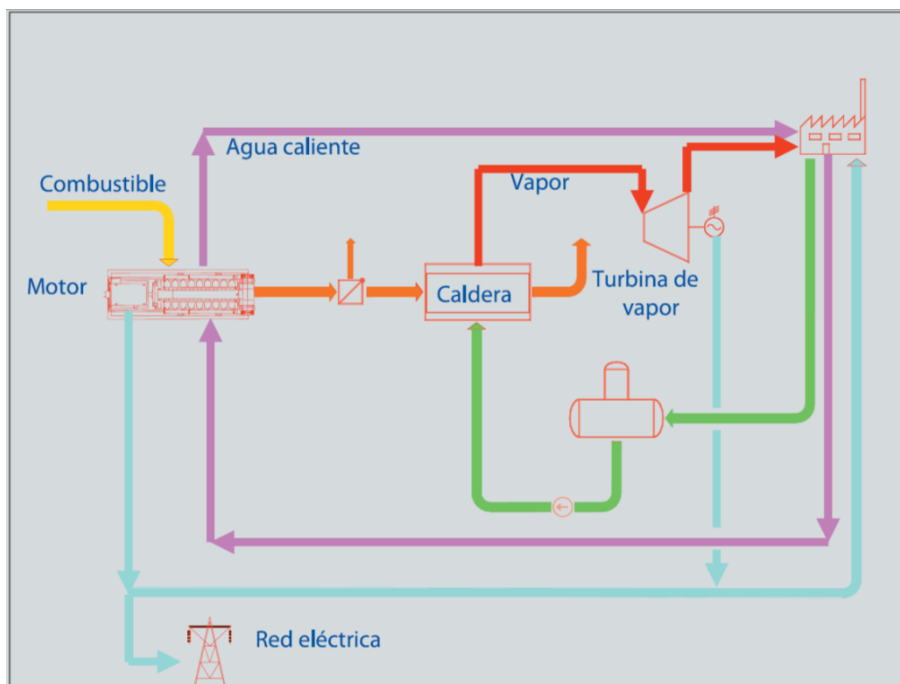


Figura 3.4.3 Planta de cogeneración en ciclo combinado con motor alternativo

Máquinas de absorción

En cuanto a las máquinas de absorción, existen de dos tipos, las que emplean una solución concentrada de bromuro de litio en agua como sustancia absorbente, y las que emplean una solución de amoníaco en agua. En las primeras el refrigerante es agua y en las segundas es amoníaco.

En el sector terciario lo más habitual es emplear máquinas de bromuro de litio. Estas basan su funcionamiento en el comportamiento de una solución de bromuro de litio en agua. El bromuro de litio es una sustancia muy higroscópica, que cuando absorbe agua genera calor y para perderlo requiere aporte de energía.

Para su funcionamiento estos equipos requieren de un consumo neto de agua. El ratio del consumo de agua de refrigeración por kW de frío generado oscila entre 219 l/kWh_f y 160 l/kWh_f según el tipo de tecnología empleado.

Sistemas de distribución

Los sistemas de distribución tienen como finalidad hacer llegar el calor o el frío desde la planta de trigeneración a los usuarios finales.

Las redes de distribución suelen constar de una red primaria, una serie de subestaciones y varias redes secundarias partiendo de las subestaciones.

La red de distribución primaria de la instalación es el conjunto de canalizaciones de agua fría y/o caliente situadas entre el grupo de bombeo de la planta de trigeneración y una serie de estaciones de cesión de agua fría y/o caliente (ECFC o subestaciones), situadas en las proximidades de los centros de consumo.

Esta red se construye con tuberías de acero calorifugadas en fábrica y trabaja a una temperatura nominal de 100°C en impulsión y de 60°C en retorno para calor, y una temperatura nominal de 5,5°C en impulsión y de 11°C en retorno para frío. Esta red está equipada con cables de detección de humedad (fugas) y cables de señales de contadores y parámetros de regulación.

Las estaciones de cesión de frío y/o calor o subestaciones ceden la energía térmica recibida de la red primaria a la secundaria mediante intercambiadores de calor de placas y bombean el agua caliente y fría a la red secundaria, directamente conectada a un determinado número de usuarios.

6.2 Aplicaciones en puertos

Los sistemas de cogeneración y trigeneración pueden convertirse en opciones viables para proporcionar energía y climatización en instalaciones de tamaño medio del puerto, pudiendo ser mecanismos válidos de suministro de energía eléctrica para buques cuando esta opción esté justificada ambiental y económicamente.

A modo de orientación de los costes de implantación de un sistema de generación de electricidad y climatización con su correspondiente red de distribución, para un complejo de edificios de oficinas y equipamientos mediante una planta de trigeneración con un motor de 1 MW de potencia eléctrica que abastezca unas demandas base a lo largo del año de 3.657 MWh/año de frío y 2.297 MWh/año de calor, generando 7.332 MWh de electricidad al año, ronda unos 3.500.000 €. Los ahorros generados por esta instalación una vez deducidos costes de suministro de combustible, operación y mantenimiento tienen un periodo de amortización en torno a 8 años.

Pautas para la evaluación de la viabilidad técnica y económica de acometer una medida de este tipo serían las siguientes:

- 1. Caracterización de las edificaciones existentes** susceptibles de ser abastecidas, cálculo de sus demandas térmicas agregadas (curvas monótonas) tanto de calor para ACS y calefacción como de frío y de la capacidad de absorción de la electricidad generada.
- 2. Realización de un estudio técnico** en el que se dimensionen las máquinas a instalar, se estime su programa de trabajo y sus producciones a partir de los rendimientos del equipo escogido en concreto. Se recomienda realizar los cálculos con distintos tipos de

equipos y configuraciones o fraccionamiento a fin de encontrar la alternativa más adecuada.

3. **Solicitud de presupuestos** de adquisición, montaje, puesta en marcha, mantenimiento y operación.
4. **Cálculo del periodo de amortización de la media.** Valoración de costes actuales frente a los futuros y determinación del periodo de retorno de la inversión teniendo en cuenta el precio de venta que se aplicaría a las empresas concesionarias, en caso de plantearse un sistema de red de distrito.
5. **Valoración de otros condicionantes:** operativos, socioeconómicos, ambientales, etc.

7. Indicadores de la implantación de energías renovables y sistemas de generación distribuida

A continuación se proporciona una lista de indicadores que pueden resultar útiles para comparar distintas AAPP, fijar objetivos, incorporar a informes u otros documentos oficiales como las memorias de sostenibilidad, etc.

Es importante destacar la relevancia de disponer de estos indicadores y registrarlos periódicamente ya que serán de gran ayuda para evaluar la efectividad de las medidas que puedan llevarse a cabo.

Tabla 3.4.5 Algunos indicadores de implantación de energías renovables y sistemas de generación distribuida

Indicadores de estado		
Generación eléctrica de origen renovable sobre el total del consumo	Puede desglosarse por fuente: ♦ Eólica, fotovoltaica...	Porcentaje (%)
Generación térmica de origen renovable sobre el total del consumo	Puede desglosarse por fuente: ♦ Solar, biomasa...	Porcentaje (%)
Indicadores de tendencia		
Evolución de la generación eléctrica de origen renovable sobre el total del consumo	Evolución anual de este indicador de estado	Porcentaje (%)
Evolución de la generación térmica de origen renovable sobre el total del consumo	Evolución anual de este indicador de estado	Porcentaje (%)

Fuente: Elaboración propia



*Largo es el camino de la
enseñanza por medio de
teorías; breve y eficaz por
medio de ejemplos.*

Séneca. Filósofo romano



Faro de la Banya (Puerto de Tarragona)

Caso piloto:

Puerto de Tarragona

4.1. Diagnóstico energético del Puerto de Tarragona

4.2. Diagnóstico Energético del edificio de Port Control



Vista del Puerto de Tarragona

Diagnóstico energético del Puerto de Tarragona

1. Caracterización del modelo energético del puerto de Tarragona
 - 1.1. Estructura de la demanda energética y sistemas de control y seguimiento
 - 1.2. Gestión económico-administrativa de la energía
 - 1.3. Análisis energético de las instalaciones existentes
 - 1.4. Aprovechamiento de las energías renovables
2. Oportunidades de mejora del desempeño energético
 - 2.1. Iniciativas para un mejor control y seguimiento del consumo energético
 - 2.2. Oportunidades de mejora en la gestión económico-administrativa de la energía
 - 2.3. Oportunidades de mejora de la eficiencia energética en instalaciones
 - 2.4. Oportunidades de aprovechamiento de energías renovables

El objetivo de este capítulo, junto con el siguiente, es servir de ejemplo de aplicación de esta Guía en cuanto a metodología de análisis de la situación actual en una Autoridad Portuaria y detección de oportunidades de mejora. Se sigue en este apartado el mismo orden que ha seguido la propia Guía, con una primera parte de análisis y otra de propuestas.

El **capítulo 4.1** engloba el diagnóstico previo y propuestas de mejora en todo el puerto, con el siguiente índice:

■ **Caracterización del modelo energético del puerto de Tarragona**

- ◆ *Estructura de la demanda energética y sistemas de control y seguimiento del consumo energético*
- ◆ *Gestión económico-administrativa de la energía*
- ◆ *Eficiencia energética en instalaciones*
- ◆ *Aprovechamiento de las energías renovables*

■ **Propuestas de mejora del desempeño energético**

- ◆ *Propuestas para un mejor control y seguimiento*
- ◆ *Propuestas para una mejor gestión económico-administrativa de la energía*
- ◆ *Propuestas de mejora de la eficiencia energética en instalaciones*
- ◆ *Propuestas de aprovechamiento de energías renovables*

A continuación, el **capítulo 4.2** incluye el **diagnóstico energético de un edificio** concreto de la Autoridad Portuaria de Tarragona, a modo de ejemplo de la aplicación de la guía en edificación.

Las propuestas de mejora de la eficiencia energética de instalaciones en edificios con frecuencia requieren considerar el edificio en su totalidad, como una unidad independiente de otros edificios y con situaciones y necesidades específicas. Por ello se realizan estudios como la auditoría energética o bien el diagnóstico energético, similar a la auditoría energética pero en el que, en lugar de realizar

mediciones, se llevan a cabo estimaciones del consumo de cada tipo de instalación.

Detrás de la sede de oficinas de la APT, el edificio de Port Control es el siguiente edificio consumidor de energía más importante de entre aquellos que dependen de la APT.

En el capítulo 4.2 se incluye un diagnóstico energético completo de este edificio, incluyendo medidas de ahorro sobre sus instalaciones, que puede servir de base para el análisis de otros edificios ubicados en el ámbito portuario.

La Autoridad Portuaria en la cual se desarrolla este caso es la Autoridad Portuaria de Tarragona (APT), gestora del puerto de la misma localidad.

El puerto de Tarragona mueve un volumen de mercancías que se aproxima a los 35 millones de toneladas anuales (año 2012). La entrada al puerto se lleva a cabo a través de un canal de entrada de 250 m de ancho, 1.050 m de largo y 20 m. de calado. El área de lámina de agua es de 42.500.000 m² de los cuales 3.918.200 m² son puerto interior y el área terrestre es de 3.278.260 m². Dispone de 11.250 m de muelles con 97 atraques. En cuanto a las edificaciones propiedad de la AP no concesionadas hay 32 (ver figura 4.1.1) de las cuales resultan relevantes por su mayor consumo energético 6:

- Sede de Oficinas de la APT
- Puesto de Inspección fronterizo (PIF)
- Port Control
- Archivo Histórico
- Edificio de Inspección Aduanera
- Edificio Escáner de Contenedores

1. Caracterización del modelo energético del puerto de Tarragona

1.1 Estructura de la demanda energética y sistemas de control y seguimiento

El puerto de Tarragona consume actualmente electricidad, pequeñas cantidades de gas natural, gasóleo A y gasolina.

Según datos del año 2012 estos consumos son 8.572.854 kWh de electricidad, 210.982 kWh de gas natural, 37.707 litros de gasóleo A y 13.795 litros de gasolina. En cuanto a

costes, en 2012 la electricidad representó un importe de 1.423.892,49 € y el gas natural unos 11.000 €. Gasóleo A y gasolina sumaron un coste de 70.679,81 €. El uso de gasóleo A es principalmente debido a la flota de vehículos (coches, vehículos de policía portuaria, etc.) y electricidad para toda una diversidad de usos: alumbrado, climatización, ofimática...

Una primera conclusión de los anteriores datos es que la electricidad supone, muy por delante de otros suministros energéticos, la principal fuente de energía del puerto de Tarragona. Por ello, este debe ser el suministro energético de atención prioritaria.

Fuente: APT

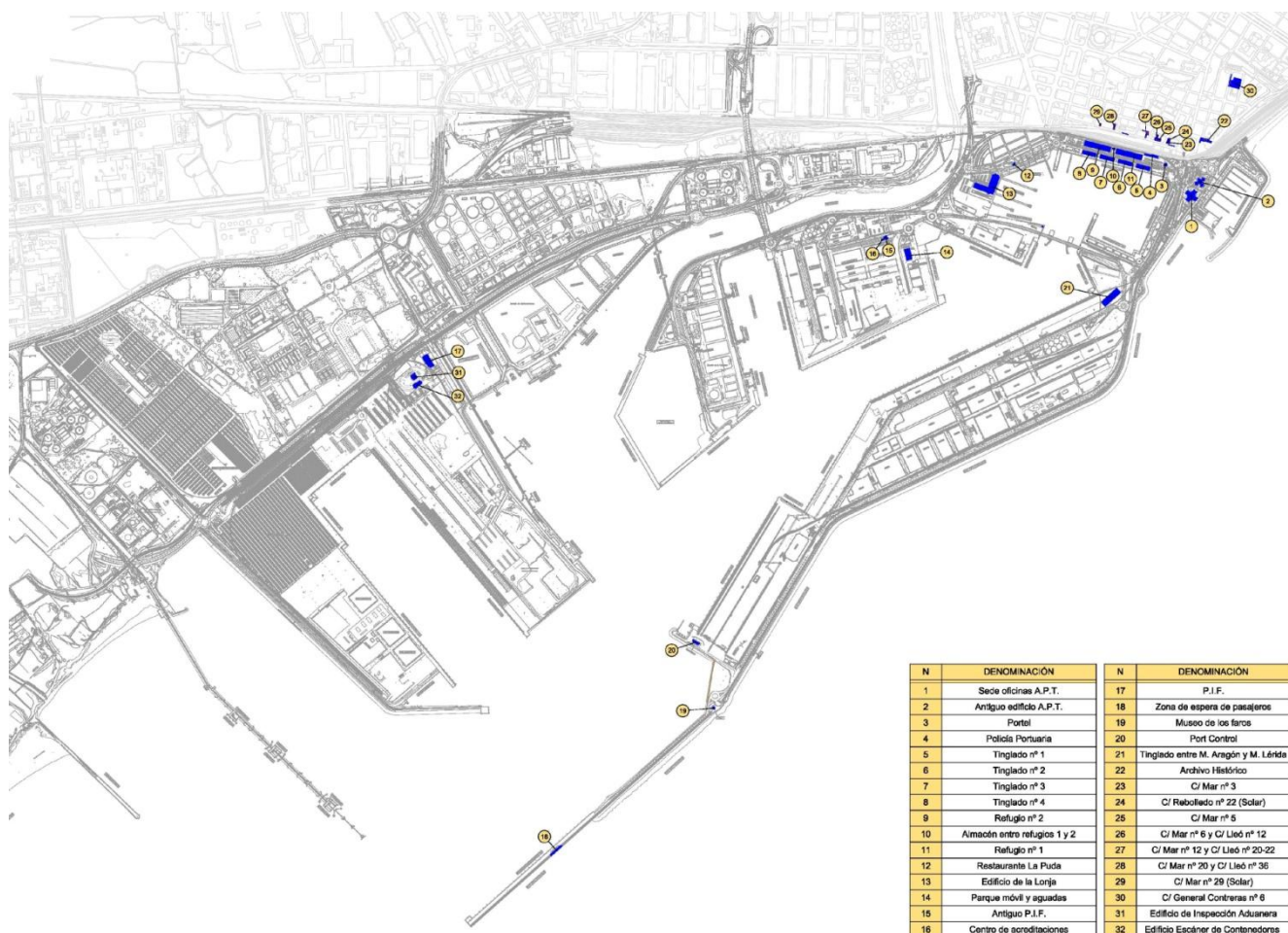


Figura 4.1.1 Ubicación de edificios de la APT

El suministro de gas es canalizado siendo la empresa distribuidora Gas Natural.

En cuanto a redes de distribución e infraestructura de almacenamiento, en el caso de la electricidad, la distribuidora de la zona es Endesa que realiza acometidas en media tensión (trece, siete bajo una tarifa de acceso 3.1A y seis bajo la 6.1) a una serie de centros de transformación. Desde estos centros de transformación se realiza la distribución de electricidad tanto a instalaciones ocupadas por la AP como a otras concesionadas. Asimismo, existen 4 acometidas de electricidad adicionales en baja tensión bajo tarifa de acceso 3.0A.

La gasolina es repostada en una gasolinera Shell próxima al puerto con la que existe un acuerdo para obtener un mejor precio.

En cuanto al **histórico de consumos** que se muestra en la tabla 4.1.1, si bien cabe destacar que sería recomendable referir dichos consumos a algún indicador de actividad del puerto, se aprecia que el consumo de combustibles ha sido fluctuante en los últimos años sin poder establecerse una tendencia clara. En el caso de la electricidad, si puede apreciarse una tendencia descendente desde el año 2009, probablemente influenciada por la coyuntura económica y por las acciones de ahorro de energía emprendidas por la APT

Tabla 4.1.1 Histórico de consumos de la APT

	2008	2009	2010	2011	2012
Gasóleo A (l)	33.119	37.230	38.301	35.144	37.708
Gasolina (l)	16.763	12.551	12.032	13.446	13.795
Electricidad (kWh)	9.004.248	10.805.388	8.805.957	8.448.371	8.572.854

Fuente: Elaboración propia

La **distribución del consumo entre distintos usuarios e instalaciones** es conocida con un cierto nivel de detalle en lo que respecta a electricidad y responde de forma aproximada a los porcentajes indicados en la tabla 4.1.2. Destaca en esta distribución el alumbrado exterior con un 50% del consumo eléctrico del puerto.

Tabla 4.1.2 Distribución de consumos entre usuarios e instalaciones en el puerto de Tarragona

Empresas concesionarias	19%
Alumbrado exterior	50%
Oficinas y otros	31%

Fuente: Elaboración propia

Fuente: Elaboración propia

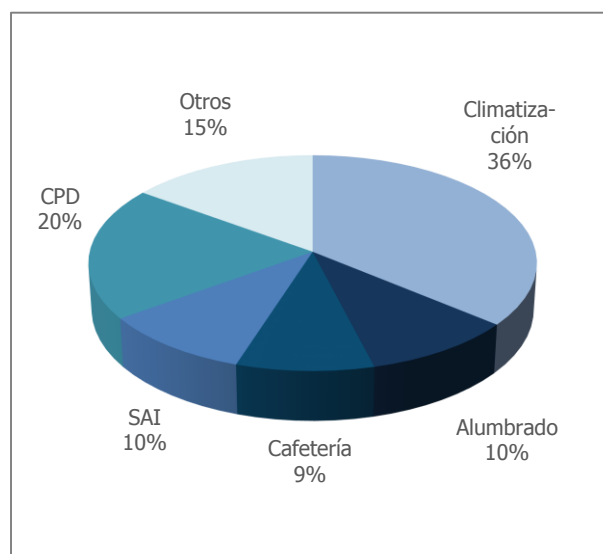


Figura 4.1.2 Distribución del consumo de electricidad de la sede de oficinas de la APT

En cuanto a la discriminación de consumos por usos en oficinas y otros, el siguiente grupo de consumo más relevante, la APT está realizando un esfuerzo adicional en caracterizar su sede de oficinas. La figura 4.1.2 muestra dicho patrón de consumo para el año 2012, que podría considerarse significativo de otros edificios de oficinas con características similares de la APT. Destacan en esta distribución los consumos en climatización (36%), el consumo del CPD (20%) y también es interesante considerar el consumo en alumbrado (10%) por ser una instalación sobre la que habitualmente hay un potencial de ahorro importante con niveles de inversión moderados.

En cuanto a los **sistemas de control y seguimiento del consumo energético** en el puerto de Tarragona éstos se encuentran especialmente centrados en la electricidad.

Mediante la plataforma software de gestión energética de la marca comercial blauEnergy se controlan los consumos

registrados en los contadores de compañía en las acometidas en media tensión. Este sistema permite recopilar datos de consumo de energía activa, reactiva, potencia y coseno de fi. El registro de los consumo se realiza en tiempo real, pudiendo obtenerse agrupaciones horarias, diarias o mensuales. La aplicación permite configurar un panel de visualización rápida (ver figura 4.1.3), supervisar costes, generar informes, realizar comparativas, registrar alarmas, desviaciones, acciones correctivas, objetivos, etc. Asimismo es accesible a través de Internet desde cualquier ordenador con conexión.

Además existe una red de 130 contadores en el suministro a terceros y contadores de consumo en cada torre de proyectores del alumbrado exterior (96 torres). Actualmente están también instalándose contadores en el suministro a instalaciones propias de la APT que permitirán discriminar el consumo de cada edificio o instalación.

Fuente: blauEnergy para la APT



Figura 4.1.3 Panel de visualización rápida de blauEnergy para la APT

Por último, en la sede de oficinas de la APT se encontraban instalados en el momento de redacción de esta Guía y a efectos de la ejecución de una auditoría energética, contadores no sólo de consumo eléctrico sino también de temperatura, dióxido de carbono y humedad, y se habían tomado medidas de iluminación mediante luxometría.

El sistema de control, por tanto, se encuentra en una fase muy avanzada de implantación y desarrollo, donde el principal reto será integrar toda la red de medida dentro de una misma plataforma y la configuración de ésta.

Fruto de todo lo anterior puede concluirse el análisis de la demanda energética y de los sistemas de control y seguimiento diciendo que la electricidad es el suministro energético que debe ser de atención prioritaria. Dentro de la electricidad, las instalaciones a las que es recomendable prestar mayor atención por su relevancia sobre el consumo global son:

- Alumbrado exterior
- Climatización en edificios
- CPD de la sede de oficinas de la APT
- Alumbrado interior de edificios

Como se verá seguidamente, las acciones de la APT hasta la fecha se han orientado principalmente en dichas líneas.

1.2 Gestión económico-administrativa de la energía

La **contratación de suministros energéticos**, en concreto las pequeñas cantidades de gas natural, el gasóleo y la electricidad, por parte de la APT se encuentra incluida en el marco de un **contrato de servicios energéticos** de mayor alcance, abarcando también otros aspectos clave de lo que se considera la gestión económico-administrativa de la energía como son ciertas tareas de **consultoría, certificación y recomercialización de energía a terceros**.

Este contrato fue licitado mediante concurso público y contó con la asesoría de una consultora externa. Se presentaron al concurso más de 15 empresas y el proceso de contratación

duró unos 6 meses. La duración del contrato es de 4 años prorrogable otros 4 y fue adjudicado a la compañía EMTE SERVICE. En el momento de redacción de esta Guía se habían cumplido ya 3 años del contrato.

Dicho contrato, difiere en algunos aspectos de lo que se considera un contrato de servicios energéticos tradicional en España, tal como el que se describió en el apartado 3.2 de esta Guía, según se analiza a continuación.

El contrato está estructurado en las clásicas 5 prestaciones, definiéndose cada una del siguiente modo:

■ **Prestación P1: Gestión energética.** Esta prestación incluye la negociación, contratación y gestión de los suministros energéticos. La titularidad de los contratos se mantiene en manos de la AP, actuando la ESE por delegación de ésta y realizando los abonos correspondientes. La modificación de condiciones en los contratos de suministro debe ser aprobada previamente por la APT. Esta prestación también abarca la gestión de la venta de energía a terceros, la cual es en el puerto de Tarragona suministrada en un 100% por la APT. La empresa contratada está encargada de la lectura de contadores y emisión de facturas. La retribución del contrato en concepto de la prestación P1 se realiza con un sobrecoste aplicado al precio de compra de la energía a la empresa comercializadora, a la hora de facturarla a terceros. Los precios de venta se revisan anualmente en función de la evolución de los conceptos regulados y la evolución del mercado diario (mercado spot) de electricidad a través de los índices publicados por el operador del mercado eléctrico (OMEL).

■ **Prestación P2: Mantenimiento.** El contrato incluye el mantenimiento de estaciones transformadoras, tomas de corriente de 440 V, alumbrado exterior y edificios de oficinas. Esta prestación abarca todos aquellos materiales y consumibles de un importe inferior a 30 € unitarios y sustituciones no masivas de lámparas. Su importe se revisa anualmente respecto al índice de precios al consumo (IPC). La empresa contratada destina al servicio 5 operarios y un ingeniero. El personal que existía en el puerto destinado a estas funciones ha

pasado a ejercer labores de supervisión de la correcta ejecución del contrato.

- **Prestación P3: Garantía total.** La prestación de garantía total queda configurada en este contrato como una franquicia de mantenimiento de 375.000 € anuales, es decir, un importe máximo anual destinado a mantenimiento o actuaciones de mejora que se facturan una vez acometidos los trabajos. Esta es una de las principales diferencias con un contrato de servicios energéticos tradicional, en el que la garantía total se entiende como aquella prestación destinada a garantizar la total reposición y corrección de deficiencias y averías en aquellos elementos instalados por la empresa adjudicataria del contrato como parte de las prestaciones P4 y P5.

- **Prestación P4: Obras de mejora y renovación.** El contrato queda dotado con un importe máximo de inversión anual de 75.000 € a invertir por el adjudicatario en actuaciones que sean propuestas por el mismo y aprobadas por la APT. La facturación de estas actuaciones se realiza una vez ejecutadas las mismas. En este punto este contrato también difiere de lo habitual, que es que las actuaciones a ejecutar estén definidas de forma previa, frecuentemente de forma conjunta o coherente con aquellas que forman parte de la prestación P5, y que su inversión quede amortizada a través de los ahorros energéticos que reportan las actuaciones propias de la P5.

- **Prestación P5: Inversiones en ahorro energético.** En el contrato de servicios energéticos de la APT, las inversiones en ahorro energético son propuestas por la empresa adjudicataria y ejecutadas previa aprobación por parte de la APT. Estas inversiones se recuperan a través de los ahorros energéticos que conllevan. De nuevo, al igual que ocurre con las inversiones que forman parte de la prestación P4, lo convencional es que queden predefinidas. De este modo, el contrato puede vincularse a un objetivo de ahorro energético, que en caso de incumplimiento conllevará penalizaciones para la empresa adjudicataria. Esta ausencia de objetivo de

ahorro preestablecido por contrato es otra de las diferencias entre el contrato de servicios energéticos de la APT y el modelo estándar de aplicación.

Las principales diferencias entre el contrato de servicios energéticos utilizado por la APT y el aplicado de manera más común, tienen su justificación en las características particulares del entorno portuario (existencia de instalaciones que requieren actualización, distribución a terceros, diversidad de usos de la energía o la ligadura de los consumos a los tipos y niveles de actividad del puerto).

La tabla 4.1.3 refleja las ventajas y desventajas que para la APT supone contar con un contrato de servicios energéticos.

Tabla 4.1.3 Ventajas y desventajas del contrato ESE en la APT

Ventajas
- Mejora de las instalaciones - Integración de la gestión en un único interlocutor - Mayor control económico por partidas - Más rapidez de actuación en caso de avería
Desventajas
- Precio más elevado de la P1 - Necesidad de control y seguimiento periódicos de los trabajos

Fuente: APT

En cuanto a otros servicios adicionales que pueden enmarcarse dentro de la gestión económico-administrativa de la energía como la contratación de ciertos servicios, certificaciones o implantación de sistemas de gestión de la energía, en la APT pueden encontrarse los siguientes:

- **Contratación de una auditoría energética para la sede de oficinas de la APT.** Actualmente la APT se encuentra desarrollando una auditoría energética del edificio en el que se encuentra su sede de oficinas. Este estudio ha permitido detectar zonas sobreiluminadas respecto a los requisitos para su uso, permitiendo reducir la potencia instalada en iluminación en estos puntos y así también su consumo energético.

Esta auditoría también ha permitido reprogramar los arranques y paradas de las máquinas para un menor consumo energético y un mayor confort del usuario.

- **Otros servicios de consultoría y estudios** son aquellos que realiza la ESE contratada por la APT en sus actividades de gestión energética y para proponer inversiones de ahorro, eficiencia energética o generación renovable como son las siguientes:

- ◆ Control de la potencia demandada frente a la contratada
- ◆ Control de energía reactiva
- ◆ Estudio de sustitución a tecnología LED de pantallas de fluorescencia lineal y downlights con fluorescencia compacta de la sede de oficinas de la APT. Los resultados técnico económicos que acompañan esta propuesta indican que los ahorros potenciales son del orden del 50% de ahorro energético con una inversión asociada de 37.521,47 € que se amortizaría en entre 3 y 4 años.
- ◆ Certificación energética de la sede de oficinas de la APT. La empresa adjudicataria del contrato ha realizado para la APT la certificación de dicho edificio obteniendo la clase C.
- ◆ Una valoración de este resultado ha llevado a la APT a acometer inversiones que permitirán el paso de la calificación energética "C" a una tipo "B", que se ejecutarán en enero de 2014.

- **Sistemas de Gestión Energética.** La APT está evaluando la implantación de la norma ISO 50001 en sus instalaciones. Dentro de esta línea de trabajo, y como primer paso en la definición de su política energética, la APT ha establecido el requerimiento de que las instalaciones tengan una calificación energética "A" para la redacción de nuevos proyectos de edificación. Este es el caso del nuevo edificio de Policía Portuaria, cuya construcción se iniciará en enero de 2014 con una inversión valorada en 1,2 millones de euros.

1.3 Análisis energético de las instalaciones existentes

En cuanto al análisis energético de las instalaciones existentes en el puerto de Tarragona, dado que es un puerto de gran extensión con varios edificios y otras instalaciones, este apartado no entrará en el análisis exhaustivo de todas y cada una de ellas. En su lugar y siguiendo las conclusiones del punto 2.1 de este apartado, este análisis se centra en aquellas instalaciones en las que se han detectado los consumos más importantes, así como otras en las que se han detectado ejemplos de actuaciones que puedan ser de interés para otras AAPP. Asimismo se incluye un ejemplo completo de diagnóstico energético de un edificio de la APT como ejemplo de modus operandi de caracterizar una instalación como un anexo a este apartado.

Alumbrado exterior

El alumbrado exterior es uno de los principales consumidores de electricidad en el puerto de Tarragona con un peso según datos de 2012 del 50% del consumo. Conscientes de la relevancia de esta instalación sobre la demanda energética, la APT ya ha tomado medidas de ahorro muy interesantes, por lo que se describen a continuación ya que pueden servir de base para otras AAPP a la hora de tomar medidas sobre sus alumbrados exteriores.

Iluminación de viales

La iluminación original de los viales del puerto está formada por lámparas de vapor de mercurio de 250 W.

En el dique Levante, a propuesta de la ESE contratada por la APT se procedió en 2011 a la sustitución de 136 de dichas luminarias por otras tantas equipadas con lámparas de halogenuros metálicos de 100 W.

Mediante esta medida se redujo de manera drástica la potencia instalada mientras que se mantuvo en los viales la iluminancia necesaria (20 lux).

Los ahorros estimados de dicha actuación ascendieron a 87.720 kWh, esto es alrededor del 60% del consumo previo de estas instalaciones.

El presupuesto total de la actuación, IVA incluido, ascendió a 88.857,47 €, con una previsión de amortización a través de los ahorros de 6,9 años.

Proyectores en torres

Dentro de las instalaciones de alumbrado exterior del puerto destacan los proyectores de vapor de sodio de alta presión de 1.000 W instalados en torres de alumbrado de 30 m. Existen 96 torres con un número de proyectores en cada una que varía de 6 a 12. Antes de la actuación estos proyectores permanecían encendidos durante las noches y el control de su encendido era mediante reloj astronómico.

Fuente: Elaboración propia

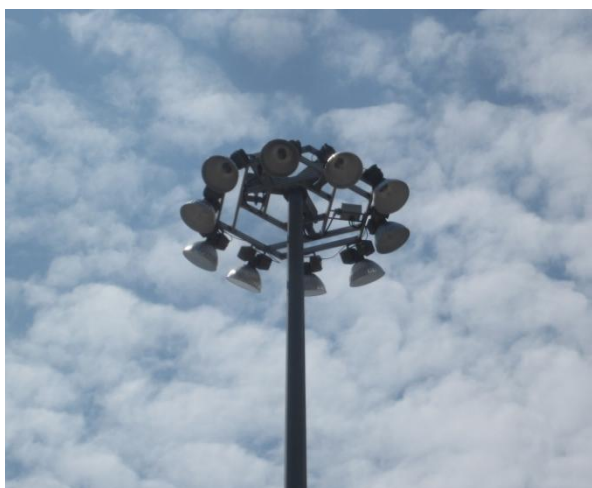


Figura 4.1.4 Torre de proyectores de vapor de sodio a alta presión del puerto de Tarragona

La actuación llevada a cabo, a propuesta de la ESE contratada por la APT, ha consistido en implantar un sistema de control que permite el apagado selectivo de una serie de proyectores en función de las condiciones de actividad del muelle, uso por zonas y las condiciones de iluminación determinadas por la legislación y la propia APT. La tabla 4.1.4 y la figura 4.1.5 muestran las exigencias de iluminación del puerto de Tarragona.

Tabla 4.1.4 Exigencias de iluminancia media en el puerto de Tarragona según usos

	Iluminancia media (lux)
Zona de carga y descarga de mercancías de los muelles	30
Área de tráfico para vehículos que se desplazan lentamente	10
Zona de tráfico regular de vehículos (máx. 40 km/h)	20
Zona de tráfico regular de vehículos y personas (área urbana)	15

Fuente: APT

El sistema también garantiza las condiciones determinadas por la APT de que la iluminación en periodos de actividad del muelle y hasta las 23 horas se sitúe en 50 lux y en 30 lux desde las 23 horas hasta el amanecer, permitiendo en cualquier momento restablecer las condiciones de máxima iluminación.

Cabe destacar que el control de la iluminación se realiza mediante número de proyectores encendidos y un estudio luxométrico previo y no mediante regulación de la potencia de iluminación por punto de luz y detección de las necesidades lumínicas mediante fotocélulas.

El sistema empleado es menos flexible en el ajuste y puede dar lugar a variaciones en las condiciones de iluminación en función de factores como el ciclo lunar, pero una vez comprobado que en la situación más desfavorable cumple las exigencias, la regulación resulta mucho menos costosa que la otra alternativa que requiere de sistemas de regulación del flujo luminoso en las lámparas y detectores fotométricos así como sistemas de automatización más complejos.

Esta actuación fue acometida en 2012 y se estimaron unos ahorros anuales de 1.234.335 kWh, esto es alrededor del 28% del consumo en alumbrado exterior.

La inversión llevada a cabo por la ESE contratada por la APT ha sido de unos 434.000 €, con una previsión de amortización a través de los ahorros de 3 años aproximadamente.

Fuente: APT



Figura 4.1.5 Exigencias iluminación nocturna APT por zonas

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.1.6 Lámpara de vapor de sodio de alta presión de 1.000 W en proyector

Iluminación de locales del interior de diques

Los locales en el interior de diques suelen disponer de iluminación que, si bien se encuentra en un espacio cerrado o semicerrado, habitualmente cuelga de la iluminación exterior, pudiendo considerarse parte de ésta.

La iluminación original de los locales del interior de los diques del puerto de Tarragona está formada por luminarias con dos lámparas de fluorescencia lineal de 58 W cada una.

En el dique Levante, a propuesta de la ESE contratada por la APT se procedió en 2011 a la sustitución de 443 de estas luminarias por otras equipadas con lámparas de halogenuros metálicos de 50 W.

Mediante esta medida se redujo de manera drástica la potencia instalada mientras que se mantuvo en los locales la iluminancia necesaria (10 lux).

Los ahorros estimados de dicha actuación ascendieron a 125.723 kWh, esto es alrededor del 57% del consumo previo de estas instalaciones.

El presupuesto total de la actuación, IVA incluido, ascendió a alrededor de los 146.355 € con una previsión de amortización a través de los ahorros de unos 8 años.

