

# oilgas

*Petróleo, Petroquímica y Gas • Septiembre 2020 • año 53*



**INFRAESTRUCTURAS PARA IMPULSAR EL USO DEL GAS NATURAL EN EL TRANSPORTE**

**UNUE GAS NUEVO PROYECTO PARA INYECTAR BIOMETANO EN LA RED**

**ENDESA INVIERTE 29.5 M€ EN LA CCC AS PONTES**



# Avanzamos juntos

La energía es la razón que nos une.



# oilgas

Petróleo, Petroquímica y Gas

AÑO 53

NÚMERO 604

SEPTIEMBRE 2020

Edita  
SEDE TÉCNICA S.A.

Dirección editorial Almudena Martín Cubillo  
Redacción Pablo Carrero

Corresponsales  
EUROPA Pétrole Informations CEP  
142, rue Montmartre  
75002 Paris (Francia)  
t. +33 4233 7265  
f. +33 4296 8752

LATINOAMÉRICA Digital Papers  
Buenos Aires, Argentina  
USA Dean Sims  
Public Relations  
International Ltd.  
Tulsa, Oklahoma

Redacción Poeta Joan Maragall, 51  
administración 28020 Madrid I España  
y publicidad t. +34 91 556 5004  
f. +34 91 579 9364

e-mail editorial@sedetecnica.com  
web www.oilgas.es  
www.sedetecnica.com

Depósito legal M 22728-1967  
ISSN 0030-1493

#### PRECIOS DE SUSCRIPCIÓN 2020

España	118,00 euros
Europa	195,00 euros
Resto mundo	265,00 euros

un año | 11 números | IVA incluido

En cumplimiento de lo dispuesto en el Reglamento General de Protección de Datos 2016/679 le informamos que la información que nos facilita será utilizada por SEDE TÉCNICA S.A. con el fin de prestarles el servicio solicitado. Los datos proporcionados se conservarán mientras se mantenga la relación comercial o durante los años necesarios para cumplir con las obligaciones legales. Los datos no se cederán a terceros salvo en los casos en que exista una obligación legal. Usted tiene el derecho a acceder a sus datos personales, rectificar los datos inexactos o solicitar su supresión cuando los datos ya no sean necesarios para los fines para los que fueron recogidos, así como cualesquiera derechos reconocidos en el RGPD 2016/679. Cualquier persona puede presentar una reclamación ante la Agencia Española de Protección de Datos, estando los formularios disponibles en la web www.agpd.es en caso de considerar que sus derechos no han sido satisfechos.

#### PUBLICACIÓN DE CONTENIDO ESPECIAL

**Reservados todos los derechos. Queda prohibida la reproducción o transmisión del contenido de la revista por ningún procedimiento electrónico, mecánico, por fotocopia, grabación magnética o digitalizada o cualquier almacenamiento de información y sistema de recuperación sin la autorización por escrito de la editorial Sede Técnica, S.A. La dirección no se hace responsable de las opiniones contenidas en los artículos firmados que aparecen en la publicación.**

# sumario

- nacional > actualidad**
- 02 ▶ Sindicatos y universidad abogan por impulsar la exploración de hidrocarburos
- 11 ▶ **nacional > estadísticas**
- gas > infraestructuras**
- 13 ▶ El gas natural afianza su posición como elemento clave en la transición energética
- gas > plantas**
- 20 ▶ La importación de GNL crece un 10,6 por 100 hasta junio
- gas transporte > actualidad**
- 28 ▶ Los operadores gasistas apuestan por la inversión en nuevas infraestructuras de repostaje en la red
  - ▶ Nuevas inversiones consolidan a España como *hub* de referencia para el abastecimiento de GNL a buques
- gas renovable > actualidad**
- 34 ▶ Unue Gas Renovable inicia la construcción de un nuevo proyecto pionero para desarrollar e inyectar biometano en red
- 36 ▶ **gas > actualidad**
- 40 ▶ **mantenimiento > tecnología**
- Criterios para la evaluación del aislamiento en máquinas eléctricas rotativas
- 48 ▶ **ciclos combinados > actualidad**
- Endesa invierte 29,5 millones de euros en la central de As Pontes
- 49 ▶ **tecnología > actualidad**
- Cómo los racores de compresión pueden optimizar el rendimiento de los activos de petróleo y gas
- 52 ▶ **empresas & equipos**
- 56 ▶ **precios y estadísticas internacionales**

en nuestro próximo número

## EDICIÓN ESPECIAL INDUSTRIA QUÍMICA/PETROQUÍMICA Automatización en plantas en el sector energético

En la edición de octubre de 2020, **Oil&Gas** publicará un nuevo informe especial sobre la industria química y petroquímica, analizando la producción, el consumo y el comercio exterior por compañías y productos, así como las inversiones previstas a corto y medio plazo. Además, este nuevo número abordará la automatización en plantas del sector energético y la importancia estratégica de la transformación digital en la industria *oil&gas*.

Portada: *Central de ciclo combinado As Pontes, de Endesa*

**YA PUEDE RESERVAR LA EDICIÓN 2020 DEL ANUARIO  
ENCICLOPEDIA DEL PETRÓLEO, PETROQUÍMICA Y GAS  
SOLICITE SU EJEMPLAR POR TELÉFONO 91 556 5004**

## Sindicatos y universidad abogan por impulsar la exploración de hidrocarburos

Ante el avance de la tramitación del Proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética, que prevé la prohibición de la actividad de exploración y producción de hidrocarburos en España, los sindicatos CCOO Industria, UGT-Fica, así como el Consejo Superior de Colegios de Ingenieros de Minas, de CODEIME (Conferencia de Directores/as de Escuelas de Ingeniería de Minas y Energía) y ACIEP, han publicado el “Manifiesto a favor de la investigación de hidrocarburos en España”.

El documento argumenta que la disponibilidad de energía a un precio competitivo es “indispensable para el desarrollo de la sociedad, la economía y la industria”. En este sentido, sindicatos, universidades y empresas subrayan la importancia de seguir avanzando en favor de las energías renovables para que, “en un futuro próximo”, estas tengan “un coste razonable y competitivo”.

Entretanto, el texto señala que “la electricidad no puede sustituir de manera inmediata a los hidrocarburos” y es necesario contar con fuentes de “energía de respaldo a las renovables” mientras no se haya resuelto el problema del almacenamiento de la electricidad.

El texto recuerda, además, que España es uno de los países que más petróleo y gas importan, “lo que determina el elevado grado de dependencia energética”, en el entorno del 80 por 100.

### El gas natural, materia prima imprescindible para la industria

Más allá de su empleo para la generación de energía, el manifiesto recuerda que el gas natural es también una de las principales materias primas para la práctica totalidad de los sectores industriales. El manifiesto destaca que papeles, empresas cerámicas, fertilizantes, siderurgia, cementeras, cogeneradoras, industria química, fabricación

de vidrio, así como la construcción, necesitan gas natural como materia prima insustituible para su cadena de valor.

“Cualquier debate sobre competitividad, desarrollo económico, política industrial o sostenibilidad y medio ambiente que pretenda abordarse en España no puede soslayar, en ningún caso, las posibilidades de autoabastecimiento de los yacimientos de gas natural y petróleo que

puedan existir en nuestro país”, sostiene el texto. En la economía global, condenar a la industria española a competir con gas importado y con mayores emisiones que el producido localmente es condenar su futuro, al tiempo que se acrecienta la huella ecológica que se pretende reducir.

“Solo tras la investigación y el conocimiento del potencial nacional de los recursos existentes de gas natural y petróleo -concluye-, será posible determinar el papel que estos podrán jugar en el mix energético nacional” y como materia prima de transición hacia una economía baja en carbono. •

## Las grandes petroleras piden no cerrar la puerta a la producción de “hidrógeno azul”

La Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos ha pedido que se contemple la producción de todas las formas de hidrógeno de bajas emisiones (conocido como “hidrógeno azul”) como un paso necesario para el despliegue de un mercado español del hidrógeno renovable (“hidrógeno verde”), ya que dejarlo fuera del plan español “podría poner en riesgo la competitividad de la industria”.

La AOP ha presentado esta propuesta en sus alegaciones durante el proceso de consulta pública de la Hoja de Ruta del Hidrógeno Verde lanzada por el Gobierno, cerrado el pasado 11 de septiembre.

El presidente de AOP y BP España, Luis Aires, señala que estas alegaciones

quieren “ampliar el alcance de la hoja de ruta. El objetivo es evitar distorsiones en el mercado europeo y posibles pérdidas de competitividad para la industria española como resultado de restringir las vías de producción de hidrógeno a las que sí podrían acceder otros países de la UE. Toda tonelada de CO<sub>2</sub> evitada es igual de buena independientemente de cómo se consiga, así que no hay razón para esperar años a que una tecnología madure cuando tenemos otras disponibles ahora”.

AOP considera que esta medida no solo armonizaría la normativa española con la estrategia europea para el hidrógeno renovable, “sino que también permitiría cumplir con objetivos de reducción de

emisiones de CO<sub>2</sub> a corto y medio plazo”.

La asociación cree que, incluyendo esta vía, se podrían dar pasos intermedios para el desarrollo pleno de las tecnologías de H<sub>2</sub> verde, “que aún tiene un largo recorrido por delante hasta ser competitivo y coste eficiente”.

La patronal destaca que el desarrollo del hidrógeno renovable es una de las rutas de su “Estrategia para la Evolución hacia los Eco-combustibles”, que persigue las emisiones cero de la industria del refino mediante la creación de combustibles alternativos bajos en carbono, hechos a partir de residuos orgánicos, hidrógeno verde y CO<sub>2</sub> capturado (combustibles sintéticos) y residuos no orgánicos. •



Electrify Your Fired Process Heaters



## HELIMAX™ Electric Heat Exchanger

### Zero-emission production

Converts 100% of the power into heat energy with no emissions. Eliminate carbon emissions.

Eliminates the need for steam and hot oil systems. Heat the process directly with electric.

### Lowers Operating Cost

No need for trained operators to monitor and adjust air fuel mixture.

### Reduces Footprint and Envelope Size

Compared to similar gas fired systems with similar outputs, electric heat exchangers are typically half the size or less.

### Allows for Remote Unmanned Operation

With proper sensors and controllers, electric heat exchangers are capable of unmanned operations and can be remotely run and automated.

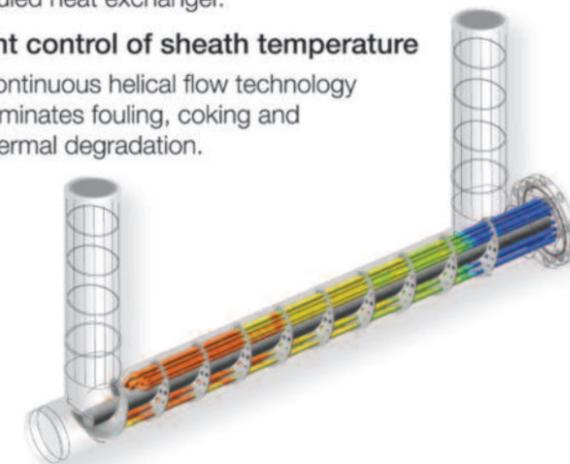
### Eliminates Downtime and Associated Expenses

Lost productivity.

Labor expenses to dismantle, clean and reassemble fouled heat exchanger.

### Tight control of sheath temperature

Continuous helical flow technology eliminates fouling, coking and thermal degradation.



**Go Green**, with Watlow's new HELIMAX™ ultra-efficient electric heat exchanger. HELIMAX leverages continuous helical flow™ (CHF) technology to deliver up to 4X better heat transfer compared to traditional heat exchangers using segmental baffles. CHF technology also means that heater fouling is a thing of the past saving you the downtime and aggravation often associated with dismantling, cleaning and reassembling fouled heaters. HELIMAX is the breakthrough solution solving all your decarbonization concerns.

Powered by Possibility



Find the thermal solution for your application, contact Watlow today.

Contact us at [www.watlow.com](http://www.watlow.com)

## El sector químico acumula un crecimiento del 20 por 100 desde 2014



La industria química española alcanzó una cifra de negocios de 66.433 millones de euros en 2019, lo que supone un crecimiento del 1,2 por 100 respecto a la facturación registrada el año anterior, impulsada tanto por su actividad en los mercados exteriores como por la demanda interna.

De esta cifra, el 58 por 100 se facturó en mercados exteriores, hasta los 38.500 millones, de forma que el sector continúa situándose como el segundo mayor exportador de la economía española a la que aporta el 13,4 por 100 del PIB industrial de manera directa, y el 5,8 por 100 del PIB nacional contabilizando sus efectos indirectos. Así se recoge en la "Radiografía del Sector Químico español 2019", informe elaborado por la Federación Empresarial de la Industria Química Española (FeiQue) que integra datos de evolución de las principales macromagnitudes del sector.

El sector, que desde 2014 ha ido superando paulatinamente su techo histórico de facturación, ha acumu-

lado en los últimos seis años un crecimiento del 20 por 100 que asciende al 34 por 100 si se toma como referencia 2007, el año previo a la crisis. De esta forma, la industria química española, integrada por las actividades químicas y farmacéuticas, genera ya el 13,4 por 100 del Producto Industrial Bruto de nuestro país, constituyendo un sector estratégico para la economía española en su conjunto al contribuir, de manera directa, indirecta e inducida al 5,8 por 100 del Producto Interior Bruto y generar empleo para el 3,5 por 100 de la población activa ocupada.

### Industria internacionalizada

En cuanto al comportamiento en los mercados exteriores, el sector químico sigue siendo una industria altamente internacionalizada que experimentó un crecimiento de sus exportaciones durante 2019 del 2 por 100 respecto a 2018 hasta los 38.474 millones de euros. De esta forma, la cifra de negocios que rea-

## La OGCI establece su objetivo de intensidad de carbono

La Oil and Gas Climate Initiative (OGCI) ha anunciado un objetivo para reducir las operaciones agregadas de *upstream* de petróleo y gas de las compañías miembros en lo que respecta a la media colectiva de intensidad de carbono entre 20 y 21 kg CO<sub>2</sub>e/boe para el año 2025, frente a una línea base colectiva de 23 kg CO<sub>2</sub>e/boe en 2017.

El rango es consistente con la reducción necesaria en la industria del petróleo y el gas para el año 2025 en relación al apoyo de los objetivos del Acuerdo de París. El objetivo representa una reducción de entre 36 y 52 millones de toneladas de

CO<sub>2</sub>e al año para 2025 (asumiendo unos niveles constantes de producción de petróleo y gas comercializado), equivalente a las emisiones de CO<sub>2</sub> desde un uso energético que se realiza entre 4 y 6 millones de hogares.

La OGCI desea desempeñar un papel activo en la aceleración y modelado de la ruta mundial hasta llegar a cero emisiones por medio de acciones colectivas y prácticas. Esta intensidad del objetivo de carbono es a corto plazo y un paso práctico para que las compañías miembros sigan ampliando su contribución hacia una transición a una economía baja en carbono. •

liza en mercados exteriores supone ya el 58 por 100 del total.

Un dato también relevante es que el sector ha ido mejorando a lo largo de la última década su posición en todos los mercados internacionales extracomunitarios, de modo que la industria química española exporta ya a más de 200 países y territorios autónomos. Aunque la Unión Europea sigue siendo el principal destino de las exportaciones con el 58,6 por 100 del total, en los últimos 20 años el destino de éstas se ha diversificado ganando mercado otros países como China, Suiza, Estados Unidos, Turquía o Polonia que son los extracomunitarios en los se registra mayor crecimiento.

Por lo que respecta a la I+D, se trata de un factor de competitividad clave para este sector y sobre el que está especialmente volcado. De hecho, es el sector industrial que actualmente destina más recursos a esta área, acumulando en sus empresas un 26 por 100 de las inversiones que la industria española destina en su conjunto hasta los 2.800 millones de euros anuales. También lidera el empleo de personal investigador ya que uno de cada cinco investigadores contratados por la industria lo hace en una empresa del sector químico y el 64 por 100 de las empresas del sector son innovadoras, más del doble que la media industrial (25,6 por 100) y siete veces más que el sector de la hostelería o el sector servicios. •

## CLH invierte 23 millones en investigación, desarrollo e innovación



El grupo CLH ha invertido cerca de 23 millones de euros en proyectos de Investigación, Desarrollo e Innovación (I+D+i) en los últimos tres años, una inversión que ha permitido "maximizar la eficiencia" de todas las actividades y que los precios de los servicios que presta la compañía se mantengan anualmente.

CLH explica que sus objetivos del I+D+i son reforzar la digitalización y automatización de sus instalaciones, mejorar los procesos operativos favoreciendo la optimización de los recursos y aumentar la seguridad y sostenibilidad de las operaciones.

CLH también busca simplificar y mejorar la eficiencia de sus procesos internos, aplicando metodologías como Lean y 6-Sigma. Así, tiene en marcha el programa ONE, iniciativa para renovar los sistemas informáticos y simplificar los principales procesos de las empresas del grupo.

Este sistema define un modelo de funcionamiento único para todo el grupo, que considera las particularidades de cada país en materia legal, contable y fiscal; además del establecimiento de nuevos roles, con la finalidad de de-

limitar claramente las competencias de cada compañía en las principales áreas de gestión y mejorar la coordinación.

CLH también ha rediseñado la gestión integral de sus activos, mediante criterios de mantenimiento predictivo y estrategias de salud de activos basados en análisis de criticidad y *big data*.

Esta nueva estrategia optimiza el ciclo de vida de los activos, al estudiar y definir modelos predictivos, y permite realizar un mantenimiento más eficiente y alineado con las necesidades reales.

Además, ha implantado un sistema que minimiza los riesgos de sobrellelado durante el proceso de carga de los camiones cisterna, así como los errores en la elección de los compartimentos del camión o la no realización del proceso de purgado previo a la carga lo mejora la seguridad del proceso.

CLH también ha puesto en marcha una novedosa iniciativa denominada Hub Digital que tiene como objetivo implantar las más modernas herramientas y metodologías de trabajo para facilitar la adaptación de la compañía al futuro. •

## Se mantiene la recuperación en el consumo de combustibles de automoción

El avance que ha hecho ECORES de los datos correspondientes al pasado mes de julio subraya que se mantiene la recuperación del consumo de los combustibles de automoción (+23,4 por 100 respecto a junio 2020; +145,8 por 100 respecto al mínimo de abril 2020), aunque sigue presentando descenso respecto al año anterior (-10,4 por 100 frente a julio 2019), situándose en 2.418 kt.

Las gasolinas (-6,8 por 100 vs julio 2019), por primera vez desde marzo 2020, descienden menos que los gasóleos de automoción (-11,2 por 100 vs julio 2019). En el acumulado del año el consumo de los combustibles de auto-

moción desciende un -22,3 por 100, siendo mayor la caída en las gasolinas (-26,9 por 100) que en los gasóleos de automoción (-21,2 por 100).

Este mes desciende interanualmente el consumo de todos los grupos de productos: los querosenos (-73,7 por 100) con la mayor caída, seguidos de fuelóleos (-33,2 por 100), GLP (-27,4 por 100), gasóleos (-7,5 por 100) y gasolinas (-6,8 por 100). En el acumulado del año también presentan descensos todos los grupos de productos: GLP (-19,1 por 100), gasolinas (-26,9 por 100), querosenos (-60,7 por 100), gasóleos (-11,6 por 100) y fuelóleos (-36,4 por 100). •

## Las salidas de productos petrolíferos de CLH moderan su caída en agosto

Las salidas de productos petrolíferos desde las instalaciones de CLH al mercado español durante el pasado mes de agosto se situaron en cerca de 2,7 millones de metros cúbicos, lo que supone un 22,1 por 100 menos que en el mismo mes del año pasado, una vez corregido el efecto calendario, debido a la crisis del Covid-19.