Sistemas de climatización en edificios

Varios edificios de la APT disponen de sistemas de climatización centralizados sin sectorización. Las diferencia de temperatura habitual entre fachadas con distinta orientación no puede ser compensada por estos sistemas que, o bien pueden funcionar en régimen de compensación de las condiciones de una zona o de otra, pero no de ambas.

Es el caso de la sede de oficinas de la APT en el que esta situación se ha compensado mediante la introducción de un sistema de freecooling.

Este sistema si permite compensar cargas internas mediante la temperatura del aire exterior de forma independiente por zonas del edificio, mitigando de este modo las carencias del sistema de climatización centralizado.

CPD

El CPD de la sede de oficinas de la APT cuenta con 84 kW instalados en equipos informáticos: servidores, racks de datos y comunicaciones, en general los llamados equipos de Tecnologías de la Información y Comunicación (TICs). El CPD se encuentra refrigerado por una máquina Stulz ASD 512 A del año 2009, la cual es un modelo de máquina de refrigeración específica para CPDs de muy alta eficiencia. Este modelo de máquina se ofrece por el fabricante con la funcionalidad de freecooling incorporada, sin embargo, la máquina instalada en el CPD de la APT carece de dicha funcionalidad. El consumo total del CPD supone un 20% del total del edificio, esto son unos 180.000 kWh anuales y por ello merece una atención especial dentro del apartado de instalaciones.

Tomando como base la distribución tipo de consumos energéticos de un CPD del apartado 3.3 de esta Guía, pero teniendo en cuenta que la máquina de refrigeración es de alta eficiencia, según el fabricante hasta un 60% más eficiente que las máquinas convencionales del mercado (aunque tomaremos un valor más conservador de un 45%), pueden

estimarse las contribuciones al consumo del CPD de la APT que muestra la tabla 4.1.5.

Tabla 4.1.5 Distribución estimada de consumos entre elementos del CPD de la sede de oficinas de la APT

	Consumo anual (kWh)	Consumo anual (%)
Refrigeración	62.219	35%
Iluminación	5.121	3%
UPS	15.363	9%
IT	97.297	54%

Fuente: Elaboración propia

Este CPD se encuentra en una sala de forma algo irregular de unos 50 m², que a su vez se emplea como almacén de material informático, por lo que la APT tiene como proyecto el traslado del CPD a un local mejor adaptado a su función.

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.1.7 Armarios de racks del CPD de la sede de oficinas de la APT

Grupos de presión

Los grupos de presión no son los consumidores de energía más relevantes del puerto de Tarragona. Actualmente, sin embargo, su consumo energético no es despreciable y la APT ha tenido en cuenta consideraciones de diseño eficientes energéticamente en aquellos que se han renovado recientemente. Es el caso del grupo de presión del muelle

Aragón, de nueva instalación y que da servicio a un depósito de agua potable que abastece al puerto, que cuenta con los siguientes elementos principales:

- **3 motores de 18,5 kW** cada uno que funcionan de forma escalonada. Disponer de varios motores de potencia inferior a la máxima demandada permite una primera regulación del consumo energético usándose éstos de forma escalonada en función de la demanda.
- **Variador de frecuencia** para regulación de los motores, evitando que éstos trabajen a su potencia nominal aun cuando los caudales demandados sean inferiores. Esto supone una segunda regulación del consumo energético permitiendo a cada bomba consumir en un intervalo diferente (3 intervalos) en función de la demanda real.

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.1.8 Motores de grupo de presión del muelle Aragón

- **Batería de condensadores.** Los motores suelen tener cosenos de ϕ de entre 0,6 y 0,7, dando lugar a elevados niveles de energía reactiva que pueden suponer penalizaciones en la facturación de la electricidad. La batería de condensadores permite corregir este fenómeno y prevenir dichas penalizaciones.

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.1.9 Interfaz del variador de frecuencia de los motores del grupo de presión del muelle Aragón

El consumo de energía activa del grupo de presión del muelle Aragón en el año 2012 fue de 96.127 kWh. No se conoce detalle de las horas de funcionamiento del grupo de presión y cargas a las que opera para estimar con exactitud el ahorro energético que está suponiendo la presencia del variador de frecuencia, sin embargo, las reducciones de consumo en motores con variador que han sido monitorizados rondan el 30%. Esto supone que este grupo de presión, en ausencia del variador de frecuencia consumiría unos 125.000 kWh anuales, que al precio del kWh abonado por la APT conllevaría unos sobrecoste anuales de unos 4.700 €.

Por otro lado, el consumo de energía reactiva del grupo fue en 2012 de 23.893 KVarh, lo que indica cosenos de ϕ próximos a 0,97. El cálculo de las penalizaciones que podrían darse en caso de ausencia de la batería de condensadores no es sencillo, dado que, como se mencionó en el apartado 2.3 de esta Guía, la energía reactiva penalizada es aquella que sobrepasa el 33% de la activa en el contador de compañía y no se penaliza en todos los periodos. Por tanto, en este caso, las penalizaciones dependerían de la energía activa que se esté registrando en el contador de compañía el cual estará registrando no sólo consumos del grupo de presión sino de otros equipos, y también cargas reactivas procedentes de éstos que en función de que sean capacitivas o inductivas se sumarían a las del grupo o las compen-

sarían. Realizando una aproximación muy simple, que obvie todo lo anterior, un coseno de fi de 0,7 implicaría un consumo de energía reactiva de 98.068 kVArh. Si se penalizan aquellos que sobrepasan el 33% de la energía activa se penalizarían unos 69.230 kWh. La energía reactiva se penaliza a 0,062332 €/kVArh para cosenos de fi inferiores a 0,8 por lo que esta energía reactiva supondría unos sobrecostes en la factura de la electricidad de 4.315 €. Como se ha mencionado esta es una aproximación muy simple que no tiene en cuenta muchos factores, aunque de utilidad para conocer la magnitud del coste de no compensar energía reactiva en equipos de este tipo.

1.4 Aprovechamiento de energías renovables

En el puerto de Tarragona existen actualmente instalaciones de energías renovables, en concreto placas para ACS en edificios de construcción reciente como el nuevo edificio de inspección aduanera, y una instalación solar fotovoltaica en la cubierta de una empresa concesionaria. Actualmente se encuentra en estudio la implantación de placas solares fotovoltaicas en el edificio sede de la APT y en el PIF. Dicha actuación, no obstante se encuentra a la espera de la evolución del marco legislativo en esta materia, el cual se encuentra en proceso de revisión en el momento de edición de este documento.

2. Oportunidades de mejora del desempeño energético

2.1 Iniciativas para un mejor control y seguimiento del consumo energético

La APT se encuentra en proceso de consolidación de un sistema de control de consumos de electricidad, como se ha descrito en el punto 2.1 de este apartado. Algunas oportunidades de mejora puestas de relieve al aplicar la guía son:

- Integración de toda la red de medida en la plataforma software, tanto consumos propios de la APT como de concesionarios.
- Configuración de la plataforma para poder obtener desgloses de datos horarios y diarios, no sólo mensuales, de todos los parámetros: energía activa, energía reactiva, potencia y coseno de fi.
- Definición de indicadores e implementación en la plataforma a través, por ejemplo, de la funcionalidad de generación de informes, que permitiría hacer un seguimiento de la evolución de la estrategia de gestión energética del puerto.
- Generación de una línea base de consumos para, una vez integrada toda la red de medida, proceder a su incorporación a la plataforma que permita el seguimiento de objetivos de ahorro.
- Ampliación de las alarmas que ofrece el sistema a desviaciones en el consumo tomando como referencia las líneas base y objetivos de ahorro.

2.2 Oportunidades de mejora en la gestión económico-administrativa de la energía

Revisión de la contratación de servicios energéticos

El contrato de servicios energéticos actualmente en vigor ha sido muy útil a la APT en términos de ahorro energético al

permitirles acometer algunas actuaciones con un alto potencial de ahorro energético.

Dado que ya existe en la APT una experiencia positiva en el ámbito de la contratación de servicios energéticos y un conocimiento más consolidado en la materia puede ser de utilidad valorar las siguientes alternativas para una futura contratación:

- Limitar el alcance de la Prestación P1 a tareas de gestión y asesoría, a retribuir por un importe anual fijo establecido por contrato, y desligando el servicio energético del contrato de suministro. Esto permitiría a la APT abordar otras alternativas de contratación que redundarían en un mejor precio como una contratación conjunta con otras AAPP. Las tareas que puede realizar la ESE en este marco son de supervisión de la facturación y asesoría retribuidas mediante un importe fijo de carácter anual y de cuantía probablemente menor al margen que actualmente perciben.
- Definir contractualmente las actuaciones a ejecutar en el marco de las prestaciones P4 y P5. Aprovechando la experiencia y conocimiento ya adquiridos, se podrían incorporar al contrato aquellas actuaciones que los responsables de la gestión energética de la APT estimen más necesarias y beneficiosas para el puerto, estudiando previamente los ahorros que reportarían y la amortización de las inversiones que pueden suponer para detallar un contrato de una duración tal que fuese directamente amortizable mediante el ahorro energético. Esto no excluye que pueda seguir existiendo una partida dentro de la prestación P4 ajena a actuaciones de ahorro energético para la inversión en otras obras de mejora necesarias, tal como existe en el actual contrato.
- Orientar la prestación P3 de garantía total a la reparación de incidencias en las instalaciones objeto de las inversiones correspondientes a las prestaciones P4 y P5 durante la vida del contrato y trasladar la cuantía fijada aquí a la prestación P2, para mantenimiento de las instalaciones.

- Evaluar la posibilidad de disponer de un contrato de mayor duración. Existen actuaciones para la mejora de la eficiencia energética o la generación renovable que llevan aparejadas inversiones importantes que requieren de períodos largos para su amortización. Contratos de servicios energéticos de pequeña duración son muy útiles para comenzar a ejecutar aquellas medidas más urgentes y de corto periodo de retorno, pero conllevan descartar actuaciones de mayor alcance que pueden ser muy beneficiosas, no sólo por su ahorro energético y económico sino también por la mejora de condiciones de confort de los usuarios o su positivo impacto ambiental (actuaciones sobre la envolvente de edificios, sistemas centralizados de climatización o energías renovables).
- Fijar objetivos de ahorro vinculantes en el contrato de servicios energéticos. Una vez determinadas las actuaciones a acometer por el adjudicatario existirá una cifra de ahorro mínimo que podrá fijarse en el contrato. Incluir penalizaciones en caso de incumplimiento de este objetivo de ahorro y cláusulas de reparto de los beneficios en caso de ahorros adicionales es un incentivo para la ESE.

Integración de suministros en baja tensión a suministros en media o alta

Como se ha descrito en el anterior punto 2.1 de este apartado, la APT dispone de 4 contratos de suministro de electricidad en baja tensión bajo tarifa de acceso 3.0A.

En algunos casos, en función de la distribución de consumos y potencias contratadas por periodos, consumir electricidad en media o alta tensión puede resultar menos costoso que hacerlo en baja tensión, debido principalmente a las diferencias en los peajes de acceso a redes según la tarifa.

Por ello, estos suministros de electricidad podrían hacerse depender de uno de los puntos de suministro en media o alta tensión (tarifas 3.1A y 6.1) ya existentes, siempre en caso de que el ahorro energético derivado de los mencionados menores precios compensase los costes de reconexión de la red. Esto puede ser especialmente interesante desde

el punto de vista económico en el caso de que la titularidad de los suministros energéticos saliese del marco del contrato de servicios energéticos actualmente en vigor, ya que actualmente los precios del suministro están fijados en el contrato con la ESE y esta reducción de costes no repercutiría directamente en la APT sino en la ESE.

La tabla 4.1.6 resume los datos de consumo y potencia contratada en cada uno de los 4 contratos.

Las tablas 4.1.7 y 4.1.8 muestran una comparativa entre los peajes de acceso entre una tarifa de acceso 3.0A, una

3.1A y una 6.1, vigentes en el momento de redacción de esta guía. Es en esta diferencia en la que se basa el ahorro calculado para esta actuación en la tabla 4.1.9.

También se ha considerado que la integración de estos suministros en otro de mayor potencia contratada puede derivar en la necesidad de una menor potencia adicional a contratar, debido a la parcialidad de la simultaneidad con otras cargas en dicho suministro. En este sentido se ha estimado necesario un aumento de potencia contratada del 80% de la de los nuevos contratos en el punto de suministro al que se integren.

Tabla 4.1.6 Consumos y potencias contratadas en baja tensión en la APT

	Potencias contratadas (kW)			Consumos 2012 (kWh)		
	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3	Periodo 1	Periodo 2	Periodo 3
Contrato 1	40	40	40	7.225	14.015	34.369
Contrato 2	44	44	44	15.743	28.465	73.230
Contrato 3	87	87	87	26.415	56.832	14.440
Contrato 4	25	25	25	19.546	51.283	67.975

Fuente: APT

Tabla 4.1.7 Comparativa peajes de acceso por potencia

	Peajes de acceso por potencia (€/kW año)					
	Periodo 1		Periodo 2		Periodo 3	
3.0A	39,688104		23,812861		15,875243	
3.1A	57,605223		35,523594		8,145965	
	Periodo 1	Periodo 4	Periodo 2	Periodo 5	Periodo 3	Periodo 6
6.1	38,102134	13,954286	19,067559	13,954286	13,954286	6,366846

Fuente: Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto

Tabla 4.1.8 Comparativa peajes de acceso por energía

	Peajes de acceso por energía (€/kWh)					
	Periodo 1		Periodo 2		Periodo 3	
3.0A	0,018283		0,012254		0,004551	
3.1A	0,013955		0,012416		0,007598	
	Periodo 1	Periodo 4	Periodo 2	Periodo 5	Periodo 3	Periodo 6
6.1	0,025967	0,005143	0,019393	0,003321	0,010334	0,002080

Fuente: Orden IET/1491/2013, de 1 de agosto

Tabla 4.1.9 Comparativa de costes

	Potencia			Energía	
	Coste bruto anual (€)	Coste con IE e IVA anual (€)		Coste bruto anual (€)	Coste con IE e IVA anual (€)
3.0A	15.529	20.712	3.0A	3.970	5.295
3.1A	15.851	21.141	3.1A	4.275	5.702
6.1	16.496	22.002	6.1	5.722	7.631
Diferencia de 3.0A a 3.1A	-322	-429	Diferencia de 3.0A a 3.1A	-305	-407
Diferencia de 3.0A a 6.1	-967	-1.290	Diferencia de 3.0A a 6.1	-1.751	-2.336

Fuente: Elaboración propia

Como puede apreciarse en la tabla 4.1.11, en este caso, no resulta recomendable realizar la integración de estos suministros en baja tensión a otros en media o alta.

La distribución de potencias contratadas y de los consumos a lo largo del día, todo ello sumado a las últimas modificaciones de los peajes de acceso que han elevado especialmente los peajes de acceso por potencia, dan lugar a sobrecostes en lugar de ahorros.

Implantación de un Sistema de Gestión de la Energía (SGE)

La APT está evaluando la posibilidad de incorporar a sus procedimientos de gestión un SGE según la ISO 50001 que permita una mayor sistematización y control de su política energética.

Tras la aplicación de la lista de verificación de esta guía, se pone de manifiesto la existencia de un sólido punto de partida para avanzar en la implantación de un SGE:

- Existe un equipo de técnicos en la Dirección de Instalaciones y Medio Ambiente formado; con los medios, competencias y voluntad necesarios para desarrollar una correcta gestión de la energía.
- Existen actuaciones, procedimientos y herramientas para la gestión energética, en proceso de estructuración. Pueden citarse aquí los contadores ya instalados y

en instalación, la plataforma software de blauEnergy, la auditoría de la sede de oficinas de la APT, las actuaciones llevadas a cabo en alumbrado exterior o el diseño de nuevas instalaciones según consideraciones de eficiencia energética como es el caso de los grupos de presión de reciente instalación.

El diagnóstico realizado a través de la lista de verificación propuesta por esta guía sugiere, así mismo, las siguientes posibilidades de desarrollo adicional.

- Confección de una línea base de consumo que sirva de referencia para medir la efectividad de las acciones que se tomen en un futuro.
- Plantear de forma expresa objetivos y metas en el tiempo y desarrollar un sistema de indicadores para evaluar el avance de las iniciativas que se aborden.
- Estructuración de todos los elementos relacionados con la energía, ya existentes, en procedimientos y planes sometidos a controles y revisiones periódicos.

2.3 Oportunidades de mejora de la eficiencia energética en instalaciones

Ampliación de medidas sobre el alumbrado exterior a la totalidad del puerto

Algunas medidas de ahorro sobre el alumbrado exterior llevadas a cabo por la APT en determinadas zonas del puerto pueden ser extensibles a su totalidad. Es el caso de la sustitución de la iluminación en viales y en los locales de dique por alternativas de menor consumo energético que hasta ahora han sido aplicadas en el dique Levante. Aquí se han utilizado lámparas de halogenuros metálicos de 100 W, reduciendo la potencia instalada y por tanto el consumo. Los ahorros estimados ascendieron a l 60%.

Reducción del consumo del CPD de la sede de oficinas de la APT

Teniendo en cuenta la estimación de distribución de los consumos del CPD realizada en el anterior punto 2 de este apartado, los principales focos de atención para reducir el consumo del CPD son los propios equipos de TICs y en segundo lugar la refrigeración, con un 54% y 35% del consumo respectivamente.

En coherencia, las principales opciones de mejora a tener en cuenta de cara a posibles actualizaciones de equipos o CPD son:

Actuar sobre los equipos de TICs:

- ◆ Analizar las necesidades reales de capacidad de procesamiento. Como se describió en el apartado 3.3. de esta Guía, es frecuente que existan servidores infrautilizados en los CPDs. Una primera optimización de los recursos es necesaria tanto para valorar un nuevo diseño como para optimizar uno existente.
- ◆ Valorar la posibilidad de sustituir las máquinas más antiguas por nuevas generaciones con fuentes de alimentación de alto rendimiento, arquitecturas de memoria o sistemas de almacenamiento de alta eficiencia y que incorporen sistemas de gestión de energía.

- ◆ Distribuir los equipos en pasillos fríos y calientes.

Estas acciones podrían ahorrar entre un 15% y un 50% del consumo actual en equipos de TICs, en función de la situación previa de ineficiencia y obsolescencia de los equipos. Esto serían aproximadamente entre 14.600 kWh y 48.600 kWh, lo que al precio actual del kWh percibido por la APT supondrían un ahorro económico de entre 2.400 € y 8.000 € anuales. En resumen, una combinación de todas estas estrategias puede permitir en primer lugar reducir el tamaño del CPD, evitándose la congestión de la sala que lo ocupa, así como evitar la existencia de máquinas con bajas cargas de proceso consumiendo energía. También, al reducir la energía que demandan los equipos de TICs se reduce el calor disipado por éstas y en consecuencia las necesidades de refrigeración.

- **Incorporar freecooling a los sistemas de refrigeración.** La máquina de refrigeración actualmente instalada es una buena máquina cuya vida útil aún no se ha completado, por lo que sería interesante incluso en el caso de traslado del CPD valorar su aprovechamiento. El fabricante de estos equipos ofrece la posibilidad de su adquisición con sistemas de freecooling incorporados por lo que muy posiblemente es viable adaptar la máquina para incorporar esta funcionalidad. Según datos de la estación meteorológica del aeropuerto de Reus, en la zona, sólo se superan los 18°C un 35% de las horas del año. Esto significa que el freecooling es de aplicación un 65% de éstas con la consiguiente reducción de consumos en refrigeración. Tomando un valor incluso algo más conservador, de un 55%, los ahorros que podrían derivarse de la medida son de 34.220 kWh anuales que al precio actual del kWh percibido por la APT suponen un ahorro económico de más de 5.500 € anuales.

2.4 Oportunidades de aprovechamiento de energías renovables

Por la configuración y características climáticas del puertos se analizan las siguientes posibilidades de aprovechamiento de energías renovables.

- Fotovoltaica en cubiertas de algún edificio en las zonas limpias del puerto.
- Instalación eólica de media potencia en el dique rompeolas.

Además de las opciones analizadas puede ser relevante en el caso de esta Autoridad Portuaria evaluar la posibilidad de instalación de sistemas geotérmicos para la climatización de edificios.

Instalación solar fotovoltaica en la cubierta del PIF

La tecnología fotovoltaica convierte directamente la radiación procedente del sol en electricidad. Una instalación solar fotovoltaica puede situarse casi en cualquier lugar y en instalaciones de diferentes tamaños. Se trata de una tecnología renovable de generación de electricidad fácilmente instalable.

Existe una propuesta para instalación de una planta solar fotovoltaica en régimen de autoconsumo en la cubierta de la sede de oficinas de la APT de una potencia nominal pico de 52,58 kWp por parte de la ESE contratada por la APT.

Esta instalación, bajo las premisas de dicho estudio se amortizaba en 10,17 años. A continuación se presenta una propuesta adicional, esta para la cubierta del PIF, de modo que en caso de abordarse esta tecnología la APT disponga de una ubicación alternativa más.

Este edificio se encuentra en una zona del puerto que podría considerarse limpia. Esta cuestión es de gran importancia en el caso de puertos en los que hay un trasiego relevante de graneles. Este es el caso del puerto de Tarragona, que además tiene un tráfico importante de carbón.

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.1.10 Zona de acopio de graneles en muelle

Carbón, áridos, granos, etc. determinan altas concentraciones de materia particulada en el aire. Esto acarrea problemas de ensuciamiento de los paneles solares, aumentando las tareas de limpieza, minorando su producción de electricidad y en último término reduciendo la vida útil de estos dispositivos. Por ello deben seleccionarse áreas para la implantación alejadas de las zonas en que existe el trasiego de estos materiales o protegidas del viento que transporta estas partículas.

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.1.11 Cubiertas del PIF adecuadas para instalación fotovoltaica

El PIF dispone de dos cubiertas (ver figura 4.1.11) planas rectangulares, con un azimut de 41° , que se encuentran a distinta altura y que resultan muy apropiadas para la implantación de una instalación de este tipo.

La superficie de la cubierta más elevada es de unos 168 m^2 y la de la otra cubierta de unos 88 m^2 .

Mediante paneles solares fotovoltaicos de características técnicas estándar ($0,99 \text{ m}$ de ancho, $1,66 \text{ m}$ de largo, 220 W pico por panel y coeficiente de rendimiento del 75%), teniendo en cuenta las distancias necesarias entre ellos para evitar sombras, y en el espacio descrito anteriormente, se podrían instalar 99 módulos inclinados 40° cubriendo una demanda anual de unos 28.172 kWh .

La evaluación económica de esta propuesta se realiza teniendo en cuenta que el ahorro económico que supone la implantación de este sistema es el de la cantidad de energía eléctrica que se dejaría de pagar por ser producida directamente por la APT, es decir, se valora al precio de compra actual resultando un ahorro económico de unos 4.600 € anuales.

La inversión estimada para una instalación de las citadas características es de unos 47.400 € .

Fuente: Elaboración propia

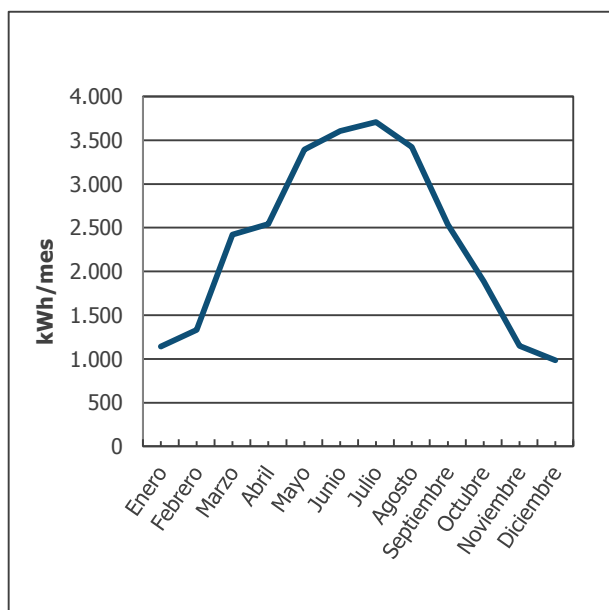


Figura 4.1.12 Producción mensual de instalación fotovoltaica sobre cubiertas del PIF

La amortización de dicha inversión en base a los ahorros económicos estaría en el entorno de los 10,3 años.

No obstante, una posible implantación de esta actuación requeriría un estudio más detallado de las cargas que dicha instalación supondría sobre el edificio y la capacidad del mismo para soportarlas.

Así mismo, como se ha indicado en esta guía, la viabilidad económica de cualquier iniciativa de generación de energía requiere conocer la evolución del marco normativo en esta materia. En particular, en el momento de edición de este documento se está realizando una profunda revisión del esquema de incentivos y penalizaciones que aplican a la generación de energía eléctrica renovable, tanto para su venta a la red, como para autoconsumo.

Instalación eólica a en el dique rompeolas

En el puerto de Tarragona el dique rompeolas reúne una serie de características que lo hacen una ubicación adecuada para una instalación eólica. Estas son:

- Distancia con oficinas y viviendas a los que pudiese ocasionar problemas tales como ruidos.
- Disponer de un espacio suficiente para la implantación de aerogeneradores.
- Situación hacia el exterior del puerto, siendo en estas zonas más fuertes los vientos por no estar apantallados por otras infraestructuras.
- Existencia de centros de transformación en el propio dique para la conexión de la instalación.

Se dispone de datos de velocidades y orientaciones de vientos tomados en la torre del edificio de Port Control, esto es a una latitud de $41,08^\circ$ norte y una longitud de $1,22^\circ$. Sin embargo la altura a la que se encuentra situado el equipo de medida es de unos 15 metros. Los aerogeneradores con torres de menor altura rondan los 35-40 metros. Esto resulta en una limitación importante para el cálculo de la producción de la instalación, dado que las velocidades de los vientos, e incluso sus orientaciones predominantes, se modifican con la altura, por lo que lo idóneo es tomar mediciones de

estos parámetros a la altura a la que vayan a situarse los rotores de los aerogeneradores.

Por ello, se recurre en este caso a los datos del Atlas Eólico de España del IDAE y sus modelos de simulación. Este Atlas dispone de un punto de medida a una longitud de 1.23°

este y a una latitud de 41.09° norte, muy próxima a la torre de Port Control y al propio dique. Este punto de medida dispone de datos de velocidades medias de vientos, orientaciones, frecuencias, así como otros parámetros de distribución de interés a una altura de 80 metros (ver tabla 4.1.10).

Tabla 4.1.10 Datos de distribución de vientos por direcciones a 80 m en longitud de 1.23° este y latitud 41.09° norte

Dirección	Frecuencia (%)	Velocidad (m/s)	Potencia (%)	Weibull C (m/s)	Weibull K
N	4,620	3,945	1,480	4,444	1,822
NNE	4,780	4,299	1,830	4,764	1,876
NE	6,830	5,172	4,800	5,783	1,830
ENE	6,070	6,035	9,290	6,886	1,545
E	5,510	5,360	5,360	6,036	1,598
ESE	5,020	4,015	1,520	4,559	2,051
SE	5,440	3,629	1,300	4,245	2,108
SSE	4,860	3,516	0,980	4,046	2,160
S	5,120	3,795	1,270	4,311	2,122
SSW	6,090	4,127	2,270	4,800	1,958
SW	5,170	4,395	2,690	5,059	1,699
WSW	4,170	4,154	1,620	4,667	1,764
W	5,350	5,564	5,480	6,289	1,673
WNW	10,060	7,595	23,350	8,430	1,745
NW	13,120	7,810	29,440	8,665	1,913
NNW	7,790	5,842	7,310	6,476	1,912

Fuente: Atlas Eólico del IDAE

Las figuras 4.1.13 y 4.1.14 muestran las velocidades y orientaciones más frecuentes en esta posición mediante un gráfico de frecuencias y una rosa de los vientos.

Esta información indica que la orientación óptima de los aerogeneradores es noroeste. Los aerogeneradores se situarían con esta orientación en un ángulo de unos 90° respecto al dique.

Asimismo, los parámetros estacionales de una distribución Weibull de estos datos son los que se muestran en la tabla 4.1.11.

Tabla 4.1.11 Velocidades medias de vientos y parámetros de distribución Weibull a 80 m en longitud de 1.23° este y latitud 41.09° norte

	Primavera	Verano	Otoño	Invierno
Velocidad (m/s)	5,680	4,040	5,800	5,910
Weibull C (m/s)	6,410	4,620	6,480	6,540
Weibull K	1,671	1,794	1,803	1,614

Fuente: Atlas Eólico del IDAE

Fuente: Atlas Eólico del IDAE

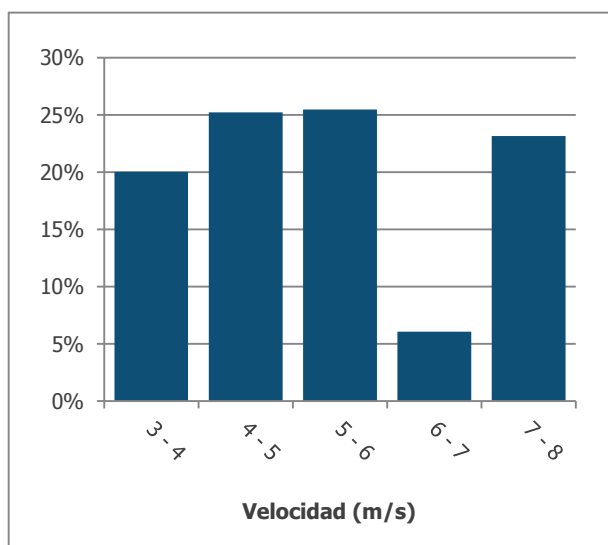


Figura 4.1.13 Gráfico de frecuencias de vientos a 80 m en longitud de 1.23° este y latitud 41.09° norte

Fuente: Atlas Eólico del IDAE

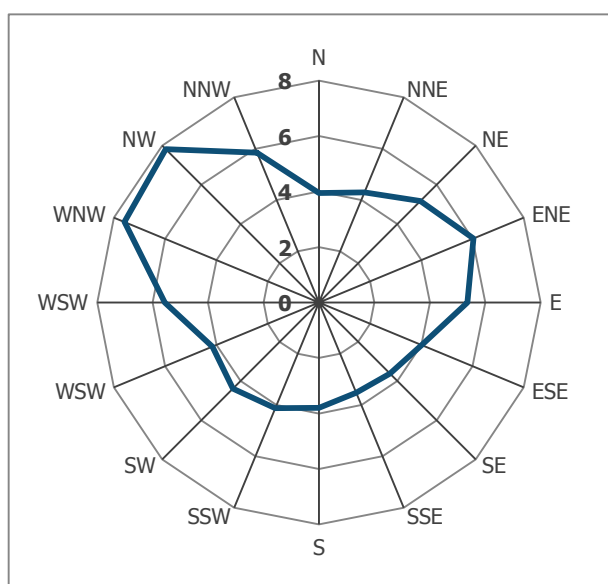


Figura 4.1.14 Rosa de los vientos a 80 m en longitud de 1.23° este y latitud 41.09° norte

En cuanto a la rugosidad del terreno que rodea al emplazamiento puede considerarse muy baja, próxima a cero, al ser prácticamente toda lámina de agua, asimismo no se encuentran obstáculos relevantes. Esto reduce las pérdidas energéticas por estos factores y limita las turbulencias del aire.

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.1.15 Dique rompeolas

Se escogen para el análisis los aerogeneradores G128-4.5 MW de Gamesa, con torre de 81 metros, un modelo novedoso para eólica offshore. La figura 4.1.16 muestra su curva de potencia.

Los usos de distribución de aerogeneradores son la separación de 5 a 9 diámetros del rotor en la dirección predominante del viento y la separación de 3 a 5 diámetros del rotor en la dirección perpendicular al viento predominante. También se ha tenido en cuenta la longitud del dique, dimensiones de los aerogeneradores planteados, la orientación de los aerogeneradores, y considerando las sombras de viento y apantallamiento que unos aerogeneradores pueden generar sobre los que se sitúan próximos a ellos. En función de esto se considera que el número óptimo de aerogeneradores a instalar sobre el dique, considerando viable la utilización de la totalidad de longitud del dique desde el faro de la Banya hasta el extremo final es de 3.

Fuente: Gamesa

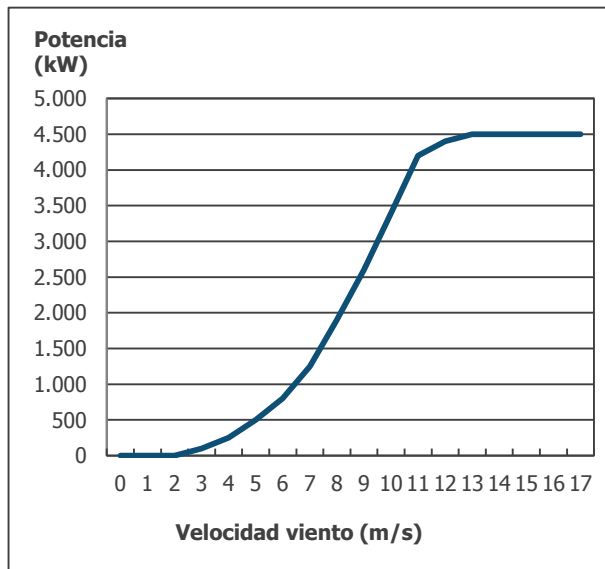


Figura 4.1.16 Curva de potencia del aerogenerador G128-4.5 MW de Gamesa

Mediante los modelos de simulación propios del Atlas Eólico del IDAE y considerando unas pérdidas eléctricas por transformación, transporte y efectos de escala del 8%, y otras debidas a la disponibilidad de las máquinas del 10%, se obtiene una producción anual por cada aerogenerador de aproximadamente 7.300 MWh. Esto son, para el total de los aerogeneradores considerados, 21.900 MWh.

Este valor sobrepasa con creces el consumo anual de la APT, si bien, considerando que la instalación funcionase en régimen de autoconsumo sin sistemas de almacenamiento, no toda la energía podría aprovecharse. Tan sólo sería aprovechable aquella que se produjese de manera simultánea en tiempo y cuantía a la demanda (autoconsumo instantáneo). Desde ese punto de vista, a efectos de estimaciones económicas, podría considerarse instalar un solo aerogenerador, de cuya producción pudiera aprovecharse mediante autoconsumo instantáneo un 60%. Téngase en cuenta, que en caso de abordarse una instalación de este tipo, sería necesario realizar un estudio más detallado de la simultaneidad entre las curvas de carga de la APT y de las producciones eólicas.

Bajo las premisas de cálculo, establecidas, con la instalación de un aerogenerador, se obtendrían unos 4.400 MWh útiles,

esto es del orden de la mitad del consumo eléctrico anual de la APT.

Valorada esta producción al precio actual de compra de electricidad de la APT, resulta en un ahorro del orden de los 700.000 € anuales.

El coste de una instalación de este tipo puede rondar los 2 millones de euros, sin considerar, estudios, licencias y demás permisos. Asimismo, es una instalación con costes de operación y mantenimiento relevantes. En caso de considerarse como una alternativa interesante se recomienda la solicitud de presupuesto detallado a una compañía especializada en la instalación de parques eólicos. Tomando los mencionados 2 millones de euros como referencia para el cálculo, resulta un periodo de retorno de alrededor de 3 años, periodo que se alargaría en caso de considerarse el resto de factores mencionados.

En cualquier caso, al igual que ocurría con la instalación fotovoltaica, para implantar esta propuesta es necesario estudiar el efecto de la carga de estos equipos sobre el dique, así como conocer el modo en que es tratado el autoconsumo y la venta a la red en el marco jurídico actualmente en revisión.





Muelle de Costa (Puerto de Tarragona)

Diagnóstico Energético del edificio de Port Control

1. Planteamiento del estudio
2. Datos generales
3. Análisis de consumos energéticos
4. Diagnóstico energético por sistemas
5. Otras medidas recomendadas
6. Resumen de las medidas propuestas
7. Conclusiones

Este diagnóstico energético se enmarca en el desarrollo de la Guía de Conocimiento Consolidado en Gestión Energética para Puertos del Estado. Dicha Guía, en su Capítulo 4 contiene un caso piloto en el que se muestra la aplicación práctica de los contenidos de la Guía en un caso real. En concreto, este diagnóstico muestra un ejemplo práctico de análisis del consumo energético de un edificio mediante estimación de distribución de consumos entre distintas instalaciones, así como de propuesta de medidas de mejora de la eficiencia energética.

Dicho caso piloto se ha realizado en el Puerto de Tarragona a petición de la propia Autoridad Portuaria de Tarragona, en adelante APT.

1. Planteamiento del estudio

1.1 Objeto

Este informe presenta el diagnóstico energético del edificio de Port Control del Puerto de Tarragona, con el objeto de:

- Describir el centro y sus condiciones de funcionamiento.
- Dar a conocer los consumos energéticos actuales así como describir e inventariar las principales instalaciones consumidoras de energía.
- Proponer medidas de ahorro de energía aplicables al complejo y sus posibilidades de implantación. Entre las medidas que se proponen se distingue entre aquellas para cuyo cálculo no se dispone de datos suficientes y por ello simplemente se recomiendan y otras para las cuáles pueden realizarse cálculos más detallados de ahorros energéticos y amortización de las inversiones.
- Valorar de forma estimada el potencial de ahorro del centro consumidor.
- Constituir un documento de referencia para los responsables energéticos del centro.

1.2 Metodología

La información de partida para este diagnóstico ha sido el inventario de equipos consumidores del centro cumplimentado por personal de la empresa de servicios energéticos EMTE y completado con la información recopilada en la visita in-situ realizada el 22 de Julio de 2013.

El análisis de esta información ha permitido desarrollar propuestas de mejora de la eficiencia energética.

2. Datos generales

2.1 Descripción del Centro Consumidor de Energía

El edificio de Port Control es un edificio construido en 1995. Se encuentra situado en el Muelle de Cataluña y tiene 5 plantas sobre rasante. Es un edificio pequeño-mediano, de unos 1.000 m² construidos destinado a tareas de observación marítima y control del puerto.

Seguidamente se proporciona una caracterización básica del edificio, relevante desde el punto de vista energético.

Superficies y horas de funcionamiento:

Construida (m ²)	1.000
Número de ocupantes	70
Calefactada (m ²)	850
Refrigerada (m ²)	850
Ventilada - sin climatizar - (m ²)	150
Iluminada (m ²)	1.000
De almacén y salas técnicas (m ²)	150
De aparcamiento subterráneo (m ²)	0
De uso principal (m ²)	850
Nº horas anuales de utilización	8.760

Fuente: Google Maps



Figura 4.2.1 Fotografía aérea del edificio de Port Control

La ocupación del centro ha sido estimada según lo observado en la visita. Las superficies calefactadas, refrigeradas, de salas técnicas, etc. se han calculado en función de la superficie construida y ratios habituales de un 15% de superficie del edificio destinada a almacenes, archivos, salas técnicas y otros espacios sin climatizar. Asimismo, se ha considerado un uso continuado, 24 horas al día, 365 días al año.

2.2 Situación contractual

Tanto el contrato de mantenimiento como de suministro energético de este centro se encuentran incluidos en el marco de un contrato de servicios energéticos firmado con la empresa EMTE.

Dicho contrato abarca el mantenimiento integral de las instalaciones de este y otros edificios.

En cuanto al suministro eléctrico, este edificio se alimenta de electricidad en baja tensión desde la acometida en media tensión de la distribuidora Endesa en el centro de transformación del muelle de Cataluña. Dicha acometida se realiza bajo tarifa de acceso a terceros 3.1.A con una potencia contratada de 155 kW. Según el contrato de servicios energéticos actual, la energía es refacturada por EMTE a la APT a un precio dado. El promedio del precio que abona la APT por kWh es de 16,61 céntimos de euro.

Este edificio no dispone de otros suministros energéticos como gas natural o gasóleo.

3. Análisis de consumos energéticos

3.1 Suministros de energía

La energía necesaria para el funcionamiento y desarrollo de las actividades del centro se aporta actualmente en su totalidad con electricidad.

3.2 Consumos y gastos energéticos

Datos anuales disponibles

Los datos de consumos anuales disponibles se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 4.2.1 Consumo anual del edificio de Port Control

	Unidad	2012
Electricidad	kWh/año	215.730
	€/año	35.832,75
Total energía	kWh/año	215.730
Total gasto	€/año	35.832,75

Fuente: Elaboración propia

El coste en €/año ha sido calculado a partir del consumo aplicando el precio medio del kWh abonado por la APT.

Ratios energéticos y emisiones de CO₂

El ratio de emisiones de CO₂ por producción empleado es de 340 gr CO₂/kWh, el correspondiente a la generación eléctrica española de acuerdo a datos publicados por IDAE en Diciembre de 2012.

Este ratio será el empleado para el cálculo del efecto de reducción de toneladas de CO₂ emitidas a la atmósfera de las medidas de ahorro energético que se propongan.

La tabla a continuación presenta los ratios energéticos característicos de este centro:

Tabla 4.2.2 Ratios energéticos y de emisiones de CO₂ del edificio de Port Control

Consumo de energía por ocupante	3.081,86	kWh/ocupante
Consumo de energía por superficie construida	215,73	kWh/m ²
Consumo de energía por superficie construida y hora de actividad	0,02	kWh/m ² h
Consumo de energía por superficie calefactada	253,80	kWh/m ²
Consumo de energía por superficie refrigerada	253,80	kWh/m ²
Gasto de energía por ocupante	511,90	€/ocupante
Gasto de energía por superficie construida	35,83	€/m ²
Gasto de energía por hora de actividad	4,09	€/h
Emisiones de CO ₂ por consumo de electricidad	73,35	Tn/kWh
Emisiones de CO ₂ por consumo de energía final	73,35	Tn/kWh
Emisiones de CO ₂ por ocupante	1,05	Tn/ocupante
Emisiones de CO ₂ por superficie construida	0,07	Tn/m ²

Fuente: Elaboración propia

3.3 Balance de consumos por instalaciones del año 2012

En este apartado se presentan los consumos resultantes del estudio estimativo realizado a partir de los datos recopilados de potencia instalada en equipos y horas de funcionamiento, comparándolos con los consumos reales del año 2012.

Los valores estimados y presentados en las siguientes figuras y tabla serán los utilizados para el cálculo del ahorro energético aplicable a las medidas propuestas por sistema en este diagnóstico.

Fuente: Elaboración propia

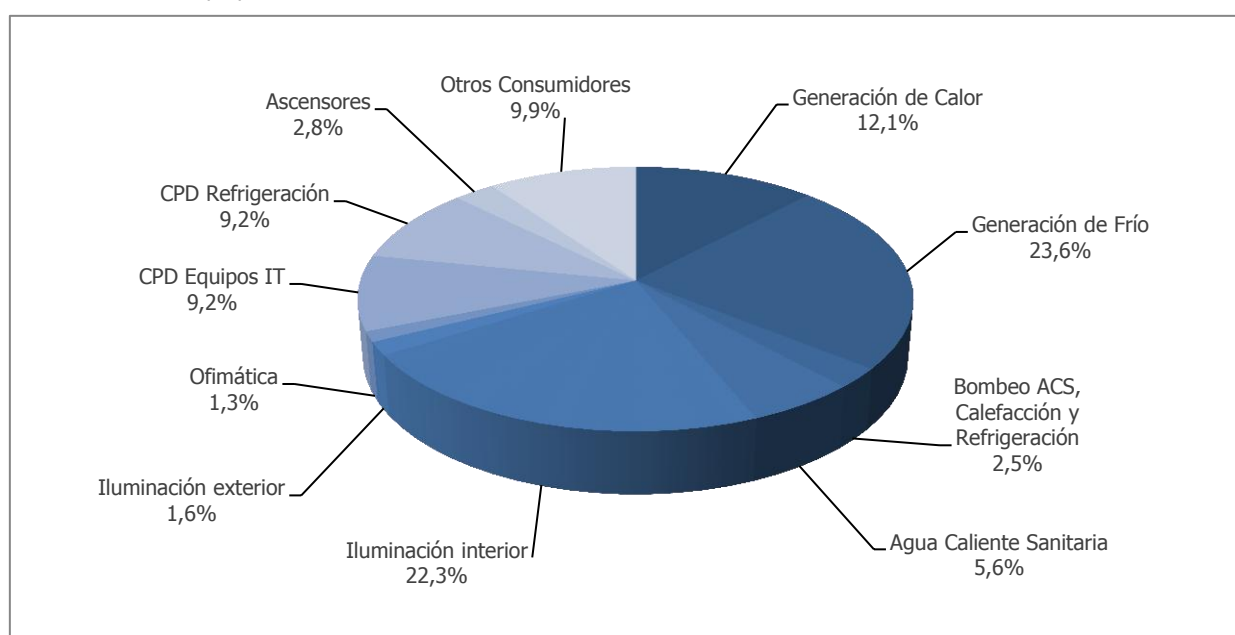


Figura 4.2.2 Distribución de consumos por instalaciones del edificio de Port Control

Fuente: Elaboración propia

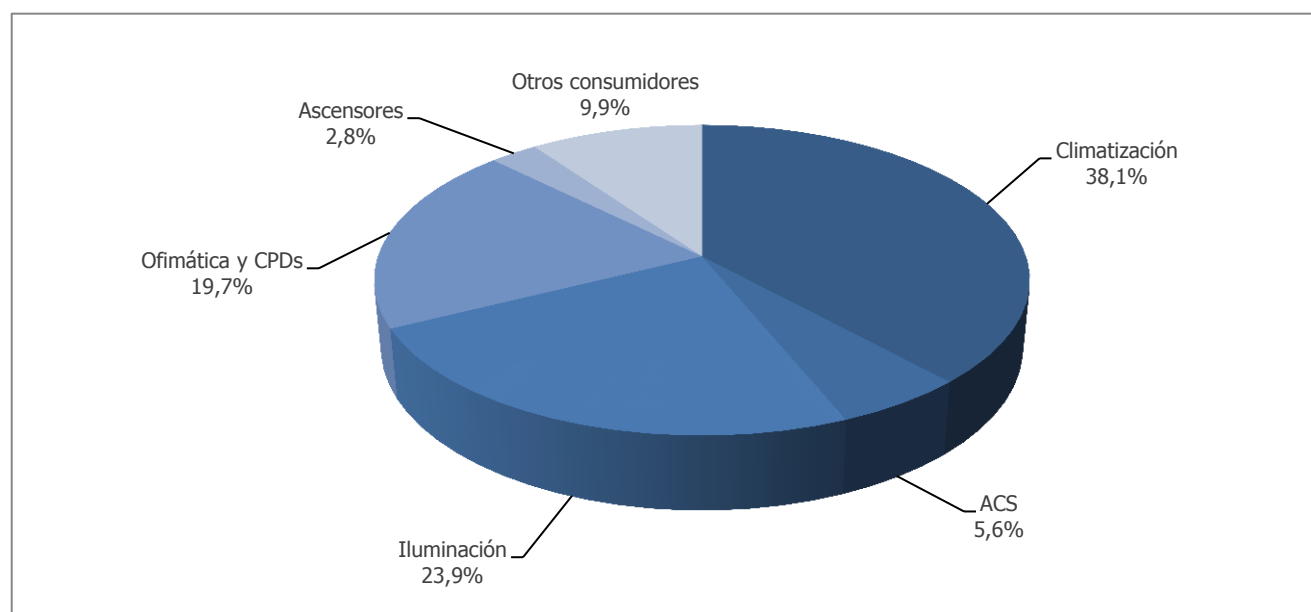


Figura 4.2.3 Distribución de consumos por sistemas del edificio de Port Control

Tabla 4.2.3 Balance de consumos por instalaciones

TIPO DE INSTALACIÓN		Potencia calorífica Instalada		Potencia frigorífica Instalada		Potencia eléctrica instalada en calefacción		Potencia eléctrica instalada en refrigeración		Total potencia eléctrica instalada		ENERGÍA Consumo estimado de electricidad		ENERGÍA Consumo total de energía estimado	
		kWt	%	kWt	%	kWe	%	kWe	%	kWe	%	kWh/año	%	kWh/año	%
Generación de Calor		394,50	83,8%	-	-	171,83	95,7%	-	-	171,83	41,5%	83.713,78	38,1%	83.713,78	38,1%
Generación de Frío		-	-	394,50	82,7%	-	-	181,83	95,0%	181,83	43,9%	47.695,31	21,7%	47.695,31	21,7%
Unidades terminales	Fan coils	76,00	16,2%	76,00	15,9%	7,80	4,3%	7,80	4,1%	7,80	1,9%	10.400,00	4,7%	10.400,00	4,7%
Agua Caliente Sanitaria		0,00	0,0%	-	-	-	-	-	-	15,00	3,6%	10.950,00	5,0%	10.950,00	5,0%
Iluminación interior		-	-	-	-	-	-	-	-	8,93	2,2%	26.163,13	11,9%	26.163,13	11,9%
Ofimática		-	-	-	-	-	-	-	-	10,22	2,5%	12.171,47	5,5%	12.171,47	5,5%
CPD Equipos IT		-	-	-	-	-	-	-	-	3,00	0,7%	14.016,00	6,4%	14.016,00	6,4%
CPD Refrigeración		-	-	6,80	1,4%	-	-	1,79	0,9%	1,79	0,4%	4.233,71	1,9%	4.233,71	1,9%
Ascensores		-	-	-	-	-	-	-	-	7,50	1,8%	904,50	0,4%	904,50	0,4%
Otros Consumidores		-	-	-	-	-	-	-	-	5,99	1,4%	9.445,60	4,3%	9.445,60	4,3%
TOTALES		470,50	100,0%	477,30	100,0%	179,63	100,0%	191,42	100,0%	413,89	100,0%	219.693,49	100,0%	219.693,49	100,0%

Fuente: Elaboración propia

4. Diagnóstico energético por sistemas

4.1 Sistema constructivo

Descripción y análisis de las condiciones actuales

En el momento de realización de este diagnóstico no se disponían de datos detallados sobre los materiales y espesores que forman la envolvente del edificio no siendo posible el cálculo de un coeficiente U de transmitancia térmica que permita comparar las condiciones de ésta con el CTE a efectos de eficiencia energética. Por ello no es viable calcular medidas de ahorro energético fiables.

No obstante, la simple inspección visual del edificio permite constatar que aproximadamente el 40% de la superficie de una de las fachadas se ha realizado con un cerramiento de vidrio. Este hecho tiene como consecuencia elevadas ganancias energéticas en el interior del edificio por radiación solar.

En estas condiciones, la instalación de lamas, persianas u otro dispositivo similar puede suponer una línea de mejora básica que permita reducir la entrada de radiación solar en los meses más calurosos del año.

Fuente: Elaboración propia

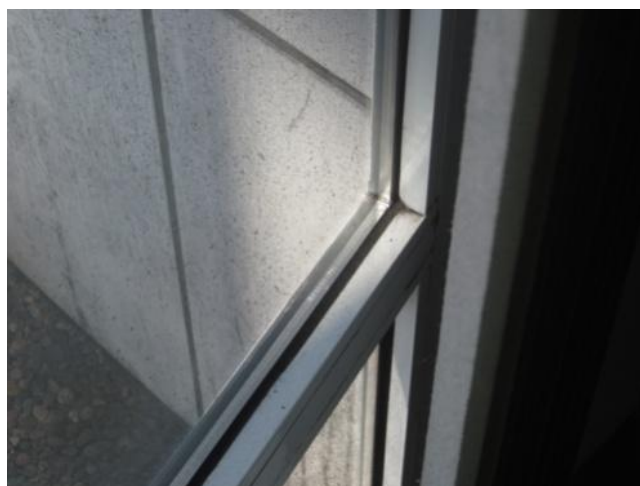


Figura 4.2.4 Cerramiento de vidrio

4.2 Suministros energéticos

Descripción y análisis de las condiciones actuales

La acometida de electricidad se realiza en baja tensión, procedente de un centro de transformación en el muelle de Cataluña que consta de un único transformador de 630 KVA.

La tabla a continuación muestra las características básicas de dicho centro de transformación. Cabe destacar dos circunstancias:

- El transformador es antiguo, del año 1989.
- No dispone de batería de condensadores.

Tabla 4.2.4 Centro de transformación – Características técnicas

Centro de Transformación	Trafo/s	Marca / Modelo	Tipo	Potencia (kVA)	Año de instalación	Ubicación del CT	Baterías de condensadores en CGBT	Tarifa contratada	Potencia contratada (kW)
Muelle Catalunya (Alimentación de diferentes consumos de la zona)	1	CEE 630/36/25 B2 0PA	Aceite	630	1989	MUELLE CATALUÑA	No	3.1A	155,0

Fuente: Elaboración propia

Respecto a la edad del transformador, es importante tener en cuenta que los transformadores van reduciendo su rendimiento a lo largo de su vida útil. Las pérdidas en un centro de transformación por efectos como histéresis y corrientes parásitas de Foucault son del orden del 3-4% que pueden elevarse por envejecimiento de los componentes de la máquina, ensuciamiento del aceite refrigerante, etc. Dado que las compañías suministradoras de electricidad, facturan habitualmente por el consumo de energía antes del transformador, esas pérdidas se abonan. Por ello, *puede ser relevante realizar un análisis de rendimiento del transformador*, y, en caso de haberse reducido significativamente valorar la posibilidad de su sustitución.

En cuanto a la ausencia de batería de condensadores en el centro de transformación, *puede ser recomendable realizar un análisis de la facturación mensual o de las lecturas del contador en cabecera para comprobar la presencia de energía reactiva*. Dicha energía es facturada por las compañías suministradoras de electricidad a modo de penalización por lo que, en caso de detectarse, debería valorarse la procedencia de instalar una de estas baterías.

Además el centro dispone de un grupo electrógeno de marca Deutz Diter modelo 303-3 de 55,3 CV.

4.3 Iluminación

Descripción y análisis de las condiciones actuales

El alumbrado interior del centro está formado casi en su totalidad por lámparas de fluorescencia, bien lineal de tipo T8 o bien compacta (conocida también como “bajo consumo”), en distintas potencias y configuraciones (downlights, puntos de luz o pantallas, con una o varias lámparas por luminaria). Todas ellas disponen de equipo de arranque (balasto) electromagnético. Existe también un número pequeño de lámparas incandescentes. También se observaron en la visita algunas lámparas halógenas de 50W en lugares puntuales.

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.2.5 Lámpara halógena del edificio de Port Control

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.2.6 Lámpara de bajo consumo del edificio de Port Control

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.2.7 Fluorescencia lineal del edificio de Port Control

La tabla 4.2.6 muestra las características de las luminarias instaladas y la tabla 4.2.5 resume el control y regulación sobre la iluminación interior del centro:

La distribución según potencia instalada por tipo de luminaria en el centro se representa en la figura 4.2.8.

Tabla 4.2.5 Alumbrado Interior - Control y Regulación

CONTROL Y REGULACIÓN - ILUMINACIÓN INTERIOR			
	Zonas de trabajo	Zonas comunes	Aparcamientos
Control manual desde cuadro eléctrico	Sí	Sí	No aplica
Control centralizado desde cuadro eléctrico	No	No	No aplica
Interruptores de pared en cada zona o local	Sí	Sí	No aplica
Detectores de presencia	No	No	No aplica
Control por aporte de luz natural	No	No	No aplica
Encendido temporizado	No	No	No aplica

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.2.6 Iluminación interior – Características técnicas

Edificio / Zona	Tipología de lámpara	Tipo de equipo auxiliar	Total Luminarias	Nº lámp./lum.	Nº total lámp.	Tipo montaje	Tipo de reflector	Tipo de difusor	Tipo encendido	Potencia/lámpara (W)	Potencia total lámparas (kWe)
Planta baja	Bajo consumo	Electromagnético	36	1	36	Empotrada	Aluminio blanco	Sin difusor	Interruptor	23	0,83
	Fluorescente	Electromagnético	24	1	24	Empotrada	Aluminio Brillante	Rejilla blanca	Interruptor	18	0,43
	Fluorescente	Electromagnético	8	1	8	Empotrada	Aluminio blanco	Rejilla blanca	Interruptor	24	0,19
	Fluorescente	Electromagnético	10	1	10	Empotrada	Aluminio blanco	Rejilla blanca	Interruptor	36	0,36
Planta primera	Fluorescente	Electromagnético	44	1	44	Empotrada	Aluminio blanco	Lamas como reflector	Interruptor	36	1,58
	Bajo consumo	Electromagnético	7	1	7	Empotrada	Aluminio blanco	Sin difusor	Interruptor	23	0,16
	Bajo consumo	Electromagnético	15	1	15	Empotrada	Mate	Sin difusor	Interruptor	60	0,90
Planta segunda	Bajo consumo	Electromagnético	15	1	15	Empotrada	Mate	Sin difusor	Interruptor	60	0,90
	Bajo consumo	Electromagnético	10	1	10	Empotrada	Mate	Sin difusor	Interruptor	23	0,23
	Incandescente	Sin equipo	8	1	8	Adosada	Aluminio blanco	Sin difusor	Interruptor	60	0,48
	Fluorescente	Electromagnético	4	1	4	Empotrada	Aluminio blanco	Rejilla blanca	Interruptor	18	0,07
	Fluorescente	Electromagnético	26	1	26	Empotrada	Aluminio blanco	Lamas como reflector	Interruptor	36	0,94
Planta tercera	Fluorescente	Electromagnético	38	1	38	Empotrada	Aluminio blanco	Polycarbonato	Interruptor	36	1,37
	Bajo consumo	Electromagnético	4	1	4	Empotrada	Aluminio blanco	Sin difusor	Interruptor	23	0,09
Planta cuarta	Bajo consumo	Electromagnético	6	1	6	Empotrada	Aluminio blanco	Sin difusor	Interruptor	6	0,04
	Fluorescente	Electromagnético	10	1	10	Empotrada	Aluminio blanco	Polycarbonato	Interruptor	36	0,36
TOTAL			265		265						8,93

Fuente: Elaboración propia

Fuente: Elaboración propia

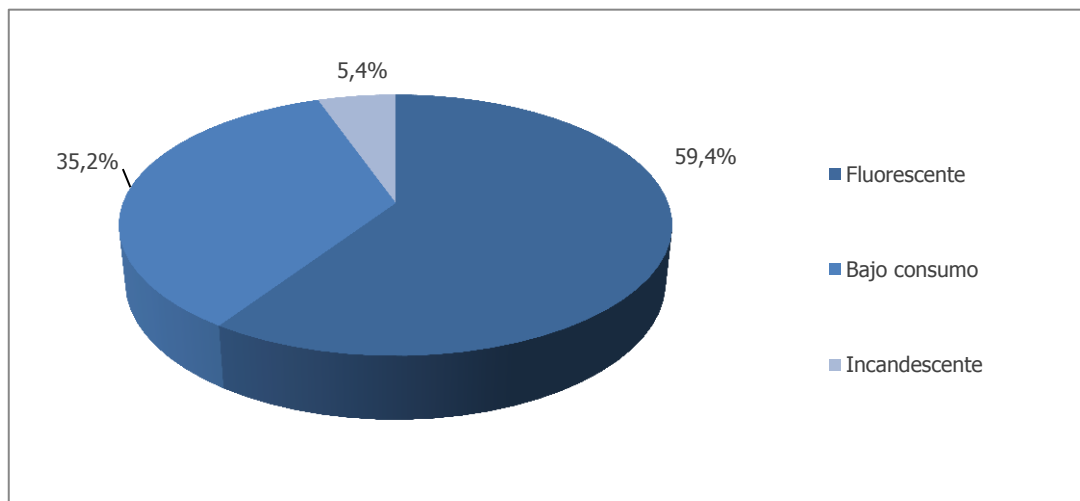


Figura 4.2.8 Distribución de potencia instalada en iluminación del edificio de Port Control

Conforme a esta guía, el actual esquema de alumbrado sugiere analizar la viabilidad de las siguientes oportunidades de mejora.

- Medida AE 01: Sustitución de tubos fluorescentes y balastos mediante adaptadores de tubo T8 a T5 con equipo electrónico incorporado
- Medida AE 02: Sustitución de balastos electromagnéticos por balastos electrónicos en lámparas de bajo consumo
- Medida AE 03: Regulación de la iluminación mediante fotocélulas

Medida AE 01: sustitución de tubos fluorescentes y balastos mediante adaptadores de tubo T8 a T5 con equipo electrónico incorporado

Descripción de la medida y datos de partida

En el centro existen más de 5 kW instalados en lámparas de tipo fluorescente T8 con balastos electromagnéticos.

Siguiendo la guía, una posible línea de mejora puede ser la sustitución de estas lámparas por otras de mayor eficiencia y el cambio de balastos electromagnéticos por balastos electrónicos.

En este sentido, se ha optado por sustituir los actuales fluorescentes de 36 W y 18 W de tubo T8 (26 mm de diámetro), por lámparas T5, de 16 mm de diámetro y de 28 W o 14 W, respectivamente, las cuales se caracterizan por ser muy eficientes, por emitir un flujo luminoso de gran calidad, y por su bajo consumo.

Para evitar el cambio de luminaria por tratarse de tubos más delgados, se propone la instalación de un adaptador de tubos T5. Estos adaptadores se componen de un adaptador físico, habitualmente de aluminio con un balastro electrónico integrado. Esta alternativa evita la sustitución de la luminaria completa y es por ello mucho más sencilla de implantar y menos costosa, motivos por los cuál es la opción escogida en este caso.

La sustitución de los balastos electromagnéticos por los electrónicos implicada además una serie de ventajas:

- *Aumento de la vida útil* del tubo de 12.000 a 18.000 horas.
- *Disminución de la fatiga visual* por eliminación del parpadeo típico de los tubos fluorescentes.
- *Posibilidad de regulación* y adaptación a las necesidades de iluminación en función de las condiciones de luz exterior.
- *Reducción del consumo* en más de un 20%.
- *Ausencia de energía reactiva*.

- Reducción de necesidades de climatización por su baja aportación térmica.

Evaluación de ahorro energético

La medida se propone para 28 luminarias de 1x18 W y 128 luminarias de 1x36 W.

El ahorro energético anual estimado con la medida sería de 5.400 kWh/año, un 2,46 % del consumo del centro.

Evaluación económica

El análisis se basa en un coste de electricidad de 0,1661 €/kWh, según se indicó anteriormente. Con este coste, los ahorros anuales serían de 897 € al año. Se estima que la inversión para llevar a cabo la medida asciende a 2.850 € y el periodo de retorno de 3,28 años.

La inversión podrá verse reducida al tratarse de una compra de un gran volumen de equipos. Esto significaría un periodo de retorno de la inversión más bajo.

Medida AE 02: Sustitución de balastos electromagnéticos por balastos electrónicos en lámparas de bajo consumo

Descripción de la medida y datos de partida

Las lámparas de bajo consumo según inventario proporcionado por EMTE, la empresa de servicios energéticos contratada por la Autoridad Portuaria, tienen balastos electromagnéticos. Dado que las lámparas de esta tipología que tienen el balasto integrado suelen tenerlo electromagnético, se asume que estas lámparas tienen un balasto externo que es el que se propone sustituir. La sustitución de los balastos electromagnéticos por los electrónicos implica las ventajas ya referidas en la medida anterior.

La medida se propone para las 101 luminarias con lámparas de este tipo.

Evaluación de ahorro energético

El ahorro energético anual estimado con la medida sería de 1.700 kWh/año, un 0,77 % del consumo del centro.

Evaluación económica

El análisis se basa en un coste de electricidad de 0,1661 €/kWh, según se antes. Supondría unos ahorros anuales de 282 €/año. Se estima que la inversión para llevar a cabo la medida asciende a 5.580 € y el periodo de retorno a 19,76 años.

La inversión podrá verse reducida al tratarse de una compra de un gran volumen de equipos. Sin embargo, el periodo de retorno sería muy elevado en cualquier caso. Esto se debe a que cada luminaria tiene una sola lámpara de modo que son necesarios tantos balastos como puntos de luz, elevando la inversión mientras que el consumo energético de las lámparas es relativamente pequeño.

Medida AE 03: Regulación de iluminación mediante fotocélulas

Descripción de la medida y datos de partida

Este edificio cuenta con un aporte importante de luz natural pero no dispone de elementos de control de la iluminación, por lo que se propone la implantación de un sistema de control de iluminación mediante fotocélulas para el aprovechamiento de dicha iluminación.

Estos son sistemas de regulación y control permiten el apagado, encendido y regulación de forma selectiva según las condiciones de iluminación natural. Ello permite un mejor aprovechamiento de la energía consumida, una prolongación de la vida útil de los equipos y una reducción de los costes energéticos y de mantenimiento, además de dotar de flexibilidad al sistema de iluminación.

La regulación en función de la luz natural ajusta el flujo de las luminarias pudiendo reducir el flujo de las luminarias instaladas. El ahorro energético que supone un sistema de control de iluminación se estima entre el 20% y el 40% (se tomará un valor intermedio de un 30%).

Dado que para emplear equipos reguladores de este tipo es necesario que las lámparas cuenten con equipos auxiliares de tipo electrónico, se toma como punto de partida el consumo de las lámparas una vez realizadas la medida AE 01, en la que se sustituirían dichos equipos auxiliares. Asimismo,

esta medida se plantea para un 50% de la iluminación fluorescente lineal (se ha estimado que este es el porcentaje de estas lámparas suficientemente próximo a ventanas para ser regulado), ya que se ha comprobado que no resulta rentable sustituir los balastos en las lámparas de bajo consumo.

Evaluación de ahorro energético

El ahorro energético estimado que se conseguiría mediante la instalación de estos equipos, sería de 1.460 kWh/año, un 0,66% del consumo del centro.

Evaluación económica

Según se ha indicado anteriormente, el análisis se basa en un coste de electricidad de 0,1661 €/kWh. El coste de cada

fotocélula se ha estimado en 130 €. No se conoce el detalle de circuitos a controlar, por lo que se han estimado necesarias 2 fotocélulas por planta, esto es un total de 10. Incrementado el precio total en un 20% por mano de obra, la inversión resultante es de 1.560 € y su periodo de retorno 6,43 años.

4.4 Instalaciones térmicas

Agua caliente sanitaria (ACS)

Descripción y análisis de las condiciones actuales

El centro dispone de una caldera eléctrica para la producción de ACS. La tabla 4.2 presenta las características técnicas de la instalación:

Tabla 4.2.7 Caldera eléctrica – Características técnicas

Marca / Modelo	Nº	Potencia eléctrica (kWe)	Volumen acumulación de agua (litros)	Temperatura acumulación (°C)	Consumo estimado ACS (litros)	Temperatura de agua caliente (°C)
ACV ETS15	1	15,00	1.500	60	100	50

Fuente: Elaboración propia

La producción de ACS mediante electricidad es una de las alternativas menos eficientes dado el elevado precio de la electricidad frente a otros combustibles adecuados para este fin como gas natural o gasóleo. Por ello a continuación se valora la aplicación de las siguientes medidas propuestas en la guía.

- Medida AE 04: Sustitución de caldera eléctrica por caldera de propano
- Medida AE 05: Instalación de perlizadores en grifos

Medida AE 04: Sustitución de caldera eléctrica por caldera de propano

Descripción de la medida y datos de partida

La actual caldera eléctrica de 15 kWe podría sustituirse por una caldera mural de propano de potencia térmica equiva-

lente. Los beneficios de esta medida por la diferencia de costes entre la electricidad y el propano.

Evaluación de ahorro energético

En términos netos no existe un ahorro energético como tal. De hecho, debido a que el rendimiento de una caldera no es del 100%, pongamos que en una caldera nueva sea del 95%, los kWh que se consumirán serán algo mayores, eso sí producidos mediante combustión de propano en lugar de efecto Joule.

Evaluación económica

Según se ha indicado anteriormente, el análisis se basa en un coste de electricidad de 0,1661 €/kWh. Se toma un coste tipo del propano de 0,100 €/kWh. El ahorro anual bajo estas premisas sería de 666 € anuales.

El coste de una caldera mural de propano equivalente en potencia térmica a la existente actualmente es de unos 2.000 €. Incrementado el precio total en un 20% por mano de obra, la inversión resultante es de 2.400 € con un retorno de 3,60 años.

Medida AE 05: Instalación de perlizadores en grifos

Descripción de la medida y datos de partida

Los perlizadores son unos elementos dispersores, que se colocan en la boca de salida de agua del grifo, y que mezclan aire con agua, consiguiendo romper el chorro de agua en muchas partículas minúsculas que salen a gran presión y mezcladas con aire.

Con su instalación se consigue pasar de un caudal de entrada de agua al perlizador de entre 12 y 15 litros por minuto, a un caudal máximo de salida de entre 5 y 8 litros por minuto. Al reducir el consumo de agua, se reduce también el consumo de energía utilizada para calentarla.

Evaluación de ahorro energético

El ahorro energético total dependerá del caudal de salida que se desee obtener, ya que se pueden encontrar perlizadores con caudales de salida de 4, 5, 6 y 8 litros por minuto, que consiguen unas reducciones de aproximadamente un 40% en el consumo de agua, lo que se traduce en un ahorro de aproximadamente un 35% de la energía necesaria para calentarla. Esto supondría un ahorro anual de 3.833 kWh/año, esto es un 1,74 % del consumo energético del centro.

Evaluación económica

La implementación de esta medida conlleva la compra e instalación de perlizadores en los grifos. El coste unitario de cada perlizador dependerá de los caudales de entrada y salida que se desean obtener, variando entre 4 y 12 € la unidad. Para la evaluación económica de esta medida se ha tomado como referencia un perlizador antirrobo (macho o hembra), con un coste unitario de 10,12 €, para los grifos. Se ha estimado un número de 20 grifos. La inversión por tanto sería de 637 €/año.

Según se ha indicado anteriormente, el análisis se basa en un coste de electricidad de 0,1661 €/kWh por lo que en términos económicos el ahorro es de 202 € al año y el periodo de retorno de la inversión es de 0,32 años.

Producción de calor y frío para climatización

Descripción y análisis de las condiciones actuales

La climatización general del centro se realiza mediante 3 bombas de calor aire-agua cuyas características se muestran en las tablas 4.2.8 y 4.2.9 (elaborada la primera a partir de la información recopilada y la segunda según estimaciones). Las unidades terminales son fancoils controlados mediante termostatos. Los usuarios del edificio transmitieron en la visita la ausencia de sectorización en los circuitos de climatización, lo cual ocasionaba diferencias térmicas entre áreas del edificio de distinta orientación. Por lo anterior, mientras que en unas zonas del edificio se alcanzan condiciones de confort, en otras no es posible con la incomodidad consiguiente para los usuarios.

Tabla 4.2.8 Unidades terminales – Características técnicas

Marca / Modelo	Nº	Potencia frigorífica nominal (kWt)	Potencia calorífica nominal (kWt)	Potencia eléctrica nominal (kWe)	Alimentación	Tipo de Control
CARRIER	14	2,00	2,00	0,30	2 tubos	Termostato por usuario
CARRIER	12	4,00	4,00	0,30	2 tubos	Termostato por usuario
TOTALES	26	76,00	76,00	7,80		

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.2.9 Equipos de generación térmica – Características técnicas

Marca / Modelo	Tipo de B.C.	Nº	Potencia calorífica nominal (kW)	Potencia frigorífica nominal (kW)	Potencia eléctrica calor (kW)	Potencia eléctrica frío (kW)	EER	COP	Zona de suministro	Modo de funcionamiento
MITSUBISHI MCFH-24NV	B.C. Aire-Aire (Expansión directa)	1	7,00	7,00	2,33	2,50	2,80	3,00	3ª planta	Calor y frío
SEASON	B.C. Aire-Aire (Expansión directa)	1	5,80	5,80	1,93	2,07	2,80	3,00	4ª planta	Calor y frío
DAIKIN RX50G2V1B	B.C. Aire-Aire (Expansión directa)	1	4,60	4,60	1,53	1,64	2,80	3,00	3ª planta	Calor y frío
HITECSA - EWXBZ-2002	B.C. Aire-Agua (2 tubos)	1	125,00	125,00	41,67	44,64	2,80	3,00	Edificio	Calor y frío
CARRIER HRAH600C021	B.C. Aire-Agua (2 tubos)	2	121,00	121,00	60,50	63,68	1,90	2,00	Edificio	Calor y frío
GENERAL AOHR12LGC	B.C. Aire-Aire (Expansión directa)	1	3,40	3,40	1,13	1,21	2,80	3,00	3ª planta	Calor y frío
FUJI ELECTRIC ROV 14 LAC	B.C. Aire-Aire (Expansión directa)	1	4,20	4,20	1,40	1,50	2,80	3,00	3ª planta	Calor y frío
MITSUBISHI MU-09RV	B.C. Aire-Aire (Expansión directa)	1	2,50	2,50	0,83	0,89	2,80	3,00	3ª planta	Calor y frío
TOTALES:		9	394,50	394,50	171,83	181,83				

Fuente: Elaboración propia

Además, estos equipos a lo largo de su vida útil ven disminuido su rendimiento. Por ello **se recomienda medir el consumo y rendimiento de estas máquinas de manera directa**, mediante equipos de medida, al menos durante una semana en invierno y otra semana en verano, para así poder valorar actuaciones de renovación.