Las salidas de gasolinas descendieron un 8,4 por 100 y las de gasóleo de automoción cayeron un 10,4 por 100. En su conjunto, las salidas de los carburantes de automoción disminuyeron un 9,9 por 100 y superaron los 2,1 millones de metros cúbicos, según informa el grupo.

En cuanto al total de gasóleos, las salidas se situaron en cerca de dos millones de metros cúbicos, un 10,7 por 100 menos que en el mismo periodo de 2019. Por su parte, las salidas de querosenos superaron los 250.000 metros cúbicos, lo que representa una bajada del 66,8 por 100 respecto a agosto del año pasado.

A pesar de las disminuciones experimentadas en agosto, se trata del mes en el que menos descendieron las salidas de productos petrolíferos desde el inicio del estado de alarma en el país a mediados de marzo. En abril se desplomaron un 56,3 por 100, en mayo un 43,6 por 100, en junio un 35 por 100 y en julio un 24,1 por 100. •

## bp refuerza su estrategia para adaptarse a la transición energética



De acuerdo con la tendencia generalizada entre los grandes operadores del sector, bp ha anunciado una nueva estrategia en la que las energías renovables irán teniendo un peso cada vez mayor. Así, la compañía energética prevé multiplicar por diez el volumen de sus inversiones en este sector, calculando que destinará alrededor de 4.200 millones de euros al año con el objetivo de alcanzar los 50.000 MW de energía verde antes que finalice la presente década.

De esta forma, aproximadamente una tercera parte de los entre 14.000 y 16.000 millones de dólares que el grupo invierte anualmente se destinará a energías renovables. El objetivo de la compañía es multiplicar por veinte su capacidad de generación renovable neta, alcanzando los mencionados 50.000 MW.

En cuanto a su papel en la movilidad, el objetivo pasa por multiplicar por diez los puntos de recarga de vehículos eléctricos y sobrepasar los 70.000.

Al mismo tiempo, bp tiene prevista una reducción de un 40 por 100 en la producción

de petróleo y gas, de acuerdo con su percepción, expuesta en la edición 2020 del Energy Outlook, presentado recientemente, de que el crudo podría haber tocado ya su techo en 2019.

La nueva edición del Energy Outlook plantea tres escenarios de transición energética hasta el año 2050: Rapid (asume la introducción de medidas políticas que apoyen la transición), el escenario Net Zero (donde las medidas políticas de Rapid están reforzadas por cambios significativos en el comportamiento y preferencias de la sociedad y los consumidores), y el escenario Business-as-usual o BAU (sin cambios). En los tres escenarios la demanda de carbón, gas natural y petróleo se reducirá de forma muy significativa a largo plazo.

En el caso del petróleo, bp plantea una reducción de entre 3 y 5 millones de barriles al día respecto al consumo planteado para 2025: la proporción de combustibles fósiles disminuirá del 85 por 100 de la demanda total de energía primaria en 2018 a entre el 20 y el 65 por 100 para 2050 dependiendo del escenario. •

## Disa compra la energética portuguesa Prio

El grupo Disa ha alcanzado un acuerdo para la compra de la empresa energética portuguesa Prio al fondo de inversión Oxy Capital.

Disa adquiere en la operación la red de estaciones de servicio (247 puntos de venta), una terminal de almacenamiento y una fábrica de biodiésel.

El acuerdo está pendiente de la aprobación por parte de las autoridades lusas en materia de competencia.

Con esta operación, Disa amplía su presencia en Portugal, donde se convierte en el cuarto operador y alcanza una cuota de mercado del 10 por 100.

La ampliación responde a la estrategia de expansión geográfica más allá de las fronteras de España puesta en marcha hace tres años y garantiza la continuidad de todas las actividades que ha desarrollado hasta la fecha la compañía portuguesa, ya que la española asume los compromisos contractuales vigentes con todos sus clientes y proveedores.

Los negocios portugueses que incorpora Disa dan empleo directo a más de 700 personas, que se integrarán al grupo español, que se ha comprometido a mantener la estabilidad laboral. Con la inclusión del equipo humano de Prio a Disa, la plantilla del cuarto operador más importante de España suma 4.500 personas.

De las 247 estaciones que integran la red adquirida, 98 son de gestión propia y 149 tienen acuerdos de abanderamiento y suministro en exclusiva.

La red cuenta con 88 tiendas de conveniencia, la tercera más amplia del país, y 20 túneles de lavado. Además, comercializa GLP envasado y lubricantes.

Por otra parte, en 61 de estas estaciones de servicio hay instalados 190 puntos de recarga eléctrica.

Las actividades adquiridas por Disa incluyen suministros y trading en Portugal, además de una terminal de almacenamiento de combustibles. •

## Repsol produce por primera vez en España biocombustible para aviones

Repsol ha completado con éxito la fabricación del primer lote de biocombustible para aviación del mercado español. Con este hito, la compañía avanza en la producción de combustibles con baja huella de carbono para sectores como el aeronáutico, donde alternativas como la electrificación no son viables en estos momentos. •

La producción de este biocombustible se ha llevado a cabo en el complejo industrial de Repsol en Puertollano (Ciudad Real) y tendrá continuidad con la fabricación de más lotes de biocombustible para aviación en otros complejos industriales del grupo en España y, posteriormente, con iniciativas en las que se utilicen biocombustibles a partir de residuos. •

## OBRAS

### Repsol invierte 32 millones en Tarragona para ampliar su gama de polímeros



Repsol ha anunciado la inversión de 32 millones de euros para convertir en 2021 a su Complejo Industrial de Tarragona en la primera planta de la Península Ibérica para la fabricación de polímeros de alta resistencia al impacto.

Los polímeros son un producto de alta especialización que aporta un gran valor añadido en mercados como el de la automoción, tanto por su mayor ligereza como, principalmente, por su extraordinaria resistencia al impacto, lo que redundará en una mayor seguridad de los vehículos.

Gracias a estas características, este tipo de polímeros sirve como materia prima para la fabricación de paraques y diferentes elementos interiores y exteriores de los vehículos que requieren de especial firmeza, como paneles de puertas e instrumentos. Su uso en estas piezas aumenta significativamente la protección del habitáculo.

Repsol destaca que este proyecto refuerza su papel

como “suministrador clave para el sector de la automoción y compañía comprometida con el medio ambiente, en el marco de su objetivo de alcanzar cero emisiones netas en el año 2050”.

Además, los polímeros también son útiles para otros tipos de aplicaciones, como la fabricación de maletas, equipamiento deportivo o carcasas de grandes baterías, que pueden aprovechar sus características particulares para mejorar sus prestaciones.

La compañía señala que esta nueva gama de polímeros tiene menor densidad que otros materiales alternativos, con lo que, además, contribuye a disminuir el peso total de los vehículos, lo que reduce sus emisiones y amplía su autonomía.

Para fabricar esta nueva gama de polímeros, Repsol instalará un segundo reactor en una de las unidades de producción de polipropileno del área Química de su Complejo Industrial de Tarragona. •

## Duro Felguera firma un contrato con la canadiense Catena Carbon Industries

Duro Felguera, compañía española especializada en la ejecución de proyectos “llave en mano” y prestación de servicios especializados en las áreas de energía, minería & handling, y oil & gas, ha firmado un contrato con la compañía canadiense Catena Carbon Industries para la elaboración de la ingeniería necesaria para la construcción de una planta de captura de CO<sub>2</sub> para un hospital y otra de producción de metanol verde en un polígono industrial, ambos en la provincia de Ontario, en Canadá.

El contrato incluye el desarrollo de la ingeniería de diseño inicial del proyecto (FEED) que soportará la ejecución del proyecto “llave en mano”. El pro-

yecto se estima inicialmente en un valor aproximado de 85 millones de USD.

Duro Felguera ha estado trabajando conjuntamente con el cliente desde principios de año para elaborar el estudio de viabilidad, seleccionar la tecnología para los procesos de ambas plantas y definir la estrategia de fabricación y construcción de forma modular.

El contrato de ingeniería es la etapa inicial del acuerdo global con el cliente. Junto con el desarrollo de la ingeniería, Duro Felguera terminará de definir el proyecto “llave en mano” y consecuentemente el contrato EPC para la construcción de ambas plantas. El inicio de la fase de construcción está previsto para el primer trimestre de 2021. •

## Acciona inaugura en Extremadura la primera planta fotovoltaica flotante conectada a red de España



Guillermo Fernández Vara, presidente de la Junta de Extremadura, y José Manuel Entrecañales, presidente de Acciona, han inaugurado la primera planta solar fotovoltaica flotante conectada a la red eléctrica de España en el embalse de Sierra Brava (Extremadura).

La planta fotovoltaica de Sierra Brava es un proyecto demostrativo de innovación que permitirá estudiar diversas soluciones técnicas para la instalación de paneles solares sobre la superficie de lagos o embalses. La instalación consta de 3.000 módulos fotovoltaicos. •

# RESERVE HOY SU EDICIÓN 2020

+ precio reducido  
+ envío gratuito  
**OFERTA LIMITADA**

EGP  
TRANSPORTE  
ALMACENAMIENTO  
REFINO  
PETROQUÍMICA  
GAS  
COMERCIALIZACIÓN DE  
PRODUCTOS PETROLÍFEROS  
Y BIOCARBURANTES  
EE. SS.  
CONSUMO DE ENERGÍA  
INGENIERÍAS  
LEGISLACIÓN COMUNITARIA  
MEDIO AMBIENTE

50 EDICIÓN

# EL ESTUDIO DE ANÁLISIS DE REFERENCIA PARA LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

Desde 1970, la revista **OILGÁS** publica el único **ANUARIO** especializado en las industrias energéticas de gas, petróleo, petroquímica y productos petrolíferos.

La **ENCICLOPEDIA 2020** es una base de datos única que recoge en cada edición más de seis mil datos exclusivos, contrastados y actualizados, reunidos en un único volumen.

- ▲ Análisis de mercado
- ▲ Perfil de compañías y sus principales ejecutivos
- ▲ Información estadística
- ▲ Directorios sectoriales
- ▲ Legislación revisada con más de **150 nuevas entradas**
- ▲ Censo de proyectos
- ▲ Guía de suministradores



Enciclopedia Nacional  
del Petróleo,  
Petroquímica y Gas

oilgas

SOLICITE SU EJEMPLAR  91 556 5004

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA LIDERAR EL NEGOCIO  
[www.oilgas.es](http://www.oilgas.es)

## Babcock participa en la construcción en Inglaterra de la mayor planta de biomasa del mundo



Babcock Montajes (empresa del Grupo ISASTUR) está participando en proceso de construcción de la central Tees Renewable Energy, en Teesport, cerca de Middlesbrough, noreste de Inglaterra, como contratista para el apoyo al montaje de la instalación de Técnica Reunidas. Se trata de la planta de biomasa más grande del mundo.

La finalización de la construcción de la central está prevista para las últimas semanas de 2020. Las tareas de puesta en marcha se prolongarán durante todo 2021.

La nueva central, propiedad de MGT Power, tendrá una potencia instalada de 300Mw y podrá suministrar energía a 300.000 hogares. •

## Naturgy se adjudica un parque eólico de 107 megavatios en Australia

El Gobierno del Territorio de la Capital Australiana (ACT) ha adjudicado a Global Power Generation (GPG), una empresa conjunta de Naturgy Energy Group y Kuwait Investment Authority, de un contrato para construir un parque eólico de 107 megavatios ubicado en el estado de Victoria.

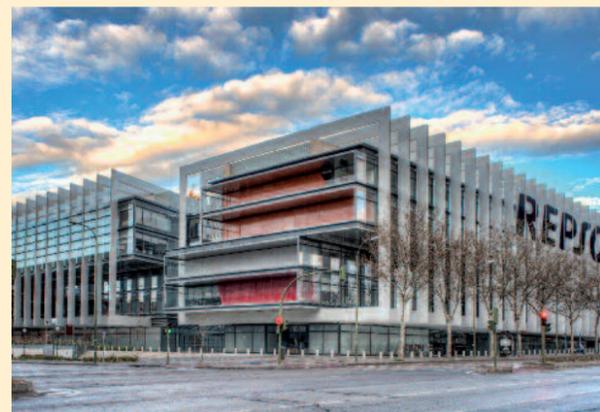
El parque eólico, denominado Berrybank-Stage2, supondrá una inversión total de 215 millones de dólares australianos (equivalentes a 131 millones de euros aproximadamente) y entrará en funcionamiento en el segundo semestre de 2022, según ha informado la compañía presidida por Francisco Reynolds.

Adicionalmente, y como parte de los compromisos

asociados al proyecto del parque eólico, GPG, en la que Naturgy ostenta una participación del 75 por 100, se ha comprometido a instalar un sistema de almacenamiento de energía en baterías de 20 megavatios hora ubicado dentro del ACT, que permitirá dar soporte a la red de distribución de ACT en la subestación de Queanbeyan, en colaboración con TransGrid, el proveedor de servicios de la red de transporte de la región.

El contrato adjudicado es un Deed of Entitlement a diez años con tarifa regulada, por una energía equivalente a 100 megavatios de capacidad. •

## Repsol y Acteco desarrollarán un proyecto para aumentar la capacidad de producción de poliolefinas recicladas de alta calidad en Ibi



Repsol y Acteco desarrollarán un proyecto para aumentar la capacidad de producción de poliolefinas recicladas de alta calidad en la planta que Acteco posee en Ibi, Alicante. El producto reciclado proveniente de esta planta se incluirá en la gama Repsol Reciclex, diseñada para aplicaciones de alto valor y elevados requisitos técnicos. Gracias a este acuerdo, Repsol se beneficiará de la experiencia de más de 25 años de Acteco en recogida, tratamiento y reciclado mecánico de plásticos. Además, contribuye al objetivo anunciado por Repsol a finales de 2019 de ser cero emisiones netas en el año 2050 y ser la primera compañía del sector en alcanzarlo, para lo que el negocio de Química apuesta por la eficiencia en su proceso industrial y la economía circular. Una de las ambiciones en este ámbito, que se impulsa con el proyecto

anunciado, es reciclar el equivalente al 20% de su producción de poliolefinas para el año 2030.

En palabras de José Luis Bernal, Director Ejecutivo de Repsol Química, "se trata de una alianza estratégica que nos permite colaborar en el impulso de la economía circular y las soluciones para la descarbonización, alcanzar nuestros compromisos de reciclado de plástico y ofrecer a nuestros clientes una gama completa de poliolefinas circulares de alta calidad, que les permita aumentar la cantidad de materiales reciclados en sus productos".

Por su parte, Jorge Ramis, Gerente de Acteco, señala que "gracias a este acuerdo se dará solución a gran cantidad de productos plásticos que en la actualidad no podían reciclarse, ofreciendo así modelos de circularidad en sectores donde el plástico es un material fundamental en el desarrollo de sus productos". •

### Procedencia del petróleo crudo descargado en los terminales de las refinerías españolas (en miles de toneladas)

	JUNIO 2020	VARIACIÓN 20/19 (%)	ENERO-JUNIO 2020	VARIACIÓN 20/19(%)
CANADÁ	-	-100,0	-	-100,0
ESTADOS UNIDOS	-	-100,0	1.376	151,6
MÉXICO	443	-55,9	3.789	-22,4
<b>AMÉRICA DEL NORTE</b>	<b>443</b>	<b>-61,7</b>	<b>5.165</b>	<b>-10,7</b>
BRASIL	213	80,5	1.777	51,1
COLOMBIA	-	-	154	-
TRINIDAD Y TOBAGO	51	-	305	-
VENEZUELA	153	-11,6	730	-34,8
<b>A. CENTRAL Y DEL SUR</b>	<b>417</b>	<b>43,3</b>	<b>2.966</b>	<b>29,2</b>
AZERBAIYÁN	230	-	866	1,5
ITALIA	28	-	171	235,3
KAZAJASTÁN	186	-55,1	1.660	-35,4
NORUEGA	226	148,4	314	-69,4
REINO UNIDO	208	-	629	153,6
RUSIA	100	-67,2	880	-18,7
OTROS EUROPA	39	105,3	287	33,5
<b>EUROPA Y EUROASIA</b>	<b>1.017</b>	<b>22,7</b>	<b>4.807</b>	<b>-20,5</b>
ARABIA SAUDÍ	361	-48,1	3.123	-27,2
IRAK	230	-49,6	2.056	-31,8
IRÁN	-	-	-	-
<b>ORIENTE MEDIO</b>	<b>591</b>	<b>-48,7</b>	<b>5.179</b>	<b>-29,1</b>
ANGOLA	-	-100,0	909	-26,1
ARGELIA	107	72,6	375	-37,0
CAMERÚN	-	-	219	-44,4
CONGO	-	-	745	-
EGIPTO	68	-	266	40,0
GABÓN	-	-	-	-100,0
GUINEA	124	-	194	44,8
LIBIA	83	-90,8	901	-78,7
NIGERIA	1.168	4,7	5.805	7,9
OTROS ÁFRICA	-	-	314	80,5
<b>ÁFRICA</b>	<b>1.550</b>	<b>-30,1</b>	<b>9.728</b>	<b>-21,7</b>
<b>TOTAL</b>	<b>4.018</b>	<b>-28,8</b>	<b>27.845</b>	<b>-17,7</b>
<b>TOTAL OPEP</b>	<b>2.226</b>	<b>-37,2</b>	<b>14.838</b>	<b>-26,1</b>
<b>TOTAL NO-OPEP</b>	<b>1.792</b>	<b>-14,8</b>	<b>13.007</b>	<b>-5,5</b>

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores). Elaboración propia

### Procedencia del gas natural importado por España (en GWh)

	JUNIO 2020	VARIACIÓN 20/19 (%)	ENERO- JUNIO 2020	VARIACIÓN 20/19(%)
PERÚ	-	-	866	-
TRINIDAD Y TOBAGO	1.873	-28,6	16.037	-6,5
ARGENTINA	-	-	1.691	-
<b>AM. CENTRAL Y DEL SUR</b>	<b>1.873</b>	<b>-28,6</b>	<b>18.594</b>	<b>8,4</b>
ESTADOS UNIDOS	4.349	-17,2	36.680	112,2
<b>AMÉRICA DEL NORTE</b>	<b>4.349</b>	<b>-17,2</b>	<b>36.680</b>	<b>112,2</b>
BÉLGICA	137	-	151	-
GN	137	-	151	-
GNL	-	-	-	-
FRANCIA	2.712	24,4	10.204	-39,4
GN	1.830	-16,0	9.323	-44,6
GNL	882	-	882	-
GIBRALTAR	-	-100,0	151	-18,4
NORUEGA	2.230	-22,2	9.595	-41,5
GN	1.329	34,1	6.841	-46,0
GNL	901	-51,9	2.754	-26,1
PORTUGAL	64	-52,8	1.455	-12,4
GN	64	-52,8	1.455	-12,4
GNL	-	-	-	-
RUSIA	4.365	103,1	18.471	141,0
<b>EUROPA Y EUROASIA</b>	<b>9.508</b>	<b>29,2</b>	<b>40.028</b>	<b>-6,3</b>
QATAR	3.851	-34,5	13.255	-31,6
<b>ORIENTE MEDIO</b>	<b>3.851</b>	<b>-34,5</b>	<b>13.255</b>	<b>-31,6</b>
ANGOLA	-	-	2.042	0,4
ARGELIA	5.826	-27,6	35.897	-46,9
GN	4.837	-39,9	33.921	-43,6
GNL	989	-	1.975	-73,5
CAMERÚN	-	-	-	-100,0
EGIPTO	-	-	968	-
GUINEA ECUATORIAL	-	-	4.856	-
NIGERIA	1.873	-36,5	18.684	-25,1
<b>ÁFRICA</b>	<b>7.699</b>	<b>-30,0</b>	<b>62.446</b>	<b>-34,6</b>
<b>TOTAL</b>	<b>27.281</b>	<b>-15,0</b>	<b>121.003</b>	<b>-11,8</b>
<b>TOTAL GN</b>	<b>8.197</b>	<b>-27,8</b>	<b>51.691</b>	<b>-43,4</b>
<b>TOTAL GNL</b>	<b>19.084</b>	<b>-8,0</b>	<b>119.312</b>	<b>18,4</b>