Por otra parte los equipos de cierta antigüedad emplean con frecuencia gas refrigerante R22. Este gas es un compuesto hidroclorofluorocarbonado (CHCIF) que está considerado como compuesto causante del Efecto Invernadero.

Según el nuevo Reglamento Europeo 1005/2009, desde el pasado 1 de enero de 2010 ya no es posible encontrar R-22 puro y, a partir del 1 de enero de 2015, la prohibición se extenderá a la utilización de HCFC reciclado para el mantenimiento y recarga de cualquier equipo de refrigeración y aire acondicionado.

Por lo tanto, los equipos con R-22 deben recargarse con otro tipo de gas, modificación que no siempre es posible o

empeora el rendimiento de la máquina sobremanera, **o ser sustituidos por otros que empleen otro gas refrigerante**.

Las tablas 4.2.10 y 4.2.11 resumen del control existente sobre la climatización del centro:

Tabla 4.2.10 Control y regulación de calefacción del edificio de Port Control

CONTROL Y REGULACIÓN - CALEFACCIÓN	
Numero meses/año (calefacción)	4
Número de Días / semana	7
Número de Horas / día	24
¿Existe sistema de gestión?	No
Tipo control Encendido/apagado	Control termostático

Fuente: Elaboración propia

Tabla 4.2.11 Control y regulación de refrigeración del edificio de Port Control

CONTROL Y REGULACIÓN - REFRIGERACIÓN	
Numero meses/año (calefacción)	4
Número de Días / semana	7
Número de Horas / día	24
¿Existe sistema de gestión?	No
Tipo control Encendido/apagado	Control termostático

Fuente: Elaboración propia

A continuación, se presentan las tablas 4.2.12 y 13 con un resumen de las potencias instaladas en calor y frío, así como ratios de interés:

Tabla 4.2.12 Potencias instaladas en generación de calor y ratios energéticos del edificio de Port Control

Superficie calefactada total del centro:	850	m ²
Potencia térmica total instalada en bombas de calor:	394,5	kW _t
Potencia eléctrica total instalada en bombas de calor:	171,83	kW _e
Potencia térmica total instalada en generación para calefacción:	394,5	kW _t
Potencia eléctrica total instalada en generación para calefacción:	171,83	kW _e
Potencia térmica total en generación para calefacción por superficie calefactada:	464,12	W _t /m ²
Potencia eléctrica total en generación para calefacción por superficie calefactada:	202,16	W _e /m ²

Fuente: Elaboración propia

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.2.9 Difusor de techo

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.2.10 Bomba de calor – Unidad exterior

Tabla 4.2.13 Potencias instaladas en generación de frío y ratios energéticos del edificio de Port Control

Superficie refrigerada total del centro:	850	m ²
Potencia térmica total instalada en bombas de calor:	394,5	kW _t
Potencia eléctrica total instalada en bombas de calor:	181,83	kW _e
Potencia térmica total instalada en generación para refrigeración:	394,5	kW _t
Potencia eléctrica total instalada en generación para refrigeración:	171,83	kW _e
Potencia térmica total en generación para calefacción por superficie refrigerada:	464,12	W _t /m ²
Potencia eléctrica total en generación para calefacción por superficie refrigerada:	213,92	W _e /m ²

Fuente: Elaboración propia

4.5 Centros de Proceso de Datos (CPDs)

El centro cuenta con un CPD al que se han estimado unos 3 kW de potencia instalada en equipos TIC.

El CPD se encuentra refrigerado por dos equipos autónomo de expansión directa de tipo split cuyas características técnicas se muestran en la tabla 4.2.14.

Tabla 4.2.14 Refrigeración CPD - Características técnicas

Marca/ Modelo	Cantidad	Potencia frigorífica nominal (kWt)	Potencia eléctrica nominal (kWe)
GENERAL ASAH12LGC	2	3,4	0,9
	2	6,8	1,79

Fuente: Elaboración propia

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.2.11 CPD

La refrigeración de los CPDs supone un porcentaje relevante del consumo energético del centro por tratarse de un consumo constante: el equipo de refrigeración permanece encendido las 24 horas de día. Conforme a las propuestas de la guía el consumo podría reducirse mediante tecnología freecooling, por lo que se procede a evaluar la viabilidad de la medida

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.2.12 Refrigeración CPD

Medida AE 06: Instalación de sistema de refrigeración con enfriamiento gratuito (free-cooling)

Descripción de la medida y datos de partida

El sistema de enfriamiento gratuito por aire exterior, comúnmente conocido como "free-cooling", consiste en utilizar aire del exterior, normalmente solo filtrado, en vez de recircular aire del retorno, por tener unas características energéticas que le hacen más eficiente energéticamente que el aire procedente del retorno. Es decir, cuando las condiciones del aire exterior sean más adecuadas que las del aire de retorno, será este el que se introduzca en el local, disminuyendo así la carga térmica a combatir.

El sistema free-cooling debe permitir mediante un control adecuado seleccionar las diferentes situaciones que se pueden plantear de cargas internas y climáticas, actuando sobre las compuertas de aire y los equipos que deben estar en operación, para conseguir que el aire de impulsión alcance las condiciones higrotérmicas adecuadas con el menor coste energético.

Cada CPD del centro está actualmente climatizado por 2 equipos autónomos de tipo split. Este tipo de equipos no permite adaptación directa a free-cooling dado que su funcionamiento se basa en refrigerar directamente el aire en el interior de la habitación que ocupa el CPD. Es necesario por tanto incorporar una toma de ventilación integrando su funcionamiento con el actual equipo de refrigeración o susti-

tuirlo por otro tipo de equipo autónomo de semejantes características pero que impulse el aire ya refrigerado al interior del local a través de un conducto, de manera que pueda incorporarse la opción de free-cooling. Dado que se desconoce si es posible integrar el primer sistema en los actuales equipos se propone la segunda opción.

Evaluación de ahorro energético

Para calcular el ahorro que se conseguiría mediante esta medida se ha estimado que el free-cooling reducirá el consumo de energía en el CPD preferentemente por las noches y en los días más frescos del invierno. Esto puede considerarse, de manera conservadora, aproximadamente un 40% del tiempo, reduciéndose el consumo de forma proporcional. Bajo esa hipótesis de cálculo el ahorro energético anual estimado sería de 1.693 kWh/año, esto es un 0,77 % del consumo del centro.

Evaluación económica

La inversión a realizar para esta instalación se estima en unos 12.800 €, los cuáles se corresponde a 2.000 € para cada equipo de refrigeración, 500 € para su adaptación a free-cooling y 160 € para los sistemas de control adicionales, todo ello incrementado en un 20% de costes de mano de obra para su instalación.

Según se ha indicado anteriormente, el análisis se basa en un coste de electricidad de 0,1661 €/kWh por lo que en términos económicos el ahorro sería de 281 € al año y el periodo de retorno de la inversión sería de 22,75 años.

El periodo de retorno de la medida es elevado, por lo que no resulta evidente su aplicación. No obstante la solución de freecooling debe ser evaluada en caso de emprender futuras modificaciones o renovaciones de los equipos de climatización del CPD valorando la instalación de sistemas que ya contemplan esta posibilidad.

4.6 Instalaciones de transporte vertical/horizontal

Descripción y análisis de las condiciones actuales

Este centro cuenta con un ascensor de marca THYSEN, de 7,5 kW de potencia eléctrica, unas horas de uso al año estimadas en 180 y un consumo estimado en 904,50 kW.

La contribución al consumo global del centro de estos equipos es reducida por lo que no se propondrán medidas de ahorro energético sobre él.

4.7 Instalaciones de ofimática

Descripción y análisis de las condiciones actuales

El centro cuenta con los equipos ofimáticos que se muestran en la 4.2.15.

Tabla 4.2.15 Equipos ofimáticos– Equipos instalados y consumo estimado

PCs con pantalla convencional	PCs con pantalla LCD	Impresoras	Consumo estimado (kW/h)
3	15	7	12.171

Fuente: Elaboración propia

La contribución al consumo global del centro de estos equipos es reducida por lo que no se propondrán medidas de ahorro energético sobre ellos.

4.8 Otros consumidores

Descripción y análisis de las condiciones actuales

Existen instalados en el centro otros consumidores de electricidad, cuyas características generales se muestran en la tabla 4.2.16.

Son equipos muy específicos, sobre los que es difícil actuar, por lo que no se plantean medidas de ahorro energético sobre ellos.

Tabla 4.2.16 Unidades terminales – Características técnicas

Tipo de consumidor	Energía consumida	Nº	Potencia unitaria (kW)	Potencia total instalada (kW)	Horas de uso anuales	Consumo anual estimado (kWh/año)
Máquina de agua	Electricidad	1	1,15	1,15	8.760	2.686,40
Microondas	Electricidad	1	0,80	0,80	400	213,33
Frigorífico	Electricidad	1	0,20	0,20	8.760	467,20
Pantallas LCD 19" Samsung	Electricidad	3	0,07	0,21	5.000	700,00
Cafeteras	Electricidad	2	1,30	2,60	400	693,33
Radio CD	Electricidad	1	0,03	0,03	800	13,33
Equipamiento torre control	Electricidad	1	1,00	1,00	8.760	4.672,00
TOTALES				5,99		9.445,60

Fuente: Elaboración propia

Fuente: Elaboración propia



Figura 4.2.13 Otros consumidores – Equipos de control

sensibilización ambiental y ahorro energético, como una forma de concienciar sobre la importancia que tienen los gestos que favorecen el ahorro energético en los centros de trabajo y en las oficinas, que también pueden llegar a ser grandes focos emisores de gases de efecto invernadero.

Esta campaña puede consistir en la realización de una serie de talleres de sensibilización y buenas prácticas, charlas o conferencias a los empleados e incluso a los usuarios de las instalaciones.

En estas sesiones se podría facilitar a los asistentes, material divulgativo de la campaña, material que contiene mensajes relativos a un uso racional de los recursos en oficinas: agua, energía, movilidad, etc.

5. Otras medidas recomendadas

Medida R 01: Promover el ahorro y el buen uso de la energía en la instalación

Debido a su carácter cualitativo y total dependencia del usuario, las campañas de concienciación son más bien una recomendación que una medida propiamente. Sin embargo, es de gran importancia, ya que de llevarse a cabo, puede originar importantes ahorros energéticos y económicos.

Para fomentar la participación de los trabajadores del edificio, sería recomendable la realización de una campaña de

Medida R 02: Instalación de un sistema de control y gestión del consumo

Se propone la implantación de un sistema de gestión y control del consumo energético del centro integrando los diferentes sistemas de control existentes actualmente e implantando equipos de medida en los puntos más significativos de la instalación.

Mediante la implantación de un sistema de estas características se pretende:

- Controlar y gestionar el consumo energético del centro, discriminando el consumo de los equipos y sistemas con mayor impacto en el consumo energético.
- Obtener históricos de funcionamiento y de consumos que permita la realización de análisis energéticos, la detección de anomalías, etc.
- Mejorar el mantenimiento preventivo y correctivo de equipos y sistemas detectando averías, desviación de los puntos de trabajo usuales, etc.

Se propone la integración de los siguientes sistemas de control de instalaciones:

- Sistema de control de climatización
- Sistema de producción de ACS
- Sistema de control de iluminación.

Uno de los resultados inmediatos de la instalación de un sistema de gestión centralizada es la disminución del consumo energético oscilado entre el 10% y el 30%.

6. Resumen de las medidas propuestas

6.1 Resumen de medidas ahorro energético

A continuación, se muestra una tabla resumen de las medidas de ahorro energético planteadas y cuantificadas en este informe.

El potencial de ahorro se ha estimado aplicando cada medida de forma independiente considerando el consumo medio calculado, es decir sin tener en cuenta solapamientos.

A continuación, se aportan dos gráficas que representan los porcentajes de ahorro sobre el consumo de energía anual para cada uno de los sistemas planteados en la tabla anterior y el ahorro en emisiones de CO₂ en toneladas de CO₂ por sistema.

Tabla 4.2.17 Resumen de medidas de ahorro energéticos

SISTEMA	MEDIDA DE AHORRO ENERGÉTICO PROPUESTA	ANÁLISIS ENERGÉTICO			ANÁLISIS ECONÓMICO			
		ELECTRICIDAD		PROPANO	Ahorro económico (€/año)	Inversión estimada (€)	Ahorro emisiones (Tn CO ₂ /año)	Periodo retorno simple (años)
		Ahorro energético (kWh/año)	Ahorro sobre consumo (%)	Ahorro energético (kWh/año)				
ILUMINACIÓN	Sustitución de tubos fluorescentes y balastos mediante adaptadores de tubo T8 a T5 con equipo electrónico incorporado	5.400	2,46%		897	2.850,00	1,84	3,18
ILUMINACIÓN	Sustitución de balastos electromagnéticos por balastos electrónicos en bajo consumo	1.700	0,77%		282	5.580,00	0,58	19,76
ILUMINACIÓN	Regulación de iluminación mediante fotocélulas	1.460	0,66%		243	1.560,00	0,50	6,43
INSTALACIONES TÉRMICAS-ACS	Sustitución de caldera eléctrica por caldera mural de propano	10.950	4,98%	-11.526	666	2.400,00	1,07	3,60
INSTALACIONES TÉRMICAS-ACS	Instalación de perлизadores en los grifos	3.833	1,74%		637	202,40	1,30	0,32
CPDs	Instalación de sistema de refrigeración con enfriamiento gratuito (free-cooling)	1.693	0,77%		281	6.400,00	0,58	22,75

Fuente: Elaboración propia

Fuente: Elaboración propia

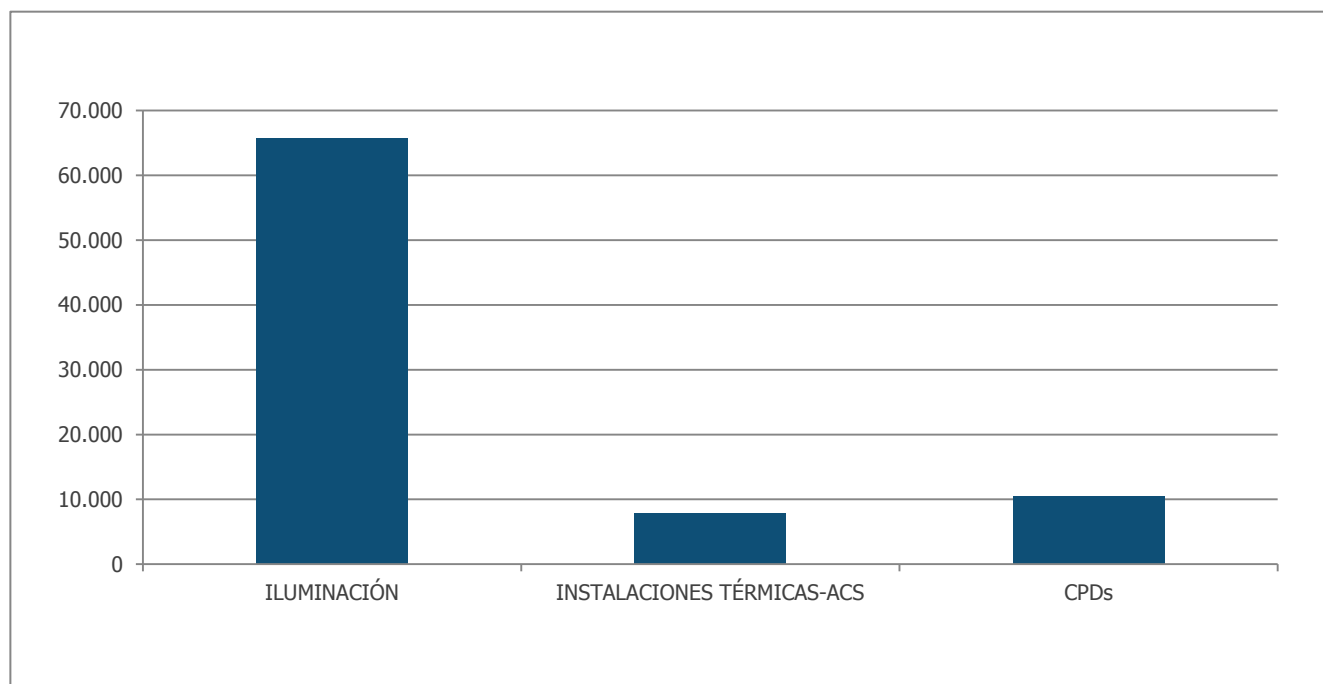


Figura 4.2.14 Porcentajes de ahorro energético por sistemas sobre la media de consumo anual

Fuente: Elaboración propia

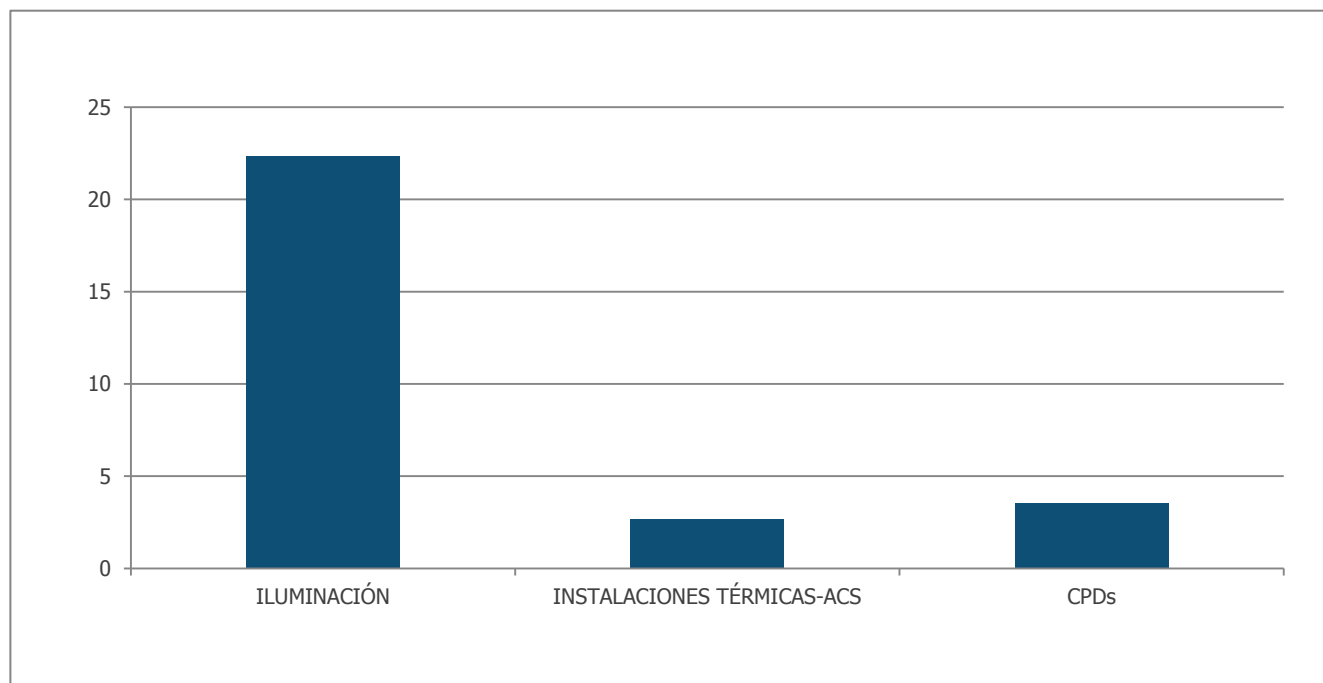


Figura 4.2.15 Toneladas de ahorro de CO₂ por sistemas sobre la media de consumo anual

6.2 Resumen de medidas recomendadas

Para completar el informe, a continuación se muestra una tabla resumen en la que se listan las medidas recomenda-

das descritas en el apartado 7 así como otras medidas recomendadas a lo largo del diagnóstico.

Tabla 4.2.18 Resumen de medidas de ahorro energéticos

SISTEMA	MEDIDA	DESCRIPCIÓN
ENVOLVENTE	Lamas, persianas u otros	Instalación de lamas, persianas u otro dispositivo similar para poder reducir la entrada de radiación solar en los meses más calurosos del año
SUMINISTROS ENERGÉTICOS	Análisis rendimiento transformador	Realizar un análisis de rendimiento del transformador, y, en caso de haberse reducido significativamente valorar la posibilidad de su sustitución
SUMINISTROS ENERGÉTICOS	Chequeo existencia energía reactiva	Realizar un análisis de la facturación mensual o de las lecturas del contador en cabecera para comprobar la presencia de energía reactiva, en caso de que exista instalar batería de condensadores
INSTALACIONES TÉRMICAS-CLIMATIZACIÓN	Analizar rendimiento bombas de calor	Medir el consumo y rendimiento de las bombas de calor de manera directa, mediante equipos de medida, al menos durante una semana en invierno y otra semana en verano, para así poder valorar actuaciones de renovación
INSTALACIONES TÉRMICAS-CLIMATIZACIÓN	Chequeo existencia equipos de climatización con gas R22	Si existieran equipos de climatización con gas R-22 deben recargarse con otro tipo de gas o ser sustituidos por otros que empleen otro gas refrigerante
SUMINISTROS ENERGÉTICOS	Campaña de sensibilización	Promover el ahorro y el buen uso de la energía en la instalación
SEGUIMIENTO DEL AHORRO	Instalación de un Sistema de Control y Gestión del Consumo	Integración del control y gestión de los sistemas de consumo más significativos e instalación de contadores en los sistemas de producción de frío, calor, ACS, sistemas de iluminación...

Fuente: Elaboración propia

7. Conclusiones

Con los análisis realizados y descritos en este informe se puede establecer que el centro tiene un potencial de ahorro de entorno al 5% con un periodo de retorno inferior a 5 años.

Adicionalmente, destacar que aunque las medidas contabilizadas en este informe representan dicho ahorro, sólo se han considerado aquellas medidas que eran cuantificables con la información recibida en el momento de la realización de este informe ya que, otras Medidas Recomendadas se refieren a actuaciones que se podrían implantar pero que no se han podido contabilizar de forma fiable.

***Un viaje de mil millas
empieza por un solo paso.***

Proverbio Chino



Torre de control (Puerto de A Coruña)

Tendencias de futuro en eficiencia energética, generación renovable y distribuida en puertos

1. Marco de referencia
2. Cold Ironing
3. Gas Natural Licuado (GNL)
4. Biocombustibles

En este capítulo se realiza una prospectiva en tecnologías de eficiencia energética para el transporte marítimo y la actividad portuaria. Partiendo de las líneas de investigación actualmente en curso para la reducción de emisiones del tráfico marítimo, se proporciona una referencia marco en cuanto a su implantación en el sistema portuario español y las implicaciones en la planificación, desarrollo de infraestructuras y gestión portuaria.

El documento analiza las siguientes fuentes de energía alternativas para los buques, el estado del desarrollo tecnológico y su aceptación en el sector:

- **Cold Ironing:** Suministro eléctrico a buques desde puerto.
- **GNL:** Gas Natural Licuado.
- **Biocombustibles.**

Se describe también, por su importancia y sus implicaciones, las implicaciones entre la energía en el transporte marítimo así como el marco normativo de referencia, conformando ambos aspectos el apartado introductorio.

1. Marco de referencia

1.1 El transporte marítimo en el contexto energético actual

Energía y transporte marítimo se encuentran fuertemente vinculados; el transporte marítimo contribuye de una forma significativa al consumo mundial de energía, en especial de petróleo y sus derivados.

El petróleo domina la oferta energética mundial y proporciona el 95% de la energía que propulsa el transporte. Al igual que otros modos de transporte, el marítimo depende en gran medida de dicho producto.

De esta manera el transporte marítimo contribuye a los efectos negativos del consumo energético como son la contaminación, predominantemente atmosférica, y el cambio climático.

Los desafíos para el sector a escala mundial consecuencia de esta doble vertiente de la relación entre energía y transporte marítimo son la evolución de los mercados de la energía y sus posibles repercusiones para los costes del transporte y el comercio; y la protección y sostenibilidad ambientales, siendo la mayor prioridad el problema del cambio climático.

El impacto de los mercados energéticos

Los factores que intervienen en los precios finales de la electricidad, el petróleo y otros combustibles van desde los indicadores económicos nacionales hasta la evolución de los mercados internacionales. En este sentido cabe mencionar:

- **Conflictos político-sociales.** La globalización de precios actual provoca que cualquier conflicto político-social en países con reservas energéticas o capacidad extractiva pueda implicar fluctuaciones significativas en los mercados internacionales.
- **Coyuntura económica mundial.** Los ciclos económicos pueden provocar fluctuaciones en los precios de los suministros energéticos según el periodo de crecimiento o recesión que atraviese la economía, creando mayor o menor demanda.

■ **Mercados internacionales de commodities.** En una situación de crecimiento económico, existirá una mayor demanda de commodities que supondrá un aumento de precios, incluyendo aquí la electricidad. Mientras que si la coyuntura económica es de recesión, la disminución en la demanda de commodities llevará asociado el caso contrario, una disminución de los precios de la energía eléctrica. A su vez, los mercados de commodities dependen unos de otros, de manera que las subidas de precios se pueden transmitir entre distintas fuentes de energía.

■ **El tipo de cambio.** El cambio de moneda en los mercados internacionales hace que los precios de los combustibles puedan verse modificados por los giros económicos; esto hace que la factura energética no se encarezca del mismo modo para todos los países, ya que a las variaciones en el precio de los combustibles hay que añadir la variación del cambio de moneda necesario para la compra de materias primas.

Fuente: ETSEIB

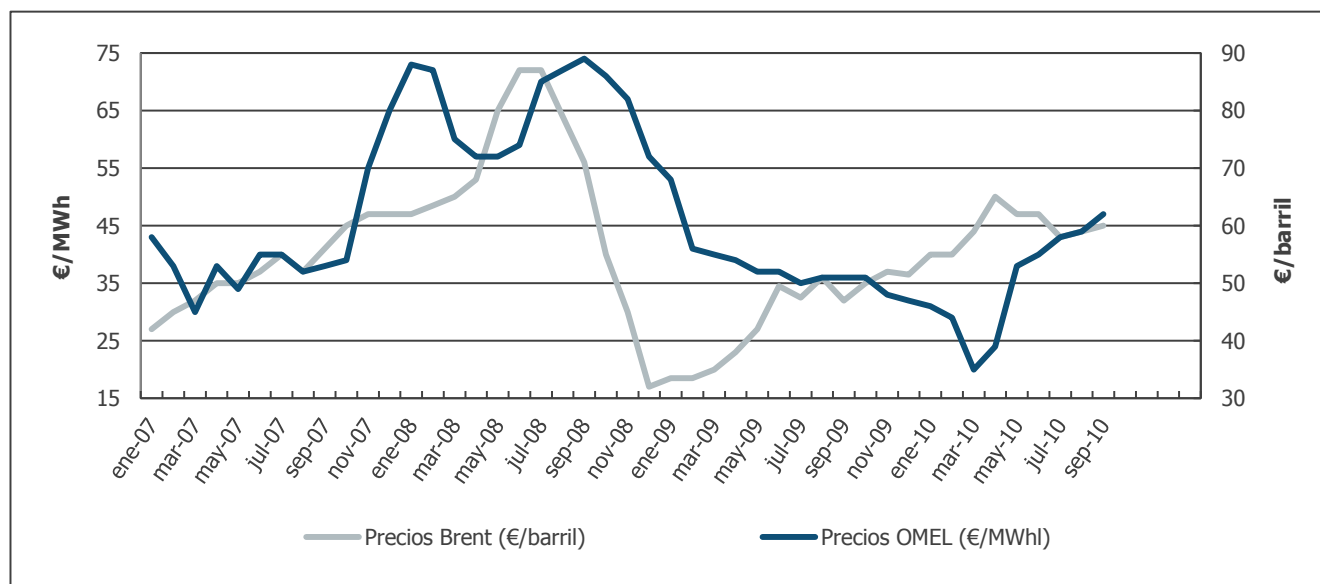


Figura 5.1 Evolución comparada del precio del barril de crudo Brent y el precio de la electricidad

La evolución del precio del Brent es un factor determinante para el precio de la energía eléctrica y otros combustibles. En la figura 5.1 puede comprobarse como, por ejemplo, la bajada en el precio del petróleo a partir de julio de 2008 repercutió más tarde en el precio de la electricidad en el mercado diario.

En lo que atañe al transporte marítimo, estas consideraciones son de suma importancia tanto para los proveedores de dicho servicio como para el comercio, afectando tanto a la navegación como a las actividades portuarias. Las tendencias observadas señalan que el aumento del precio del pe-

tróleo se traduce inmediatamente en un mayor coste del combustible. Esta correlación positiva puede tener importantes consecuencias financieras para las compañías navieras y sus balances, pues está demostrado que el coste del combustible representa hasta el 60% de los costes totales de explotación de dichas empresas, según el tipo de buque y de servicio. A su vez, el aumento de los costes de explotación de los armadores supone un incremento potencial de los costes que pagan los usuarios del transporte marítimo, es decir los cargadores y los comerciantes.

La economía española es especialmente sensible a las fluctuaciones de los mercados energéticos, dada su elevada dependencia. El ratio de dependencia energética del país durante la última década siempre ha oscilado en torno al 80%, a diferencia del resto de la Unión Europea donde se sitúa entre el 50% y el 60%. Esta circunstancia la hace más vulnerable a las oscilaciones en los precios internacionales.

Hay variedad de opiniones sobre la sostenibilidad del petróleo, algunos expertos sostienen que este producto se está agotando y que por ello su extracción resulta cada vez más difícil y costosa. En tal caso, el petróleo se hará más escaso en las décadas a venir, procedente cada vez con más frecuencia de fuentes inestables.

La limitación de la oferta de petróleo, ya sea que obedezca a la geología, la tecnología o los costes, sumada a la creciente demanda energética mundial, seguramente empujará al alza el precio del petróleo.

Aunque los adelantos en materia de eficiencia energética y la mayor utilización de energía renovable y más limpia pueden contribuir a moderar dicho aumento, el hecho es que los combustibles fósiles seguirán dominando en esta esfera durante muchos años.

Contaminación y cambio climático

El origen fundamental de las emisiones atmosféricas asociadas al transporte marítimo son los motores de los buques, sin embargo, no son la única fuente de contaminación. Ésta también se genera en otras actividades como aquellas llevadas a cabo en los puertos.

La cantidad de gases emitidos por dichos motores está directamente relacionada con el consumo de combustible. Estas emisiones comprenden contaminantes atmosféricos, gases de efecto invernadero y sustancias que agotan la capa de ozono. Destacan las siguientes:

- **Las emisiones de dióxido de azufre (SO₂) y óxidos nitrosos (NO_x)** procedentes de los buques provocan deposiciones ácidas bien por adherencia a partículas sólidas o en forma de la conocida como "lluvia ácida" por su dilución en agua de lluvia. Algunos efectos

de estas deposiciones ácidas son la acidificación del suelo, los daños a la vegetación y la eutrofización de aguas continentales o marítimas tranquilas.

Fuente: CIA Elaboración propia

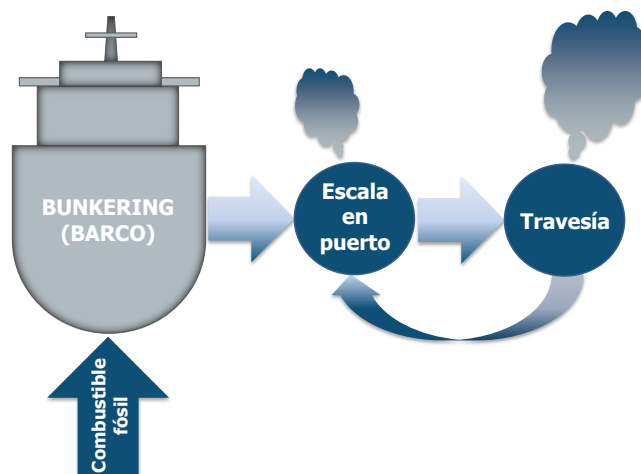


Figura 5.2 Contribución de la navegación marítima a las emisiones procedentes de la combustión

- **La materia particulada (PM)** es producto de la combustión parcial de los combustibles así como de la presencia de impurezas en éstos. Estas partículas tienen diámetros muy pequeños, alojándose a distintos niveles en las vías respiratorias de seres humanos y animales, ocasionando problemas respiratorios y oncológicos. La fracción más oscura de la PM es conocida como negro de carbón y supone una parte relevante de las emisiones de este tipo asociadas a la navegación. Estas partículas aceleran los procesos de deshielo en los polos dada su gran capacidad de absorción de la luz del sol.
- **Los compuestos orgánicos volátiles (COVs)**, junto a las emisiones de NO_x contribuyen a la formación de ozono troposférico. El ozono es una sustancia fuertemente oxidante, componente del llamado smog fotoquímico, que perjudica la salud y el medio ambiente.
- **Dióxido de carbono (CO₂)** y otros gases de efecto invernadero. El CO₂ es el gas de efecto invernadero cuya mayor contribución encontramos en las emisiones atmosféricas de los buques.

Tabla 5.1 Rangos de contribución de la navegación a las emisiones totales en la UE

CONTAMINANTE	CONTRIBUCIÓN A LAS EMISIONES TOTALES (%)
SO ₂	0-80
NO _x	0-30
NMVOC	0-5
CO	0-18
NH ₃	-
PM ₁₀	0-4
PM _{2.5}	0-5

Fuente: EMEP/European Environment Agency Air pollutant emission inventory guidebook — 2009

Los efectos sobre la salud y el medio ambiente de la contaminación atmosférica son en general altamente dependientes de la proximidad de la fuente al receptor. En ciudades próximas a puertos las emisiones procedentes de los buques son con frecuencia un componente dominante de la contaminación urbana. Sin embargo, las emisiones de los buques pueden transportarse en la atmósfera cientos de kilómetros, contribuyendo a problemas de calidad de aire en tierra, incluso si las emisiones tuvieron lugar en alta mar.

Fuente: Elaboración propia a partir de datos del Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2010 and inventory report 2012

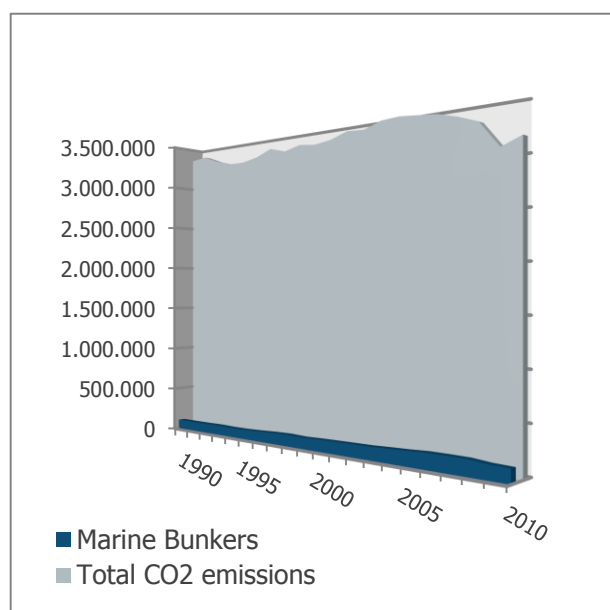


Figura 5.3 Tendencias en las emisiones globales y del transporte marítimo en la UE (en Gg de CO₂ equivalente)

En cuanto al cambio climático, el transporte marítimo es el responsable de aproximadamente el 4 % de las emisiones mundiales de CO₂ de origen humano.

Aunque el transporte marítimo presenta la relación más baja de emisiones de CO₂ por tonelada transportada por kilómetro en comparación con otros modos de transporte, se prevé que sus emisiones de gases de efecto invernadero van a aumentar en las próximas cuatro décadas entre un 150% y un 200% respecto a su nivel actual.

1.2 Normativa relativa al transporte marítimo

- **Convenio Internacional para la Prevención de la Contaminación por buques (MARPOL 1973/78)** de la Organización Marítima Internacional (OMI). Es el principal acuerdo internacional vigente en materia de protección del medio marino. Está formado por seis anexos que cubren las variadas formas de contaminación procedentes de los buques. Cuando un Estado decide participar en MARPOL debe aceptar obligatoriamente los anexos I a III, mientras que los anexos IV a VI son voluntarios.

El sexto anexo denominado “Reglas para prevenir la contaminación atmosférica ocasionada por los buques” fue incluido en 1997 y es el relativo a las emisiones atmosféricas de los buques. Establece límites a las emisiones de óxidos nitrosos y de azufre y prohíbe la emisión deliberada de sustancias que dañen la capa de ozono. Entró en vigor en mayo de 2005.

En 2008, la OMI aprobó una **Resolución (MEPC 58/23/Add.1) para modificar el Anexo VI** y establecer límites más estrictos a los buques que operasen en zonas costeras con problemas agudos de calidad del aire. Dicha modificación entró en vigor el 1 de julio de 2010.

- **Resolución MEPC.203(62)** de la OMI, adoptada en 2011. Incorpora medidas de eficiencia energética, tanto técnicas como operacionales, al Anexo VI y se prevé

entren en vigor en 2013. Consisten en el establecimiento de un sistema internacional de certificación energética de buques nuevos o que sean transformados de forma relevante, basado en el llamado Índice de Diseño Eficiente Energéticamente, EEDI por sus siglas en inglés (Energy Efficiency Design Index).

- **Protocolo de Kioto** de la CMNUCC. Constituye un acuerdo internacional cuyo objetivo es reducir las emisiones de una serie de gases de efecto invernadero que causan el calentamiento global: dióxido de carbono, metano, óxido nitroso y tres gases industriales fluorados: hidrofluorocarbonos, perfluorocarbonos y hexafluoruro de azufre, en un porcentaje aproximado de al menos un 5% en términos globales, dentro del periodo que va desde el año 2008 al 2012, en comparación a las emisiones al año 1990.

El protocolo entró en vigor el 16 de febrero de 2005, con la ratificación de éste por parte de Rusia.

2. Cold Ironing

2.1 Introducción

Antecedentes

Diversas referencias de la Comisión Europea recomiendan a los Estados Miembros que instalen una conexión a la red eléctrica terrestre para su uso por los buques atracados en los puertos. Si bien es cierto que durante esta fase la cantidad de emisiones que se producen es menor que durante la fase de tráfico marítimo en sí mismo, en este caso los contaminantes que se emiten afectan directamente a la calidad del aire de los núcleos de población cercanos al puerto, así como del puerto mismo.

Actualmente este tipo de instalaciones eléctricas está funcionando en un número limitado de puertos, aunque se está incrementado de manera considerable.

Filosofía de funcionamiento

Cuando se encuentran en puerto, los buques usan sus motores auxiliares para producir electricidad durante las operaciones de carga, descarga y estacionamiento.

Uno de los medios para reducir las emisiones procedentes de dichos motores auxiliares cuando el buque se encuentra atracado es suministrar energía eléctrica al buque desde tierra, procedente de la red nacional.

Reducción de emisiones

El uso de energía eléctrica de la red nacional supone una reducción en las emisiones producidas por el buque, dado que el factor de emisión por MWh del pool de generación de la red nacional es mucho menor que el de los motores auxiliares del buque. También cabe destacar que las emisiones generadas por la producción de energía en la red eléctrica nacional se producen en áreas menos pobladas que los núcleos urbanos junto a las zonas portuarias.

Comparando los factores de emisión de los motores auxiliares, y los de la generación de energía eléctrica en España, se pueden estimar las reducciones que se podrían lograr suministrando energía eléctrica desde el puerto por kWh consumido, tal como refleja la tabla 5.2.

Tabla 5.2 Reducción de emisiones utilizando Cold Ironing en vez de motores auxiliares

	NO _x (g/kWh)	SO ₂ (g/kWh)	CO ₂ (g/kWh)	CO (g/kWh)	COV (g/kWh)	PM (g/kWh)
Factores de emisión para motores auxiliares en puerto	11,8	0,46	690	0,9	0,4	0,3
Factores de emisión para la producción de energía eléctrica en España	0,477	0,421	245,992	0,08	0,022	0,019
Diferencia entre factores de emisión	11,32	0,039	444,008	0,819	0,377	0,281
Porcentaje de reducción	96%	8,50%	64%	91%	94%	94%

Fuente de factores de emisión para motores auxiliares en puerto: Datos publicados por Entec UK Limited en el informe de la Comisión Europea, de agosto de 2005, "Service Contract on Ship Emissions: Assignment, Abatement and Market-base Instruments", considerando que los motores auxiliares son diésel de velocidad media/alta y utilizan combustible destilado marino con un contenido en azufre inferior al 0,1% en masa.

Fuente de factores de emisión para la generación de la electricidad en España: Estimado a partir de las emisiones publicadas por el Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente en el Inventario Nacional de Emisiones de Contaminantes a la Atmósfera 2010, para la combustión en la producción y transformación de energía, y la producción de energía eléctrica nacional en 2010 publicada por Red Eléctrica de España.

Requisitos

Para suministrar esta energía, es necesario un sistema eléctrico con una configuración específica que permita la conexión del buque con la instalación en tierra, también conocido como **"Cold Ironing"**, **"Onshore Power Supply" (OPS)** o **"Shore-Side Electricity"**.

Reducción de ruidos y vibraciones

Un beneficio más que se logra con la utilización de los sistemas de Cold Ironing es la eliminación de los ruidos y vibraciones procedentes de los motores auxiliares cuando los buques se encuentran atracados. En las estancias cercanas a los motores auxiliares se pueden alcanzar niveles de ruido de unos 90-120 dB. Esto afecta sobre todo a los ingenieros y mecánicos de los buques que trabajan bajo esas condiciones.

La utilización de los sistemas de Cold Ironing eliminan todo este ruido, lo que mejora las condiciones de trabajo tanto del personal a bordo como del personal responsable de las operaciones de carga y descarga en puerto que, aunque en menor medida, también se encuentran expuestos.

Beneficios económicos

Por último, desde la perspectiva de las navieras cabe destacar el ahorro que se logra en el mantenimiento de los moto-

res auxiliares, ya que al permanecer menos tiempo en funcionamiento se alarga su vida útil. Además se facilitan las labores de mantenimiento de los motores al encontrarse estos apagados.

Asimismo, la sustitución de la fuente energética (combustible por electricidad) también supone un menor coste operacional para la naviera, ya que en términos generales la energía producida con electricidad es más económica que la producida con diésel para uso marino, y esta tendencia parece que se mantendrá en el futuro.

Apoyos Institucionales

La propuesta de la Comisión Europea es también secundada por la OMI, que aconseja mejorar la calidad del aire en la zona portuaria utilizando una fuente de suministro eléctrico desde tierra siempre y cuando ésta sea eficiente.

Para fomentar el uso de esta medida, la Comisión Europea apoya la reducción de impuestos aplicados a la electricidad directamente suministrada a los buques atracados en puerto, iniciativa ya aprobada para Suecia y Alemania. Además propondrá una exención fiscal limitada en el tiempo para el uso de electricidad en puerto en la futura revisión de la Directiva sobre imposición de los productos energéticos, y elaborará un marco global normativo y de incentivos.

Estas medidas tienen por objetivo dar un incentivo económico al uso de la conexión a la red eléctrica terrestre por parte de los buques atracados en los puertos de manera que se reduzca la polución en las ciudades próximas a los puertos comunitarios.

En la última propuesta de directiva publicada por la Unión Europea (Propuesta de Directiva 2013/0012 sobre la creación de una infraestructura para los combustibles alternativos), se insta a los países miembros a garantizar el suministro de electricidad a partir de la red terrestre a los barcos en los puertos, a reserva de que tal medida sea económicamente eficaz y tenga beneficios medioambientales.

Requisitos técnicos

El suministro de electricidad de la red terrestre a los barcos, incluida la concepción, la instalación y la comprobación de los sistemas, ha de ser conforme a la normativa EN correspondiente, que deberá adoptarse de aquí a 2014. En espera de la publicación de dicha norma, se ha de cumplir con los requisitos descritos en la norma IEC/ISO/IEEE 80005-1.

2.2 Requerimientos en la infraestructura y gestión del puerto para su implantación

En términos generales, una solución de Cold Ironing consiste en los siguientes elementos:

- **Conexión a la red nacional** existente 20-100 kV, desde una subestación local donde se transforma a 6-20 kV.
- **Conductores** desde la subestación hasta la ubicación del puerto.
- **Conversión de frecuencia** entre 50Hz - 60Hz, si fuera necesario para la coordinación con el buque.
- **Distribución de la red** a todos los puntos de atraque donde sea necesario, a través de canalización enterrada. En cada cuadro de conexión a buque se ha de instalar un contador.

Fuente: Elaboración propia

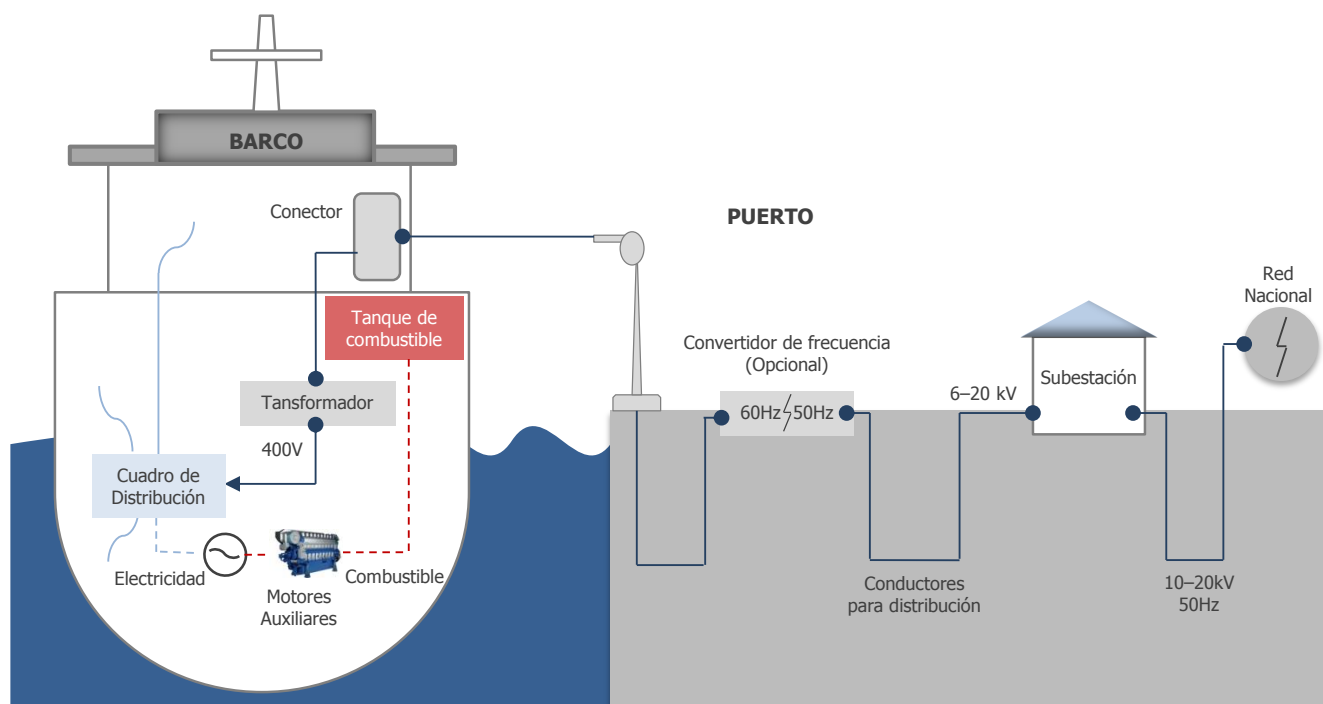


Figura 5.4 Configuración típica de un sistema de conexión eléctrica para suministro a buques en AT

- Para evitar la manipulación de cables conduciendo alta tensión, se sugiere la instalación de un **sistema de izado de cables de conexión** (por ejemplo grúas), de manera que se puedan subir y bajar los conductores al buque con facilidad.
- Una vez **en el buque**, es necesario un **conector** para enchufar el cable.
- Entonces el buque ha de **transformar la electricidad** de alta tensión (AT) a baja tensión (BT) ya que la mayor parte de los sistemas a bordo funcionan a 400 V.
- Por último, la electricidad se distribuye a lo largo de todo el buque.

Viabilidad del Sistema

La primera fase para abordar esta iniciativa consiste en el desarrollo de un estudio de viabilidad. Se trata de sopesar todas las ventajas e inconvenientes que conlleva la instalación del sistema de Cold Ironing, tanto para el puerto (Autoridad Portuaria) como para los buques (Navieras). Los factores a estudiar son los técnicos, económicos y medioambientales. El resultado será determinante para seguir adelante con el proyecto, ya que, por ejemplo, no es coherente invertir en esta instalación si finalmente los buques que atracan en nuestro puerto no la rentabilizan.

El estudio de viabilidad generalmente ha de incluir las siguientes fases:

1. **Estudiar la flota** que atraca en el puerto de manera habitual, centrándonos en las líneas regulares que más tiempo pasen atracados en el puerto. Estos serán los buques que más beneficios pueden aportar ya que el potencial en la reducción de emisiones será mayor.
2. **Definir las características técnicas** que ha de tener el sistema, teniendo en cuenta todos los puntos mencionados en el apartado siguiente de este documento.
3. **Estimar las emisiones que se podrían reducir** utilizando este sistema, en función de los factores de emisión de la red nacional y de los motores auxiliares de los buques. A la hora de seleccionar los factores de emisión se ha de tener en cuenta que:
 - a) Desde enero de 2010 el contenido de azufre del gasóleo para uso marítimo utilizado por los buques de navegación interior y los buques atracados en puertos españoles, no puede superar el 0,1% en masa. Esto es importante a la hora de seleccionar el factor de emisión adecuado de los motores auxiliares.
 - b) La red nacional puede tener factores de emisión distintos en cada zona geográfica, en función de la cantidad de fuentes energéticas renovables disponibles en esa zona.
 - c) Se han de plantear distintos escenarios:
 - Que todos los buques que atracan en el puerto realizan la reforma necesaria en su sistema eléctrico y se pueden conectar, es decir, hacen uso de la instalación de Cold Ironing.
 - Que tan sólo una parte de los buques realizan la reforma necesaria en su sistema eléctrico y se pueden conectar.
4. Por último, **calcular todos los gastos y ahorros** para posteriormente realizar un **estudio de la rentabilidad**, teniendo en cuenta los factores indicados en la tabla 5.3.

De todos ellos, los que más pueden condicionar la rentabilidad del sistema son el margen de beneficio entre la compra de electricidad a la compañía suministradora y la venta a las navieras, así como las tasas de inflación que se utilicen para el combustible y la electricidad. Aquí también se pueden plantear varios escenarios distintos para la evolución de los precios de energía y combustible.

5. **Valorar los beneficios medioambientales** que se obtienen, en función de la reducción de emisiones calculada, reducción de ruidos y vibraciones.

Tabla 5.3 Factores a considerar en el análisis de rentabilidad del sistema Cold Ironing

GASTOS	
AUTORIDAD PORTUARIA	NAVIERAS
- Inversión inicial en la infraestructura eléctrica. - Compra de electricidad a la compañía suministradora. - Mantenimiento de la nueva instalación.	- Inversión inicial en la reforma eléctrica del buque. - Compra de la electricidad a la Autoridad Portuaria. - Mantenimiento de la nueva instalación del buque.
INGRESOS	
AUTORIDAD PORTUARIA	NAVIERAS
- Venta de electricidad a los buques.	- Ahorros en combustible. - Ahorros en el mantenimiento de los motores auxiliares.
HIPÓTESIS PARA EL CÁLCULO	
1. Plazo de amortización de las instalaciones 2. Precio de compra de la electricidad a la compañía suministradora 3. Precio de venta de la electricidad a las navieras 4. Precio de compra del combustible 5. Tasas de inflación 6. Posibilidad de reducción de impuestos en la venta de electricidad 7. Posibilidad de que entre en vigor el comercio de derechos de emisión en el transporte marítimo 8. Posibilidad de ceder la gestión del sistema de Cold Ironing a una Empresa de Servicios Energéticos que realice la inversión y gestione la compra y venta de energía eléctrica.	

Fuente: Elaboración propia

6. **Consultar con las Navieras y demás Organismos** involucrados (compañías suministradoras de electricidad, Empresas de Servicios Energéticos, etc.) los resultados obtenidos en el análisis de rentabilidad, para comprobar la viabilidad por su parte.
7. En función de los estudios realizados, **valorar la viabilidad y rentabilidad** del proyecto desde el punto de vista técnico, económico y medioambiental.
8. Siempre y cuando se decida seguir adelante con el proyecto, **planificar a largo plazo la ejecución de la infraestructura y las inversiones** necesarias.

Criterios a seguir para el diseño de la infraestructura eléctrica portuaria

A la hora de acometer las infraestructuras necesarias en el puerto para suministrar electricidad a los buques se deben tener diversos factores en consideración. El tipo de buque al que se le ha de suministrar electricidad y las características de la red eléctrica existente en tierra pueden condicionar la

viabilidad del proyecto, de ellos dependerá la envergadura de la infraestructura requerida.

A continuación se enumeran algunos de estos factores.

Condiciones existentes

- **Configuración del puerto.** Se ha de estudiar la planimetría del puerto, muelles utilizados por las líneas regulares favorables para ser electrificados, disposición y longitud de atraques.
- **Red eléctrica del puerto.** Se han de comprobar las características de la red eléctrica existente, tensión y frecuencia de trabajo, distribución de equipos eléctricos y características de los mismos, empresa distribuidora de electricidad, potencia contratada y potencia máxima a suministrar, etc.
- **Estancias de buques en puerto.** Es importante analizar las estancias de las líneas regulares en puerto durante el último año para comprobar qué buques pasan más

tiempo en el puerto (líneas frecuentes y estancias largas).

- **Red eléctrica de buques.** Se han de comprobar las potencias demandadas por los buques para sus operaciones en puerto: tensión, frecuencia, potencia media, potencia máxima, ubicación del punto de conexión a red de tierra, tipo de conector, etc.

Criterios de diseño

Con los datos anteriores han de establecerse las bases de partida para diseñar la infraestructura eléctrica necesaria en el puerto, teniendo en cuenta que las necesidades a satisfacer serán:

- **Potencia máxima demandada** por los buques durante su estancia en puerto, considerando el caso más desfavorable de atraques simultáneos.
- **Conexión con el buque tipo** que utilizará la instalación, ya que se han de coordinar ambos sistemas eléctricos (puerto y buque). La situación ideal sería una red flexible, capaz de adaptarse a todas las frecuencias de trabajo.

Requerimientos específicos

Además de todas las observaciones realizadas en el punto anterior, en ciertos casos la implantación de sistemas de Cold Ironing se vuelve un reto difícil de afrontar incluso aunque se encuentren de acuerdo tanto las Navieras como la Autoridad Portuaria. Esto es debido a factores ajenos al puerto que no siempre se pueden resolver.

Potencia de la red eléctrica

En ocasiones la red eléctrica existente es incapaz de suministrar la potencia necesaria para dar servicio a los buques en el puerto. Normalmente esto está en manos de las compañías suministradoras de electricidad, que han de invertir en su red eléctrica para ampliarla con nuevas subestaciones. No obstante, también los puertos pueden optar por instalar sus propias fuentes energéticas alternativas (aerogeneradores, plantas de biomasa o cogeneración, etc.) siempre y cuando éstas sean capaces de producir la potencia necesaria para suministrar a los buques.

Ubicación de las tomas de conexión a buques

Las operaciones de carga y descarga de los buques también pueden verse afectadas por la conexión eléctrica con el puerto. Por ejemplo, los buques tipo ro-ro y ferries realizan la carga y descarga por lugares fijos como son los viales, y es posible posicionar las tomas de conexión en una zona del puerto donde no haya interferencias. Sin embargo, otros buques no siempre utilizan el mismo patrón de atraque y necesitan mucho espacio para operar con grúas, cargadores, etc. No es por tanto adecuado situar las tomas de conexión expuestas en el muelle. Una opción sería instalar los equipos enterrados, pero esto implica elevados costes a la hora de su ejecución, supervisión y mantenimiento.

Compatibilidad de los sistemas eléctricos en puerto y buque

Otro problema frecuente suele encontrarse en la compatibilidad entre los sistemas eléctricos del puerto (red nacional) y en el buque. No existe un estándar internacional para los sistemas eléctricos de cada país, y existen diferencias en su voltaje y frecuencia.

Por ejemplo, en América del Norte la frecuencia del sistema es 60 Hz, mientras que en Europa y la mayor parte de Asia es 50 Hz.

Tampoco existe un estándar para los sistemas eléctricos de los buques lo cual deriva en diversidad de buques tipo, cada uno con un voltaje y frecuencia diferentes. Además la conexión que necesitan para poder abastecerse de electricidad desde el puerto es muy dispar. Por ejemplo los buques portacontenedores, buques frigoríficos o buques de carga seca a granel necesitan de una conexión eléctrica compleja.

Como norma general todos disponen de un sistema de conexión eléctrica a tierra, pensado para las ocasiones en que están en dique seco y necesitan una fuente de alimentación externa.

Estos primeros sistemas de conexión suelen funcionar con voltajes bajos. Más recientemente, el alto voltaje se ha convertido en el estándar, debido a su funcionamiento más fácil en vista de la limitada cantidad de cableado requerido.

Las empresas fabricantes de equipos eléctricos para suministro a buques están trabajando actualmente en soluciones que permitan conmutar entre 50 Hz y 60 Hz, de manera que se pueda dotar a la instalación de una mayor flexibilidad.

Esta solución consiste en que la electricidad pase a través de dos convertidores conectados a dos barras de distribución gemelas. Ambas barras están conectadas a su vez al sistema de distribución hacia las tomas de conexión a buques, de manera que se puede conmutar entre una y otra.

Así se hace posible seleccionar 50 Hz en una de las barras y 60 Hz en la otra, o bien suministrar la misma frecuencia en ambas mediante el sistema de control.

Por otro lado, cada vez es más común encontrarse soluciones para adaptar el sistema de Cold Ironing a los distintos niveles de tensión requeridos por los buques. Con la utilización de un transformador específico, se permite la conexión de multitud de tipos de buques en el mismo punto de atraque.

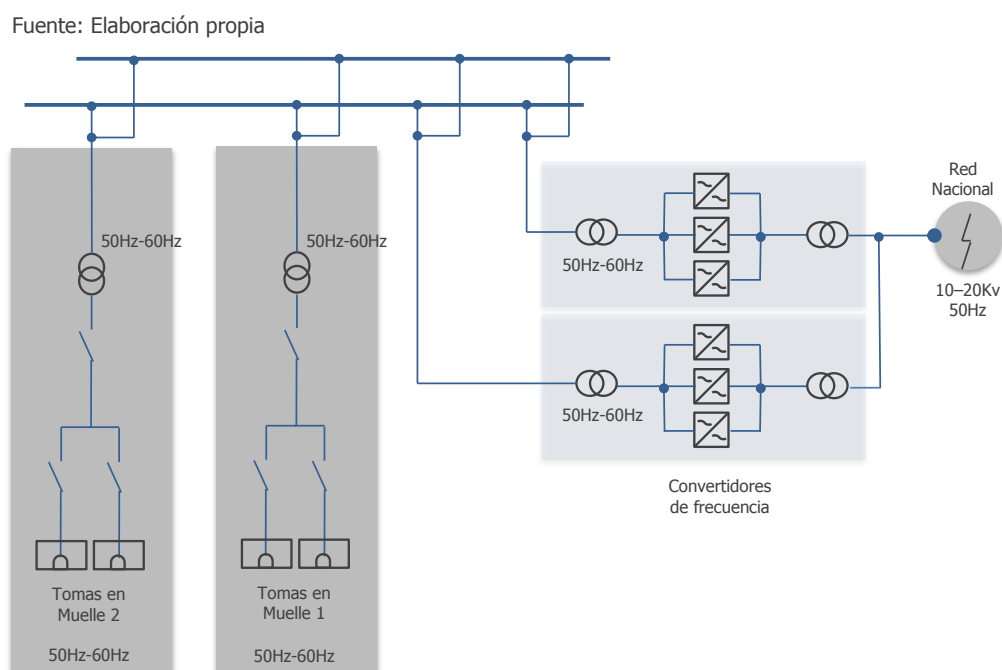


Figura 5.5 Ejemplo de distribución eléctrica a muelles con dos frecuencias de trabajo

Estandarización de la conexión

Recientemente se aprobó la norma internacional ISO/IEC/IEEE 80005-1:2012 relativa a los requerimientos generales para la conexión eléctrica en AT con el puerto. En ella se detallan las características que ha de tener todo el sistema de conexión, tanto en el puerto como en el buque, transformadores, convertidores, sistema de distribución, inspección, supervisión y mantenimiento.

Este tipo de conexión es funcional para los casos en que la potencia demandada por el buque es elevada, lo cual dificulta la distribución de energía en baja tensión al necesitar-

se un elevado número de conductores entre el puerto y el buque.

No obstante, hay que tener en cuenta que la mayor parte de los sistemas eléctricos de los buques distribuyen la electricidad en baja tensión, por lo que para poder recibir la energía mediante una conexión en AT han de invertir en una gran reforma (tomas de conexión, transformadores, etc.). En algunos casos dicha reforma es incluso inviable ya que el peso de los nuevos equipos no puede ser soportado por la estructura del buque.

Por dicho motivo en ocasiones se tiende a realizar sistemas de conexión en baja tensión, que aunque no están estanda-

rizados por ninguna normativa para los buques civiles, suelen resultar más económicos y funcionales tanto para las Autoridades Portuarias como para las Navieras.

De hecho los buques militares llevan años utilizando esta tecnología para sus largas estancias en puerto, e incluso el tipo de conexión está normalizada por la OTAN.

En cada caso particular se han de estudiar las ventajas e inconvenientes que ofrece cada uno de los sistemas de conexión a buques (MT frente a BT), seleccionando el más favorable para la instalación a ejecutar. En la tabla 5.4 se describen algunos de ellos.

Tabla 5.4 Tipos de conexión entre buque y puerto. Ventajas e inconvenientes.

MEDIA TENSIÓN	BAJA TENSIÓN
- Permite conexión con menor número de cables, conexión más rápida - Estandarización ISO aprobada recientemente, posible rentabilizar la instalación del buque en varios puertos distintos - Instalación en tierra más económica, no son necesarios transformadores - Limitado número de instalaciones en uso, sistema poco contrastado - Reforma del buque más costosa, necesita transformadores (reforma estructural) - Necesidad de operarios cualificados y autorizados para trabajar en MT a la hora de conectar los cables	- Necesita más cables para suministrar la misma potencia, conexión más lenta - No existe estandarización para buques civiles - Difícil de rentabilizar la instalación del buque en varios puertos distintos - Instalación en tierra ligeramente más costosa - Sistema altamente contrastado en puertos militares. Estándar OTAN desde 1976 para buques militares - Reforma del buque más económica - No son necesarios operarios autorizados para trabajar con MT. Mayor seguridad en puerto con cables de BT

Fuente: Elaboración propia

Gestión portuaria

Una vez ejecutada la infraestructura eléctrica en el puerto, se han de implantar nuevos procesos dentro de la Autoridad Portuaria para su correcta gestión:

Compra y venta de energía eléctrica

Ha de establecerse el proceso de tarificación a los consumidores finales (buques). El modelo óptimo sería aquel en el que cada Naviera tuviera su propio contrato de suministro con una empresa comercializadora de electricidad que tarifara en función del consumo, pero esto no siempre es posible ya que la misma toma de conexión a buques puede ser utilizada por distintos buques.

Es común encontrarse en los puertos deportivos que las Autoridades Portuarias, que tienen su contrato de suministro eléctrico con una empresa comercializadora, son las que venden la electricidad a los barcos aplicando ciertos coeficientes al precio de compra para repercutir los gastos de gestión y mantenimiento.

Este modelo (o uno similar) podría trasladarse a los puertos comerciales teniendo siempre en cuenta la legislación aplicable específica para la comercialización de la energía, la liberalización del mercado eléctrico, etc. Además habría que estudiar el sistema tarifario a implantar en función de la potencia consumida, horarios de uso y disponibilidad de la conexión, costes indirectos de gestión y mantenimiento de la instalación.

En cualquier caso las tomas de conexión a buques han de tener contadores para poder medir los consumos en cada una de sus estancias.

Mantenimiento del sistema eléctrico

Se ha de establecer un programa de mantenimiento en función de las experiencias previas en el sector del mantenimiento, la normativa vigente y de acuerdo con los manuales de mantenimiento de los equipos que componen la instalación.

El caso óptimo sería integrar en el mismo sistema el mantenimiento preventivo, el correctivo y el predictivo, de manera que se pueda adaptar el programa de mantenimiento a la experiencia adquirida. Los beneficios de este sistema son:

- *Se prolonga la vida útil de la instalación.* El mantenimiento preventivo se asocia a una planificación sistemática de las actuaciones de conservación que se deberán llevar a cabo en las instalaciones portuarias. Se trata por tanto de analizar el estado de la instalación, su comportamiento ante el medio ambiente y marino, los usuarios, las cargas, etc., con el fin último de anticiparse a su deterioro, detectando así con tiempo los posibles fallos o averías, y permitiendo, a la vista de los resultados, tomar la decisión de reparar o sustituir el elemento.
- *Mejora la capacidad de respuesta.* El mantenimiento correctivo consiste de forma básica en la atención a las instalaciones de una forma no sistematizada, o lo que es lo mismo, sin ningún tipo de planificación. Así pues solo se atienden las necesidades de conservación cuando se producen averías importantes o su fallo, y cuando la gravedad lo demande, pero sin implicación posterior alguna en la adopción de medidas de actuación.
- Integrándolo como parte del mantenimiento preventivo se pueden efectuar las reparaciones puntuales que se detectan durante las inspecciones programadas de las instalaciones. Documentando estas actuaciones en el sistema de gestión, se podrán predecir con mayor anticipación las necesidades de mantenimiento correctivo del sistema.
- *Se optimizan los gastos en mantenimiento.* El mantenimiento predictivo consiste en aplicar una serie de técnicas de medición y análisis, de forma que se monitoriza el estado de funcionamiento de la instalación. De esta manera se pueden observar las tendencias temporales de dicho estado para poder prever los fallos y anticiparnos a ellos, planificando las intervenciones oportunas en cada caso. Se predicen las averías, lo cual permite una programación del trabajo de mantenimiento y se reduce al mínimo la inoperatividad del sistema.

Operación del sistema eléctrico.

Por último, el procedimiento de conexión entre el puerto y el buque ha de estar perfectamente definido para una correcta operación del sistema. Dicho procedimiento debe identificar, entre otros:

1. Quién realiza la operación, tanto en el buque como en el puerto.
2. Dónde se encuentran los cables de conexión.
3. Cómo se realiza la conexión, paso a paso (a ser posible tipo check-list).
4. Cómo se realiza la desconexión.
5. Cómo se mide la potencia consumida.

Es importante que todo el personal involucrado disponga de esta información.

2.3 Experiencias de éxito

Puerto de Gotemburgo (Suecia)

El puerto de Gotemburgo fue el primero en todo el mundo en poner en funcionamiento un sistema de Cold Ironing en alta tensión, instalándolo en dos de sus muelles de la terminal ro-ro en el año 2000.

La primera empresa que pudo conectar su flota a este sistema eléctrico implantado en el puerto hace ya 13 años, fue la finlandesa Stora Enso, especialista en papel, biomateriales, productos de madera e industria de embalaje.

Posteriormente, una nueva flota de ferries pertenecientes a la empresa de transporte internacional Stena Line y que cubría las rutas entre Gotemburgo-Alemania y Gotemburgo-Dinamarca, comenzó a utilizar otra instalación de Cold Ironing equipada en dos muelles más. Esta instalación además tuvo la particularidad de que en uno de los muelles se instalaron convertidores de frecuencia para transformar la frecuencia estándar en Europa (50 Hz) en 60 Hz. De esta manera la instalación pudo ser utilizada por la mayoría de los buques de esta compañía.

Tabla 5.5 Muelles equipados con sistema de Cold Ironing en el puerto de Gotemburgo

MUELLE	TIPO DE BUQUE	FRECUENCIA	TENSIÓN (KV)	PUNTOS DE CONEXIÓN
MUELLE 24 (STENA LINE)	FERRY ALTA VELOCIDAD	50Hz	0,4 KV	1
MUELLES 28-32 (STENA LINE)	RO-PAX	50Hz	11 KV	3
MUELLES 46-49 (STENA LINE)	RO-PAX	50HZ / 60Hz	11 KV	1
MUELLE 700 (TERMINAL RO-RO)	RO-RO	50Hz	6 KV	1
MUELLE 712 (TERMINAL RO-RO)	RO-RO	50Hz	11 KV	1

Fuente: Elaboración propia

La ejecución de estos proyectos fue financiada con fondos gubernamentales (ayudas de hasta un 30%) y diversos programas de Clima y medioambiente.

La última iniciativa en marcha afecta a la empresa de transporte y logística del norte de Europa DFDS Seaways, quien dotará a seis de sus buques tipo ro-ro con la instalación necesaria para poder conectarse al sistema eléctrico del puerto. Los buques seleccionados son los que cubren las líneas regulares con el Reino Unido y Bélgica, en los que la empresa invertirá aproximadamente 6 millones de euros (de los cuales la Unión Europea subvencionará uno).

En la actualidad, uno de cada tres barcos que hacen escala en el puerto de Gotemburgo puede hacer uso del sistema

de Cold Ironing, lo cual es una proporción muy alta. Esto se traduce en un ambiente más limpio y tranquilo en la ciudad, en el puerto y en los buques.

Pero una vez finalizado el proyecto con DFDS Seaways (previsiblemente a finales de 2013), el porcentaje de buques que podrán utilizar este sistema eléctrico se incrementará hasta el 40%, suponiendo esto una reducción de emisiones estimada en 30.000 toneladas de CO₂ anuales aproximadamente.

En estos momentos los muelles del puerto de Gotemburgo equipados con sistema de Cold Ironing son los listados en la tabla 5.5.

Tabla 5.6 Problemas y soluciones en la implantación del sistema de Cold Ironing en el puerto de Gotemburgo

PROBLEMA	SOLUCIÓN
Los cables de conexión estaban sobredimensionados y eran difíciles de manipular	Se han de dimensionar los cables adecuadamente con la sección mínima requerida.
Los conectores eran voluminosos y pesados, también difíciles de manipular	Se han de instalar medios mecánicos de elevación, como pequeñas grúas o impulsores. Además se debe prestar especial atención a las aportaciones realizadas por el personal que trabaja con los equipos para aprender de su experiencia.
El diseño de las grúas elevadoras de los cables de conexión no era el mismo en todos los casos, lo que suponía mayor número de repuestos para minimizar los tiempos de parada durante las reparaciones	Se deben construir las grúas lo más igual posibles.
El edificio de distribución eléctrica no estaba diseñado para ampliaciones de potencia	Se debe seleccionar una solución en cuanto al sistema eléctrico lo más flexible posible para permitir futuras ampliaciones
Durante la puesta en marcha del sistema, se detectaron caídas de tensión importantes en los buques que demandaban mayores cargas. El sistema no se comportó como se esperaba.	Se han de implementar más modelos teóricos en la fase de diseño.

Fuente: Elaboración propia

Para el puerto, la ventaja de realizar la conexión en media tensión es que tan sólo son necesarios uno o dos conductores para conectar el buque con el sistema eléctrico del puerto.

En la tabla 5.6 se resumen los principales inconvenientes que se encontró el puerto de Gotemburgo a la hora de utilizar el sistema de Cold Ironing y cómo se han de solucionar, a tener en cuenta en futuras instalaciones.