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)

### Producción nacional de crudo (en miles de toneladas)

YACIMIENTO	JUNIO 2020	VARIACIÓN 20/19(%)
BOQUERÓN	0	1.042,9
CASABLANCA	1	33,4
MONTANAZO-LUBINA	-	-
RODABALLO	0	27,7
VIURA	0	-90,8
<b>TOTAL</b>	<b>2</b>	<b>28,1</b>

### Producción nacional de gas natural (en GWh)

YACIMIENTO	JUNIO 2020	VARIACIÓN 20/19(%)
EL ROMERAL	1	-55,6
MARISMAS	-	-
POSEIDÓN	1	-44,3
VIURA	12	-90,1
BIOGÁS	7	1,3
<b>TOTAL</b>	<b>22</b>	<b>-83,8</b>

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)

### Precios medios estimados de gasolinas y gasóleo A (en euros/litro)

PERÍODO	GASOLINA 95 OCTANOS	GASÓLEO AUTOMOCIÓN
2019		
23/07 a 29/07	1,329	1,202
30/07 a 05/08	1,335	1,210
06/08 a 12/08	1,333	1,207
13/08 a 19/08	1,325	1,202
20/08 a 26/08	1,318	1,200
27/08 a 02/09	1,315	1,195
03/09 a 09/09	1,309	1,191
10/09 a 16/09	1,315	1,199
17/09 a 23/09	1,321	1,211
24/09 a 30/09	1,326	1,223
01/10 a 07/10	1,318	1,214
08/10 a 14/10	1,311	1,205
15/10 a 21/10	1,305	1,204
22/10 a 28/10	1,299	1,202
04/11 a 10/11	1,299	1,205
11/11 a 17/11	1,306	1,213
18/11 a 24/11	1,307	1,213
01/12 a 07/12	1,301	1,211
08/12 a 14/12	1,305	1,219
15/12 a 21/12	1,299	1,216
22/12 a 28/12	1,309	1,222
29/12 a 04/01	1,317	1,236
05/01 a 11/01	1,322	1,248
12/01 a 18/01	1,316	1,240
19/01 a 25/01	1,315	1,232
26/01 a 01/02	1,307	1,219
02/02 a 08/02	1,297	1,201
09/02 a 15/02	1,296	1,193
16/02 a 22/02	1,290	1,188
23/02 a 29/02	1,285	1,180
01/03 a 07/03	1,278	1,164
08/03 a 14/03	1,242	1,124
15/03 a 21/03	1,222	1,101
22/03 a 28/03	1,189	1,078
29/03 a 04/04	1,150	1,041
05/04 a 11/04	1,114	1,020
12/04 a 18/04	1,092	0,992
19/04 a 25/04	1,083	0,986
26/04 a 02/05	1,072	0,980
03/05 a 09/05	1,070	0,981
10/05 a 16/05	1,070	0,980
17/05 a 23/05	1,077	0,989
24/05 a 30/05	1,089	0,997
31/05 a 06/06	1,098	1,003
07/06 a 13/06	1,103	1,007
14/06 a 20/06	1,109	1,011
21/06 a 27/06	1,103	1,008
28/06 a 04/07	1,142	1,031
05/07 a 11/07	1,165	1,055
12/07 a 18/07	1,160	1,056
19/07 a 25/07	1,164	1,060
26/07 a 01/08	1,169	1,063
02/08 a 08/08	1,175	1,068
09/08 a 15/08	1,176	1,069
16/08 a 22/08	1,180	1,073
23/08 a 29/08	1,188	1,072
30/08 a 05/09	1,171	1,059
06/09 a 12/09	1,169	1,055

**Procedencia del petróleo crudo descargado en los terminales de las refinerías españolas (en miles de toneladas)**

	JUNIO 2020	VARIACIÓN 20/19 (%)	ENERO-JUNIO 2020	VARIACIÓN 20/19(%)
CANADÁ	-	-100,0	-	-100,0
ESTADOS UNIDOS	-	-100,0	1.376	151,6
MÉXICO	443	-55,9	3.789	-22,4
<b>AMÉRICA DEL NORTE</b>	<b>443</b>	<b>-61,7</b>	<b>5.165</b>	<b>-10,7</b>
BRASIL	213	80,5	1.777	51,1
COLOMBIA	-	-	154	-
TRINIDAD Y TOBAGO	51	-	305	-
VENEZUELA	153	-11,6	730	-34,8
<b>A. CENTRAL Y DEL SUR</b>	<b>417</b>	<b>43,3</b>	<b>2.966</b>	<b>29,2</b>
AZERBAIYÁN	230	-	866	1,5
ITALIA	28	-	171	235,3
KAZAJASTÁN	186	-55,1	1.660	-35,4
NORUEGA	226	148,4	314	-69,4
REINO UNIDO	208	-	629	153,6
RUSIA	100	-67,2	880	-18,7
OTROS EUROPA	39	105,3	287	33,5
<b>EUROPA Y EUROASIA</b>	<b>1.017</b>	<b>22,7</b>	<b>4.807</b>	<b>-20,5</b>
ARABIA SAUDÍ	361	-48,1	3.123	-27,2
IRAQ	230	-49,6	2.056	-31,8
IRÁN	-	-	-	-
<b>ORIENTE MEDIO</b>	<b>591</b>	<b>-48,7</b>	<b>5.179</b>	<b>-29,1</b>
ANGOLA	-	-100,0	909	-26,1
ARGELIA	107	72,6	375	-37,0
CAMERÚN	-	-	219	-44,4
CONGO	-	-	745	-
EGIPTO	68	-	266	40,0
GABÓN	-	-	-	-100,0
GUINEA	124	-	194	44,8
LIBIA	83	-90,8	901	-78,7
NIGERIA	1.168	4,7	5.805	7,9
OTROS AFRICA	-	-	314	80,5
<b>ÁFRICA</b>	<b>1.550</b>	<b>-30,1</b>	<b>9.728</b>	<b>-21,7</b>
<b>TOTAL</b>	<b>4.018</b>	<b>-28,8</b>	<b>27.845</b>	<b>-17,7</b>
<b>TOTAL OPEP</b>	<b>2.226</b>	<b>-37,2</b>	<b>14.838</b>	<b>-26,1</b>
<b>TOTAL NO-OPEP</b>	<b>1.792</b>	<b>-14,8</b>	<b>13.007</b>	<b>-5,5</b>

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores). Elaboración propia

**Procedencia del gas natural importado por España (en GWh)**

	JUNIO 2020	VARIACIÓN 20/19 (%)	ENERO- JUNIO 2020	VARIACIÓN 20/19(%)
PERÚ	-	-	866	-
TRINIDAD Y TOBAGO	1.873	-28,6	16.037	-6,5
ARGENTINA	-	-	1.691	-
<b>AM. CENTRAL Y DEL SUR</b>	<b>1.873</b>	<b>-28,6</b>	<b>18.594</b>	<b>8,4</b>
ESTADOS UNIDOS	4.349	-17,2	36.680	112,2
<b>AMÉRICA DEL NORTE</b>	<b>4.349</b>	<b>-17,2</b>	<b>36.680</b>	<b>112,2</b>
BÉLGICA	137	-	151	-
GN	137	-	151	-
GNL	-	-	-	-
FRANCIA	2.712	24,4	10.204	-39,4
GN	1.830	-16,0	9.323	-44,6
GNL	882	-	882	-
GIBRALTAR	-	-100,0	151	-18,4
NORUEGA	2.230	-22,2	9.595	-41,5
GN	1.329	34,1	6.841	-46,0
GNL	901	-51,9	2.754	-26,1
PORTUGAL	64	-52,8	1.455	-12,4
GN	64	-52,8	1.455	-12,4
GNL	-	-	-	-
RUSIA	4.365	103,1	18.471	141,0
<b>EUROPA Y EUROASIA</b>	<b>9.508</b>	<b>29,2</b>	<b>40.028</b>	<b>-6,3</b>
QATAR	3.851	-34,5	13.255	-31,6
<b>ORIENTE MEDIO</b>	<b>3.851</b>	<b>-34,5</b>	<b>13.255</b>	<b>-31,6</b>
ANGOLA	-	-	2.042	0,4
ARGELIA	5.826	-27,6	35.897	-46,9
GN	4.837	-39,9	33.921	-43,6
GNL	989	-	1.975	-73,5
CAMERÚN	-	-	-	-100,0
EGIPTO	-	-	968	-
GUINEA ECUATORIAL	-	-	4.856	-
NIGERIA	1.873	-36,5	18.684	-25,1
<b>ÁFRICA</b>	<b>7.699</b>	<b>-30,0</b>	<b>62.446</b>	<b>-34,6</b>
<b>TOTAL</b>	<b>27.281</b>	<b>-15,0</b>	<b>171.003</b>	<b>-11,0</b>
<b>TOTAL GN</b>	<b>8.197</b>	<b>-27,8</b>	<b>51.691</b>	<b>-43,4</b>
<b>TOTAL GNL</b>	<b>19.084</b>	<b>-8,0</b>	<b>119.312</b>	<b>18,4</b>

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)

**Producción nacional de crudo (en miles de toneladas)**

YACIMIENTO	JUNIO 2020	VARIACIÓN 20/19(%)
BOQUERÓN	0	1.042,9
CASABLANCA	1	33,4
MONTANAZO-LUBINA	-	-
RODABALLO	0	27,7
VIURA	0	-90,8
<b>TOTAL</b>	<b>2</b>	<b>28,1</b>

**Producción nacional de gas natural (en GWh)**

YACIMIENTO	JUNIO 2020	VARIACIÓN 20/19(%)
EL ROMERAL	1	-55,6
MARISMAS	-	-
POSEIDÓN	1	-44,3
VIURA	12	-90,1
BIOGÁS	7	1,3
<b>TOTAL</b>	<b>22</b>	<b>-83,8</b>

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)

**Precios medios estimados de gasolinas y gasóleo A (en euros/litro)**

PERÍODO	GASOLINA 95 OCTANOS	GASÓLEO AUTOMOCIÓN
<b>2019</b>		
23/07 a 29/07	1,329	1,202
30/07 a 05/08	1,335	1,210
06/08 a 12/08	1,333	1,207
13/08 a 19/08	1,325	1,202
20/08 a 26/08	1,318	1,200
27/08 a 02/09	1,315	1,195
03/09 a 09/09	1,309	1,191
10/09 a 16/09	1,315	1,199
17/09 a 23/09	1,321	1,211
24/09 a 30/09	1,326	1,223
01/10 a 07/10	1,318	1,214
08/10 a 14/10	1,311	1,205
15/10 a 21/10	1,305	1,204
22/10 a 28/10	1,299	1,202
04/11 a 10/11	1,299	1,205
11/11 a 17/11	1,306	1,213
18/11 a 24/11	1,307	1,213
01/12 a 07/12	1,301	1,211
08/12 a 14/12	1,305	1,219
15/12 a 21/12	1,299	1,216
22/12 a 28/12	1,309	1,222
<b>2020</b>		
29/12 a 04/01	1,317	1,236
05/01 a 11/01	1,322	1,248
12/01 a 18/01	1,316	1,240
19/01 a 25/01	1,315	1,232
26/01 a 01/02	1,307	1,219
02/02 a 08/02	1,297	1,201
09/02 a 15/02	1,296	1,193
16/02 a 22/02	1,290	1,188
23/02 a 29/02	1,285	1,180
01/03 a 07/03	1,278	1,164
08/03 a 14/03	1,242	1,124
15/03 a 21/03	1,222	1,101
22/03 a 28/03	1,189	1,078
29/03 a 04/04	1,150	1,041
05/04 a 11/04	1,114	1,020
12/04 a 18/04	1,092	0,992
19/04 a 25/04	1,083	0,986
26/04 a 02/05	1,072	0,980
03/05 a 09/05	1,070	0,981
10/05 a 16/05	1,070	0,980
17/05 a 23/05	1,077	0,989
24/05 a 30/05	1,089	0,997
31/05 a 06/06	1,098	1,003
07/06 a 13/06	1,103	1,007
14/06 a 20/06	1,109	1,011
21/06 a 27/06	1,103	1,008
28/06 a 04/07	1,142	1,031
05/07 a 11/07	1,165	1,055
12/07 a 18/07	1,160	1,056
19/07 a 25/07	1,164	1,060
26/07 a 01/08	1,169	1,063
02/08 a 08/08	1,175	1,068
09/08 a 15/08	1,176	1,069
16/08 a 22/08	1,180	1,073
23/08 a 29/08	1,188	1,072
30/08 a 05/09	1,171	1,059
06/09 a 12/09	1,169	1,055

# El gas natural afianza su posición como elemento clave en la transición energética

En un entorno marcado por la necesidad de abordar con todas las garantías la Transición Energética hacia una economía global descarbonizada y, coyunturalmente, por la crisis provocada por la expansión del Covid-19, el gas natural sigue mostrando su fortaleza y perfilándose como fuente energética clave en el corto y medio plazo.

A los muchos análisis de diferentes entidades e instituciones internacionales que refuerzan esta idea se ha venido a unir la edición de 2020 del Energy Outlook de bp, publicado el pasado mes de septiembre. El nuevo informe publicado por la energética británica destaca, efectivamente, las buenas perspectivas para el mercado internacional del gas natural. Las previsiones para el gas se ven favorecidas por una demanda amplia y la creciente disponibilidad de suministros a nivel mundial.

La demanda mundial varía significativamente entre los distintos escenarios planteados por el documento. Así, alcanza su punto máximo a mediados de la década de 2030 en el escenario Rapid (que asume la introducción de medidas políticas, lideradas por un aumento significativo en los precios del carbono) y a mediados de la década de 2020 en Net Zero (que asume que las medidas políticas están reforzadas por cambios significativos en el comportamiento y preferencias de la sociedad y los consumidores, como una mayor adopción de economías circulares y colaborativas y un cambio a fuentes de energía bajas en carbono). Para 2050, resulta similar en términos generales a la de 2018 y alrededor de un tercio más baja, respectivamente en esos dos escenarios. En el tercer escenario planteado (BAU, según el cual las políticas gubernamentales, las tecnologías y las



preferencias sociales siguen evolucionando de manera y velocidad similares al pasado reciente), la demanda de gas aumenta a lo largo de los próximos 30 años llegando a ser alrededor de un tercio superior en 2050.

El gas natural puede desempeñar potencialmente dos funciones importantes en una transición acelerada hacia un sistema energético con bajas emisiones de carbono: apoyar el abandono del carbón en las economías en desarrollo de rápido crecimiento en las que las energías renovables y otros combustibles no fósiles no pueden crecer con la suficiente rapidez como para sustituir al carbón y combinarse con la Captura, Almacenamiento y uso del carbono (CCUS) como fuente de energía con emisiones de carbono (casi) nulas. El gas combinado con CCUS representa entre el 8 y el 10 por 100 de la energía primaria para 2050 en los escenarios Rapid y Net Zero.

**Fuerte aumento de la demanda en España en 2020**

Por su parte, la publicación “El sector del gas natural en números”, elaborada por la Fundación Naturgy y presentada el pasado mes de julio por el

experto en mercados energéticos Miguel Ángel Lasheras, destaca que la demanda de gas natural en el mercado español aumentó cerca de un 14 por 100 en 2019, recuperando la senda de crecimiento de los últimos años, tras el leve retroceso de 2018.

Lasheras explica que el incremento de la demanda “demuestra que el gas actuó como una fuente de energía complementaria a la generación renovable, en un contexto de reducción de la generación con carbón. Estamos inmersos en un proceso de transición energética, en el que el gas juega un papel relevante como respaldo para el desarrollo de las renovables o para sectores donde no es factible la electrificación en la industria o en el transporte. Por el momento no es posible una oferta de energía completamente renovable y lo ocurrido en 2019 ha consolidado esta visión”.

En 2019 el gas actuó en todo el mundo “como una fuente de energía complementaria a la generación renovable, ofreciendo flexibilidad, seguridad y eficiencia en costes. En consecuencia, la demanda mundial de gas creció un 4,9 por 100 en 2019”.

Según los datos recogidos en el informe, el mercado libre representó el 80

por 100 de los clientes y el 98 por 100 de la energía comercializada.

Lasheras señala que en 2019 “el sector estuvo bastante equilibrado en cuanto a costes e ingresos del sistema regulado, de hecho tuvo un superávit de 354 millones de euros, que aunque no compensa los déficits de años anteriores a 2015 (hay todavía 783 millones de déficit acumulado), han supuesto una relevante reducción del mismo”, y recuerda que este año se implementará la nueva regulación de la distribución, según la Circular 4/2020 de la CNMC para el horizonte 2021 a 2026: “Habrá que observar cómo se comporta este nuevo marco en la retribución de activos y en las tasas de rentabilidad. La transición ecológica va a demandar un esfuerzo inversor importante en el sector del gas, en la medida en que se plantee la sustitución progresiva del gas natural por gases renovables e hidrógeno”, de modo que “la regulación deberá tener una mayor flexibilidad y necesitará adaptarse”.

#### Optimismo ante la transición energética

El informe revela que “los precios finales tanto en el sector doméstico como en el industrial están muy en línea con las medias europeas, lo que nos permite afrontar con optimismo el futuro de la transición energética y el papel que el sector del gas en España puede jugar en la misma, primero dando soporte a la sustitución del carbón como energía fiable y de respaldo a las renovables, mientras se desarrollan las tecnologías de los gases limpios, y después avanzando en la incorporación de los gases renovables y el hidrógeno en sustitución del gas natural”.

El documento también recoge datos de los aprovisionamientos, que crecieron un 6,85 por 100 respecto al año anterior. El aprovisionamiento de GNL creció un 44 por 100, debido a un contexto de reducción de precios en el mercado internacional.

Esto hizo que aumentara la utilización media de las plantas de regasificación del 21 por 100 en 2018 al 33 por 100 en 2019, y que el llenado de los almacenamientos subterráneos alcanzara, por primera vez, un 90 por 100 de su capacidad.

#### El sellado de Castor a la espera de autorización

En el ámbito del almacenamiento de gas continúa adelante el sellado y abandono definitivo de los 13 pozos del almacenamiento subterráneo de gas natural Castor, localizado en el mar Mediterráneo, a 21,6 kilómetros de la localidad de Vinaròs (Castelló) en un área con una lámina de agua de 60 metros de profundidad. El proyecto está a la espera de la perceptiva autorización administrativa al cierre de la presente edición.