En cuanto a los buques que utilizan este sistema, de manera genérica cumplen con las siguientes características:

- Buques tipo ferry o ro-ro, cuyo sistema eléctrico les permite conectarse en alta tensión.
- Son buques que cubren líneas regulares, y hacen una o dos escalas al día en el puerto.
- La duración de cada escala está entre 2 y 15 horas. Los buques cuya escala es inferior a 2 horas no hacen uso del sistema de Cold Ironing.
- El consumo medio de los buques depende de su tipología, por ejemplo los ro-ro tienen un consumo medio entre 1,5 y 6,5 MVA.

En cuanto a la venta de energía eléctrica, en Suecia la normativa exige que cada consumidor tenga su propio contrato con la compañía suministradora de electricidad, por lo que la Autoridad Portuaria no hace de intermediaria a la hora de vender la electricidad a los buques. No obstante, a nivel gubernamental se solicitó una reducción de impuestos para la venta de electricidad a buques atracados en puerto a la Unión Europea, que fue autorizada en junio de 2011. Desde entonces, y por un período de 6 años, el impuesto que aplica Suecia a la electricidad suministrada a los buques atracados pasará de 28 öre/kWh (18,5 öre/kWh en el norte de Suecia) a 0,5 öre/kWh. Dicha reducción supone un incentivo de 27,5 öre/kWh o, lo que es lo mismo, 29,83 €/MWh (18 öre/kWh o 19,53 €/MWh en el norte de Suecia), ventaja fiscal restringida a los buques con un arqueo bruto de por lo menos 400 GT y a los suministros de electricidad en puerto de como mínimo 380V.

De esta manera se logra también mejorar la competitividad de la electricidad en puerto frente a la utilización de los motores auxiliares consumiendo combustibles marinos derivados del petróleo, exentos de impuestos.

El compromiso con el medioambiente ha llevado al puerto incluso a utilizar electricidad producida a partir de fuentes renovables, tales como una central hidroeléctrica y dos aerogeneradores locales que alimentan exclusivamente al sistema de Cold Ironing de la terminal ro-ro. Además el puerto de Gotemburgo colabora en diversas iniciativas destinadas a la difusión de esta tecnología a otros puertos en todo el mundo.

Puerto de Melilla (España)

En España la Autoridad Portuaria de Melilla ha sido una de las pioneras en cuanto a la instalación de sistemas de suministro eléctrico a buques. Como primer paso realizó un diagnóstico previo para verificar la viabilidad del proyecto en términos tanto económicos como medioambientales, y con los resultados obtenidos se tomó la decisión de ejecutar la infraestructura eléctrica necesaria en el muelle Espigón para permitir que los buques pudieran conectarse cuando se encuentran atracados.

Se da la circunstancia de que en este muelle suele pasar la noche un buque tipo ferry ro-pax que cubre la línea regular entre Melilla y Motril. Durante la noche mantiene sus motores encendidos, lo que causa ruidos y vibraciones que afectan a las zonas residenciales circundantes al puerto. El componente decisivo para la Autoridad Portuaria fue la eliminación de dichos ruidos y vibraciones, ya que la integración Puerto-Ciudad es una de sus prioridades.

En el diagnóstico previo se estudiaron las condiciones existentes en cuanto a atraques, líneas regulares, estancias frecuentes en puerto, etc. Con la información recopilada se concluyó que los muelles más favorables para ser electrificados eran el Ribera I, Ribera II y Espigón.

Esta conclusión se basó, ante todo, en amortizar la inversión a realizar en el menor tiempo posible, por lo que los

muelles utilizados por las líneas regulares resultaron los más interesantes.

Fuente: Autoridad Portuaria de Melilla



Figura 5.6 Monaguillo de conexión a buques en el Muelle Espigón, Puerto de Melilla

Todos los buques analizados disponían de un sistema de conexión eléctrica a tierra trabajando a 380 V, 50 Hz, exceptuando uno de ellos que trabajaba a una frecuencia de 60Hz y por tanto se desestimó para el estudio.

Tomando como referencia el resto de los buques, se realizó el diseño de un sistema de suministro eléctrico en tierra para su distribución a los tres muelles anteriormente mencionados en baja tensión, a 50 Hz de frecuencia.

Como potencia de diseño se tomó la necesaria para poder suministrar la energía demandada por los buques atracados en los tres muelles de manera simultánea, teniendo en cuenta que la red eléctrica de Melilla ha de ser capaz de producir dicha potencia y el contrato de suministro eléctrico de la Autoridad Portuaria ha de tener la reserva de potencia suficiente.

En cuanto a los buques, en la mayor parte de los casos las operaciones en puerto requieren más potencia de la que pueden absorber con su instalación eléctrica ya que ésta está pensada para las operaciones de mantenimiento en dique seco. Es necesario por tanto realizar una reforma en sus sistemas eléctricos que les permita la conexión con el sistema diseñado para el puerto.

Tabla 5.7 Criterios utilizados para el diseño de los proyectos de suministro eléctrico a buques en el Puerto de Melilla

PARA AUTORIDAD PORTUARIA DE MELILLA	PARA NAVIERAS
- Obra sencilla, con un plazo de ejecución reducido. - Integración en la infraestructura eléctrica existente en el puerto, evitando realizar grandes reformas. - Instalación estandarizada y versátil, de forma que permita su utilización por la mayor parte de los buques que cubren las líneas regulares. - Funcionamiento de la instalación y mantenimiento sencillos. - Seguridad de operación. Minimizar riesgos eléctricos. - Resistencia y durabilidad de los equipos, ante el riesgo elevado de corrosión y sabotajes.	- Cobertura de la potencia requerida por el buque durante el tiempo de atraque. - Rapidez en las maniobras de conexión / desconexión y simplificación de las operaciones manuales. - Seguridad en la operación de conexión / desconexión por parte de los operarios del buque. - Garantía de calidad de la corriente suministrada. - Integración con los sistemas eléctricos propios del buque. - Evitar grandes reformas en el buque.

Fuente: Elaboración propia

Se redactaron dos proyectos de ejecución, uno para el Muelle Espigón y otro para los Muelles Ribera I y Ribera II. El primero de ellos se adjudicó a finales de 2012 y se encuen-

tra prácticamente finalizada a fecha de redacción de este documento. La solución adoptada en ambos casos era similar, consistiendo las obras en el muelle Espigón en:

1. Desmontaje del Cuadro General de Baja Tensión existente en el CT-3 e instalación de uno nuevo que incorpore las nuevas salidas necesarias para la alimentación al muelle Espigón.
2. Tendido de una línea subterránea de baja tensión desde el nuevo CGBT del CT-3 hasta el Muelle Espigón.
3. Instalación de un Cuadro de Tomas a Navío.

Una vez finalizada la obra, las navieras se están interesando por la nueva instalación, con lo que previsiblemente en breve los buques realizarán las reformas de sus sistemas

eléctricos y la conexión entre buque-puerto será una realidad.

En la fase de diagnóstico se realizó una estimación de la reducción de emisiones contaminantes que se podría lograr en el puerto, además de eliminarse ruidos y vibraciones. Teniendo en cuenta el tiempo que los buques pasan atracados y la potencia de sus motores auxiliares, si todos los buques que atracan en el Puerto de Melilla utilizaran este sistema se podría obtener una reducción de 135 toneladas de CO₂ equivalente anuales.

Fuente: Autoridad Portuaria de Melilla



Figura 5.7 Muelle Espigón (Puerto de Melilla)

3. Gas Natural Licuado

3.1 Introducción

Antecedentes. El transporte marítimo es uno de los menos contaminantes como ya se ha mencionado, ya que la relación de emisiones de CO₂ por tonelada transportada por kilómetro en comparación con otros medios de transporte es la menor. No obstante, se prevé que sus emisiones de gases de efecto invernadero aumenten en las próximas cuatro décadas entre un 150% y un 200% respecto a su nivel actual, lo cual ha provocado que la normativa se haga cada vez más estricta en lo relativo a contaminación atmosférica ocasionada por los buques. Especialmente el contenido de azufre en los combustibles para uso marítimo es preocupante por los efectos nocivos que producen en el medio ambiente.

La entrada en vigor del Anexo VI del Convenio MARPOL el 19 de mayo de 2005 fue clave en este sentido, ya que se establecieron ciertas reglas y límites para minimizar la contaminación atmosférica ocasionada por los buques. Posteriormente la Comisión de Protección del Medio Marino

(MEPC), en su 53^a reunión (julio de 2005), acordó revisarlo con el objetivo de reducir significativamente los límites de emisión a la luz de los últimos avances tecnológicos y las experiencias adquiridas en su aplicación. Como resultado se adoptó la **versión revisada del Anexo VI del Convenio MARPOL** en julio de 2010.

Los principales cambios fueron una **progresiva reducción global de las emisiones de SO_x, NO_x y partículas**, así como la introducción de zonas de control de emisiones (ECA) en las que, por razones relacionadas con sus condiciones oceanográficas, ecológicas, y el tráfico marítimo, se requiere la adopción de procedimientos especiales obligatorios para prevenir la contaminación del mar. Estas áreas especiales cuentan con un nivel de protección más elevado que otras zonas marítimas.

A continuación se muestran las zonas ECA establecidas por la OMI, aunque es previsible que se amplíen en un futuro cercano a toda la costa atlántica de Europa y Mar Mediterráneo, de forma que todos los puertos europeos se rijan por las mismas reglas y no existan desigualdades en su competitividad.

Fuente: Elaboración propia



Figura 5.8 Ubicación de zonas ECA establecidas por el IMO

En virtud de lo establecido en el Anexo VI del revisado Convenio MARPOL, el valor límite de azufre a escala mundial es inicialmente reducido a 3,50% (desde el anterior 4,50%), con efecto a partir del 1 de enero de 2012, y luego progresivamente a 0,50%, a partir del 1 de enero de 2020. Esto se podría demorar hasta 2025 en función de, entre otras cosas, la disponibilidad del combustible requerido para cumplir con los límites establecidos.

En las **zonas de control de azufre**, denominadas **SECA**, en cambio el límite se establece en el 1,00% a partir del 1 de julio de 2010 (desde el original 1,50%), siendo este valor reducido a 0,10% a partir del 1 de enero de 2015.

La recientemente aprobada Directiva 2012/33/UE traspone dichos valores a su zona de influencia, quedando por tanto en la Unión Europea los límites que se indican en la siguiente tabla.

Tabla 5.8 Límites en contenido de azufre para combustibles de uso marítimo

ZONAS SECA	RESTO DE ZONAS ECONÓMICAS EXCLUSIVAS Y AGUAS TERRITORIALES MIEMBROS DE LA UE
< 1,0%	< 3,5%
< 0,1% a partir de enero de 2015	< 0,5% a partir de enero de 2020

Fuente: Elaboración propia

Requisitos técnicos. Cada vez se hace más difícil alcanzar estos valores en los combustibles derivados del petróleo, motivo por el que se están valorando diferentes soluciones. Las de mayor peso hasta el momento son:

- Emplear combustibles con bajo contenido en azufre (desulfurando los combustibles tradicionales, o bien utilizando otros alternativos).
- Utilizar medios para depurar los gases de escape de los motores actuales de los barcos.
- Disponer de energías renovables alternativas.

Por el momento la utilización de **energías renovables** alternativas se encuentra en fase experimental, por lo que

no es una realidad a tener en cuenta para grandes barcos de transporte de mercancías. Los barcos propulsados por energía solar desarrollados hasta el momento son de pequeño tamaño, como el catamarán *MS Tûranor PlanetSolar*, que ha sido el primero en dar la vuelta al mundo propulsado únicamente con energía solar.

La segunda alternativa supone la instalación de catalizadores ("**scrubbers**"). Este sistema consiste en utilizar un líquido que sea capaz de absorber el azufre y neutralizarlo cuando entra en contacto con los gases de escape de los motores de los barcos. Generalmente se utiliza agua de mar que, por su contenido en sales, tiene las propiedades alcalinas necesarias para reaccionar con el SO_x , convirtiéndolo en SO_4 (sulfato) que se queda en el líquido, de esta manera se permite el escape de los gases limpios (no sólo de óxidos de azufre sino también de partículas). El residuo generado queda almacenado a bordo hasta su retirada y tratamiento por un gestor autorizado.

Normalmente se instala un catalizador por cada motor, con los problemas de espacio y costes asociados. También cabe destacar que la instalación ha de realizarse en la línea de los gases de escape, no habiendo otras opciones. Esto restringe enormemente su instalación en buques a reformar.

Esta tecnología se encuentra enormemente contrastada y además no implica cambio de combustible, por lo que la cadena de suministro no sufre variaciones. Los resultados obtenidos son bastante buenos, alcanzándose eficiencias de limpieza de más del 90% en SO_x . Pero los principales problemas identificados con este método de limpieza resultan ser:

1. Ruidos y poca estabilidad de los equipos.
2. Aumento del consumo del barco hasta un 5%.
3. Toxicidad de los residuos, que además los puertos no están preparados para gestionar.
4. No se reducen las emisiones de CO_2 .
5. Mantenimiento elevado de los equipos.

Aunque la inversión inicial no es tan elevada como la de otras alternativas, los costes de operación y mantenimiento

sí lo son. El coste anual sólo del mantenimiento está estimado en unos 30.000 euros, e incluso en el caso de los catalizadores que funcionan con agua dulce es necesario el suministro de sosa cáustica para que actúe de medio alcalino.

Por otro lado, al seguir utilizando derivados del petróleo como fuente de energía no se obtiene ninguna ventaja económica a este respecto.

Por último, dentro de los **combustibles con bajo contenido en azufre**, se presupone que el único de los tradicionales con el que se alcanzarán los valores de azufre esta-

blecidos es el MGO, una vez sometido a un proceso de destilación y desulfurización. Obviamente esto repercutirá enormemente en su precio, pudiendo alcanzar valores de hasta 900 €/ton en 2015 debido a la limitada capacidad de las refinerías, lo cual no es ninguna sorpresa viendo que los precios actuales rondan los 650-800 €/ton.

Otras alternativas más económicas son el Gas Natural (GN) y **Gas Natural Licuado (GNL)**, biocombustibles e hidrógeno. En la siguiente figura se puede comparar el precio de la energía generada con distintas materias primas durante los últimos dos años, apreciándose que la más económica con diferencia es el gas natural.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos publicados en bunkerindex.com para combustible de uso marítimo y charts.com para gas natural

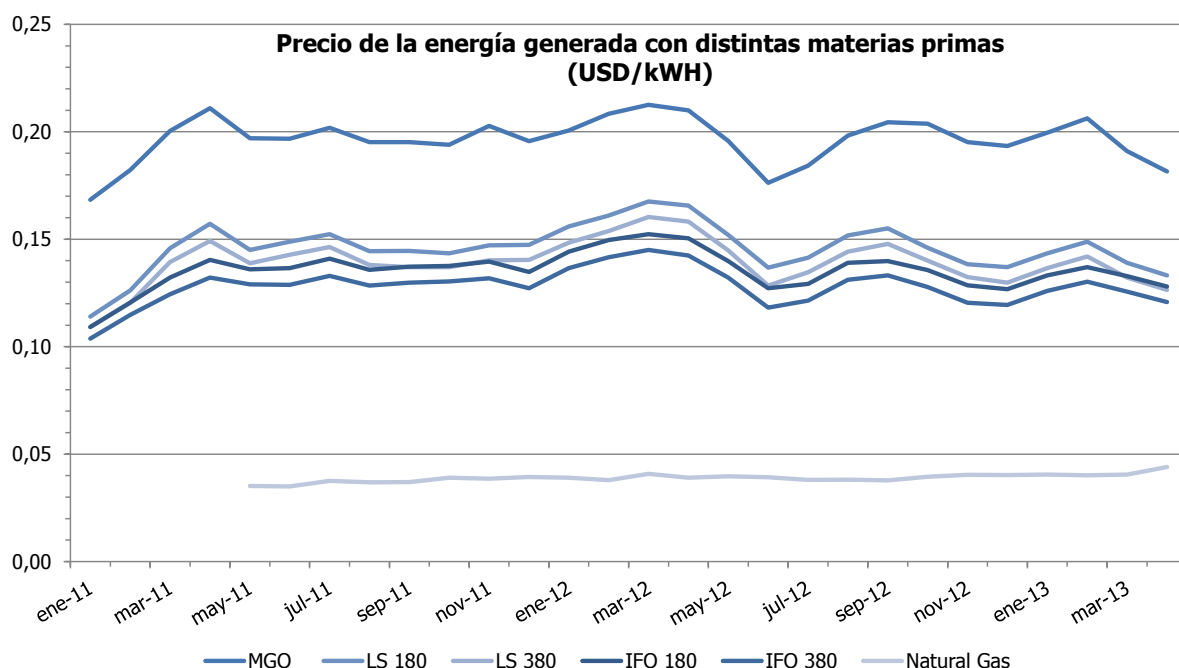


Figura 5.9 Precios de la energía generada con distintos combustibles

Propiedades

El GNL es gas natural en estado líquido, formado predominantemente por metano, algo de etano y pequeñas cantidades de otros hidrocarburos gaseosos. Cuando se enfría este gas hasta los -161°C a presión atmosférica, se convierte en un líquido transparente, inodoro e incoloro que no es corrosivo ni tóxico. En este estado ocupa 600 veces menos que

en estado gaseoso, lo cual le convierte en ideal para ser transportado y almacenado.

Reducción de emisiones

Si comparamos las emisiones que produce el gas natural frente a las producidas por los combustibles tradicionales derivados del petróleo, es evidente que su utilización mejora en gran medida la calidad del aire.

La combustión del gas natural prácticamente no produce azufre ni partículas, y disminuye enormemente las emisiones de compuestos orgánicos volátiles (COV) y óxidos nitrosos.

En cuanto al dióxido de carbono, se puede alcanzar una reducción de hasta un 25% de las emisiones. El gas natural es considerado uno de los combustibles más limpios disponibles en la actualidad, como se puede observar en la figura 5.10.

Fuente: Elaboración propia a partir de los datos publicados en el EMEPEEA Air pollutant emission inventory guidebook — 2009

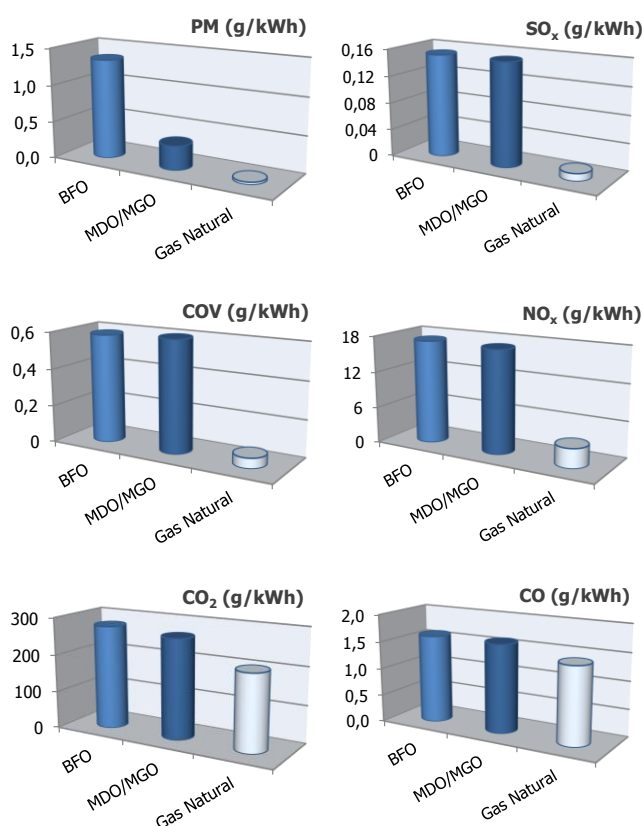


Figura 5.10 Comparación de emisiones generadas por combustibles para uso marítimo frente al gas natural

Diversificación energética

Otro punto a favor de la utilización del GNL es la diversificación energética, reduciendo la dependencia del petróleo. Actualmente las reservas probadas de este gas se encuentran más diseminadas que las de petróleo, lo cual redundará en un coste menor y una mayor seguridad de suministro.

Fuente: CIA World Factbook 2012

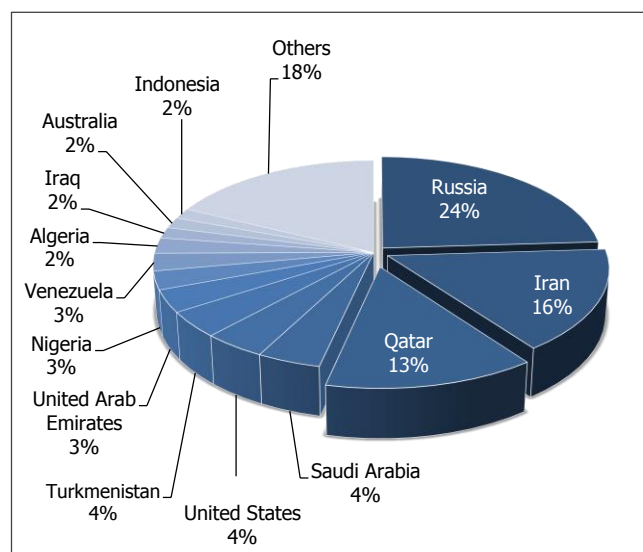


Figura 5.11 Reservas mundiales de Gas Natural

Otros beneficios

Si el Cold Ironing es la mejor opción para las estancias de buques en puerto, el GNL es una de las mejores alternativas para la fase de tráfico marítimo, tanto en corta distancia como en larga distancia.

Igualmente este combustible es perfectamente utilizable en las instalaciones industriales y térmicas existentes en los puertos, ya que su utilización reduce la cantidad de tareas de mantenimiento necesarias, no produce derrames ni ruidos y aumenta el rendimiento estimado de los equipos en comparación con las instalaciones que utilizan combustibles fósiles.

Inconvenientes

Aunque todavía no está prevista su utilización como combustible líquido para buques en el Convenio SOLAS por tener un punto de inflamación menor de 60°C, esto cambiará pronto.

Pero la utilización de esta fuente de energía alternativa no es tan sencilla como a primera vista pudiera parecer ya que los buques no están preparados para utilizar un combustible diferente, y esto implica reformas importantes para adaptar los motores. Por otro lado es necesario un sistema eficaz de aprovisionamiento de GNL en tierra, una red de suministro a través de la cual los buques puedan abastecerse en puerto.

Aunque en este sentido queda mucho camino por recorrer, distintas empresas e industrias europeas están investigando y desarrollando soluciones tecnológicas para hacer esto posible. Son muy similares a las utilizadas en las plantas de importación y exportación de GNL, las cuales se encuentran altamente contrastadas. De hecho España se encuentra a la cabeza con seis plantas de importación de GNL operativas, y tres más en construcción.

Todos los avances que se realicen ahora en este campo son importantes, hay que tener en cuenta que el año 2020 está cerca y probablemente entonces utilizar estos equipos se convierta en una necesidad, por lo que las industrias que tengan los mejores desarrollos tendrán la oportunidad de convertirse en líderes en su sector, asegurando así su competitividad.

No hay que descartar tampoco la posibilidad de que el Mar Mediterráneo se considere zona SECA en el futuro, lo cual afectará a multitud de puertos españoles y las compañías que operan en ellos.

Apoyos Institucionales

La mayor impulsora de iniciativas como la implantación del GNL es la Unión Europea, que dentro de su estrategia "Energía limpia para el transporte: Una estrategia europea sobre combustibles alternativos", trata de:

1. Minimizar la dependencia energética del petróleo, con los ahorros económicos y la reducción de emisiones que esto conlleva.
2. Contribuir a un sistema de transporte competitivo, eficiente e inteligente.
3. Establecer una estrategia para el uso de combustibles alternativos a largo plazo.
4. Eliminar los obstáculos tecnológicos y normativos.
5. Lograr la aceptación de los consumidores.
6. Facilitar el desarrollo de una infraestructura homogénea de aprovisionamiento de combustibles alternativos, mediante el uso de estándares comunes.

Tabla 5.9 Acciones prioritarias para la Unión Europea en impulso de combustibles alternativos

ENERGÍA LIMPIA PARA EL TRANSPORTE			
INFRAESTRUCTURAS ESTANDARIZADAS	LEGISLACIÓN COMÚN	DESARROLLO TECNOLÓGICO	ACEPTACIÓN DEL CONSUMIDOR

Fuente: Elaboración propia

3.2 Requerimientos en la infraestructura y gestión del puerto para su implantación

Como ya se ha mencionado anteriormente, el objetivo fundamental de la Unión Europea en este campo es la creación de una red principal de puntos de repostaje de GNL para los barcos de navegación marítima y fluvial antes del año 2020.

Esto será esencial para la aceptación de este combustible alternativo por parte de los consumidores (las navieras especialmente) y para un mayor desarrollo de la tecnología necesaria por parte de la industria. Para ello, entre otras

cosas, se exigirá la aplicación de especificaciones técnicas comunes a todos los puntos de repostaje de GNL.

Los principales condicionantes que nos encontramos en la actualidad para implantar el GNL como combustible a buques son los siguientes:

1. **Desarrollo de la tecnología** necesaria para todo tipo de buques.
2. **Desarrollo de la infraestructura de suministro** en puertos, con el espacio y resistencia necesarios para el almacenamiento de GNL.

3. **Normalización y estandarización** de procedimientos y equipos.

4. **Seguridad de las instalaciones** y procedimientos, tanto en tierra como en los buques.

5. **Buena disposición** por parte de las Organizaciones implicadas (a nivel normativo, económico y técnico).

De manera esquemática el **sistema de distribución** de GNL desde su extracción hasta los consumidores finales se muestra en la figura 5.12.

Fuente: Elaboración propia

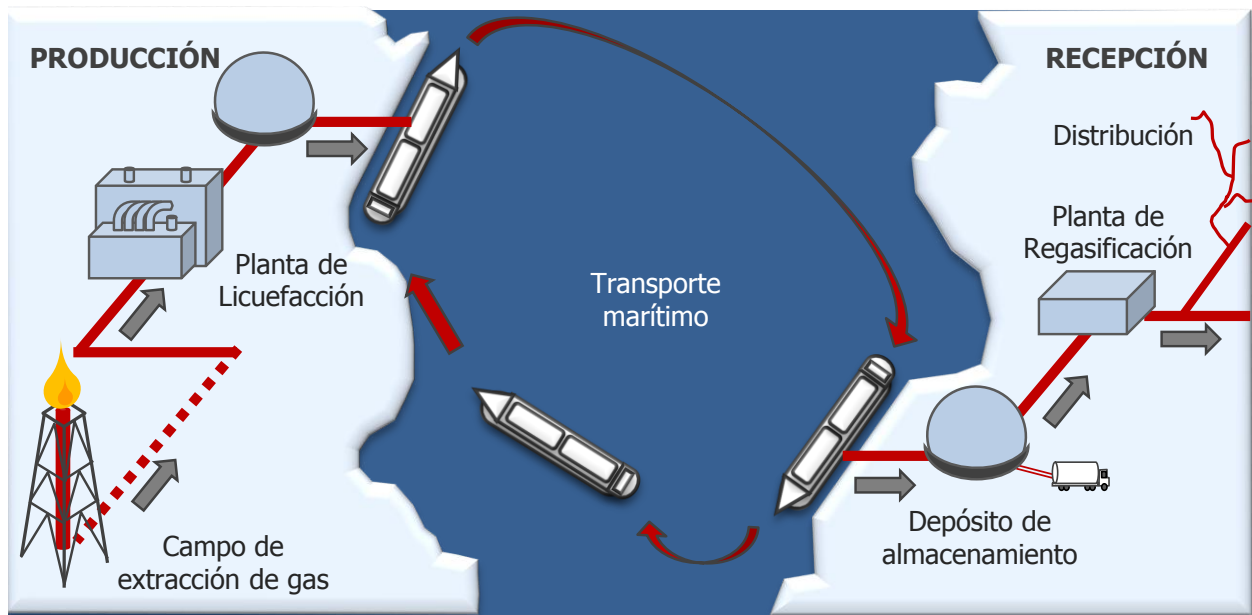


Figura 5.12 Sistema de extracción y distribución de gas natural

Con la incertidumbre de conocer la evolución de las limitaciones anteriormente descritas, se puede considerar que el esquema general de suministro de GNL a buques desde puerto necesita de los siguientes equipos y sistemas:

- El gas licuado **llega al puerto** por medio de buques metaneros, camiones cisterna o gasoductos. Se almacena en depósitos aislados térmicamente y provistos de sistemas de licuefacción.
- Para el abastecimiento de los buques se pueden utilizar diversos **sistemas de transferencia**:
 - ♦ **Tuberías fijas**, rígidas o mangueras flexibles. Este sistema también se denomina PTS (Pipeline/Terminal-to-Ship).
 - ♦ **Buques de almacenamiento de GNL** o barcasas de aprovisionamiento (STS: Ship-to-Ship).

♦ **Camiones cisterna** (TTS: Truck-to-Ship).

- Es necesario un **sistema de retorno del vapor** producido durante el abastecimiento. Normalmente este vapor es retornado al buque para evitar un aumento excesivo de presión.
- **Brazos de carga o acoplamientos** en la tubería, con sus válvulas de apertura y cierre, así como conectores.
- **Sistemas de seguridad y control** para el proceso de transferencia de combustible, instrumentación, etc. El muelle debe disponer de un sistema de detección de gases para monitorizar posibles fugas de vapores tóxicos y actuar en consecuencia.
- Es requisito indispensable disponer de un **sistema de parada de emergencia** en el muelle (ESD: Emergency Shut Down).

- **Sistemas de medida** para contabilizar el volumen de GNL que es suministrado.
- Una vez **en el buque**, se necesita el siguiente equipo para la recepción del combustible:
 - ◆ **Sistema de tuberías** para la recepción de GNL, con su correspondiente toma de conexión a tierra.
 - ◆ **Tanques de almacenamiento** del combustible, con sus correspondientes sistemas de licuefacción.
 - ◆ **Vaporizadores**, para convertir el líquido en gas y poder así utilizarlo en la combustión.

- ◆ **Sistemas de seguridad y control** para el proceso de transferencia de combustible, instrumentación, etc.
- ◆ **Sistema de ventilación** para minimizar el riesgo de incendio y explosión.
- ◆ Por último, los **motores** han de estar preparados para funcionar con gas como combustible.

Existen actualmente en el mercado motores duales, que son capaces de utilizar tanto gas natural como combustibles convencionales para su funcionamiento.

Fuente: Elaboración propia

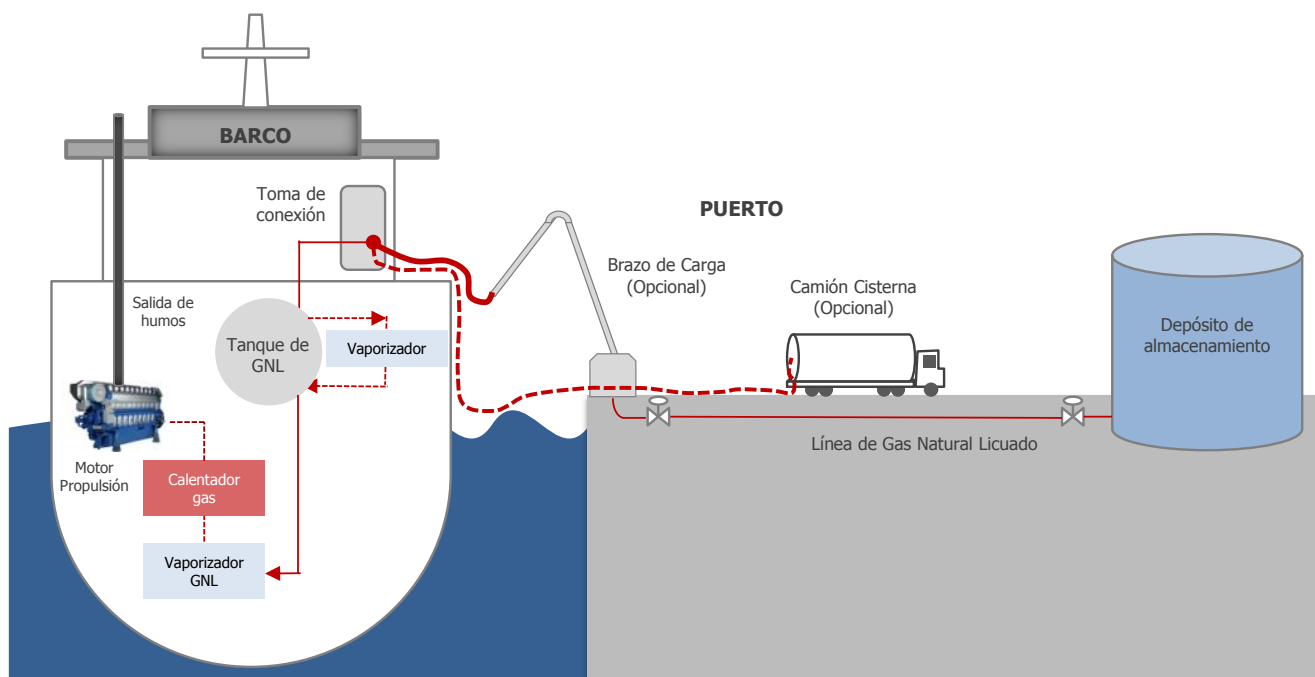


Figura 5.13 Esquema general de suministro de GNL a buque desde puerto

Viabilidad del sistema

Es necesario realizar estudios preliminares para comprobar la viabilidad del proyecto. En el estudio de viabilidad se deben abordar aspectos tales como:

1. **Características del puerto**, espacio disponible, tamaño proyectado para el muelle de abastecimiento, disponibilidad del GNL desde plantas de regasificación cercanas o gasoductos, etc.

2. **Estudiar los clientes potenciales** de GNL y el volumen de ventas esperado, tráfico marítimo del puerto y posibilidad de que los buques sean reformados para abastecerse de GNL.
3. **Revisar la normativa medioambiental** local, nacional e internacional en lo referente a permisos, etc.
4. **Definir las características técnicas** que ha de tener la instalación, teniendo en cuenta todos los puntos

mencionados anteriormente. Muy importante será la decisión de cómo realizar el abastecimiento de los buques, mediante tubería desde una instalación fija, mediante barcazas o mediante camiones cisterna. Ello condicionará la inversión a realizar.

5. Valorar los beneficios que se obtendrían con esta solución en términos **medioambientales**.

6. Por último, **realizar un estudio de la rentabilidad** de la instalación en función de la inversión a realizar, el precio de venta del GNL, plazos de amortización, etc. Es común ceder la gestión de estas infraestructuras a empresas específicas del sector gasista por sus especiales características.

7. Los resultados de este estudio se han de **compartir con otras entidades implicadas**, como navieras, empresas de suministro de gas, autoridades medioambientales, etc. De esta manera se logrará una visión global del proyecto, analizando su viabilidad para todas las partes.

8. En caso favorable, **planificar la ejecución de la infraestructura y las inversiones** a largo plazo, contando también con su operación y mantenimiento.