#### El coronavirus impacta las ventas en 2020

Este año la situación generada como consecuencia de la crisis sanitaria por la que atraviesa la población mundial ha propiciado un descenso global del consumo energético que en el caso del gas natural se ha traducido en un retroceso del 11,2 por 100 de la demanda del mercado nacional lastrada por las ventas en el sector eléctrico que han caído un 19,5 por 100 hasta agosto, mientras que la demanda convencional no ha sufrido tanto y cierra el octavo mes del año con una caída del 8 por 100.

En sentido contrario, la demanda internacional ha crecido un espectacular 45 por 100 impulsada por las salidas a través de las conexiones internacionales que se han disparado un 37,4 por 100 junto a las cargas de buques que marcan un +217,6 por 100 al cierre de agosto.

En las siguientes líneas se ofrece un repaso a la actividad y los más destacados proyectos de las principales compañías del sector, tanto dentro como fuera de nuestras fronteras.

### ENAGÁS

#### Red de gasoductos

Enagás ha recibido luz verde a través de la publicación de sendos informes de impacto ambiental de dos proyectos para llevar a cabo la mejora de la seguridad de las comunicaciones del desdoblamiento de los gasoductos:

– Valencia-Alicante: Tramo pos. 15.13 (E.C.Paterna)-pos. 15.20 (E.C.Montesa). Provincia de Valencia.

– Albelda-Monzón: Tramo POS. A3.4 (Mozón)-POS. A3.6 (Tamarite de Litera). Provincia de Huesca.

En ambos casos, el objeto del proyecto es la construcción de las instalaciones necesarias para el tendido de una red de fibra óptica paralela como elemento auxiliar de este al objeto de dotar de mayor seguridad a estas infraestructuras.

#### Almacenamientos subterráneos

Enagás cuenta con tres almacenamientos subterráneos: Serrablo, Gaviota y Yela.

#### Serrablo

El almacenamiento subterráneo de Serrablo está situado en la provincia de Huesca, entre las localidades de Jaca y Sabiñánigo. Fue el primer campo de gas de España convertido en almacenamiento tras finalizar su fase de explotación en 1989. Combina dos yacimientos independientes (Aurín y Jaca), lo que permite su gestión de forma individualizada. Esto se traduce en una mayor flexibilidad para la red de gas natural. Actualmente, tiene una capacidad operativa de 680 millones de metros cúbicos.

#### Gaviota

Gaviota, en funcionamiento desde 1994, es un almacenamiento *off-shore* situado frente a la costa de Bermeo, en Vizcaya. Conectado por gasoducto con una planta de tratamiento de gas en tierra, está capacitado para ofrecer un caudal estable la mayor parte del tiempo de producción. Tiene un volumen operativo de 0,9 bcm y tiene una capacidad de emisión de 5,7 millones de metros cúbicos/hora. Desde 2010, Enagás es el propietario de esta instalación.

#### Yela

El almacenamiento subterráneo Yela, en Guadalajara, fue puesto en operación en 2012, cuando comenzó la inyección de gas. Esta infraestructura es clave para garantizar la seguridad de suministro por su situación estratégica y por su cercanía a Madrid. Tiene un volumen operativo de 1.050 millo-



**Kitz Group ayuda a proteger el medio ambiente en el mundo**



**KITZ** Group

**KITZ**  
KITZ CORPORATION

**KITZ** SCT

**RED SERRABLO**  
SERRABLO

**parrin**

**"Jso"**

<http://www.kitz.com>

Características de los almacenamientos subterráneos de Enagás

	SERRABLO	GAVIOTA	YELA
GAS ÚTIL	680 MM <sup>3</sup> (N)	980 MM <sup>3</sup> (N)	1.050 MM <sup>3</sup> (N)
GAS COLCHÓN	420 MM <sup>3</sup> (N)	1.701 MM <sup>3</sup> (N)	900 MM <sup>3</sup> (N)
<b>TOTAL</b>	<b>1.100 MM<sup>3</sup> (N)</b>	<b>2.681 MM<sup>3</sup> (N)</b>	<b>2.000 MM<sup>3</sup> (N)</b>
CAPACIDAD INYECCIÓN	3,8 MM <sup>3</sup> (N)/DÍA	4,5 MM <sup>3</sup> (N)/DÍA	10 MM <sup>3</sup> (N)/DÍA
CAPACIDAD EXTRACCIÓN	6,7 MM <sup>3</sup> (N)/DÍA	5,7 MM <sup>3</sup> (N)/DÍA	15 MM <sup>3</sup> (N)/DÍA

nes de metros cúbicos. Está a una profundidad de 2.300 metros y tiene un caudal máximo de producción de 15 millones de metros cúbicos/día.

**Normalidad en el funcionamiento del sistema gasista**

Ante la expansión del Covid-19, Enagás puso en marcha un Plan de Contingencia para garantizar que el Sistema Gasista español esté funcionando con normalidad. Los aprovisionamientos de gas natural están llegando según lo programado y los niveles de existencias de gas natural en tanques y almacenamientos se mantienen igualmente según lo previsto.

El Plan de Contingencia de Enagas incluye medidas para proteger la salud de los profesionales y garantizar la operación del Sistema Gasista. Desde que se inició el estado de alarma, se implantó el teletrabajo para todos aquellos profesionales cuyo puesto no requiera presencia física.

En las infraestructuras que la compañía tiene en todo el territorio español, como las plantas de regasificación, los almacenamientos subterráneos, los centros de transporte y toda la red de gasoductos, en los que sí es imprescindible presencia física, se han reorganizado los turnos y retenes para minimizar el riesgo de contagios.

En las tres principales plantas de regasificación de España, en Barcelona, Cartagena y Huelva, se ha establecido un sistema especial de trabajo que incluye el confinamiento de dos turnos de operadores durante 15 días. Además, se está trabajando en paralelo desde los dos centros de control para una mayor seguridad.

**Presencia internacional**

Enagás inició su actividad internacional en 2011, con su entrada en el accio-

ariado de la planta de regasificación TLA Altamira, en México. En la actualidad, la compañía está presente en ocho países: España, México, Chile, Perú, Albania, Grecia, Italia y Estados Unidos.

Enagás es uno de los accionistas, junto a Blackstone Infrastructure Partners, GIC y USS de la compañía estadounidense Tallgrass Energy LP (TGE).

La compañía, junto con sus socios, alcanzó un acuerdo en diciembre de 2019 –cerrado el pasado mes de abril– para la adquisición de la totalidad del capital flotante de la sociedad Tallgrass Energy LP y su posterior exclusión de cotización. Una vez cerrada la operación, Enagás cuenta con una participación en la compañía estadounidense del 30,2 por 100.

Además, Enagás también forma parte, con un 18 por 100, del consorcio europeo adjudicatario de una participación del 66 por 100 en el operador griego de la red de transporte de gas natural, DESFA, lo que supone para Enagás una participación indirecta del 11,88 por 100. La compañía DESFA es propietaria y opera una red



Almacenamiento Gaviota

de transporte de unos 1.500 kilómetros de gasoductos de alta presión y una planta de regasificación en Revithoussa. Grecia es un enclave fundamental para la diversificación del suministro energético en Europa y para la apertura de nuevas rutas de gas natural en el continente, lo que posiciona al país como potencial hub de gas en el sureste de Europa.

Por otra parte, el proyecto TAP Trans Adriatic Pipeline en el que Enagás participa con un 16 por 100, consiste en la construcción de un gasoducto de 878 kilómetros que unirá Turquía con Italia a través de Grecia y Albania. Su desarrollo permitirá suministrar gas natural procedente del Mar Caspio a Europa, contribuyendo a la diversificación de suministro energético y a la integración del mercado de gas europeo. Además, fue incluido como Project of Common Interest (PCI) de la Unión Europea en 2013, 2015 y 2017. El proyecto tiene un grado de avance en su construcción del 94,1 por 100 y el pasado verano ha finalizando el tendido del gasoducto submarino entre Albania e Italia.

**REDEXIS GAS**

En 2019, Redexis aumentó la extensión de su red de infraestructuras gasistas un 6,1 por 100 hasta los 11.140 kilómetros, incrementando a su vez un



**NUESTRA PASIÓN ES OFRECERLES SERVICIOS QUE MARQUEN LA DIFERENCIA: ¡MANOS A LA OBRA!**

[www.burckhardtcompression.com/services](http://www.burckhardtcompression.com/services)



Compressors for a Lifetime™





Tendido del gasoducto submarino del TAP

4,9 por 100 sus puntos de suministro respecto al año anterior, un 6,0 por 100 el número de municipios con suministro y un 4,6 por 100 el total de energía distribuida a nivel nacional. La compañía, presente en 14 comunidades autónomas y 40 provincias, cuenta actualmente con 714.681 puntos de suministro. Estos datos convierten a Redexis en el segundo mayor operador de transporte de gas natural de España y el tercero en cuanto a distribución de gas natural, así como el segundo operador en GLP (gas licuado del petróleo) canalizado. La compañía aumentó, además, un 9,2 por 100 sus inversiones en la expansión de redes de distribución y en proyectos de hidrógeno, gas renovable y gas vehicular respecto a 2018.

Redexis Gas mantiene en los últimos ejercicios un alto nivel de inversión y durante el pasado ejercicio aumentó sus inversiones en un 9,2 por 100 con respecto a las de 2018, alcanzando los 151 millones de euros.

La compañía sigue desarrollando sus planes de expansión de redes de distribución de gas natural y GLP, incorporando también nuevos proyectos de gas vehicular. La compañía mantiene un sólido y continuado plan de expansión con cerca de 1.300 millones de euros invertidos desde 2010.

Redexis ha iniciado recientemente el suministro de gas canalizado en la localidad zaragozana de Paniza, habiendo finalizado la construcción de una planta de almacenamiento de GLP de 34 metros cúbicos con posibilidad de ampliación a doble capacidad, ubicada en el camino de Cariñena, así como el despliegue de los primeros 1,8 kilóme-

tros de redes de distribución en el casco urbano de la localidad, de los más de 2 kilómetros previstos. Este proyecto supondrá una inversión de cerca de 400.000 de euros por parte de Redexis con el objetivo de dotar de suministro a más de 340 viviendas y negocios de la localidad.

El proyecto permitirá que el 80 por 100 de habitantes y negocios de la localidad puedan disfrutar de las ventajas de esta energía. Además, todos estos trabajos han supuesto la creación de cerca de 20 empleos directos e indirectos derivados de las tareas de construcción, instalación y comercialización.

Redexis continúa llevando las ventajas del GLP a los pequeños municipios, vertebrando de ese modo el ecosistema energético del ámbito rural y dinamizando la actividad en las localidades donde opera.

En los dos últimos años, Redexis ha realizado inversiones para extender el gas a nuevas poblaciones como Sarrión, Brea de Aragón, Sabiñán, Urrea de Gaén, Torrente de Cinca, Aguaviva, Alloza y Ariño. La compañía ha desplegado en Aragón entre 2018 y 2019 más de 40 kilómetros de nuevas redes de distribución y ha incorporado cerca de 14.500 nuevos consumidores.

En Aragón, Redexis opera más de 2.500 kilómetros de gasoductos de transporte y redes de distribución, así como 600 depósitos de gas.

### Apuesta por el gas natural vehicular

Redexis puso en marcha, el pasado mes de junio, una nueva red de estaciones de repostaje de gas natural comprimido (GNC) con el fin de abastecer a

la flota de ambulancias del Servicio Murciano de Salud (SMS), compuesta por cerca de 400 vehículos.

Redexis ha realizado la infraestructura al completo de este nuevo proyecto de gas vehicular, considerado estratégico para la Región de Murcia: desde las plantas de GNL a las redes de gas, pasando por acometidas, surtidores, etc. En total, ha construido siete gasineras o estaciones de repostaje de GNC, correspondientes a las sedes o zonas en las que se estructura el servicio de transporte sanitario regional. Esta nueva red de gasineras suma un total de 16 puntos de repostaje y aporta un caudal punta de 3.200 metros cúbicos a la hora, teniendo capacidad para un consumo anual mínimo de 1.288.000 kg.

El acuerdo para el desarrollo de esta red de gasineras, firmado por Redexis y Orthem, viene a ratificar la apuesta de ambas compañías por la movilidad sostenible y la eficiencia energética, y se suma a otros proyectos que Redexis ya tiene en marcha para desarrollar una infraestructura de GNV a nivel nacional que permita asentar y promover el uso de este combustible.

A pesar de haber trabajado con unos plazos ajustados y de las complicaciones surgidas a raíz del Covid-19, Redexis ha ejecutado este proyecto en los plazos acordados, demostrando la capacidad de la compañía para adaptarse y construir unas infraestructuras complejas en un tiempo muy limitado cumpliendo en todo momento con las medidas preventivas de seguridad e higiene exigidas y recomendadas en este periodo de crisis sanitaria.

Con la puesta en marcha de esta nueva red de gasineras, Redexis continúa incrementando la red de repostaje de GNV en España y contribuyendo a una movilidad más sostenible y económica para el sistema de transporte español.

En junio de 2019, Redexis firmó un acuerdo con Cepsa para la creación de la mayor red de estaciones de repostaje de gas natural en España. Esta alianza pretende alcanzar las 80 estaciones de servicio antes del fin de 2023, con una inversión total de 60 millones de euros. Desde entonces, Redexis ha

firmado a su vez acuerdos con importantes fabricantes de automóviles, como Seat y Fiat, para promover la venta de vehículos de GNV y la construcción de nuevas estaciones de repostaje. La compañía ha realizado, además, desarrollos puntuales a nivel local, como la construcción de una nueva gasinera en la Cooperativa del Taxi de Zaragoza.

## NATURGY

### Control de Medgaz

El pasado mes de abril, Naturgy ha completado la adquisición de Medgaz tras la entrada del Global Energy & Power Infrastructure Fund (GEPIF) de BlackRock en el vehículo de propósito especial (SPV) creado para este fin. Como resultado, Naturgy y BlackRock ahora controlan una participación del 50 por 100 cada uno en el SPV, que a su vez posee el 49 por 100 de las acciones de Medgaz con derechos de control conjunto junto con Sonatrach.

Medgaz está llevando a cabo la ampliación de su capacidad de transporte de gas natural entre Beni Saf, en Argelia, y Almería, en España. Tras esta ampliación, Medgaz contará con una capacidad de transporte superior a los 10.000 millones de metros cúbicos anuales frente a los 8.000 millones actuales. La inversión estimada asciende a 68 millones de euros y la empresa estima que el proyecto entrará en operación en enero de 2021.

El proyecto consiste en la instalación de un cuarto turbocompresor en las instalaciones de Medgaz en Beni Saf (Argelia) y se llevará a cabo mediante un contrato EPC (*engineering, procurement and construction*), que ha sido adjudicado a la compañía Arkad ABB.

Medgaz opera el gasoducto submarino Argelia – Europa, vía España, suministrando gas natural directamente desde Beni Saf, en la costa argelina, y Almería, en la española. Desde su puesta en marcha en abril de 2011, Medgaz ha completado ocho años y medio de operación ininterrumpida, habiéndose consolidado como una de las entradas más importantes al sistema gasista español.

## GAS ► INFRAESTRUCTURAS

Petroleum Oil & Gas España, filial de Naturgy, lleva a cabo actividades de exploración, producción y almacenamiento subterráneo de hidrocarburos en diversas localizaciones de España.

Entre estos proyectos destacan los yacimientos conocidos como Marismas-Aznalcazar, situados en Huelva. La empresa es titular de distintos permisos y concesiones de explotación hidrocarburos, otorgados, fundamentalmente, a finales de los 80 y mediados de los 90 que continúan operativas en la actualidad.

Petroleum recibió la declaración de impacto ambiental (DIA) positiva de los cuatro proyectos en Marismas-Aznalcazar y la Autorización Administrativa de uno de ellos, que tienen como objetivo extraer las reservas adicionales de gas natural que quedan en los yacimientos y utilizarlos posteriormente como almacén subterráneo de gas natural. La inversión prevista es superior a los 200 millones de euros, completándose el sistema gasista andaluz, donde no existe un almacenamiento de estas características.

Asimismo, la compañía es titular de participaciones en otras concesiones de explotación y permisos de investigación en España (Casablanca, Montanazo, Bezana-Biguenzo etc) y promueve otras iniciativas, como el proyecto de almacenamiento de gas en la comarca del Bages (Cataluña).

### Características principales del almacenamiento de Marismas

GAS ÚTIL	62 MM <sup>3</sup>
GAS COLCHÓN	452 MM <sup>3</sup>
<b>TOTAL</b>	<b>514 MM<sup>3</sup></b>
CAPACIDAD INYECCIÓN	0,4 MM <sup>3</sup> (N)/DÍA
CAPACIDAD EXTRACCIÓN	0,4 MM <sup>3</sup> (N)/DÍA

## NORTEGAS

Nortegas es la segunda compañía a nivel nacional en el negocio de la distribución del gas. A través de sus más de 8.100 kilómetros de red distri-

buye gas natural y GLP a más de un millón de puntos de suministro en las comunidades del País Vasco, Asturias y Cantabria.

Entre los más recientes proyectos de la compañía destaca el acuerdo que ha firmado con Repsol para impulsar la instalación de una red de puntos de suministro GNV en las estaciones de servicio de Repsol.

A través de esta alianza, ambas compañías se comprometen a poner a disposición del público una red de puntos de suministro de gas natural, integrados en las estaciones de servicio del Grupo Repsol, prioritariamente en las regiones donde Nortegas opera como distribuidor de gas natural: País Vasco, Cantabria y Asturias.

La primera de las gasineras que Repsol y Nortegas pondrán en marcha se ubica en la localidad de Sestao (Bizkaia), concretamente en la estación de servicio de Repsol situada en el punto kilómetro 9,2 de la carretera de Barakaldo a Valle de Trápaga, muy próxima al nudo de la A-8.

Adicionalmente, Repsol y Nortegas han acordado ya dos nuevas ubicaciones en las que se van a iniciar los trabajos previos a la construcción de manera inmediata, una en Madrid y otra en Gipuzkoa.

### Producción de biometano

Nortegas también está trabajando en el desarrollo e implantación de varios proyectos para la producción de biometano, un gas obtenido a partir del tratamiento (*upgrading*) del biogás generado en vertederos o depuradoras de aguas residuales que podrá ser ofrecido a la sociedad también en formato de gas natural vehicular, añadiendo así un mayor valor a esta iniciativa conjunta.

Por otra parte, Nortegas ha firmado un acuerdo con el Ayuntamiento de Avilés para transformar a gas natural 49 viviendas sociales gestionadas por la Fundación San Martín/Oficina Municipal de Vivienda de Avilés. Actualmente, estas viviendas cuentan con suministro energético eléctrico (59,2 por 100), de butano (38,8 por 100) o gasoil (2 por 100). •

## La importación de GNL crece un 10,6 por 100 hasta junio

A diferencia de lo ocurrido con el del petróleo, particularmente golpeado por la crisis generada por la expansión del Covid-19, el mercado del gas ha logrado sobrellevar los efectos de la pandemia con mayor solidez, manteniendo sus precios y ganando confianza para los próximos meses.

Según señala la Agencia Internacional de la Energía, el gas natural ha experimentado un impacto menos severo que el petróleo, aunque no ha sido inmune.

La Agencia calcula que la demanda mundial de gas natural este año caerá alrededor de un 4 por 100, o 5,30 Tcf (150 Bcm), el doble de la caída que siguió a la crisis financiera mundial de 2008, según su informe "Gas 2020". Para todo el año, se pronostica que los mercados más maduros de Europa, América del Norte y Asia experimentarán las mayores caídas, lo que representa el 75 por 100 de la caída total.

Sin embargo, el consenso apunta a una presión alcista en los precios a lo largo de lo que queda de 2020. La AIE pronostica que el precio *spot* de Henry Hub de referencia rondará los 2,46 dólares por MMBtu en el cuarto trimestre de 2020, una cifra considerable si se tiene en cuenta el precio medio de todo el año, 1,93 dólares/MMBtu. En 2021, espera que una menor producción empuje el promedio incluso a superar esa cifra, hasta los 3,10 dólares.

De cualquier manera, la Agencia destaca el papel del GNL, anunciando unas importantes perspectivas de crecimiento a nivel internacional en el corto y en el medio plazo.

Igualmente, la asociación europea del gas Cedigaz destaca el fuerte crecimiento que vienen registrando los suministros de GNL, que crecieron un 12,6 por 100 durante el pasado año 2019, compensando con creces la significativa



Planta de Saggas

reducción en los flujos de tuberías, que cayeron un 4,3 por 100. Este desarrollo refleja la creciente abundancia de suministro de GNL altamente competitivo que ganó terreno sobre el gasoducto, especialmente en la Unión Europea, que absorbió la mayor parte del suministro global adicional de GNL (50 bcm de un incremento global de 52,5 bcm).

La licuefacción de gas sigue consolidándose como una opción económicamente más sostenible y factible frente a la conducción a través de gasoductos. Los cambios estructurales en los mercados de energía, con un fuerte desarrollo en las economías emergentes, así como la competencia de los sustitutos requieren suministros más flexibles de GNL en términos de volumen, destino y precios.

Después de los extraordinarios resultados obtenidos por la industria del gas natural licuado en 2019, las perspectivas siguen apuntando a un sólido crecimiento durante los próximos años.

Para el final de 2020, la Agencia Internacional de la Energía pronostica que la capacidad global de GNL habrá aumentado en los últimos cinco años en más del 50 por 100, de 283 millones de toneladas al año (MMtpa) en 2015 hasta los 437 MMtpa previstos para este 2020.

### Importante crecimiento de la actividad exterior

Según los datos elaborados por Cores, en España, el gas importado a través de las plantas de regasificación (el 64,9 por 100 del gas natural importado) acumula un crecimiento del 10,6 por 100 hasta junio de este año. En este mercado la descarga de cisternas ascendió a 166 GWh, con un retroceso del 23,6 por 100.

Por su parte, las exportaciones de GNL acumulan un crecimiento del 39,5 por 100 en el primer semestre.

## Rango completo de válvulas para su aplicación de GNL



A temperaturas criogénicas, la experiencia es nuestro mayor activo.



HEROSE IBÉRICA, S.L.

C/ Aragó, 208-210 7º 6º  
08011 Barcelona - España  
Teléfono: +34 930 02 83 28  
ofertas@herose.es

## Importación de gas natural por planta enero-junio 2020

PLANTAS DE REGASIFICACIÓN	ACUMULADO ANUAL		
	GWH	TV (%)*	ESTRUC. (%)
BARCELONA	31.287	-19,4	13,9
BILBAO	38.118	7,5	17,4
CARTAGENA	22.689	128,5	8,4
HUELVA	29.630	-1,6	14,1
MUGARDOS	10.001	78,3	4,6
SAGUNTO	10.050	21,6	6,5
<b>CISTERNAS</b>	<b>166</b>	<b>-23,6</b>	<b>0,1</b>
<b>TOTAL</b>	<b>141.775</b>	<b>10,6</b>	<b>100,0</b>

Fuente: Cores

## Transporte marítimo

El papel del GNL tendrá una relevancia particularmente significativa en la evolución del transporte marítimo, que precisará unas inversiones de 6 billones de dólares durante los próximos 50 años para cumplir los objetivos de descarbonización del sector, según un informe sobre perspectivas de tecnologías energéticas presentado por la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

El estudio evalúa las tecnologías disponibles para cumplir los objetivos de cero emisiones en todos los sectores energéticos y determina que la inversión para el sector del transporte en su totalidad –marítimo, aéreo y terrestre– ascendería a unos 21 billones de dólares.

La Agencia señala que “la mayoría de los buques que se construyen y se venden hoy día funcionan casi exclusivamente con combustibles fósiles, y seguirán operando en 2050 a menos que se establezcan normativas que alienten u obliguen a su desguace anticipado”.

A medio plazo, el informe prevé que las mezclas con biocombustibles aumentarán desde los niveles “insignificantes” actuales hasta alcanzar los 25 millones de toneladas en 2040, aumentando hasta los 50 millones de toneladas en 2060, una quinta parte del uso total de energía en el transporte marítimo.

A partir de 2050, a medida que los buques que usen mezclas de biocombustibles con combustibles tradicionales vayan llegando al final de su vida útil, serán remplazados por nuevos buques propulsados con tecnologías que utilicen amoníaco e hidrógeno. Estas

dos tecnologías irán madurando y adquiriendo una mayor competitividad a partir de 2025, para sustituir paulatinamente al petróleo y al GNL.

El estudio prevé que supondrán la tecnología elegida para el 60 por 100 de los buques de nueva construcción después de 2060. El hidrógeno representará el 16 por 100 de la demanda mundial de combustible marítimo para 2070 y el petróleo y el gas representarán aproximadamente una sexta parte del total de combustibles de transporte.

En el medio plazo, en cualquier caso, el GNL se ha revelado como el gran aliado del transporte marítimo, manteniendo un fuerte ritmo de crecimiento.

## Proyectos de GNL apoyados por la UE

La Unión Europea ha anunciado que destinará alrededor de 27 millones de euros a la puesta en marcha de dos proyectos en España a través del mecanismo Conectar Europa CEF (Connecting Europe Facility), que promueve un transporte más sostenible y eficiente.

La Comisión Europea apoyará, entre otros, el desarrollo de dos nuevos proyectos de abastecimiento de gas natural licuado (GNL) a buques –*bunkering*– en los puertos de Barcelona y Algeciras, coordinados por Enagás.

Los socios de estas iniciativas son Enagás, Scale Gas –filial creada a través de su programa Enagás Emprende–, Knutsen y las Autoridades Portuarias de Barcelona y Bahía de Algeciras.

Estos proyectos se enmarcan en la estrategia institucional ‘LNGhive2’,

que lidera Puertos del Estado, con el fin de favorecer el desarrollo del mercado de GNL como combustible marítimo y garantizar el suministro en los puertos, en cumplimiento de la Directiva 94/2014 de combustibles alternativos.

Para reducir las emisiones de los buques en los puertos, la UE da prioridad a los proyectos de transporte marítimo de corta distancia con combustibles alternativos y a la instalación de sistemas de suministro de energía en tierra.

Las iniciativas, planteadas bajo la estrategia ‘LNGhive2’, contribuirán a afianzar la posición de España como referente europeo en *bunkering* de GNL, y se suman a los desarrollos para suministro a pequeña escala y a la adaptación de las infraestructuras y logística que están en marcha ya con el proyecto ‘Core LNGas hive’.

Operaciones de *bunkering* en España

Las siete plantas de regasificación de España ya están adaptadas para suministrar GNL en el transporte, así como también lo están algunos puertos, barcazas y barcos remolcadores, grúas portuarias y trenes.

El GNL es, a día de hoy, la mejor alternativa para avanzar en la descarbonización del transporte marítimo. Es un combustible que permite cumplir la regulación de la Organización Marítima Internacional (OMI), que en enero de 2020 estableció el límite del contenido de azufre en combustible en el 0,5 por 100.

Hasta el mes de junio de 2020, las operaciones de *bunkering* en España se han triplicado en comparación con el mismo período del año pasado (89 operaciones en 2019 y 297 en 2020) y el volumen de GNL suministrado casi se ha duplicado (38.663 metros cúbicos en 2019 y 62.837 metros cúbicos en 2020).

Según la certificadora DNV/GL, hay 169 buques propulsados por GNL operando en el mundo, 222 bajo pedido y 126 que se denominan “LNG ready”. Además, de las quince barcazas que actualmente suministran GNL en el mundo, seis han operado en España en

los últimos años, lo que refuerza el papel del país en el suministro de GNL a buques desde camión, barco o terminal.

Todo esto ha sido posible gracias a los desarrollos y avances de las iniciativas público/privadas ‘Core LNGas hive’ y ‘LNGhive2’, cofinanciadas por la Comisión Europea, en la que participan 49 socios, 21 públicos que incluyen 13 autoridades portuarias y 28 privados o industriales.

En las siguientes páginas ofrecemos un repaso de la actividad y proyectos de las principales compañías del sector dentro y fuera de nuestras fronteras.

## ENAGÁS

Enagás cuenta en España con cuatro plantas de regasificación (Barcelona, Cartagena, Huelva y Gijón). Además, es propietaria del 50 por 100 de la Planta de Bilbao y del 72,5 por 100 de la de Sagunto.

En la actualidad, todas estas plantas están preparadas para prestar servicios logísticos que aportan valor añadido a la cadena del gas, como la recarga de buques y de cisternas, y son escenario de innovadores proyectos de eficiencia energética.

En el año 2011, Enagás inició su actividad internacional con la compra de un 40 por 100 de la Planta TLA Altamira (México). Además, es socio mayoritario de la terminal GNL Quintero, en Chile. La compañía también es accionista de DESFA, empresa griega con una terminal de GNL en Revithoussa.

## Planta de Barcelona

Situada en el muelle de la energía del puerto de Barcelona, comenzó a operar en 1969. Es, por tanto, la planta de regasificación en operación más antigua de España y de Europa continental.

La planta cuenta con seis tanques, con un atraque para buques metaneros de hasta 266.000 metros cúbicos de capacidad y con la mayor capacidad de al-

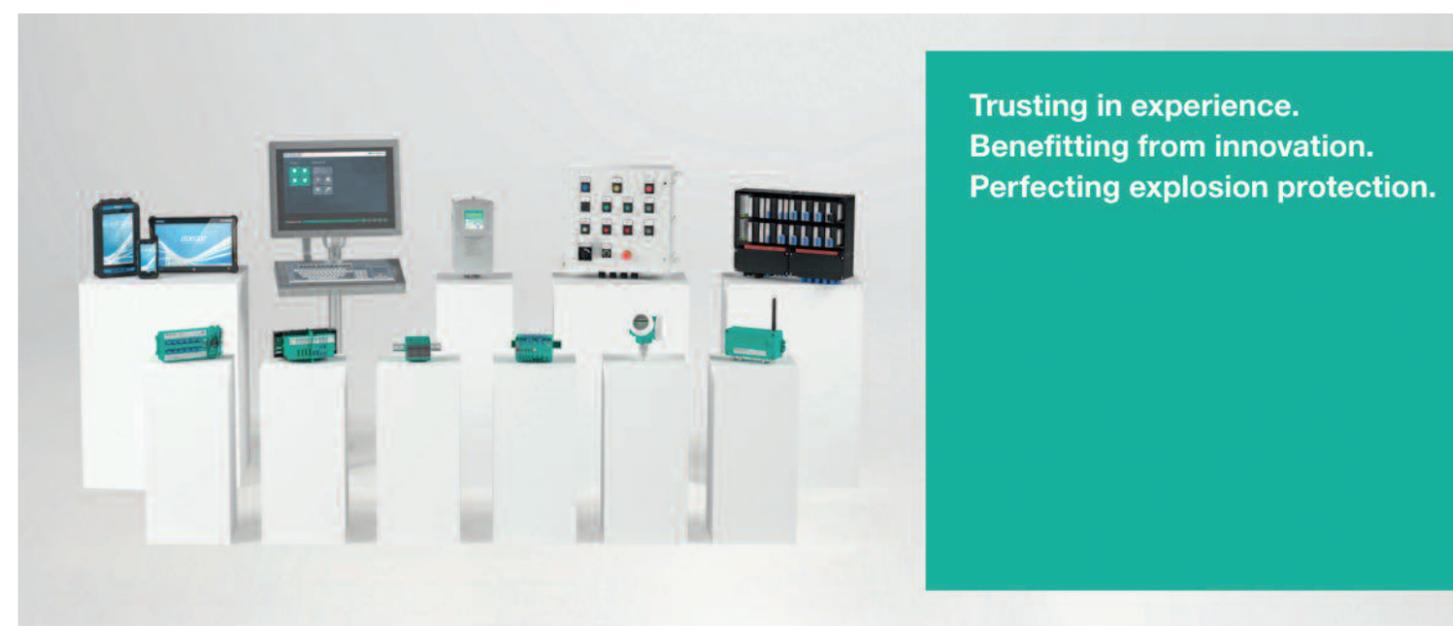
macenamiento y regasificación de todo el Sistema Gasista.

En la actualidad, la terminal sigue siendo un ejemplo de innovación. Está preparada para ofrecer nuevos servicios logísticos, como el repostaje a barcos de gas como combustible (el denominado *bunkering*), que dan respuesta a las nuevas necesidades del mercado.

## Planta de Cartagena

La planta, situada en la Dársena de Escombreras, entró en operación a finales de 1989 y ocupa una superficie de 188.000 metros cuadrados. Cuenta con 5 tanques y una capacidad de regasificación de 1.350.000 metros cúbicos.

Actualmente tiene uno de los mayores niveles de flexibilidad operativa del sistema. Además, cuenta con la tecnología necesaria para realizar cargas y descargas de buques. De hecho, fue en esta terminal donde se realizó, en 2017, el primer suministro en Europa de GNL



Trusting in experience.  
Benefitting from innovation.  
Perfecting explosion protection.

Máxima seguridad en áreas peligrosas: Pepperl+Fuchs suministra a la totalidad de la industria de procesos, productos y soluciones completamente fiables en el campo de la protección contra explosiones. Beneficiarse de una amplia e innovadora gama – allanando el camino hacia unos procesos de producción completamente conectados en red para las aplicaciones del futuro.

[www.pepperl-fuchs.com](http://www.pepperl-fuchs.com)

Your automation, our passion.

**PEPPERL+FUCHS**

## Plantas de regasificación de Enagás en España

	PLANTA BARCELONA	PLANTA CARTAGENA	PLANTA HUELVA	PLANTA EL MUSSEL	BBG BILBAO (50% PARTICIPACIÓN ENAGÁS)	SAGGAS SAGUNTO (72,5% PARTICIPACIÓN ENAGÁS)
Nº DE TANQUES	6	5	5	2	3	4
ALMACENAMIENTO	760.000 M³ GNL	587.000 M³ GNL	619.500 M³ GNL	300.000 M³ GNL	450.000 M³ GNL	600.000 M³ GNL
REGASIFICACIÓN	1.950.000 M³(NI)/H	1.350.000 M³ (NI)/H	1.350.000 M³ (NI)/H	800.000 M³ (NI)/H	800.000 M³ (NI)/H	1.000.000 M³ (NI)/H
PANTALANES	1 LS, 1 SS: 2.000 / 266.000 M³ GNL	1 LS, 1 SS: 4.000 / 266.000 M³ GNL	1 LS: 7.500 / 175.000 M³ GNL	1 LS: 65.000 / 266.000 M³ GNL	1 LS: 7.500 / 270.000 M³ GNL	1 LS: 30.000 / 266.000 M³ GNL
CARGA CISTERNAS	3 CARGADEROS	3 CARGADEROS	3 CARGADEROS	2 CARGADEROS	1 CARGADERO	2 CARGADEROS
GNL	/ 50 CISTERNAS/DÍA	50 CISTERNAS/DÍA	50 CISTERNAS/DÍA	30 CISTERNAS/DÍA	15 CISTERNAS/DÍA	40 CISTERNAS/DÍA
CARGA BUQUES GNL	MÁX. 4.200 M³/H	MÁX. 7.222 M³/H	MÁX. 3.700 M³/H	MÁX. 6.000 M³/H	MÁX. 3.000 M³/H	MÁX. 3.000 M³/H



Planta de Cartagena de Enagás

como combustible directamente desde una planta de regasificación a un buque.

En esta planta Enagás está desarrollando el primer proyecto piloto de inyección de hidrógeno verde en una red de gas natural en España con el objetivo de reducir la huella de carbono de la planta.

### Planta de Huelva

La planta está situada en la desembocadura de los ríos Tinto y Odiel. Ocupa una superficie de 184.000 metros cuadrados. Cuenta con 5 tanques y una capacidad de regasificación de 1.350.000 metros cúbicos.

Actualmente, la planta de Huelva cuenta con tecnología necesaria para realizar cargas y descargas de buques. Tiene una ubicación estratégica para realizar operaciones logísticas, tanto en la cuenca mediterránea como en la atlántica y las Islas Canarias.

### Planta de El Musel

La planta de regasificación de El Musel, en Gijón, se encuentra en estado de hibernación, según lo dispuesto en el Real Decreto Ley 13/2012. A partir de la entrada en vigor del Real Decreto 335/2018, queda restablecida la tramitación de las instalaciones afectadas

por el apartado 2 de la disposición transitoria tercera del Real Decreto-ley 13/2012, de 30 de marzo.

La terminal se ubica entre el Dique Torres y el Muelle Norte, en el terreno ganado al mar gracias a la ampliación del Puerto de El Musel, en Gijón.

### Planta de Bilbao BBG

La Planta de Regasificación de Bahía de Bizkaia Gas (BBG) se ubica en el término municipal de Zierbena (Bizkaia), dentro de los terrenos del puerto exterior de Bilbao. Enagás y el Ente Vasco de la Energía (EVE) son sus accionistas, con un 50 por 100 del capital cada uno.

Esta infraestructura es una de las principales vías de entrada para el gas natural en la franja cantábrica. Cuenta con tres tanques, con una capacidad total de almacenamiento de 450.000 metros cúbicos y con un atraque para buques de hasta 270.000 metros cúbicos de capacidad.

Las instalaciones de BBG recibieron el pasado año el 27,55 por 100 del total de GNL que entró en el sistema gasístico, dando cobertura al 183 por 100 de la demanda de gas natural de Euskadi y al 16 por 100 de la demanda de gas natural de todo el Estado.

Asimismo, de acuerdo con lo dispuesto en la legislación vigente y las medidas previstas en el Real Decreto 463/2020 de 14 de marzo por el que se declaró el Estado de Alarma como consecuencia de la crisis sanitaria originada por el coronavirus Covid-19, BBG ha puesto en marcha un Plan de Contingencia en la medida en la que se trata de una infraestructura fundamental en el abastecimiento de energía al ser la empresa que presta el servicio de recepción, almacenamiento, regasificación y carga de cisternas de gas natural licuado a la Comunidad Autónoma del País Vasco y áreas limítrofes.

El equipo humano de BBG y las personas que prestan su apoyo a través de empresas contratistas están contribuyendo así a garantizar la prestación de este servicio, esencial a la sociedad.

### Planta de Sagunto (Saggas)

La Planta de Regasificación de Sagunto está situada en el extremo del contradique sur de la ampliación del puerto de Sagunto, sobre una plataforma de 23 hectáreas ganadas al mar. La terminal está ubicada en el arco Mediterráneo y recibe GNL procedente del Mediterráneo, África y Oriente Medio. Enagás tiene una participación total en Saggas del 72,5 por 100.

### Internacional

#### Planta TLA Altamira

La planta de regasificación TLA Altamira está situada en México. Ubicada en la cuenca atlántica, la terminal puede recibir buques de diferentes puntos del mundo. Enagás es, desde 2011, el operador de la planta, de la que posee un 40 por 100 del capital. El 60 por 100 restante es propiedad de la compañía holandesa Vopak.