De todos los factores a valorar en este análisis, uno de los que repercutirá enormemente en el resultado es el **precio de suministro** del GNL. Es además el menos previsible, ya que el precio fluctúa según la oferta y la demanda.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2013

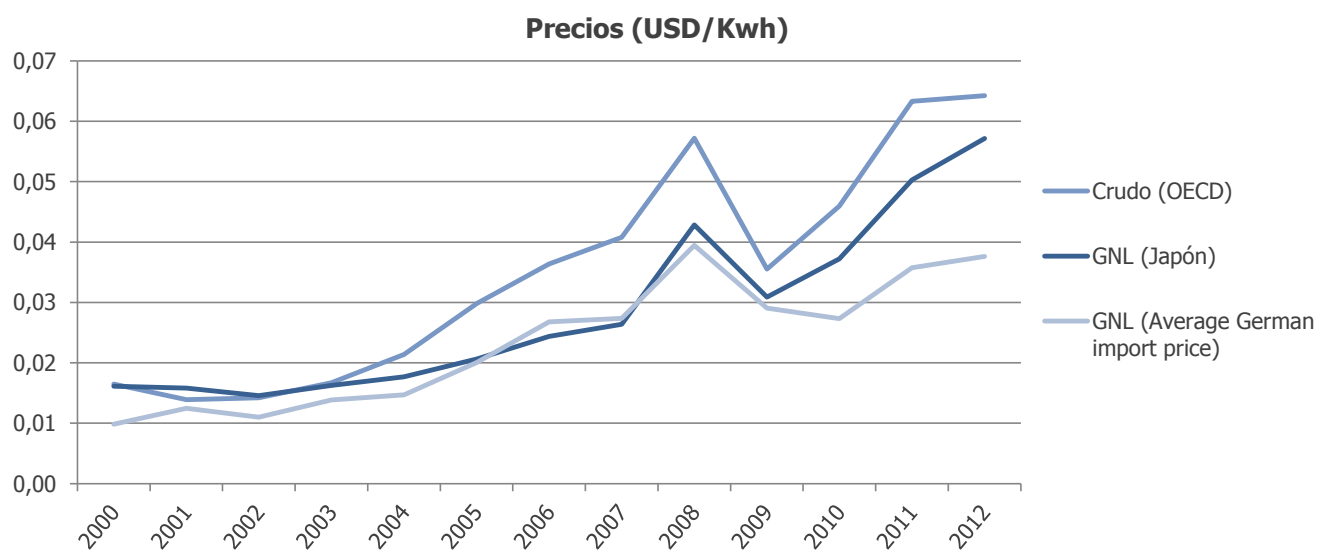


Figura 5.14 Tendencias en los precios de gas natural

Como se puede observar en la figura anterior, la tendencia general es similar a la del precio del crudo, por lo que se deben establecer varios escenarios de precios a la hora de realizar el estudio de viabilidad.

Existen distintas fuentes de las que se pueden extraer datos sobre estos escenarios, como por ejemplo el Plan de Ener-

gías Renovables 2011-2020 del IDAE. En este estudio se plantean tres alternativas para la evolución de precios, de aquí al 2030, de las principales materias primas energéticas (petróleo y gas natural).

En la siguiente tabla se resumen las **ventajas e inconvenientes de utilizar el GNL** como combustible a buques.

Tabla 5.10 Ventaja e inconvenientes en la utilización de GNL

VENTAJAS	INCONVENIENTES
Es uno de los combustibles menos contaminantes, prácticamente no emite partículas ni SOx, se reduce el 90% de NOx y 25% de CO ₂ con respecto al uso de combustibles fósiles (HFO). Es considerado uno de los combustibles más limpios	Los barcos preparados para utilizar GNL como combustible suelen tener unas dimensiones mayores que los barcos tradicionales, que consumen combustibles fósiles. El depósito de combustible ha de tener como mínimo el doble de volumen, limitando la capacidad de carga
El coste de GNL en la Unión Europea tiene un precio medio de 300-410 €/ton mientras que el HFO está en torno a 480 €/ton, y el MGO con bajo contenido en azufre 730 €/ton. Es el más económico ya que no necesita un nivel de refinado tan alto	Infraestructura en puerto poco desarrollada. Las únicas instalaciones existentes para aprovisionar GNL están en Noruega, donde se han facilitado ayudas estatales para ejecutar las inversiones. Dichas instalaciones están diseñadas para abastecer barcos que realizan travesías cortas
Actualmente existen diversas terminales de recepción y almacenamiento de GNL en puertos europeos, que se podrían utilizar para distribuir este combustible y abastecer a los barcos	No existen normativas ni procedimientos armonizados para las instalaciones de aprovisionamiento de GNL. Son necesarias normas de seguridad específicas para su almacenamiento a pequeña escala en puerto, su transferencia al barco y su utilización a bordo
Una instalación a pequeña escala para aprovisionar de GNL a los buques está valorada en aproximadamente 15 millones de euros	El espacio necesario en el puerto para el almacenaje de GNL es bastante importante
Su uso extendido favorece la diversificación energética, limitando así la dependencia del petróleo	Percepción negativa general acerca del peligro que entraña el GNL, se ha de "desmitificar" con la información veraz disponible
Se encuentra abundantemente en la naturaleza, y las reservas de gas natural están distribuidas de forma más uniforme en todo el mundo. Esto garantiza la seguridad de suministro	Las autorizaciones para ejecutar la infraestructura pueden tardar más de dos años. Incluso para los puertos más pequeños puede ser difícil justificar la inversión, dado que no se conoce la demanda que pudiera tener en el futuro la red de abastecimiento de GNL
Se reducen los costes de mantenimiento del buque ya la operación con gas conlleva menos tareas de mantenimiento. Se alarga la vida de los motores y se reduce el gasto en lubricantes	Hasta el momento tan sólo se ha utilizado en barcos que realizan travesías cortas, nunca en travesías largas

Fuente: Elaboración propia

Criterios a seguir para el diseño de la infraestructura en puerto

El diseño de las instalaciones de suministro de GNL para abastecer a buques se ha de realizar con sumo cuidado para cumplir no sólo con los requisitos técnicos y medioambientales nacionales, sino también las posibles estandarizaciones y regulaciones internacionales que se publiquen en un futuro al respecto.

Por el momento existe un **vacío normativo** en este aspecto que determinados organismos están intentando solventar. En cambio la estandarización de requisitos para el suministro de GNL a buques como mercancía está muy extendida. La Organización Marítima Internacional ha publicado unas directrices provisionales mientras desarrolla su Código Internacional de seguridad para buques que utilicen gases u otros combustibles de bajo punto de inflamación (Código

IGF), que será de obligado cumplimiento. A este respecto cabe mencionar las siguientes referencias:

- *EMSA. Study on Standards and Rules for Bunkering of gas-fuelled Ships*. Detalla los avances normativos realizados hasta el momento y analiza los vacíos pendientes de solventar.
- *Resolution MSC.285 (86) Interim guidelines on safety for natural gas-fuelled engine installations in ships*. Directrices provisionales sobre la seguridad de las instalaciones de motores de gas natural en los buques.
- *IMO International Code for Safety for Ships using Gases or Other Low Flashpoint Fuels (IGF Code)*. Código IGF, en el que se definirán los requisitos para la construcción y operación de buques propulsados con GNL y otros combustibles con bajo punto de inflamación (al-

cohol etílico o metílico). Su publicación está prevista para 2015.

- *ISO/TC 67/WG 10 Liquefied Natural Gas (LNG) installations and equipment.* Previsiblemente el informe estará disponible en 2014, sin ánimo de ser un estándar internacional a seguir para el abastecimiento de GNL debido a su poca implantación hasta el momento. Se centrará

en los requisitos necesarios para el sistema de transferencia de GNL, personal involucrado y el riesgo asociado a todo el proceso de abastecimiento.

Por último, otros factores a considerar en el diseño de proyectos de abastecimiento de GNL a buques desde puerto son los que se mencionan en la siguiente tabla.

Tabla 5.11 Factores a tener en cuenta en la implantación del GNL en puerto

ASPECTOS TÉCNICOS	
1.	Espacio disponible en el puerto para la nueva instalación.
2.	Dimensiones de depósitos de almacenamiento adaptados a la demanda prevista.
3.	Diámetros de tuberías, acoplamientos y conexiones coordinados con los del buque que ha de abastecerse.
4.	Caudales de suministro a buques adaptados al tamaño de los tanques de cada buque.
LOGÍSTICA DEL ABASTECIMIENTO	
1.	Capacidad y disponibilidad de suministro de GNL desde plantas de regasificación cercanas, gasoductos, metaneros, etc.
2.	Ubicación del muelle de abastecimiento lo más cercano posible a las zonas de almacenamiento del combustible.
3.	Zona de almacenamiento del GNL coordinada con el resto de la actividad portuaria (carga y descarga de buques y pasajeros).
4.	Limitaciones en operaciones de abastecimiento por condiciones climatológicas adversas.
SEGURIDAD EN LA OPERACIÓN DE BUNKERING DE GNL	
1.	Separar físicamente estas operaciones del resto de actividades del puerto.
2.	Establecer unas normas de seguridad a seguir por los operarios y demás personal presente.
3.	Valorar la posibilidad de realizar operaciones de carga/descarga y embarque/desembarque de manera simultánea.
4.	Implantar un plan de emergencia para actuar en caso de accidentes, derrames, etc.
5.	Sistemas de detección de escapes de gases, el gas natural es más ligero que el aire.
6.	Sistemas de cierre de válvulas en casos de emergencia.
7.	Sistemas de desacople de conectores en casos de emergencia.
8.	Sistemas de liberación del exceso de presión de gas.
COSTES OPERACIONALES	
1.	Precio del GNL más económico que los combustibles derivados del petróleo.
2.	Mantenimiento de las nuevas instalaciones.
ASPECTOS MEDIOAMBIENTALES	
1.	Tramitar los permisos medioambientales que sean necesarios.
2.	Limitar los niveles de ruido de la nueva instalación en función de la normativa vigente.
3.	Establecer un plan de gestión medioambiental.
4.	Vigilar el cumplimiento de normativas locales, nacionales e internacionales en la nueva instalación.

Fuente: Elaboración propia

Requerimientos específicos

Como ya se ha mencionado, el modo de suministro que se seleccione condicionará las instalaciones a ejecutar en el

puerto, los procedimientos a seguir y las medidas de seguridad. Las soluciones típicas se resumen a continuación.

Buque a buque (STS)

El suministro se realiza por medio de buques de transporte de GNL o barcasas cisterna, que han de abarloadse al buque a abastecer. Este puede estar amarrado en puerto o bien fondeado con sus anclas, lo cual posibilita la operación tanto dentro del puerto como fuera.

El buque de transporte de GNL debe tener la suficiente maniobrabilidad como para asegurar la operación en cualquier condición climatológica. Debe mantener siempre sus motores encendidos para reaccionar rápidamente en caso de emergencia.

Este método se suele utilizar para volúmenes de suministro entre 1.000 y 10.000 m³. El servicio puede ser prestado por la Autoridad Portuaria, operadores de bunker o por los operadores de terminales de media y gran escala.

Camión a buque (TTS)

El suministro se realiza por medio de un camión cisterna, es la alternativa más económica para abastecer de GNL a buques.

El camión cisterna se posiciona en el muelle donde se encuentra atracado el buque a abastecer, lo cual le da una gran flexibilidad al sistema dentro del puerto.

Se suele utilizar para volúmenes pequeños de suministro, entre 100 y 200 m³. Este servicio lo puede prestar prácticamente cualquier proveedor de GNL.

Terminal a buque (PTS)

El suministro se realiza a través de una instalación de tuberías existente en el muelle, mediante la cual se transfiere el GNL desde los depósitos de almacenamiento hasta el buque.

Esta solución viene condicionada por la distancia entre los depósitos y el buque, que no debe ser excesiva para mantener la temperatura del GNL. Además es necesario espacio suficiente en el puerto. Por tanto, es poco flexible, ya que se suele instalar en un número limitado de atraques.

Esta instalación es válida para todo tipo de volúmenes.

Mediante cisternas móviles

El buque está dotado de unas cisternas móviles de GNL en contenedores ISO estándar (20' y 40'). Suelen tener una capacidad entre 20 y 45 m³.

Estando el buque en puerto, se descarga la cisterna vacía y se sustituye por otra llena. Esta operación se puede realizar incluso con la propia grúa del buque, si dispone de ella. Obviamente la inversión a realizar es mínima, ya que tan sólo son necesarios los medios de manipulación de contenedores en el puerto.

El principal inconveniente es que tan sólo es válida para los buques que utilicen este tipo de contenedor como tanque de almacenamiento de combustible.

Fuente: Elaboración propia

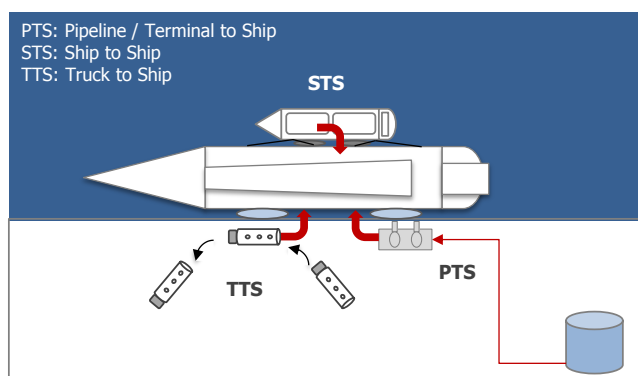


Figura 5.15 Sistemas de abastecimiento con GNL desde una terminal marítima

Gestión portuaria

Tras la implantación de un sistema de abastecimiento de GNL a buques se han de tener en consideración los siguientes nuevos procesos en el sistema de gestión de la Autoridad Portuaria.

Autorizaciones

La Autoridad Portuaria competente es responsable de verificar que la instalación en el puerto cumple con la legislación aplicable. Para ello comprobará la autorización de la empresa suministradora de GNL antes de la primera toma de combustible y posteriormente de manera periódica.

De acuerdo al Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural, existen distintas figuras dentro del sistema gasista, cada una con sus obligaciones y responsabilidades. Todos ellos han de estar debidamente acreditados y autorizados para ejercer su actividad.

- **Transportistas:** Aquellas personas jurídicas titulares de instalaciones de regasificación de GNL, de licuefacción, de transporte o de almacenamiento de gas natural.
- **Distribuidores:** Aquellas personas jurídicas titulares de instalaciones de distribución, que tienen la función de distribuir el gas natural por canalización, así como construir, mantener y operar las instalaciones de distribución destinadas a situar el gas en los puntos de consumo, y la venta del mismo.
- **Comercializadores:** Aquellas personas jurídicas debidamente autorizadas que, accediendo a las instalaciones de transporte y/o distribución, tienen como función la venta de gas natural a los consumidores que tengan la condición de cualificados y a otros comercializadores. No podrán realizar actividades de regasificación, almacenamiento, transporte o distribución.

Como norma general para operar legalmente un sistema de abastecimiento de GNL a buques, será necesario disponer de una autorización de distribuidor según los términos recogidos en el Real Decreto 1434/2002.

Gestión de emergencias

Los planes de emergencia de los puertos donde haya terminales de abastecimiento de GNL deben contemplar medidas adicionales para la manipulación de mercancías peligrosas y situaciones de emergencia relacionadas con el abastecimiento de GNL. Los muelles donde se lleva a cabo el abastecimiento de GNL deberían tener su propio plan de emergencia local.

No debemos olvidar que, en caso de fuga, el GNL pasa rápidamente a estado gaseoso y se vuelve inflamable, de manera que se puede provocar un incendio o explosión con facilidad. Casi todos los accidentes con GNL derivan de las siguientes situaciones:

1. Incendio de un charco de GNL provocado por una fuga.
2. Incendio de un chorro de gas natural en estado gaseoso.
3. Formación de una nube de gas natural en estado gaseoso, procedente de una fuga o de la evaporación de un charco de GNL.

Tabla 5.12 Contenido mínimo del plan de emergencia

PLAN DE EMERGENCIA	
1	Identificación y evaluación de riesgos
2	Capacidad de respuesta necesaria para controlar cada emergencia
3	Organización y responsabilidades ante emergencias
4	Definición de las actuaciones específicas para cada una de las emergencias identificadas
5	Sistema de coordinación con otras instituciones externas (servicio de bomberos, policía, etc.)
6	Medidas de implantación del plan de emergencia
7	Sistema de mantenimiento del plan de emergencia

Fuente: Elaboración propia

Los planes de emergencia deben incluir al menos los procedimientos y responsabilidades para afrontar los siguientes casos:

- La liberación de GNL, incendio y explosión durante el abastecimiento de combustible STS.
- La liberación de GNL, incendio y explosión debido a la colisión de embarcaciones propulsadas con GNL.
- La Liberación de GNL, incendio y explosión durante el abastecimiento de combustible PTS.
- La Liberación de GNL, incendio y explosión durante el abastecimiento de combustible TTS.

Se recomienda la implantación de un check-list para verificar las medidas de seguridad y facilitar el proceso de abastecimiento de GNL. Cualquier emergencia ha de ser inmediatamente notificada a la Autoridad Portuaria.

Distancias de seguridad y restricciones de paso

Durante el abastecimiento a los buques deben evitarse, en la medida de lo posible, las restricciones de paso tanto en tierra como en los canales navegables del puerto. Pero esto ha de hacerse con todas las medidas de seguridad, por lo que se han de establecer los procedimientos adecuados para el abastecimiento de GNL simultáneamente con la carga/descarga y embarque/desembarque del buque.

Esto mismo es también aplicable al abastecimiento con otro tipo de combustibles (HFO, MGO, MDO, etc.).

Se aconseja una distancia mínima entre la instalación de suministro de GNL y el buque de 25 metros. En cambio, la distancia entre estas instalaciones y otros edificios de pública concurrencia o industrias se ha de calcular en función de su capacidad de almacenamiento.

Zona de atraque para el abastecimiento

La Autoridad Portuaria debe disponer de un punto de atraque adecuado, que permita las operaciones necesarias en los tanques de combustible como son la liberación de gases e inertización antes y después de las labores de mantenimiento del buque.

Interrupción del abastecimiento

En el caso de condiciones climatológicas adversas que puedan afectar a la seguridad del proceso de abastecimiento, se debe interrumpir la operación inmediatamente.

Para ello han de establecerse los protocolos de seguridad pertinentes.

Comunicación

Es importante que siempre haya una excelente comunicación entre el buque y la instalación de abastecimiento de GNL en puerto, para lo que se ha de establecer el procedimiento más adecuado. Se recomienda que dos personas, una en tierra y otra en el buque, se encarguen exclusiva-

mente de vigilar el proceso de abastecimiento para comunicar rápidamente cualquier incidencia que pudiera ocurrir.

3.3 Experiencias de éxito

Actualmente en el mundo tan sólo operan una treintena de buques con motores propulsados mediante GNL, principalmente en el Mar Báltico y en aguas de Noruega.

Existen por tanto limitadas experiencias en este ámbito.

Zeebrugge, Brujas (Bélgica)

El puerto de Zeebrugge ha recopilado una gran experiencia con la construcción y operación de su terminal de GNL, que es considerada en varios estudios como el mayor centro de distribución de GNL del Norte de Europa.

La terminal de GNL es gestionada por Fluxys Bélgica, operador independiente de la red de transporte y almacenamiento de gas natural belga.

La terminal de GNL tiene las siguientes capacidades:

1. Un muelle para el atraque de los buques metaneros con su sistema de carga y descarga. Otro más se encuentra actualmente en construcción, con su infraestructura ya ejecutada. Se espera su puesta en funcionamiento en 2015.
2. Tres tanques semienterrados de 80.000 m³ de capacidad de GNL cada uno, y otro más de 140.000 m³. Son del tipo de contención total según la norma UNE-EN 1473. Están formados por dos tanques, uno interior que es capaz de contener el GNL a temperatura criogénica, y otro exterior, estanco a los vapores de GNL, que es capaz también de contener el gas que se produce cuando el GNL pasa a estado gaseoso.
3. Un cargadero para camiones cisterna.
4. Instalaciones de transferencia para abastecer a la red de transporte con un caudal de hasta 1.700.000 m³/h.

Esta terminal participa en diferentes estudios de investigación que tratan de identificar la infraestructura básica que

ha de tener un puerto para abastecer de GNL a buques y camiones cisterna.

Durante los años 2011 y 2012, el puerto de Zeebrugge colaboró en el estudio "North European LNG Infrastructure Project" liderado por la DMA (Danish Maritime Authority) y cofinanciado por la TEN-T (Trans-European Transport Network). Este estudio analiza la infraestructura existente en el norte de Europa para el transporte y almacenamiento de GNL, y menciona una serie de recomendaciones para fomentar la cadena de suministro de GNL desde las terminales de importación hasta los buques como consumidores finales. Asimismo identifica los principales problemas encontrados y propone soluciones para cada uno de ellos.

El objetivo de esta terminal es convertirse en el núcleo de abastecimiento de GNL a buques en todo el noroeste de Europa, mediante el suministro a buques y camiones cisterna que puedan a su vez abastecer a otros buques en puertos cercanos.

4. Biocombustibles

4.1 Introducción

Se denomina biocombustible a aquel combustible obtenido mediante el tratamiento físico o químico de materia vegetal o de residuos orgánicos. Se puede producir a partir de una gama muy amplia de materias primas, y puede utilizarse en estado puro o mezclado con combustibles fósiles tradicionales. Algunos ejemplos son el bioetanol, biometanol, y biodiesel.

Clasificación y tipos

Los biocombustibles se clasifican en primera, segunda y tercera generación. Los de **primera generación** fueron los primeros en fabricarse y utilizan como materia prima los cultivos alimentarios y grasas de origen animal. De estas materias primas se produce biodiesel y bioetanol, que son los que se utilizan mayormente.

Fuente: BP Statistical Review of World Energy June 2013

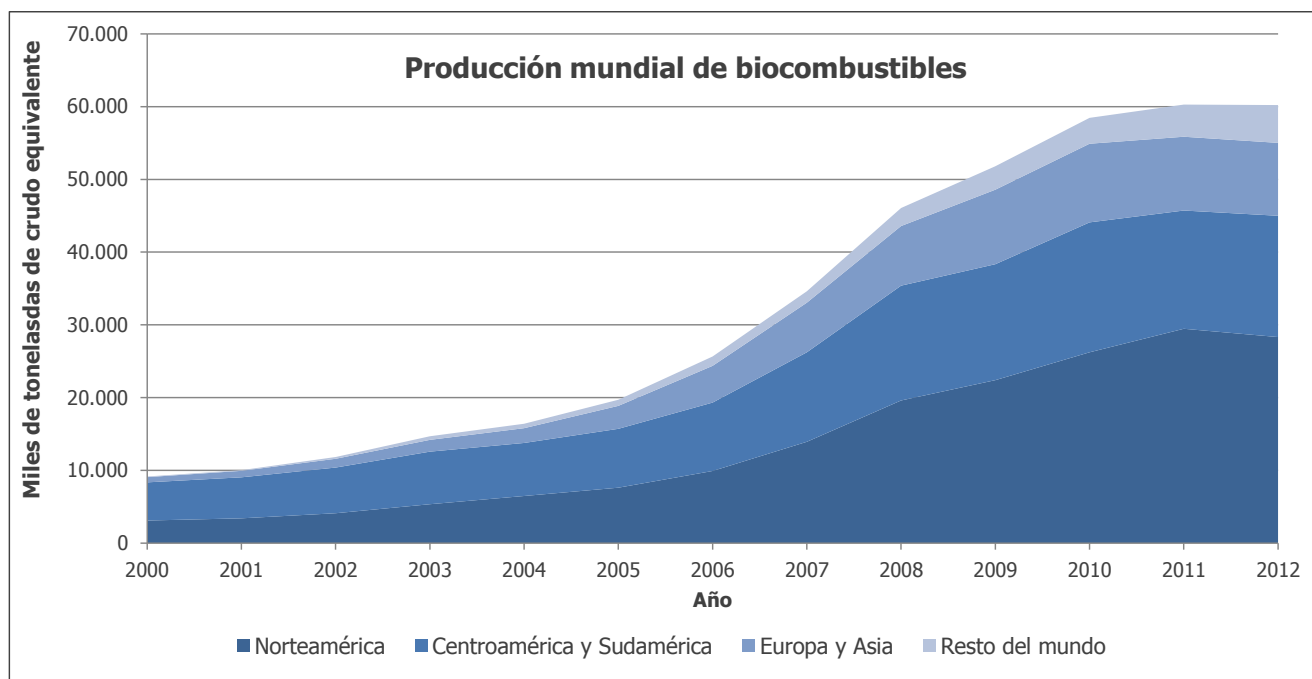


Figura 5.16 Evolución de la producción mundial de biocombustibles

Los biocombustibles de **segunda generación** en cambio son producidos a partir de materias primas que no son fuentes alimenticias (residuos, biomasa). Suelen necesitar de un proceso de fabricación más complejo y en fase de desarrollo. Algunos ejemplos son el etanol producido a partir de celulosa, o biodiesel obtenido de aceite usado.

Por último, los biocombustibles de **tercera generación** utilizan medios de producción similares a los de la segunda generación, pero en este caso la materia prima es especialmente fabricada mejorar los métodos de transformación de la biomasa en biocarburantes. Destacan aquí los aceites procedentes de algas y el hidrógeno procedente de la biomasa.

Fuente: Elaboración propia

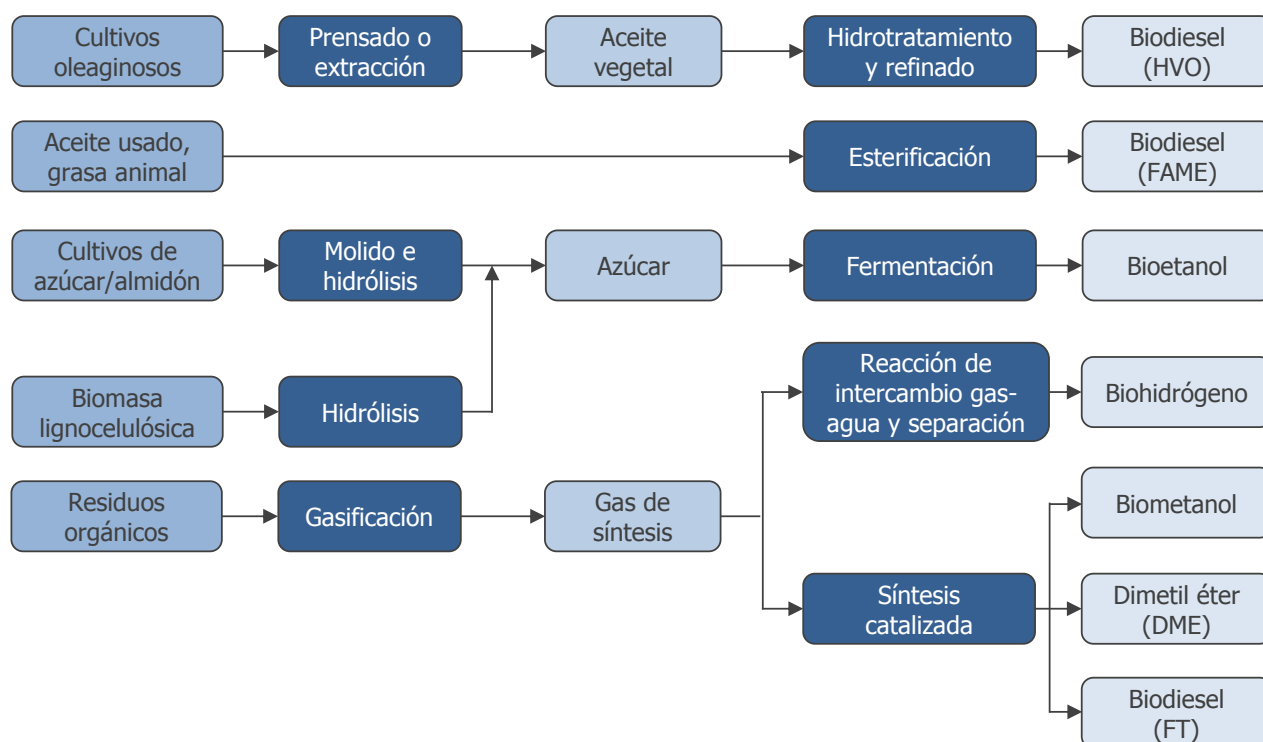


Figura 5.17 Procesos de fabricación de biocombustibles

Biodiesel

Es un biocombustible líquido que se obtiene a partir de semillas oleaginosas (colza, girasol, palma y soja), aceites vegetales usados o grasas animales mediante un proceso de esterificación y transesterificación.

Puede emplearse hasta en un 100% de concentración en cualquier motor diésel moderno.

Bioetanol

El bioetanol es un bioalcohol obtenido a partir de semillas ricas en azúcar, almidón o celulosa (cereales, remolacha,

maíz, desechos agrícolas y forestales) mediante un proceso de fermentación y destilación.

Puede emplearse en mezclas de hasta un 5% con gasolina en cualquier motor moderno. También se puede utilizar al 100% en motores preparados para ello. Es uno de los más extendidos a nivel mundial.

BTL o biomasa a líquido

Toma su nombre procedente de las siglas en inglés, **Bio-mass To Liquid**, y es un biocarburante de segunda generación que se obtiene mediante la producción de gas de síntesis obtenido de la gasificación de la biomasa. Este gas

luego se convierte en combustible mediante el proceso de Fischer-Tropsch (permite convertir una mezcla de CO y H₂ en varios tipos de hidrocarburos líquidos utilizando para ello un catalizador metálico). Se incluyen en este grupo el biohidrógeno, bio-dimetil éter (bio-DME) y biometanol.

Puede utilizarse sólo o mezclado con diesel fósil, y por lo general no son necesarias modificaciones en los motores ya que es un combustible de gran calidad con características similares a los combustibles fósiles.

Biometano

El biometano es un biogás que se produce por la digestión anaerobia de la materia orgánica mediante la acción de microorganismos. Se obtiene a partir de residuos ganaderos, de lodos de aguas residuales (EDAR), residuos sólidos urbanos (RSU) o efluentes industriales (residuos biodegradables de industrias cerveceras, azucareras, alcoholeras, lácteas, etc.).

Puede utilizarse en motores de ciclo Otto y de ciclo diésel modificados para permitir su uso, pero siempre mezclado con gasóleo convencional. Suele utilizarse comprimido o licuado para minimizar el espacio de almacenamiento.

ETBE (etil-ter-butil-éter)

Es un compuesto orgánico líquido derivado a partir de un 47% de alcohol de origen vegetal (bioetanol) y un 53% de isobutileno. Este último se deriva del petróleo crudo o del gas natural.

Actualmente se adiciona al 2% a las gasolinas comerciales como aditivo antidetonante y potenciador del octanaje. Se puede utilizar hasta un 15% sin modificaciones en los motores modernos.

Propiedades

En cuanto a sus propiedades, en general los biocombustibles tienen un poder energético menor que los combustibles fósiles, lo que significa que para generar la misma cantidad de energía es necesario un mayor volumen de este carburante. Esto supone una capacidad de almacenaje mayor en los vehículos para obtener la misma autonomía.

Beneficios ambientales

Los biocombustibles son actualmente el tipo de combustible alternativo más utilizado (en el año 2011 supuso un 3,8% de la energía consumida por el sector del transporte en la UE). Pueden contribuir a una importante reducción de las emisiones contaminantes si se producen de forma sostenible, es decir, sin causar cambios indirectos en el uso de cultivos.

Son una fuente de energía limpia y renovable para todos los modos de transporte, ya que los biocombustibles utilizados al 100% (sin mezclar) no contienen sulfuros.

También es importante destacar que en la mayoría de los casos no son perjudiciales para el medioambiente ni para la salud, lo cual es una gran ventaja en caso de fugas o accidentes.

Producción mundial

La producción y utilización de biocombustibles en el mundo es muy dispar. Esto se evidencia en las siguientes gráficas.

En el caso del etanol, la producción se ha multiplicado por cuatro en los últimos diez años siendo Estados Unidos uno de los principales fabricantes seguido de cerca por Brasil.

Fuente: US Energy Information Administration

**Producción mundial de etanol
(millones de barriles)**

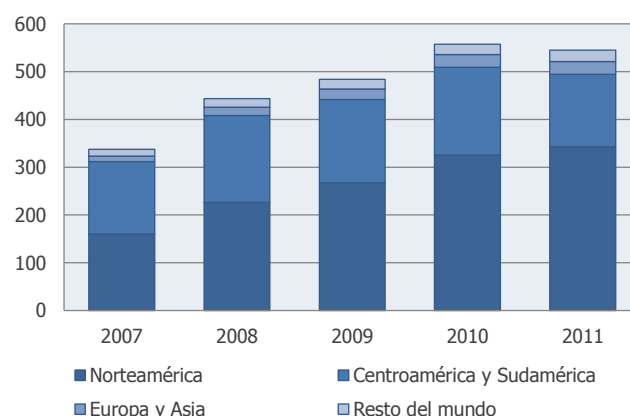


Figura 5.18 Evolución de la producción mundial de etanol

En cambio en la UE prevalece con diferencia el biodiesel, aproximadamente la mitad de la producción mundial procede de países miembros de la UE. Alemania y Francia acaparan aquí la mayor parte del mercado.

Fuente: US Energy Information Administration

Producción mundial de biodiesel
(millones de barriles)

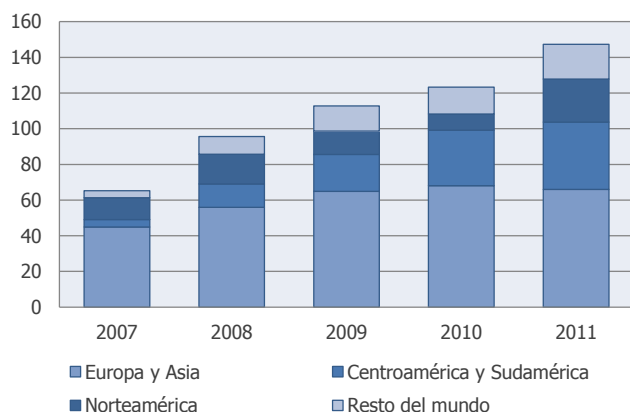


Figura 5.19 Evolución de la producción mundial de biodiesel

Inconvenientes

Sin embargo, los mayores inconvenientes que encontramos para su utilización son la falta de una cadena de suministro establecida y en ocasiones la falta de sostenibilidad a la hora de producir las materias primas requeridas.

Se han dado casos muy concretos en los que se han desplazado cultivos de alimentos básicos necesarios para la población rural, sustituyéndose por cultivos de materias primas precisas para la generación de biocombustibles, con el consiguiente impacto negativo en el precio de los alimentos.

Por último, el **precio** es un factor de gran importancia ya que actualmente los biocombustibles tienen un coste que llega casi a duplicar el de los combustibles fósiles.

A modo orientativo las cotizaciones medias internacionales de biodiesel y bioetanol entre abril de 2012 y marzo de 2013 fueron de 1.131,47 \$/Tm y 1.082,35 \$/Tm respectivamente. La siguiente figura ilustra la gran diferencia de precios existente, mientras que en la tabla 5.13 se muestra una comparativa de ventajas e inconvenientes encontrados en la utilización de los biocombustibles.

Fuentes: Bunkerindex.com para combustibles de uso marítimo, CNE para biocombustibles

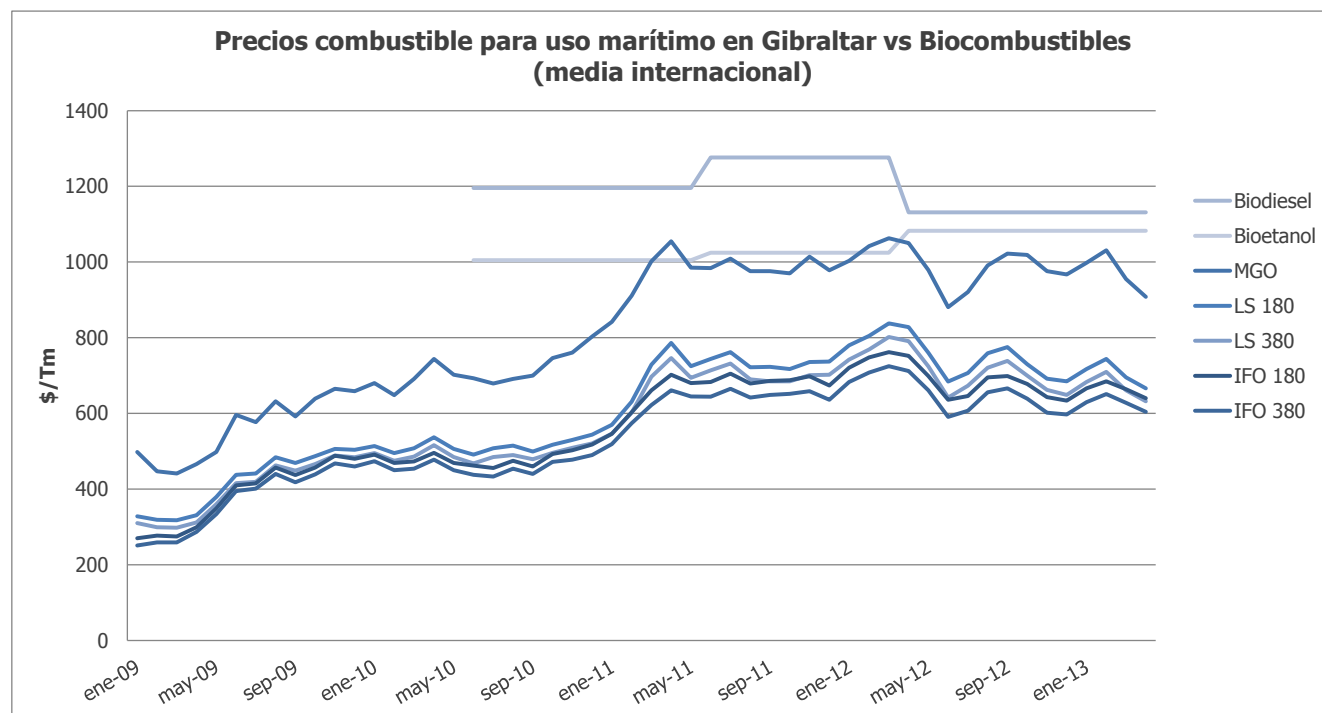


Figura 5.20 Evolución de precios de combustibles para uso marítimo y biocombustibles

Tabla 5.13 Ventaja e inconvenientes en la utilización de biocombustibles

	VENTAJAS	INCONVENIENTES
BIODIESEL	- Contribuye a reducir la dependencia de los combustibles fósiles - Se obtiene una importante reducción de emisiones contaminantes - Es biodegradable y no contamina en caso de vertido accidental - No es tóxico - Necesita un menor precalentamiento, lo cual redonda en un ahorro de combustible - Contribuye a la creación de empleo en zonas agrícolas - Se puede utilizar sin reformar los motores diésel modernos	- Esta fuente de energía está limitada por la producción agrícola - El coste de mercado es mayor que el de los combustibles fósiles - Tiene un poder calorífico menor que el diésel fósil, es necesario un mayor volumen para generar la misma cantidad de energía - Tiene cierto poder disolvente, puede deteriorar los materiales de conducción - Existe riesgo de cristalización, solidificación y crecimiento microbacteriano durante su almacenamiento
BIOETANOL	- Contribuye a reducir la dependencia de los combustibles fósiles - Se obtiene una importante reducción de emisiones contaminantes - Es biodegradable y no contamina en caso de vertido accidental - Ayuda a eliminar residuos orgánicos (material celulósico) - Contribuye a la creación de empleo en zonas agrícolas - Es un "potenciador del octanaje", su mezcla con gasolina mejora la combustión en el motor	- Esta fuente de energía está limitada por la producción agrícola - El coste de mercado en general es mayor que el de los combustibles fósiles (excepto en la utilización de celulosa) - Tiene un poder calorífico menor que el diésel fósil, es necesario un mayor volumen para generar la misma cantidad de energía - Gran afinidad por el agua, cuya mezcla reduce el rendimiento del motor - Se vaporiza a temperatura más baja, el vapor puede resultar explosivo - Tiene cierto poder corrosivo
BTL (BIO-HIDRÓGENO, BIO-DME Y BIO-METANOL)	- Contribuye a reducir la dependencia de los combustibles fósiles - Se obtiene una importante reducción de emisiones contaminantes (excepto para los NO_x, que no se modifican) - Utiliza para su generación desechos, principalmente vegetales, lo cual reduce el coste de la materia prima - Tiene mayor potencial que otros biocombustibles, con la misma cantidad de materia prima se puede producir hasta tres veces más cantidad de biocombustible (se aprovecha toda la planta, no sólo la semilla) - Durante su producción se puede cogenerar electricidad - Son combustibles de gran calidad que no requieren de modificaciones en los motores y pueden reducir los costes de mantenimiento de los mismos - Tienen muy buena imagen de cara a los consumidores	- Tecnología para gasificación de la biomasa inmadura a nivel industrial, lo cual limita que se extienda su uso a nivel comercial - Coste de producción elevado, lo que encarece el precio del combustible - En el caso del DME, puede causar problemas de seguridad a bordo en caso de fugas debido a su bajo punto de inflamación - Necesidad de certificar los combustibles
BIOMETANO	- Contribuye a reducir la dependencia de los combustibles fósiles - Se obtiene una importante reducción de emisiones contaminantes - Ayuda a eliminar residuos orgánicos - Tiene un bajo coste - Reduce el ruido del motor considerablemente - Existe un gran potencial de producción en España	- Coste elevado de la tecnología necesaria para producir el biogás - Escasas infraestructuras existentes en la actualidad, se utiliza generalmente para la producción de electricidad y no tanto para el transporte - Excesivo espacio necesario de almacenamiento (3 veces el de GNL para la misma cantidad de energía generada) - Presión elevada de almacenamiento, que puede causar problemas operativos durante el abastecimiento y de seguridad una vez almacenado en el buque

Fuente: Elaboración propia

Apoyos Institucionales

Observadas más ventajas que inconvenientes, la Unión Europea se ha impuesto el objetivo de fomentar su uso en el sector transporte.

La publicación de la Directiva 2009/28/CE relativa al fomento del uso de la energía procedente de fuentes renovables establece que a finales de 2020 el 10% de la energía consumida en el transporte debe proceder de fuentes renovables, en todos y cada uno de los estados miembros, aunque también matiza que este objetivo no se debe lograr sólo con los biocombustibles y abre la puerta a la utilización de energía procedente de otras fuentes limpias.

En la actualidad los biocombustibles se utilizan principalmente en el transporte por carretera. En el sector marítimo se están realizando diversos estudios de I+D pero en fases muy preliminares.

La mayor parte de las iniciativas en este campo son promovidas por empresas privadas y navieras a muy pequeña escala, lo que dificulta conocer los resultados y realizar una extrapolación coherente. De hecho, se valoran otras alternativas con mayor aceptación para sustituir los combustibles fósiles por otros menos contaminantes, como es el caso del GNL.

No obstante, si estas primeras experiencias dieran sus frutos y los biocombustibles tuvieran una mayor penetración en el mercado del transporte marítimo, se podrían alcanzar los objetivos de la UE para el 2020 sin dificultad.

4.2 Requerimientos en la infraestructura y gestión del puerto para su implantación

Los biocombustibles líquidos comercialmente disponibles en la actualidad son sobre todo los de **primera generación**. Las mezclas con combustibles fósiles convencionales son compatibles con las infraestructuras de suministro de combustibles existentes y la mayoría de vehículos y buques también son compatibles con las mezclas actualmente disponibles. Algunos ejemplos son el gasóleo convencional,

que por normativa debe contener un 7% de biodiesel, o la gasolina E10 con hasta un 10% de bioetanol.

Las **mezclas** con proporciones más elevadas, como por ejemplo el E85 (gasolina con un 85% de etanol) pueden requerir adaptaciones de poca importancia en los sistemas de propulsión, así como la elaboración de las normas correspondientes.

Generalmente el uso de biocombustibles no implicará un cambio importante en los motores de los buques, aunque esto dependerá del tipo que se utilice.

Las soluciones más viables en estos momentos por cuestiones técnicas principalmente, son mezclar pequeñas cantidades de biodiesel (hasta un 20%) con MDO y MGO para usarlo en buques, o reemplazar el HFO por aceites vegetales. Ambas son perfectamente compatibles tanto con los motores como con la cadena de suministro. Más compleja resulta la utilización de bioetanol en los motores diesel.

Sin embargo otro de los debates abiertos que puede llegar a condicionar la infraestructura necesaria es la propia mezcla del biocombustible con el combustible fósil. Para el buque es mejor realizar la mezcla en tierra, que el proveedor suministre el producto final para ser utilizado, de manera que el buque tenga que abastecerse de un único combustible. Pero para ello los suministradores han de ser capaces de proveerlo desde su cadena de suministro, lo cual conllevará pequeñas modificaciones que dependerán del biocombustible en cuestión.

De no hacerlo de esta manera, los buques deberán prepararse para almacenar distintos tipos de combustible a bordo, que luego han de mezclarse en las proporciones adecuadas y siguiendo unos estrictos procedimientos de calidad (manipulación, toma de muestras, ensayos de homogeneidad, etc.) para garantizar en todo momento la idoneidad de la mezcla.

La escasa proliferación de los biocombustibles en el transporte marítimo hace difícil **estandarizar una infraestructura de abastecimiento**, aunque como ya se ha mencionado anteriormente parece fácil adaptar la actual cadena de

suministro de gasolina y diésel a los requerimientos de los biocombustibles.

A modo de ejemplo, el biodiesel se oxida con mayor facilidad, sufre mayor biodegradación y tiene mayor afinidad por el agua que el diesel convencional, lo cual le proporciona peores propiedades para su almacenamiento. Filtros adicionales en los depósitos de almacenamiento y antioxidantes si el almacenamiento se prolonga, son suficientes para solventar estos problemas.

En el caso del bioetanol, las precauciones de almacenamiento y manipulación son similares a las de la gasolina, teniendo especial cautela durante el abastecimiento por la latente explosividad de la mezcla aire-etanol.

Por tanto antes de plantear este tipo de cuestiones será necesario solventar ciertos **obstáculos para la implantación** de los biocombustibles como combustibles de uso marítimo:

1. Disponibilidad. Aunque existen bastantes plantas de producción y se puede utilizar prácticamente en todos los casos la cadena de suministro de los combustibles fósiles, por el momento su producción está bastante limitada. De hecho la cantidad de biocombustibles fabricada anualmente no es capaz de cubrir ni el 5% de la demanda energética del sector transporte.

Incentivos por parte de fuentes gubernamentales pueden estimular su implantación, ya que igualmente se ha comprobado que existen plantas infrautilizadas que podrían aumentar su producción sin necesidad de nuevas inversiones.

2. Legislación. Tan sólo están normalizadas sus propiedades y mezclas en un número pequeño de biocombustibles (no para su uso en el transporte marítimo). Es necesario definir un estándar para los biocombustibles usados en el sector transporte marítimo, así se logrará una mayor aceptación.

La certificación de un biocarburante garantizará que sus propiedades son similares a las de otro fabricante, y que ambos darán las mismas prestaciones al buque.

3. Desarrollo tecnológico. Por el momento existe un número limitado de fabricantes de motores capaces de funcionar con biocombustibles. MAN B&W y Wärtsilä son ejemplos.

Hace falta un mayor desarrollo de la tecnología, no sólo en cuestión de motores sino también en la fabricación de los biocombustibles para que se extienda su uso.

4. Integración técnica. Debido a las limitadas experiencias existentes en este ámbito, todavía existe cierto grado de incertidumbre respecto a su almacenamiento.

La inestabilidad, oxidación, degradación, posible crecimiento de microorganismos y afinidad por el agua pueden dificultar su almacenamiento tanto en tierra como a bordo.

5. Consecuencias operacionales. Otro de los retos será definir los nuevos procedimientos necesarios, como dónde realizar la mezcla de combustibles, quién ha de fabricarlo y suministrarlo, cómo realizar el abastecimiento a los buques, etc.

Varias navieras están realizando experiencias piloto con biocombustibles, buscando uno a su medida e incluso siendo ellas mismas las proveedoras para sus buques.

6. Aceptación por parte de los consumidores. Aunque son varios los casos en que las navieras mismas emprenden iniciativas para implantar los biocombustibles en su flota, campañas de información y proyectos de demostración por parte de Organismos Públicos pueden contribuir a extender su utilización.

Otras medidas pueden ser las exenciones fiscales, con tributación a tipo reducido para los biocarburantes. En España los biocarburantes gozaban de un tipo impositivo de cero euros hasta el año 2013. Con la aprobación de la Ley 2/2012 de Presupuestos Generales del Estado, el tipo impositivo en el Impuesto Especial de Hidrocarburos (IEH) de los biocarburantes pasa a ser el mismo que el vigente para los carburantes de automoción: el bioetanol tributa al mismo tipo que la gasolina y el biodiesel al mismo que el gasóleo A.

4.3 Experiencias de éxito

Pocas experiencias de éxito se pueden describir aquí en profundidad dado que la mayor parte de iniciativas son locales, y promovidas por empresas privadas. Este hecho dificulta enormemente la obtención de los resultados obtenidos en los experimentos, que nos son divulgados de manera pública.

Ejemplos de estas iniciativas son las Marinas de los EEUU y Canadá, que actualmente están valorando la posibilidad de utilizar biodiesel en su flota, o la gran empresa de transporte marítimo Maersk. Esta última ha realizado ensayos durante los últimos años con distintos biocombustibles en los motores auxiliares de sus buques.

En los siguientes apartados se resumen las iniciativas más relevantes por la madurez de los resultados facilitados.

Proyecto METHAPU

El proyecto METHAPU (Methanol Power Unit) está financiado en parte por la Unión Europea, y consiste en la validación de un sistema de generación de potencia auxiliar mediante celdas de combustible alimentadas de metanol, para su utilización en buques comerciales.

Los miembros del consorcio que está llevando a cabo esta investigación son:

- Wärtsilä: Encargada del desarrollo de las celdas de combustible.
- Lloyd's Register: Responsable de elaborar la normativa necesaria para utilizar el metanol en las celdas de combustible expuestas a ambientes marinos.
- Det Norske Veritas (DNV): Se ocupa de desarrollar los criterios de seguridad operativa, así como realizar mediciones de emisiones.
- Wallenius Marine AB: Ha facilitado el buque para los ensayos, reformándolo para poder utilizar este sistema. Además se encarga de verificar los requerimientos desde el punto de vista de las navieras.

- Universidad de Génova (Italia): El Grupo de Potencia Termoquímica participa con el análisis del ciclo de vida de los buques que utilizan este sistema.

El proyecto es coordinado por Wärtsilä, que a su vez ha sido responsable del desarrollo de las celdas de combustible de óxido sólido (SOFC). Los componentes principales de la celda son un ánodo, un cátodo y un electrolito no metálico, capaces de producir 1 kW de potencia. Los elementos están montados en pilas planas, y conectados en serie hasta llegar a los 20 kW en total, suministrando dicha potencia en baja tensión (400V, 3 fases). La celda de combustible cuenta además con sistemas de control, procesado de combustible, ventilación y conversión de potencia.

En 2010 comenzaron las pruebas de campo con la instalación de una unidad en contenedor de 20kW de capacidad, en el buque Undine (buque de transporte de vehículos y camiones). Durante 5 meses el buque navegó alrededor del mundo, realizándose ensayos para evaluar la madurez de esta tecnología y validar la viabilidad del metanol como combustible para estas celdas. El objetivo final es desarrollar unidades mayores, de hasta 300kW para su uso comercial.

Las pruebas realizadas fueron satisfactorias, aunque se produjeron problemas en el sistema de combustible debido a impurezas contenidas en el metanol.

Grandes Lagos (EEUU)

En EEUU se está introduciendo el biodiesel a pequeña escala y de modo experimental. La Administración Nacional Oceánica y Atmosférica tiene un laboratorio de Investigación Medioambiental en el que ha estado desarrollando soluciones para que sus barcos pudieran alimentarse de biocombustibles en vez de combustibles fósiles.

Actualmente toda su flota de pequeños barcos y buques de investigación opera con un biodiesel procedente de la soja denominado B100, al 100%.

Con más de 10 años de experiencia en esta tecnología, ahora tratan de ayudar a otras iniciativas gubernamentales y privadas con un grupo creado para ese fin, el Federal

Green Fleet Working Group. A través de esta plataforma tratan de compartir su experiencia y recursos en el uso de biocombustibles para transporte marítimo.



Acrónimos, siglas y abreviaturas

- **AAPP:** Autoridades Portuarias
- **ACS:** Agua Caliente Sanitaria
- **AT:** Alta Tensión
- **AP:** Autoridad Portuaria
- **APT:** Autoridad Portuaria de Tarragona
- **AGE:** Administración General del Estado
- **BFO:** Bunker Fueloil
- **BT:** Baja Tensión
- **CMNUCC:** Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático
- **COP:** Coefficient Of Performance
- **COV:** Compuesto Orgánico Volátil
- **CO₂:** Dióxido de carbono
- **CPD:** Centro de Proceso de Datos
- **CTE:**
- **DMA:** Danish Maritime Authority
- **DME:** Dimetil Éter
- **ECA:** Emission Control Areas (Zonas de Control de Emisiones)
- **EEA:** European Environment Agency
- **EECCCL:** Estrategia Española del Cambio Climático y Energía Limpia
- **EEDI:** Energy Efficiency Design Index
- **EMEP:** European Monitoring and Evaluation Programme
- **EER:** Energy Efficiency Ratio
- **EPA:** Environment Protection Agency
- **ESD:** Emergency Shut Down (Parada de emergencia)
- **ESE:** Empresa de Servicios Energéticos
- **ESPO:** European Sea Ports Organization (Organización Europea de Puertos Marítimos)
- **ETSEIB:** Escuela Técnica Superior de Ingeniería Industrial de Barcelona
- **E4:** Estrategia Española de Ahorro y Eficiencia Energética 2004-2012
- **FAME:** Fatty-Acid Methyl Ester (Ester metílico de los ácidos grasos, también denominado biodiesel)
- **FT:** Fischer-Tropsch
- **Gg:** Giga gramos
- **GLP:** Gases Licuados del Petróleo
- **GN:** Gas Natural
- **GNL:** Gas Natural Licuado
- **HFO:** Heavy Fueloil
- **HVO:** Hydro treated Vegetable Oil (aceite vegetal hidrotratado, también denominado hidrobiodiésel)
- **IAPH:** International Association of Ports and Harbours (Asociación Internacional de Puertos)
- **IDAE:** Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía
- **Ie:** Índice de Eficiencia Energética
- **IMO:** International Maritime Organization (Organización Marítima Internacional)
- **kWh:** Kilovatios hora
- **LED:** Light Emissor Diode
- **MARPOL:** Marine Pollution
- **MDO:** Marine Diesel Oil
- **MGO:** Marine Gasoil
- **MT:** Media Tensión
- **MWh:** Megavatios hora
- **NO_x:** Óxidos nitrosos
- **OMEL:** Operador del Mercado Eléctrico
- **OMI:** Organización Marítima Internacional
- **OPS:** Onshore Power Supply

- **PAEE-AGE:** Plan de Ahorro y Eficiencia Energética en los Edificios de la Administración General del Estado
- **PAE4+:** Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética para el periodo 2008-2012
- **PIF:** Puesto de Inspección fronterizo
- **PER:** Plan de Energías Renovables
- **PM:** Materia Particulada
- **POFF:** Punto de Obstrucción del Filtro en Frío
- **PPEE:** Puertos del Estado
- **PTS:** Pipeline/Terminal-to-Ship (tubería/terminal a buque)
- **Ra:** Rendimiento de color
- **RSU:** Residuos Sólidos Urbanos
- **SECA:** SOx Emission Control Areas (Zonas de Control de Emisiones de SOx)
- **SO₂:** Dióxido de azufre
- **SOFC:** Solid Oxide Fuel Cell (Celdas de Combustible de Óxido Sólido)
- **STS:** Ship-to-Ship (buque a buque)
- **TEN-T:** Trans-European Transport Network
- **TIC:** Tecnología de la Información y Comunicación
- **TTS:** Truck-to-Ship (camión a buque)
- **UE:** Unión Europea
- **UGR:** Índice de deslumbramiento unificado
- **UNE:** Una Norma Española
- **VEEI:** Valor de Eficiencia Energética de la Instalación
- **Wh:** Vatios hora
- **WPCI:** World Ports Climate Initiative (Iniciativa Climática de los Puertos del Mundo)
- **ε:** Eficiencia Energética de una Instalación



Referencias

- Alcalde San Miguel, Pablo. *Electrotecnia*. Madrid: Editorial Paraninfo, 2011. 388 p.
- BP. *BP Statistical Review of World Energy June 2013*. Londres: BP p.l.c., junio de 2013. 45p.
- Entec UK Limited. *Service Contract on Ship Emissions: Assignment, Abatement and Market-base Instruments*. Londres: Entec UK Limited para la Comisión Europea, agosto de 2005. 171 p.
- España. Enmiendas de 2011 al anexo del Protocolo de 1997 que enmienda el Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques, 1973, modificado por el Protocolo de 1978 (Inclusión de reglas sobre la eficiencia energética de los buques en el Anexo VI del Convenio MARPOL) adoptadas en Londres el 15 de julio de 2011 mediante la Resolución MEPC.203(62). *Boletín Oficial del Estado*, 8 de agosto de 2013, núm. 189. p. 57846.
- España. Instrumento de Adhesión de España al Protocolo de 1997 que enmienda el Convenio Internacional para prevenir la contaminación por los buques, 1973, modificado por el Protocolo de 1978, hecho en Londres el 26 de septiembre de 1997. *Boletín Oficial del Estado*, 18 de octubre de 2004, núm. 251. p. 34660.
- España. Ley 34/2007, de 15 de noviembre, de calidad del aire y protección de la atmósfera. *Boletín Oficial del Estado*, 16 de noviembre de 2007, núm. 275. p. 46962.
- España. Ley 2/2011, de 4 de marzo, de Economía Sostenible. *Boletín Oficial del Estado*, 5 de marzo de 2011, núm. 55. p. 25033.
- España. Ministerio de Agricultura, Alimentación y Medio Ambiente. *Inventarios Nacionales de Emisiones a la atmósfera 1990-2010*. [Madrid]: Dirección General de Calidad y Evaluación Ambiental y Medio Natural, 2012.
- España. Ministerio de Economía. Estrategia de ahorro y eficiencia energética en España 2004-2012. Aprobada por Acuerdo de Consejo de Ministros de 28 de noviembre de 2003.
- España. Ministerio de Economía y Hacienda. Plan de Acción Inmediata 2010. Aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 29 de enero de 2010.
- España. Ministerio de Economía y Hacienda. Plan de Austeridad de la Administración General del Estado 2011-2013. Aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 29 de enero de 2010.
- España. Ministerio de Fomento. Plan de ahorro, eficiencia energética y reducción de emisiones en el transporte y la vivienda. Madrid: Ministerio de Fomento, 1 de abril de 2011. 121 p.
- España. Ministerio de Fomento. Resolución de 22 de marzo de 2011, del Presidente de Puertos del Estado por la que se aprueba la Guía de Buenas Prácticas Ambientales.
- España. Ministerio de Fomento. Código Técnico de la Edificación [en línea]. Disponible en web www.codigotecnico.org/web/recursos/otros/
- España. Ministerio de Hacienda y Administraciones Públicas. Plan de reestructuración y racionalización del sector público empresarial y fundacional estatal Aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 16 de marzo de 2012.
- España. Ministerio de Industria, Turismo y Energía. Plan de Ahorro y Eficiencia Energética en los Edificios de la Administración General del Estado. Aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 20 de julio de 2007.
- España. Ministerio de Industria, Turismo y Energía. Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética para el periodo 2008-2012. Aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 20 de julio de 2007.
- España. Ministerio de Industria, Turismo y Energía. Plan de Acción de Ahorro y Eficiencia Energética para el periodo 2011-2020. Aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 29 de julio de 2011.
- España. Ministerio de Industria, Turismo y Energía. Plan de Energías Renovables 2005-2010. Aprobado por

Acuerdo del Consejo de Ministros de 26 de Agosto de 2006.

- España. Ministerio de Industria, Turismo y Energía. Plan de energías renovables 2011-2020. Aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 11 de noviembre de 2011.
- España. Ministerio de Industria, Turismo y Energía. Plan de Impulso a la Contratación de Servicios Energéticos. Aprobado por Acuerdo de Consejo de Ministros de 16 de julio de 2010.
- España. Ministerio de Medio Ambiente. Estrategia Española del Cambio Climático y Energía Limpia. Aprobado por Acuerdo del Consejo de Ministros de 2 de noviembre de 2007.
- España. Real Decreto 838/2002, de 2 de agosto, por el que se establecen los requisitos de eficiencia energética de los balastos de lámparas fluorescentes. *Boletín Oficial del Estado*, 4 de septiembre de 2002, núm. 212. p. 32121.
- España. Real Decreto 1434/2002, de 27 de diciembre, por el que se regulan las actividades de transporte, distribución, comercialización, suministro y procedimientos de autorización de instalaciones de gas natural. *Boletín Oficial del Estado*, 31 de diciembre de 2002, núm. 313. p. 46346.
- España. Real Decreto 1027/2006, de 15 de septiembre, por el que se modifica el Real Decreto 61/2006, de 31 de enero, en lo relativo al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo. *Boletín Oficial del Estado*, 28 de septiembre de 2006, núm. 232. p. 33889.
- España. Real Decreto 1027/2007, de 20 de julio, por el que se aprueba el Reglamento de Instalaciones Térmicas en los Edificios. *Boletín Oficial del Estado*, 29 de agosto de 2007, núm. 207. p. 35931.
- España. Real Decreto 1110/2007, de 24 de agosto, por el que se aprueba el Reglamento unificado de puntos de medida del sistema eléctrico. *Boletín Oficial del Es-*

tado, 18 de septiembre de 2007, núm. 16.478. p. 37860.

- España. Real Decreto 1890/2008, de 14 de noviembre, por el que se aprueba el Reglamento de eficiencia energética en instalaciones de alumbrado exterior y sus instrucciones técnicas complementarias EA-01 a EA-07. *Boletín Oficial del Estado*, 19 de noviembre de 2008, núm. 279. p. 45988.
- España. Real Decreto 14/2010, de 23 de diciembre, por el que se establecen medidas urgentes para la reducción del déficit tarifario en el sector eléctrico. *Boletín Oficial del Estado*, 24 de diciembre de 2010, núm. 312. p. 106386
- España. Real Decreto 187/2011, de 18 de febrero, relativo al establecimiento de requisitos de diseño ecológico aplicables a los productos relacionados con la energía. *Boletín Oficial del Estado*, 3 de marzo de 2011, núm. 53. p. 24169.
- España. Real Decreto Legislativo 2/2011, de 5 de septiembre, por el que se aprueba el Texto Refundido de la Ley de Puertos del Estado y de la Marina Mercante. *Boletín Oficial del Estado*, 20 de octubre de 2011, núm. 253. p. 109456.
- España. Real Decreto-Ley 1/2012, de 27 de enero, por el que se procede a la suspensión de los procedimientos de preasignación de retribución y a la supresión de los incentivos económicos para nuevas instalaciones de producción de energía eléctrica a partir de cogeneración, fuentes de energía renovables y residuos. *Boletín Oficial del Estado*, 28 de enero de 2012, núm. 24. p. 8068.
- España. Real Decreto 235/2013, de 5 de abril, por el que se aprueba el procedimiento básico para la certificación de la eficiencia energética de los edificios. *Boletín Oficial del Estado*, 13 de abril de 2013, núm. 89. p. 27548
- España. Resolución de 14 de enero de 2010, de la Secretaría de Estado de Energía, por la que se publica

el Acuerdo de Consejo de Ministros del 11 de diciembre de 2009, por el que se aprueba el plan de activación de la eficiencia energética en los edificios de la Administración General del Estado. *Boletín Oficial del Estado*, 26 de enero de 2010, núm. 22. p. 7485.

- European Sea Ports Organisation. *ESPO Environmental Code of Practice*. Bruselas: ESPO, septiembre de 2003. 36 p.
- European Environment Agency. *Annual European Union greenhouse gas inventory 1990–2010 and inventory report 2012*. Copenhagen: European Environment Agency, 27 mayo 2012. 1041 p.
- European Environment Agency. *EMEP/EEA air pollutant emission inventory guidebook 2009. Technical guidance to prepare national emission inventories*. Copenhagen: European Environment Agency, 2009. 1.A.3.d Navigation, p. 8.
- European Maritime Safety Agency (EMSA). *The 0,1% sulphur in fuel requirement as from 1 January 2015 in SECAs – An assessment of available impact studies and alternative means of compliance*. [Lisboa]: European Maritime Safety Agency, 2010. 30 p.
- Florentinus, Anouk et al. *Potential of biofuels for shipping*. Utrecht: ECOFYS Netherlands B.V., enero de 2012. 95 p.
- Gamesa. Gamesa 4.5 MW. Innovación orientada a la fiabilidad. G128-4.5 MW [en línea]. Disponible en web www.gamesacorp.com
- Guías prácticas. *Gestione con eficiencia su centro de datos*. NetmediaEurope S.A., 2009, 14 p.
- *Informe mensual sobre certificación y comercialización de biocarburantes*. Comisión Nacional de la Energía. Marzo de 2011, p. 5-6.
- *Informe mensual sobre certificación y comercialización de biocarburantes*. Comisión Nacional de la Energía. Febrero de 2012, p. 5-6.
- *Informe mensual sobre certificación y comercialización de biocarburantes*. Comisión Nacional de la Energía. Diciembre de 2012, p. 5-6.
- Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía (IDAE). *El vehículo eléctrico para flotas* [en línea]. Madrid: Instituto para la Diversificación y Ahorro de la Energía. Disponible en web www.idae.es.
- Instituto Portuario de Estudios y Cooperación de la Comunidad Valenciana (FEPORTS). *Guía para la elaboración de las memorias de sostenibilidad de las Autoridades Portuarias*. Madrid: Imprenta Romeu S.L., 2008. 103 p.
- International Organization for Standardization. *Utility connections in port. Part 1: High Voltage Shore Connection (HVSC) Systems. General requirements*. ISO/IEC/IEEE 80005-1. Ginebra (Suiza): ISO, 2012.
- Langfeldt, Lars; Pewe, Henning. *European Maritime Safety Agency (EMSA) Study on Standards and Rules for Bunkering of Gas-Fuelled Ships*. Hamburgo: Germanischer Lloyd SE, 15 de febrero de 2013. 156 p.
- Litehauz et al. *Investigation of appropriate control measures (abatement technologies) to reduce black carbon emissions from international shipping*. Dinamarca: Organización Marítima Internacional, 20 de noviembre de 2012. 118 p.
- Michail, Antonis (ed.). *ESPO Green Guide; Towards excellence in port environmental management and sustainability*. Treuremberg (Bruselas): European Sea Ports Association, octubre 2012. 38 p.
- Miola, Apollonia et al. *Regulating Air Emissions from Ships. The State of the Art on Methodologies, Technologies and Policy Options*. Luxemburgo: Joint Research Centre of the Institute for Environment and Sustainability of the European Commission, 2010. 68 p.
- Organización Marítima Internacional. *Resolución MEPC.184(59) 2009 Guidelines for exhaust gas*

cleaning systems. Londres: Organización Marítima Internacional, 17 de julio de 2009. Anexo 9.

- Organización Marítima Internacional. *Resolución MSC.285(86) Interim Guidelines on safety for natural gas-fuelled engine installations in ships*. Londres: Organización Marítima Internacional, 1 de junio de 2009. 41 p.
- Phan, Tho. *Validation of Renewable Methanol Based Auxiliary Power System for Commercial Vessels*. Finlandia: Wärtsilä Finland Oy, 15 de diciembre de 2010. 6 p.
- Puertos del Estado. *Elementos para la elaboración del Plan Estratégico de Gas Natural Licuado (GNL) en el Sistema Portuario Español para el suministro a buques*, Madrid: Puertos del Estado, 2011. 153 p.
- Puertos del Estado. *Los Puertos* [en línea]. Madrid: Organismo Público Puertos del Estado. Disponible en web www.puertos.es.
- Puertos del Estado. *Memoria de sostenibilidad del sistema portuario de interés general. Año 2010*. Madrid: Organismo Público Puertos del Estado, septiembre de 2012. 109 p.
- Red Eléctrica de España. *El Sistema Eléctrico Español 2010*. Madrid: Red Eléctrica de España, junio de 2011. 147 p.
- Stulz GmbH. *CyberAir2 - Precision Cooling Solutions*. Hamburgo (Alemania): Stulz, julio de 2010. 26 p.
- UNCATD. *El transporte marítimo 2010*. Ginebra (Suiza): UNCATD/RMT, 2010. 230 p.
- Unión Europea. *Commission Staff Working Document: Actions towards a comprehensive EU framework on LNG for shipping. SWD(2013) 4 final*. Bruselas: Comisión Europea, 24 de enero de 2013. 5 p.
- Unión Europea. *Comunicación de la Comisión. Europa 2020: Una estrategia para un crecimiento inteligente, sostenible e integrador. COM(2010) 2020 final*. Bruselas: Comisión Europea, 3 de marzo de 2010. 39 p.
- Unión Europea. *Comunicación de la Comisión. Libro blanco. Hoja de ruta hacia un espacio único europeo de transporte: por una política de transportes competitiva y sostenible. COM(2011) 144 final*. Bruselas: Comisión Europea, 28 de marzo de 2011. 34 p.
- Unión Europea. *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. Plan de Eficiencia Energética 2011. COM(2011) 109 final*. Bruselas: Comisión Europea, 8 de marzo de 2011. 18 p.
- Unión Europea. *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. Objetivos estratégicos y recomendaciones para la política de transporte marítimo de la UE hasta 2018. COM(2009) 8 final*. Bruselas: Comisión Europea, 21 de enero de 2009. 15 p.
- Unión Europea. *Comunicación de la Comisión al Parlamento Europeo, al Consejo, al Comité Económico y Social Europeo y al Comité de las Regiones. Energía limpia para el transporte: Estrategia europea en materia de combustibles. COM(2013) 17 final*. Bruselas: Comisión Europea, 24 de enero de 2013. 14 p.
- Unión Europea. Decisión de Ejecución del Consejo, de 20 de junio de 2011, por la que se autoriza a Suecia, en virtud del artículo 19 de la Directiva 2003/96/CE, para aplicar un tipo impositivo reducido a la electricidad suministrada directamente a los buques atracados («electricidad generada en puerto»). *Diario oficial de la Unión Europea*, 30 de junio de 2011, núm. L 170/36.
- Unión Europea. Directiva 93/76/CEE de 13 de septiembre de 1993 relativa a la limitación de las emisiones de dióxido de carbono mediante la mejora de la eficacia energética (SAVE). *Diario oficial de las Comunidades Europeas*, 22 de septiembre de 1993, núm. L 237/28.
- Unión Europea. Directiva 1999/30/CE del Consejo de 22 de abril de 1999 relativa a los valores límite de dió-

xido de azufre, dióxido de nitrógeno y óxidos de nitrógeno, partículas y plomo en el aire ambiente. *Diario oficial de las Comunidades Europeas*, 29 de junio de 1999, núm. L 163/41.

- Unión Europea. Directiva 2002/91/CE de 16 de diciembre de 2002 relativa a la eficiencia energética de los edificios. *Diario oficial de las Comunidades Europeas*, 4 de enero de 2003, núm. L 1/65.
- Unión Europea. Directiva 2009/28/CE de 23 de abril de 2009 relativa al fomento del uso de energía procedente de fuentes renovables y por la que se modifican y se derogan las Directivas 2001/77/CE y 2003/30/CE. *Diario oficial de la Unión Europea*, 5 de junio de 2009, núm. L 140/16.
- Unión Europea. Directiva 2006/32/CE de 5 de abril de 2006 sobre la eficiencia del uso final de la energía y los servicios energéticos y por la que se deroga la Directiva 93/76/CEE del consejo. *Diario oficial de la Unión Europea*, 27 de abril de 2006, núm. L 114/64.
- Unión Europea. Directiva 2010/31/UE de 19 de mayo de 2010 relativa a la eficiencia energética de los edificios. *Diario oficial de la Unión Europea*, 18 de junio de 2010, núm. L 153/13.
- Unión Europea. Directiva 2012/27/UE del 25 de octubre de 2012 relativa a la eficiencia energética, por la que se modifican las directivas 2009/125/CE y 2010/30/UE, y por la que se derogan las directivas 2004/8/CE y 2006/32/CE. *Diario oficial de la Unión Europea*, 14 de noviembre de 2012, núm. L 315/1.
- Unión Europea. Directiva 2012/33/UE del Parlamento Europeo y del Consejo de 21 de noviembre de 2012 por la que se modifica la Directiva 1999/32/CE del Consejo en lo relativo al contenido de azufre de los combustibles para uso marítimo. *Diario oficial de la Unión Europea*, 27 de noviembre de 2012, núm. L 327/1.
- Unión Europea. Recomendación de la Comisión de 8 de mayo de 2006 sobre el fomento del uso de electricidad en puerto por los buques atracados en puertos comunitarios. *Diario oficial de la Unión Europea*, 15 de mayo de 2006, núm. L 125/38.
- Unión Europea. Reglamento (CE) Nº 1005/2009 Del Parlamento Europeo y del Consejo de 16 De septiembre de 2009 sobre las sustancias que agotan la capa de ozono. *Diario oficial de la Unión Europea*, 31 de octubre de 2009, núm. L 286/1.
- World Ports Climate Declaration. Rotterdam (Holanda): International Association of Ports and Harbours (IAPH), 2008. 4 p.