Planta de BBG en el Puerto de Bilbao

Está compuesta por dos tanques con una capacidad de almacenamiento de 300.000 metros cúbicos. También cuenta con un atraque diseñado para los grandes buques metaneros de hasta 217.000 metros cúbicos de GNL.

### Planta GNL Quintero

Enagás es el accionista mayoritario de la Planta de Regasificación GNL Quintero, ubicada en la bahía de Quintero, en Chile. En concreto, el accionariado de GNL Quintero está conformado por Terminal de Valparaíso (sociedad 100 por 100 propiedad de Enagás) 40 por 100; OMERS 29,6 por 100; ENAP 20 por 100; y Terminal Bahía de Quintero SpA (propiedad 51,9 por 100 Enagás y 48,1 por 100 OMERS) 10,4 por 100. Enagás es el accionista mayoritario y consolida globalmente la participación en la infraestructura con una participación indirecta del 45,4 por 100.

La terminal cuenta con tres tanques y una capacidad de 334.000 metros cúbicos, y está preparada para recibir buques de hasta 265.000 metros cúbicos de capacidad.

## REGANOSA

Fundada para promover y gestionar la regasificadora del puerto de Ferrol y su red de gasoductos asociada, Reganosa es una compañía dedicada al desarrollo y operación de infraestructuras de gas natural que está designada como gestor de red de transporte (TSO). La compañía constituyó en 2015 Reganosa Servicios, para aportar su conocimiento y experiencia en estudios, diseño de proyectos, asesoría, ingeniería y gestión de infraestructuras gasistas. Con esta nueva empresa ha intervenido en proyectos desarrollados en los cuatro continentes, participando en todas las fases de los mismos, desde su estudio de viabilidad hasta su gestión en fase de operación comercial y en todo tipo de infraestructuras gasistas.

La localización de la terminal de Mugaros es el pilar esencial que sustenta su conversión en *hub*: está situada en la costa gallega, ante la cual pasan todos los años 40.000 buques mercantes en tránsito. Además, en esa comunidad tienen su base 5.786 pesqueros, parte de los cuales evolucionarán hacia el uso de GNL como combustible a la búsqueda de eficiencia ambiental y menores costos. En tercer lugar, la ría de Ferrol acoge un astillero líder en reparación de gaseros, propiedad de Navantía, cuya oferta de servicios está coordinada con Reganosa.

### Segunda planta con mayor utilización del sistema español

Con picos puntuales del 100 por 100, la terminal Mugaros funcionó en junio al 65 por 100 de su capacidad máxima de regasifi-

**böhler** welding  
by voestalpine

**diamondspark**

Lasting Connections

**DIAMONDSPARK SEAMLESS CORED WIRES FOR BRILLIANT WELDING RESULTS**

diamondspark de Böhler Welding comprende una gama completa de hilos tubulares premium sin costura para una nueva área en la soldadura con ciclos de trabajo de alto rendimiento en aplicaciones mecanizadas y robóticas para satisfacer las necesidades de aplicaciones exigentes. Los hilos tubulares sin costura diamondspark son la mejor opción disponible hoy en día y son perfectos para la soldadura de acero de resistencia alta y ultra-alta, y para aplicaciones críticas con riesgo de fisuras por hidrógeno.

Scan for more information



Terminal de Reganosa en Mugaros

cación. Sagunto lo hizo al 21 por 100, al 22 por 100 Barcelona, al 25 por 100 Cartagena, al 33 por 100 la media nacional, al 34 por 100 Huelva y al 71 por 100 Bilbao. En el primer semestre, también con picos del 100 por 100, la planta de Reganosa estuvo al 41 por 100 de su capacidad máxima de regasificación. Al 13 por 100 lo hizo de Sagunto, al 25 por 100 Barcelona, al 27 por 100 Cartagena, al 34 por 100 la media del sistema, al 37 por 100 Huelva y al 82 por 100 Bilbao.

Tanto en el último mes del semestre como en el cómputo global del período enero-junio, la terminal de GNL de Reganosa fue la segunda más utilizada del sistema español. Al cierre de 2018 (26 por 100) había sido la cuarta y al cierre de 2019 (32 por 100), la tercera.

En el primer semestre la terminal gallega recibió nueve metaneros y regasificó 8.644 Gwh. De julio a septiembre está recibiendo otros cinco barcos, para totalizar en los tres primeros trimestres 13.394 GWh y 2 millones de metros cúbicos de GNL, cuando en todo 2017 había recibido 1,69 millones, 1,92 en todo 2018 y 2,22 en todo 2019. Es decir, sólo de enero a septiembre prácticamente iguala la marca del año pasado completo y supera muy ampliamente las de los dos anteriores.

Además, de octubre a diciembre está previsto que reciba al menos otros cinco gaseros. De cumplirse estas previsiones, acabará 2020 ligeramente por encima de los 18.000 GWh regasificados, creciendo por cuarto año consecutivo. No en vano, el que aporta Reganosa ya es el primer tráfico del puerto de Ferrol y el que más crece, casi un 130 por 100 medido en toneladas descargadas en el período enero-junio.

Reganosa señala que este crecimiento obedece, entre otras causas, a su

privilegiada orientación para los destinos atlánticos, para recibir tanto el gas ruso como el estadounidense. Las capacidades de la terminal de Mugaros, junto con las del resto del sistema gasta español, están permitiendo también captar a mínimos históricos cantidades de GNL que operan sustanciales rebajas en las facturas energéticas de los clientes finales.

En paralelo a este repunte de actividad, Reganosa ha seguido estos meses con las ampliaciones de plantilla que de manera sostenida lleva acometiendo en los últimos ejercicios. Con las últimas incorporaciones de personal, algunas en trámite, está ya en 150 trabajadores, más del doble que al cierre de 2015 (70).

Y todo ello sin descuidar ni el proceso de creciente digitalización de la compañía, que acaba de impulsar creando una división específica en el seno de la compañía para ello, ni el de internacionalización: en el último trienio ha estado trabajando en 14 países de cuatro continentes y espera en breve sumar otros a la lista.

## SAGGAS

La planta de regasificación de Sagunto, Saggas, es una infraestructura energética clave por su ubicación estratégica en el arco mediterráneo y por su proximidad a países productores como África y Oriente Medio. Saggas está participada por Enagás Transporte, Osaka Gas UK y Oman Oil Holdings Spain y, en la actualidad, dispone de una capacidad de almacenamiento de 600.000 metros cúbicos de GNL, en sus cuatro tanques, y de 1.000.000 metros cúbicos/hora en regasificación.

### Balance enero-agosto 2020

La planta de regasificación de Sagunto ha descargado, desde el 1 de enero al 31 de agosto de 2020, un total de 814.064 Tm de GNL, equivalentes a 12.444 GWh de energía, y ha producido 12.473 GWh. Hasta el octavo mes del año, Saggas ha descargado un total de 13 buques metaneros.

Asimismo, en este periodo, Saggas ha iniciado las operaciones de *small scale* con la carga de 7.431 metros cúbicos de GNL al buque Coral Fraseri realizada en enero.

### Compromiso medioambiental

Junto a la producción energética, la planta de regasificación centra su gestión en el cumplimiento de su política de cero accidentes y en su compromiso con la sostenibilidad medioambiental. Este compromiso se ha consolidado en 2019, ejercicio en el que se cumplen diez años ininterrumpidos de adhesión voluntaria de Saggas al Sistema Comunitario de Gestión y Auditorías Medioambientales de la Unión Europea, EMAS, siendo la primera planta de regasificación de España en lograr dicho registro. Además, la gestión de Saggas está certificada con normas internacionales como la ISO 14001 de Sistemas de Gestión Ambiental, la ISO 9001 de Sistemas de Gestión de Calidad, el estándar OHSAS 18001 de Sistemas de Gestión de la Seguridad y Salud en el Trabajo; y la ISO 50001 de Sistema de Gestión de Energía. Saggas verifica anualmente su huella de carbono según la ISO 14604 y tiene registradas sus huellas de carbono anuales correspondientes al periodo 2013-2016 en la Oficina Española de Cambio Climático, obteniendo los sellos Calculo y Reduzco.

En 2019, Saggas ha evitado la emisión de 58.724 toneladas de CO<sub>2</sub>. Las inversiones en mejoras medioambientales llevadas a cabo por la planta han permitido un incremento en la eficiencia energética de la instalación con el consiguiente ahorro energético y reducción de emisiones asociadas. En concreto, durante el pasado ejercicio, Saggas ha invertido 550.000 euros destinados a la finalización de una planta de autogeneración de nitrógeno, la instalación de un variador de velocidad en bombas primarias y a mejoras en el compresor. Desde la puesta en marcha de este compresor, que su-

puso una inversión de 11 millones de euros en 2018, Saggas ha evitado la emisión de más de 220.000 toneladas de CO<sub>2</sub>e.

### Responsabilidad Social Corporativa

Durante el ejercicio 2019 Saggas ha colaborado con 38 iniciativas en el entorno de Sagunto y la comarca del Camp de Morvedre. En línea con su política de Responsabilidad Social Corporativa, la planta centra sus colaboraciones en cinco áreas: dinamización del entorno, acción social, cultura, deporte y medio ambiente.

## UNIÓN FENOSA GAS

### Proyecto Viura

El proyecto Viura nace asociado a los permisos de exploración de hidrocarburos, concedidos por el Ministerio de Industria y Energía, Cameros-2 (julio 1995) y Ebro-A (noviembre 2006).

El consorcio liderado por Unión Fenosa Gas Exploración y Producción, S.A. (UFG E&P, 58,8 por 100), filial del grupo Unión Fenosa Gas, junto a Sociedad de Hidrocarburos de Euskadi, S.A. (SHESA, 37,7 por 100) y Oil Gas Skills, S.A. (OGS, 3,5 por 100) descubrió gas natural convencional tras la realización de un sondeo exploratorio denominado Viura-1. Este sondeo, en el permiso ubicado en el término municipal de Sotés, y realizado entre diciembre de 2009 y septiembre de 2010, alcanzó la profundidad de 3.788 metros y en las pruebas que se realizaron tras su perforación se registraron caudales de producción de gas natural suficientes y sostenidos que justificaban seguir adelante con el proyecto.

En junio de 2013 se inició un nuevo sondeo exploratorio denominado Viura-3, en el permiso Cameros-2, ubicado en el término municipal de Hornos de Moncalvillo a 1,3 kilómetros del Viura-1, con el fin de confirmar la continuidad lateral del yacimiento y su espesor total, así como para determinar la conectividad entre ambos pozos.

En los primeros meses de 2015 se inició una prueba de larga duración de producción de los dos pozos, Viura-1 y Viura-3. Las primeras operaciones de inyección

## GAS ▶ PLANTAS GNL

de gas natural a la red nacional tuvieron lugar a finales de febrero de 2015, pero no fue hasta los primeros días del mes de marzo cuando comenzó a comercializarse de forma continuada.

El BOE del 25 de julio de 2017 publicaba el Real Decreto de otorgamiento a las sociedades participantes en el proyecto de la concesión de explotación del yacimiento, tal y como establece la Ley 34/1998, de 7 de octubre, del Sector de Hidrocarburos que confiere el derecho, en exclusiva, a realizar la explotación del yacimiento por un periodo de treinta años, prorrogable por dos periodos sucesivos de diez y permite realizar el desarrollo completo del yacimiento y extraer sus reservas de gas, estimadas actualmente en 3 bcm (35.100 GWh). Posibilita también continuar realizando trabajos adicionales de investigación que podrían poner de manifiesto la existencia de reservas adicionales de gas.

A finales de noviembre de 2019 la compañía recibió autorización para la ejecución del sondeo Viura-1B, sondeo de desarrollo del plan de explotación y ubicado en el término municipal de Sotés (La Rioja).

Con la perforación de este sondeo se pretende avanzar en el cumplimiento del plan de desarrollo de la Concesión Viura, que prevé incrementar la producción de hidrocarburos del Yacimiento Viura y alcanzar un caudal diario de producción de gas natural de 1 MMN metros cúbicos/día este año.

El yacimiento Viura representa el 87,4 por 100 de la producción interior de gas natural.

### Damietta (Egipto)

Esta planta inició su funcionamiento operativo en diciembre de 2004 y la inversión total realizada fue superior a los 1.000 millones de euros. El tren de licuefacción tiene una capacidad nominal de procesamiento de 7,6 bcm anuales, con una eficiencia energética superior al 90 por 100, lo que equivale a una disponibilidad de unos 6,8 bcm al año de gas natural comercializable como GNL.

Unión Fenosa Gas (UFG) y su filial en Egipto –Spanish-Egyptian Gas Company (SEGAS)– han firmado el pasado mes de febrero una serie de acuerdos con el Gobierno de Egipto, las compañías nacio-

nales del gas y del petróleo –Egyptian Natural Gas Holding Company (EGAS) y Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC)– y sus accionistas, Eni y Naturgy, para poner fin de forma amistosa a las disputas relacionadas con la interrupción del suministro de gas a su planta de gas natural licuado (GNL) en Damietta, que permanecía inactiva desde noviembre de 2012.

Los acuerdos entre las partes permitirán el reinicio del suministro a la planta y, por tanto, la producción de GNL.

Como parte de los acuerdos, los accionistas de UFG (50 por 100 Eni y 50 por 100 Naturgy) han decidido llevar a cabo una reestructuración de la compañía para repartirse sus activos.

La participación de UFG en SEGAS, propietaria y operadora de la planta de GNL de Damietta, será transferida a Eni y a EGAS.

Naturgy será titular de la mayoría de los activos fuera de Egipto, excluyendo las actividades de comercialización de gas natural en España que pasarán a ser controladas por Eni.

Asimismo, las capacidades de transporte de GNL de UFG se dividirán de manera equitativa entre ambos accionistas.

La eficacia de estos acuerdos queda subordinada al cumplimiento de ciertas condiciones precedentes que deberán materializarse antes de finales de junio de 2020.

Estos acuerdos ponen fin así a la histórica relación que Eni y Naturgy mantenían en UFG desde 2003.

### Qalhat (Omán)

Unión Fenosa Gas también participa en una segunda planta de licuefacción de gas, Qalhat LNG (tercer tren de la licuefacción del Sultanato de Omán) con un 7,36 por 100 de su accionariado.

Este tren de licuefacción tiene una capacidad nominal de unos 4,4 bcm anuales, de las cuales el 50 por 100 son destinados a Unión Fenosa Gas. Tanto el plazo de construcción de la planta como el período de tiempo entre inicio de la puesta en marcha y la primera producción de GNL, solamente 13 días, supuso un récord mundial en el desarrollo de este tipo de instalaciones. •

# Los operadores gasistas apuestan por la inversión en nuevas infraestructuras de repostaje en la red

Según los datos elaborados por Gasnam, desde el inicio de este año 2020 en la Península Ibérica se ha abierto un total de once gasineras de titularidad pública en seis meses. Nueve de ellas en España y dos en Portugal. La mayoría de estas estaciones, cuatro de once, se abrieron durante el mes de febrero, antes del estallido de la crisis sanitaria y del periodo de estado de alarma. Aun así, durante los meses de confinamiento, las empresas gasistas continuaron incorporando seis estaciones de suministro en abril, mayo y junio. Y una más en julio.

Todas las nuevas gasineras abiertas hasta la fecha disponen de surtidor GNC y siete de ellas también disponen de GNL. En concreto, se pueden encontrar ambos combustibles en las estaciones nuevas de Pinto, Antequera, La Roda, Vilareal, Puerto Lumbreras, Sines y Maia, estas dos últimas en Portugal. Y solo GNC en las nuevas estaciones de Tres Cantos, Benavente, Granada y Dos Hermanas.

Con las nuevas incorporaciones, España suma un total de 87 estaciones de suministro GNC y 55 estaciones de GNL. Además, hay en proyecto 40 estaciones GNC y 28 GNL, a las que hay que sumar 15 estaciones de GNL adicionales que se construirán en el marco del proyecto ECO-net, financiado por la Comisión Europea y coordinado por Enagás.

Por su parte, Portugal cuenta con 13 estaciones de GNC, 5 en proyecto y 9 de GNL, más 3 en proyecto.

Por compañías lidera la tabla Naturgy con 38 estaciones (el 37,6 por 100), seguida de Ham con 25 y Molgás a distancia con 7 puntos. El resto se reparte entre 16 empresas, casi todas ellas con proyectos en cartera.

Paralelamente al crecimiento del parque de vehículos propulsados por

Red de gasineras que operan en España (julio 2020)	
COMPAÑÍA BANDERA	NÚMERO
NATURGY	38
HAM	25
MOLGÁS	7
ENDESA	5
GALP	5
REPSOL	5
C.T. ZARAGOZA	2
DISA	2
EDP	2
ALIARA	1
ALZ	1
AVIA	1
BEROIL	1
CEPSA	1
I. MEOPE	1
MONFORT	1
PASO HONROSO	1
PETREM	1
VIA AUGUSTA GAS	1
<b>TOTAL</b>	<b>101</b>

Fuente: Gasnam

gas, la red continúa creciendo alimentada por diversos proyectos, algunos de ellos transeuropeos y muchos centrados en el suministro de este combustible ecológico para el transporte pesado ya que son numerosos los fabricantes y las flotas que ya operan con este combustible.

Cabe destacar en este capítulo la creciente adopción del gas natural como combustible para flotas de transporte urbano y vehículos para la prestación de servicios ciudadanos como la recogida y el transporte de residuos.

Como se ha comentado, las energéticas continúan impulsando su red de gasineras liderada por Naturgy que al hilo de su convenio con Seat está desarrollando un potente plan de expansión.

Paralelamente existe media docena de proyectos –muchos de ellos cofinanciados por Europa– algunos finalizados y otros en ejecución que están contribuyendo a la maduración de este negocio en nuestro país y que se comentan a continuación.

### BioLNG Euronet

Shell está construyendo una red de repostaje de biometano licuado BioLNG en 39 puntos en los corredores principales de la red europea de transportes (TEN-T). La red arranca en el sur de España en colaboración con Disa y llega hasta Polonia, atravesando Francia, Bélgica, Países Bajos y Alemania. En España, Disa ha iniciado la comercialización de gas natural licuado en su estación Shell en Azuqueca de Henares. Se trata del primero de los siete puntos que proyectados en nuestro país.

### All Gas

Liderado por Aqualia, este proyecto en funcionamiento desde 2018 en la EDAR, el Torno en Chiclana de la Frontera (Cádiz) produce biocombustible a gran escala y a bajo coste a partir de cultivos de microalgas en aguas residuales municipales.

### Smart Green Gas

Es una iniciativa liderada también por Aqualia en colaboración con Seat y con la participación de un consorcio formado por Naturgy, EDP-Naturgas Energía, Biogas fuel cell, Diagnostiq, Dimasa Grupo y Ecobiogas, además de Lequia, Universidad de Gerona, ICRA, Universidad de Valladolid y Universidad de Santiago de Compostela. Su objetivo es la generación de biocombustible renovable y de origen español, procedente de aguas residuales.

### Metha Morphosis (UMBRELLA y METHAGRO)

LIFE Methamorphosis está cofinanciado por la Comisión Europea dentro del programa LIFE y abarca dos proyectos de producción de biometano procedente de plantas de tratamiento de residuos a escala industrial. Liderado por Aqualia, cuenta con la participación de FCC Medio Ambiente, AMB, Naturgy, Institut Català d'Energía, Generalitat de Catalunya, Seat y GTD.

El prototipo Umbrella ubicado en la planta de tratamiento de residuos municipales Ecoparc de Montcada i Reixac, del Área Metropolitana de Barcelona, desarrolla el aprovechamiento energético de la depuración de las aguas procedentes del tratamiento de la fracción orgánica.

El prototipo Methagro se ha instalado en la planta agroalimentaria de Porgapores propiedad de Ecobiogas, situada a 35 kilómetros de Lleida con el objetivo de dar solución a la generación descontrolada de purines. Consiste

en la producción de biometano a partir de biogás en un sistema de *upgrading*.

### LNG Blue Corridors

El proyecto LNG Blue Corridors ha conseguido establecer el GNL como una verdadera alternativa para el transporte por carretera de larga distancia, en un primer momento como un combustible complementario y más tarde como un sustituto total para el diésel. El éxito del proyecto, con más de 140 camiones y 13 estaciones de servicio, demuestra claramente la madurez de la tecnología tanto a nivel de infraestructura como a nivel vehicular.

### Pelicangas

Este proyecto ha realizado un amplio estudio sobre la viabilidad de introducir el GNL y del GNC en las Islas Canarias.

### ECO-GATE

El Proyecto Europeo ECO-GATE es un plan de acción global para el desarrollo de la movilidad con GNC y GNL en

Europa, que lidera Naturgy a través de la distribuidora Nedgia, y ha recibido 10 millones de euros de la Unión Europea.

Las 21 gasineras proyectadas se ubican en cada uno de los 4 países de desarrollo del proyecto: Alemania (1), Francia (1), Portugal (6) y España (13), y para ello la financiación aprobada se reparte entre los cuatro países. España recibe financiación para desarrollar gasineras en Barcelona, Burgos, Madrid, Murcia, Salamanca, Irún, Tordesillas, La Junquera, Córdoba y Cartagena, entre otras ciudades. Asimismo, se realizan dos proyectos piloto de suministro de gas renovable y de hidrógeno.

ECO-GATE, está impulsado por un consorcio integrado por más de 20 empresas de España (21), Portugal (3), Francia/Alemania (1). Como operadoras de gas natural participan: Nedgia Madrid, Enagás Transporte, Dourogás Natural, Endesa Energía, Galp Energía, Repsol, Naturgy Europe, Inversora Melofe y Molgas Energía. Como proveedores de tecnologías y



Así es nuestra energía. Así somos. Somos **good** porque desde hace 50 años contribuimos al bienestar de las personas, operando infraestructuras de gas natural de manera segura y eficiente. Somos **new** porque innovamos y desarrollamos nuevos servicios y soluciones para una energía cada vez más competitiva. Somos **energy** porque trabajamos con ganas e ilusión y con una de las energías más limpias para un futuro sostenible.

Líder mundial de su sector en el Dow Jones Sustainability Index en 2019.

servicios forman parte: Cetil Dispensing Technology, Soltel It Solutions, Fundación Cidaut, Evarm Innovación, Universidade de Tras-Os-Montes e Alto Douro, Fundación Imdea Energía, Audigna, Ghenova Ingeniería y Madisa. Como usuarios finales: Correos y San José López. Y finalmente, como expertos en conocimiento de mercado y promoción forman parte: Gasnam, Autoridad Portuaria de Gijón, Autoridad Portuaria de Huelva, Universidad de Santiago de Compostela y Soulman Insightful Thinking.

**Cepsa-Redexis**

Cepsa y Redexis están trabajando en la apertura de veinte estaciones de repostaje de GNV que se construirán y pondrán en marcha a lo largo de 2020, y que representan una inversión de cerca de quince millones de euros.

Estas gasineras –pendientes de las aprobaciones administrativas correspondientes–, cubrirán los principales corredores de transporte nacionales y estarán ubicadas en estaciones de servicio de Cepsa en las provincias de Burgos (A-1), Navarra (A-15), Guadalajara (A-2), Zaragoza (A-2), Lérida (A-2), Barcelona (A-2), Gerona (N-II), Cuenca (A-3), Valencia (A-35), Madrid (A-4), Ciudad Real (A-4), Jaén (A-4), Sevilla (A-4), Cáceres (A-5), Pontevedra (A-52), Lugo, (A-6), Salamanca (A-62), Málaga (A-7) y Asturias (A-8).

En junio de 2019, Redexis y Cepsa acordaron crear la mayor red de estaciones de repostaje de GNL y GNC en España. En dicho acuerdo, Redexis se comprometió a realizar una inversión de 30 millones de euros en el periodo 2019-2021 para acometer la construcción y el mantenimiento de 50 gasineras ubicadas en estaciones de servicio de Cepsa, de cuyo suministro y comercialización se encargará Cepsa. En los dos años siguientes, esta alianza prevé alcanzar 80 instalaciones de suministro, con una inversión total de 60 millones de euros.

**Enagás**

La Comisión Europea apoyará el desarrollo de 15 estaciones de repostaje de GNL vehicular y una de hidrógeno en el

marco del proyecto ECO-net, liderado por Enagás. Scale Gas, una startup nacida del programa de *corporate venturing* de Enagás, Enagás Emprende, desarrollará los proyectos.

El proyecto cuenta con un presupuesto global aproximado de 13 millones de euros y contempla la construcción de 16 puntos de suministro de combustibles alternativos a los tradicionales para vehículos pesados y turismos en un plazo de hasta tres años. Estos puntos de suministro, 15 de GNL y uno de hidrógeno –el primero de España a 700 bares de presión–, estarán distribuidos a lo largo de los corredores españoles de la Red Transeuropea de Transporte.

El Proyecto ECO-net, Spanish Network of Alternative Fuels Refuelling Stations, forma parte del mecanismo Conectar Europa (Fondos Europeos CEF), que promueve un transporte más sostenible y eficiente. Esta iniciativa está en línea con la Directiva 2014/94/UE para el desarrollo de infraestructuras para los combustibles alternativos y con el Marco de Acción Nacional español de energías alternativas en el transporte.

Adicionalmente al apoyo financiero de la Comisión Europea, el proyecto cuenta con un préstamo del Instituto de Crédito Oficial (ICO) que cubre el 50 por 100 de la inversión aproximadamente. Enagás aportará la cantidad restante con recursos propios.

El Proyecto ECO-net ha recabado el apoyo de diferentes compañías como Toyota, pionera en la introducción en el mercado de vehículos propulsados por hidrógeno, e instituciones como Gasnam y el proyecto europeo ECO-GATE, un plan de acción global cofinanciado por la UE e impulsado por un consorcio de más de 20 empresas para el desarrollo de la movilidad con GNC y GNL en Europa.

**Endesa**

Endesa tiene una dilatada experiencia en construcción de gasineras. En la actualidad cuenta con 19 estaciones, 11 en España y 8 en Francia. Además, la compañía tiene en estudio la construcción de 24 puntos más en España y 15 en Francia.

**Ham**

Grupo Ham cuenta actualmente con 46 estaciones de servicio, entre móviles y fijas, que se sitúan en puntos estratégicos de la geografía española y resto de Europa. La compañía ha anunciado que en 2020 va a llevar a cabo más de 30 proyectos para seguir ampliando la red de gasineras de GNC y GNL, tanto en España como en el resto de Europa; diseñando, construyendo y poniendo en marcha estaciones de repostaje propias y de terceros.

**Naturgy**

Naturgy que lidera el abanderamiento con 38 estaciones en España, desarrolla un plan de fomento de movilidad con el gas natural como combustible. Dentro de esta estrategia, la compañía está destinando importantes inversiones a la apertura de nuevas gasineras.

**Repsol-Nortegás**

Por su parte, a finales de julio, Repsol y Nortegas Green Energy Solutions han firmado un acuerdo para impulsar la instalación de una red de puntos de suministro de GNV en las estaciones de servicio del Grupo Repsol, prioritariamente en las regiones donde Nortegas opera como distribuidor de gas natural, es decir, en el País Vasco, Cantabria y Asturias.

Actualmente, Repsol ya dispone de cinco puntos de suministro de GNV en los principales corredores de España (Seseña y Guarromán, en la A4; Mojo Gallardo, en la A-381; Fontioso, en la A1; y Hostalet, en la AP7) y, próximamente, abrirá tres puntos más en Mérida (Badajoz), Albaterra (Alicante) y Hernani (Gipuzkoa).

La primera de las gasineras que Repsol y Nortegas pondrán en marcha se ubica en la localidad de Sestao (Bizkaia), concretamente en la estación de servicio de Repsol situada en el punto kilómetro 9,2 de la carretera de Barakaldo a Valle de Trápaga, muy próxima al nudo de la A-8.

En este primer punto de suministro de GNC, las compañías realizarán una inversión cercana a los 400.000 euros, apoyada por el Ente Vasco de Energía (EVE) a través de su programa de ayudas a la movilidad eficiente.

Proyectos para suministro de gas natural en el transporte terrestre						
PROYECTO	DESCRIPCIÓN	UBICACIÓN	PROMOTOR / LÍDER	PARTICIPANTES	INVERSIÓN	ESTADO
<b>BIOLNG EURONET</b>	RED DE INFRAESTRUCTURAS DE 39 PUNTOS DE REPOSTAJE DE BIOMETANO LICUADO (BIOLNG) EN LA RED EUROPEA DE TRANSPORTES (TEN-T)	ESPAÑA, FRANCIA, PAISES BAJOS, ALEMANIA, POLONIA	SHELL WESTERN LNG	SHELL, SCANIA, IVECO, DISA Y NORDSOL	127 M€	EN CURSO FINALIZA 31/12/2023
<b>ALL-GAS</b>	BIOCOMBUSTIBLES A PARTIR DE ALGAS	EDAR EL TORNO CHICLANA DE LA FRONTERA (CÁDIZ)	AQUALIA	BIO BIO ENERGY INTERNATIONAL, HYGEAR, UNIVERSIDAD SOUTHAMPTON, FRAUNHOFER-GESELLSCHAFT, VOLKSWAGEN	12 M€	EN FUNCIONAMIENTO
<b>SMART GREEN GAS</b>	GENERACIÓN DE BIOCOMBUSTIBLE RENOVABLE Y DE ORIGEN ESPAÑOL, PROCEDENTE DE AGUAS RESIDUALES, PARA PODER UTILIZARLO EN VEHÍCULOS DE GAS NATURAL COMPRIMIDO	EDAR JEREZ DE LA FRONTERA	AQUALIA, SEAT	GAS NATURAL FENOSA, EDP-NATURGAS ENERGÍA, BIOGAS FUEL CELL, DIAGNOSTIQ, DIMASA GRUPO, ECOBIOGAS, LEQUJA UNIVERSIDAD DE GERONA, ICRA, UNIVERSIDAD DE VALLADOLID Y UNIVERSIDAD DE SANTIAGO DE COMPOSTELA	8,36 M€	EN FUNCIONAMIENTO
<b>METHA MORPHOSIS (PROTOTIPOS UMBRELLA Y METHAGRO)</b>	TRATAMIENTO DE RESIDUOS PARA LA OBTENCIÓN DE AGUA REUTILIZABLE Y BIOMETANO PARA USO VEHICULAR	PROTOTIPO UMBRELLA: PLANTA TMB-ECOPARC 2 PROTOTIPO METHAGRO: GRANJA PROGAPORSCS E INYECCIÓN EN LA RED	AQUALIA	ÁREA METROPOLITANA DE BARCELONA, FCC MEDIO AMBIENTE, NATURGY, INSTITUT CATALÀ D'ENERGIA, GENERALITAT DE CATALUNYA, SEAT Y GTD	3,64 M€ (60% FINANCIACIÓN UE)	EN FUNCIONAMIENTO
<b>LNG BLUE CORRIDORS</b>	CORREDOR EUROPEO DE ESTACIONES DE GNL PARA TRANSPORTISTAS	ESTACIONES EN TODO EUROPA	APPLUS IDIADA	FIAT, DOUROGÁS, DRIVE SYSTEM, EHIP, ENGIE, ENI, ENOS LNG, ERDGAS, FLUXYS, GALP, NATURGY, HAM, HARDSTA FF, IVECO, MONFORT, NGVA, PITPOINT, ENERGIGAS, VITO, VOLVO, WESTPORT	N.D.	EN FUNCIONAMIENTO
<b>PELICANGAS</b>	ESTUDIO INTRODUCCIÓN DEL GAN Y GNC EN LAS ISLAS CANARIAS	ISLAS CANARIAS	AUTORIDAD PORTUARIA DE SANTA CRUZ DE TENERIFE	CABILDO TENERIFE, PETROGÁS	0,97M€	FINALIZADO
<b>ECO GATE</b>	INFRAESTRUCTURAS DE GNC Y GNL, 21 GASINERAS	13 GASINERAS EN ESPAÑA, 6 EN PORTUGAL, 1 EN FRANCIA Y 1 EN ALEMANIA	NATURGY A TRAVÉS DE NEDGIA	NEDGIA, ENAGÁS, DOUROGÁS, ENDESA, GALP, REPSOL, NATURGY, I. MELOFE, MOLGÁS ENERGÍA, CETIL DISPENSING TECHNOLOGY, SOLTEL IT, F. CIDAUT, EVARM I, UNIVERSIDAD TRAS OS MONTES E ALTO DOURO, FUNDACIÓN IMDEA ENERGÍA, AUDIGNA, GHENOVA ING., MADISA, CORREOS, SAN JOSÉ LÓPEZ, GASNAM, A.P. GIJÓN, A.P. HUELVA, UNIVERSIDAD DE SANTIAGO DE COMPOSTELA Y SOULMAN INSIGHTFUL THINKING	COFINANCIADO POR LA UE CON 10 M€	EN CONSTRUCCIÓN
<b>CEPSA-REDEXIS</b>	RED DE GASINERAS	80 ESTACIONES DE REPOSTAJE DE GNV EN ESPAÑA	CEPSA REDEXIS	-	60 M€	EN CONSTRUCCIÓN
<b>ENAGÁS</b>	PROYECTO ECO NET	15 ESTACIONES DE GNL Y UNA DE HIDRÓGENO EN ESPAÑA	ENAGÁS	SCALE GAS, ENAGÁS EMPRENDE	13 M€	EN CONSTRUCCIÓN
<b>ENDESA</b>	RED DE GASINERAS	24 GASINERAS MÁS EN PROYECTO EN ESPAÑA Y FRANCIA	ENDESA	-	-	EN CONSTRUCCIÓN
<b>HAM</b>	RED DE GASINERAS	30 NUEVOS PROYECTOS EN 2020	HAM	-	-	EN CONSTRUCCIÓN
<b>MOLGÁS</b>	RED DE GASINERAS	CRECIMIENTO DE LA RED	MOLGAS	-	-	EN CONSTRUCCIÓN
<b>NATURGY</b>	RED DE GASINERAS	CRECIMIENTO DE LA RED EN ESPAÑA	NATURGY A TRAVÉS DE NEDGIA	-	-	EN CONSTRUCCIÓN
<b>REPSOL-NORTEGÁS</b>	RED DE PUNTOS SUMINISTRO GNV	RED EE SS REPSOL EN ESPAÑA	REPSOL-NATURGY	-	N.D.	EN CONSTRUCCIÓN

# Nuevas inversiones consolidan a España como *hub* de referencia para el abastecimiento de GNL a buques

El GNL es, a día de hoy, la mejor alternativa para avanzar en la descarbonización del transporte marítimo. Es un combustible que permite cumplir la regulación de la Organización Marítima Internacional (OMI), que en enero de 2020 estableció el límite del contenido de azufre en combustible en el 0,5 por 100.

Comparado con los combustibles tradicionales, el GNL elimina el 100 por 100 las emisiones de óxidos de azufre, entre el 80 y el 90 por 100 las de óxidos de nitrógeno y entre el 20 y el 30 por 100 las de dióxido de carbono. Con la utilización del GNL como combustible marítimo en España se reducirán alrededor de 2 millones de toneladas de dióxido de carbono de aquí al 2030, lo que equivaldría a la introducción en el mercado de más de un millón de vehículos eléctricos.

La certificadora DNV/GL informa que hay 169 buques propulsados por GNL operando en el mundo, 222 bajo pedido y 126 que se denominan “LNG ready”. Además, de las 15 barcasas que actualmente suministran GNL en el mundo, seis han operado en España en los últimos años, lo que refuerza el papel del país en el suministro de GNL a buques desde camión, barco o terminal.

En este contexto, la UE ha otorgado prioridad a los proyectos de transporte marítimo de corta distancia con combustibles alternativos y a la instalación de sistemas de suministro de energía en tierra a fin de reducir las emisiones de los buques en los puertos.

En España, las siete plantas de regasificación existentes ya están adaptadas para suministrar GNL en el transporte, así como también lo están algunos puertos, barcasas y barcos remolcadores, grúas portuarias y trenes. Como resultado, en



Marcelino Oreja, Consejero Delegado de Enagás

nuestro país avanza el uso del GNL como combustible marítimo y nos sitúa en una posición destacada a escala global tal y como lo demuestran las cifras. Así, Enagás ha informado que hasta el mes de junio de 2020, las operaciones de *bunkering* se han triplicado en comparación con el mismo período del año pasado (89 operaciones en 2019 y 297 en 2020) y el volumen de GNL suministrado casi se ha duplicado (38.663 metros cúbicos en 2019 y 62.837 metros cúbicos en 2020).

En este marco, el negocio ha sido protagonista de la segunda jornada de la Cumbre Virtual Green Gas Mobility organizada por Gasnam el pasado mes de septiembre y que ha contado con un potente panel de conferenciantes y congresistas reunidos –en un moderno espacio virtual– durante tres días.

En esta jornada participaron expertos nacionales e internacionales de toda la cadena de valor del sector marítimo dejando patente el amplio consenso acerca de que el GNL es a día de hoy la mejor alternativa para avanzar en la descarbonización del transporte marítimo y un paso correcto hacia la pene-

tración de los combustibles renovables, cuestión que garantiza un futuro prometedor a esta tecnología.

Inauguró la sesión la secretaria general de Transportes, María José Rallo con la presentación de la Estrategia de Movilidad Segura, Sostenible y Conectada 2030, que sitúa la “movilidad de bajas emisiones” como uno de sus ejes clave. En relación con el uso del GNL en el transporte, Rallo ha afirmado que España se ha posicionado como un referente del abastecimiento de GNL a buques y considera que en el ámbito ferroviario hay que crear sinergias y explorar todo el potencial que puede tener la utilización del gas.

La jornada también contó con la presencia de Marcelino Oreja, Consejero Delegado de Enagás, que ha destacado “el compromiso de la compañía con la descarbonización y con los modelos de negocio innovadores para la movilidad”. En esta línea, ha señalado que el gas natural está reforzando su implantación como alternativa sostenible, al igual que otras opciones en desarrollo como el hidrógeno, y apunta que “en Enagás creemos que tienen un largo recorrido en el transporte terrestre y marítimo, y lo tendrá también en el ferroviario”.

En relación al desarrollo del *bunkering* en España y los nuevos proyectos respaldados por Europa, Claudio Rodríguez, vicepresidente marítimo de Gasnam manifestó: “España es un referente en suministro de GNL a los buques que emplean este combustible para la propulsión de sus motores, y apuesta por convertirse en el primer y más competitivo *hub* de GNL de Europa”.

Prueba de ello, es que las operaciones de suministro de GNL a buques en los puertos españoles se han multiplicado por tres en el último año, en gran medida gracias a los desarrollos realizados en el marco del proyecto CORE LNGas hive cofinanciado por la Comisión Europea, señaló Fernando Impuesto, director general de Enagás Emprende y coordinador del proyecto.

Asimismo, ha añadido que el posicionamiento estratégico de España en *bunkering* de GNL se verá afianzado gracias al apoyo de la UE, que destinará 27 millones de euros a la puesta en marcha de dos nuevos buques de suministro para los puertos de Barcelona y Algeciras.

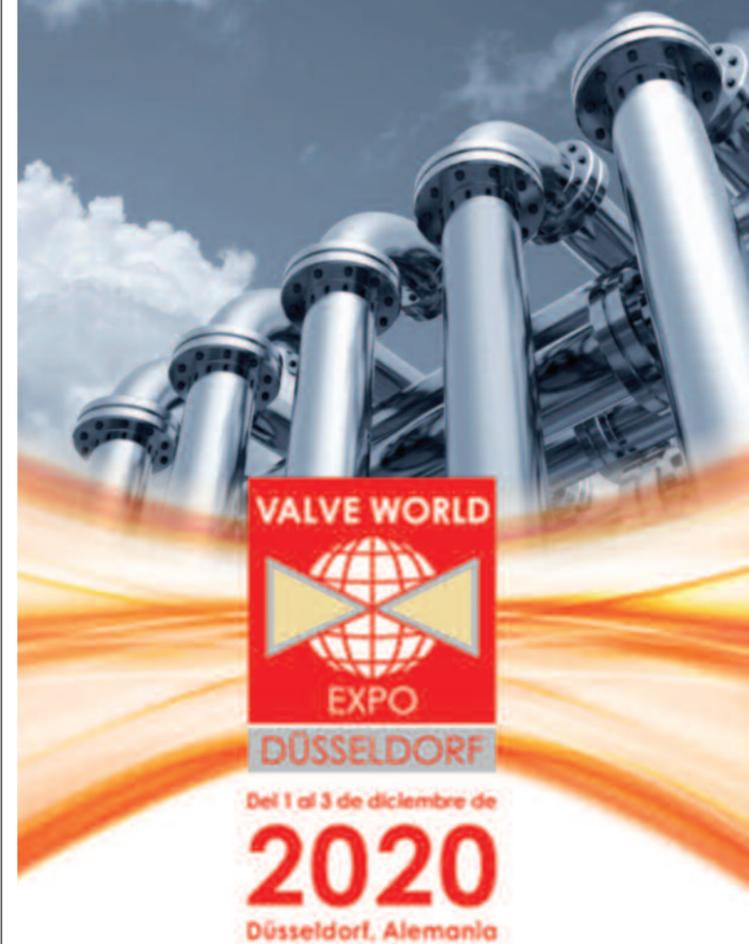
Las experiencias, la visión de futuro y los proyectos se presentaron en un panel moderado por Álvaro Rodríguez, Director Técnico de Puertos del Estado junto a los directores de los puertos de Huelva y Tenerife, Ignacio Álvarez-Ossorio y Aitor Acha y a Natalia Latorre, presidenta de Shell España, compañía que realiza operaciones de *bunkering ship to ship* a cruceros desde hace casi dos años en nuestro país.

Por último, el panel de expertos realizó un repaso a la tecnología asociada como puente hacia el desarrollo de otros combustibles alternativos. En este sentido, Reetta Kaila (Wärtsilä) afirmó que el GNL es la solución que apoyará el desarrollo de otros combustibles marinos alternativos como el hidrógeno, el amoniaco, el biogás o el gas de síntesis y por tanto, se trata de una tecnología segura y con un futuro muy prometedor. Y Alexander Feindt (Man Energy Solutions) quien añadió que el desarrollo de las infraestructuras asociadas al uso del GNL ocupa una posición de ventaja sobre otros combustibles que, como el amoniaco, deben afrontar la construcción de nuevas infraestructuras de *bunkering* con el coste adicional que esto representa.

Esta realidad ha sido posible gracias al éxito de cinco proyectos –LNGas Hive, Coldh, Clean Port, Gainn4mos, Pelican Gas y Samuel LNG Energy Berge Project– cofinanciados por la Unión Europea y que han concluido con el desarrollo de infraestructuras para la utilización del GNL en el transporte marítimo. Asimismo destacar las inversiones que están llevando a cabo las empresas energéticas para garantizar el suministro a lo largo de nuestras costas.

## 27 millones de euros para los puertos de Barcelona y Algeciras

La expansión del negocio continúa y a finales de julio la UE ha anunciado que destina 27 millones de euros a la puesta en marcha de dos proyectos en España a través del mecanismo Conectar Europa CEF (Connecting Europe Facility) de abastecimiento de GNL a buques en los puertos de Barcelona y Algeciras, coordinados por Enagás. Los socios de estas iniciativas son Enagás, Scale Gas –filial creada a través de su programa Enagás Emprende–, Knutsen y las Autoridades Portuarias de Barcelona y Bahía de Algeciras. Estos proyectos se enmarcan en la estrategia institucional ‘LNGhive2’, que lidera Puertos del Estado y su puesta en marcha está prevista en 2022. •



## ¿QUÉ HACE QUE LA ECONOMÍA MUNDIAL SIGA EN MOVIMIENTO?

¡Los accesorios para el control de fluidos y las válvulas industriales para el sector del **petróleo, el gas, la petroquímica y la química!** Conozca los últimos productos, procesos y tecnologías. Visite el **VALVE WORLD EXPO FORUM** y descubra la nueva iniciativa de sostenibilidad **ecoMetals**. Del 1 al 3 de diciembre de 2020, sólo en la **VALVE WORLD EXPO!**

Más información en:  
[valveworldexpo.com/oil-and-gas](http://valveworldexpo.com/oil-and-gas)



Entradas a partir del verano en venta anticipada online:  
[valveworldexpo.com/2130](http://valveworldexpo.com/2130)

Sponsored by: EMERSON KITZ MRC Global NEWAY VELAN

Expo-Düsseldorf España, S.L.  
C/ Fernando Garrido, 6 - Local  
28015 Madrid - Spain.  
Tel. (0034) 915 944 586  
info@expodusseldorf.com



# Unue Gas Renovable inicia la construcción de un nuevo proyecto pionero para desarrollar e inyectar biometano en red

La startup de Enagás Emprende, Bioengas, y la gestora independiente de inversiones Suma Capital han puesto en marcha la construcción del proyecto Unue, dirigido a transformar biogás en biometano para la posterior inyección de este gas renovable en la red de gasoductos del Sistema Gasista español. Unue es el primer proyecto industrial en entrar en operación, con este objetivo, liderado por una iniciativa privada en España.

Este proyecto renovable, que se llevará a cabo en una planta de biogás ubicada en la provincia de Burgos, tiene como objetivo producir e inyectar en la red gasista aproximadamente 20 gigavatios hora de biometano al año, lo que supondrá un ahorro en emisiones de alrededor de 30.000 toneladas equivalentes de dióxido de carbono.

El biogás se obtiene por la descomposición anaerobia de residuos orgánicos biodegradables industriales, agrícolas y ganaderos. Tras su depuración mediante un proceso tecnológico, denominado *upgrading* se convierte en biometano.

Las compañías impulsoras del proyecto contarán con otras dos empresas para su puesta en producción. Por un lado, Biogasalia, compañía referente en la gestión sostenible de residuos orgánicos en Castilla y León y propietaria de la planta de biogás en Burgos, donde se realizarán las actividades. Por otro, AGF Ingeniería de Procesos, empresa especializada en gases renovables, que será la encargada del diseño y ejecución de la instalación.

El proyecto, que tiene prevista su puesta en marcha durante el primer semestre de 2021, se encuentra actualmente en la fase de construcción tras la constitución el pasado mes de julio de Unue Gas Renovable, la empresa promotora del proyecto.

## España, a la cola de Europa en producción de biometano

Los datos elaborados por la Asociación Europea de Biogás (EBA) indican que a junio de 2020 existen en Europa 729 plantas de producción de biometano que operan en 18 países, con Alemania a la cabeza (232 plantas), seguida de Francia (131) y Reino Unido (80).

Asimismo, la EBA destaca que en los últimos años el desarrollo del biometano ha experimentado un importante despegue con un crecimiento del 51 por 100 en el número de plantas desde 2018. Esta industria ya está produciendo 23 teravatios hora de este gas verde y para 2030 el sector podría ampliar sustancialmente la producción a 370 teravatios hora y alcanzar 1.170 teravatios en 2050.

No obstante, Susanna Pflüger, secretaria general de la EBA, ha reclamado en numerosas ocasiones que el apoyo político es esencial para maximizar el despliegue necesario de biometano y garantizar la integración inteligente del sector.

Según los datos elaborados por Xavier Flotats Ripoll, Profesor Emérito de Ingeniería Ambiental de la Universitat Politècnica de Catalunya – BarcelonaTech en su trabajo publicado por AEBIG “Los gases renovables: un vector energético olvidado en España” en nuestro país existen en la actualidad 204 unidades de producción de energía eléctrica a partir de biogás con una producción total estimada de 3,1 teravatios hora de energía primaria en 2018. 50 plantas procesan mezclas de deyecciones ganaderas y residuos de la industria agroalimentaria, 80 procesan lodos de depuradora y 30 recuperan biogás de vertederos.

Adicionalmente existen en España dos instalaciones de inyección de biometano a la red de gas natural localizadas en Madrid. Una está ubicada en la planta

de tratamiento de residuos municipales de Valdemingómez desde 2009 (con 100 gigavatios hora de biometano en 2018) y la otra en la planta depuradora de aguas residuales de Butarque desde 2019 –desarrollada en el marco del proyecto europeo Eco Gate, promovido por Naturgy– con una capacidad de 5 gigavatios/año.

## Hacia una industria de hidrógeno renovable

Por su parte, el Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico (MITECO) ha abierto el pasado mes de julio el periodo de información pública de la “Hoja de Ruta del Hidrógeno: una apuesta por el hidrógeno renovable”.

El borrador de la Hoja de Ruta incluye 57 medidas para, entre otras cuestiones, preparar el marco regulatorio y favorecer la investigación e innovación, y marca objetivos a 2030, entre ellos, alcanzar una capacidad instalada de electrolizadores, el sistema para obtener hidrógeno renovable empleando agua y electricidad de origen renovable como materias primas, de al menos 4 gigavatios.

Define las oportunidades que abre el hidrógeno para España, entre las que destacan su contribución a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, por cada kilogramo de hidrógeno renovable que sustituye a un consumo existente de hidrógeno no renovable, se evitan 9 kg de dióxido de carbono a la atmósfera. Además, permitirá la penetración de un mayor porcentaje de energías renovables en el sistema eléctrico; ayudará a disminuir la dependencia energética nacional; favorecerá la descarbonización de los sistemas energéticos aislados, especialmente los insulares; y contribuirá a que España pueda maximizar su potencial, en términos de generación de empleo y actividad económica, asociado a la transición energética.

## Principales proyectos en ejecución en España para el desarrollo de hidrógeno renovable

PROYECTO	DESCRIPCIÓN	PROMOTORES	INVERSIÓN	ESTADO
H2PORTS	PROYECTO PILOTO A ESCALA EUROPEA LOCALIZADO EN EL PUERTO DE VALENCIA QUE DESARROLLA Y VALIDA LA TRANSFORMACIÓN A H <sub>2</sub> DE DOS MÁQUINAS (GRÚA TELESCÓPICA Y CABEZA DE CAMIÓN) EN CONDICIONES REALES DE OPERACIÓN. EL PROYECTO INCLUYE EL DESARROLLO DE UNA HIDROGENERA A 350 BARES, ASÍ COMO EL ESTUDIO Y DESARROLLO DE LA LOGÍSTICA DE SUMINISTRO DE H <sub>2</sub> EN EL PUERTO.	AUTORIDAD PORTUARIA DE VALENCIA, FUNDACIÓN VALENCIAPORT (COORDINADOR), CENTRO NACIONAL DEL HIDRÓGENO, MSC TERMINAL VALENCIA, GRUPO GRIMALDI, HYSTER -YALE, ATENA, BALLARD POWER SYSTEMS EUROPA Y ENAGÁS	4 M€	EN EJECUCIÓN FINALIZA 2023
SUN2HY (SUN TO HYDROGEN)	DESARROLLO DE UNA NUEVA TECNOLOGÍA FOTOELECTROQUÍMICA A ESCALA REAL QUE PERMITA LA PRODUCCIÓN DE HIDRÓGENO VERDE, 100 % RENOVABLE, A UN COSTE COMPETITIVO, A PARTIR DE ENERGÍA SOLAR MEDIANTE UN PROCESO DIRECTO SIN APORTE ELÉCTRICO EXTERNO (BIAS FREE). REPSOL TECHNOLOGY LAB (MADRID)	ENAGÁS Y REPSOL	N.D.	EN EJECUCIÓN FINALIZA 2020
SEAFUEL	UNA INSTALACIÓN DE ENERGÍAS RENOVABLES (51 MW) ASOCIADA A UNA HIDROGENERA (25 KG H <sub>2</sub> /DÍA A 350 BAR) QUE ESTARÁ CONECTADA DIRECTAMENTE A LOS AEROGENERADORES Y SERÁ ABASTECIDA POR AGUA DE MAR PRODUCIENDO EL HIDRÓGENO A PARTIR DE LOS RECURSOS NATURALES DISPONIBLES. EL HIDRÓGENO GENERADO SE DESTINARÁ A LA SUSTITUCIÓN DE PARTE DE LA FLOTA DE VEHÍCULOS DIÉSEL POR COCHES DE HIDRÓGENO. LAS PLANTAS FOTOVOLTAICAS ABASTECERÁN LA ESTACIÓN DE SERVICIO Y LA PLANTA DESALADORA (125 M <sup>3</sup> /DÍA [2.4 KW/M <sup>3</sup> ]). TENERIFE.	ENAGÁS MÁS 9 SOCIOS Y 6 MIEMBROS ASOCIADOS	N.D.	EN CURSO FINALIZA 2020
HIGGS	ESTUDIO PARA LA DESCARBONIZACIÓN DE LA RED DE GAS Y SU UTILIZACIÓN, CUBRIENDO LAS LAGUNAS DE CONOCIMIENTO DEL IMPACTO QUE LOS ALTOS NIVELES DE HIDRÓGENO PODRÍAN TENER EN LA INFRAESTRUCTURA DE GAS, SUS COMPONENTES Y SU GESTIÓN.	COORDINADO POR FHA. REDEXIS, TECNALIA, DVGW (ASOCIACIÓN ALEMANA DE GAS Y AGUA), HSR (UNIVERSIDAD DE 59 CIENCIAS APLICADAS DE RAPPERSWIL, SUIZA) Y ERIG (INSTITUTO DE INVESTIGACIÓN EUROPEO PARA EL GAS Y LA INNOVACIÓN ENERGÉTICA, BÉLGICA)	2 M€	EN EJECUCIÓN FINALIZA 2022
GREEN HYSLAND	PRODUCCIÓN A ESCALA INDUSTRIAL DE HIDRÓGENO RENOVABLE, HASTA 7,5 MW DE ELECTROLISIS, A PARTIR DE GENERACIÓN ELÉCTRICA FOTOVOLTAICA DEDICADA. LAS INSTALACIONES DE ELECTROLISIS SE LOCALIZARÁN EN LLOSETA (MALLORCA), CON OBJETO DE REINDUSTRIALIZAR EL MUNICIPIO ANTE EL CIERRE DE UNA PLANTA DE PRODUCCIÓN DE CEMENTO Y APROVECHAR SUS INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE Y ENERGÍA.	ACCIONA, ENAGÁS, CEMEX, GOBIERNO DE BALEARES, IDAE, REDEXIS Y UNIVERSIDAD DE LAS ISLAS BALEARES	50 M€	2021-2025

Además de su potencial como vector energético, al permitir el almacenamiento de energía a corto y largo plazo, lo cual aporta gestionabilidad al sistema; el hidrógeno presenta otras ventajas como su utilización en pilas de combustible o su posible producción a partir de biogás sostenible procedente del sector agrario o de residuos sólidos urbanos, incentivando así la economía circular.

Las tecnologías de hidrógeno son interesantes en diversos ámbitos, incluyendo el residencial, pero destacan sus aplicaciones industriales. De hecho, en la actualidad, la industria es el principal usuario de hidrógeno en España, con un consumo de en torno a 500.000 toneladas anuales, fundamentalmente producidas a partir de gas natural. En este caso, la sus-

titución por hidrógeno renovable representa una oportunidad para la descarbonización del sector, que además puede incorporarlo a nuevos segmentos.

Otra área con especial potencial es el de la movilidad, sobre todo en aplicaciones que encuentran mayores dificultades de descarbonización mediante soluciones eléctricas, como puede ser el caso del transporte pesado de mercancías por carretera, el ferroviario en líneas no electrificadas o la aviación.

La Hoja de Ruta plantea objetivos de despliegue del hidrógeno a 2030 y, en segundo término, diseña una visión a 2050, cuando España habrá de alcanzar la neutralidad climática. De cara a la próxima década, y de forma coherente con las metas que se ha fijado la Comisión Europea, el

documento establece los siguientes objetivos para España:

- Producción: 4 gigavatios de potencia instalada de electrolisis, lo que representa un 10 por 100 del objetivo marcado por la Comisión Europea para el conjunto de la UE.
- Un 25 por 100 del consumo de hidrógeno industrial de origen renovable en 2030.
- En cuanto a movilidad, para ese año, se plantea una flota de al menos 150 autobuses; 5.000 vehículos ligeros y pesados; y 2 líneas de trenes comerciales propulsadas con hidrógeno renovable. De igual modo, debería implantarse una red con un mínimo de 100 hidrogeneras y maquinaria de handling propulsada con hidrógeno en los 5 primeros puertos y aeropuertos. •

## Qatar vuelve a ser el mayor suministrador de gas natural de España



Las importaciones netas de gas natural han registrado un descenso 13 por 100 hasta el pasado mes de julio, después de que ese mes volvieran a descender un 15,7 por 100 respecto a un año antes, y de acuerdo con la tendencia que se mantiene desde abril, en cuyas primeras semanas estuvo paralizada toda la actividad no esencial por el coronavirus.

Según los más recientes datos de la Corporación de Reservas Estratégicas de Productos Petrolíferos (CORES), en julio las importaciones netas de gas natural se situaron en 32.605 gigavatios hora (GWh).

Las importaciones netas de GNL aumentaron un 10,4 por 100 en los primeros siete meses del año, aunque en julio bajaron un 18,2 por 100, por encima en este caso de las que se hicieron por gasoducto, que descendieron un 9,5 por 100, aunque estas últimas acumu-

laron en los primeros siete meses del año una caída del 42,9 por 100.

En lo que va de año, las importaciones desde Argelia han retrocedido un 42,9 por 100 y desde Portugal, un 12,4 por 100.

Argelia fue en julio el segundo país desde el que se importó gas a España, un total de 7.518 GWh, con una caída del 22 por 100 en julio respecto al mismo mes de 2019,

y sus importaciones fueron las menores en ese mes desde que se dispone de datos, en 2004.

Qatar, con 8.146 GWh, volvió a ser en julio, tras doce meses, el principal suministrador de gas natural a España, pese a sufrir un descenso interanual del 15,5 por 100.

Este mes no se importó gas natural desde Portugal, país desde el que en los primeros siete meses del año se importó 1.455 GWh, un 12,4 por 100 menos.

Las importaciones de América del Norte se duplicaron (132,5 por 100) en julio respecto al año pasado, hasta los 4.800 GWh, y también en los siete primeros meses del año (114,4 por 100), hasta los 41.480 GWh -muy cerca de las de Argelia-, que fueron 43.414 GWh en ese periodo.

### Se mantiene el dominio del GNL

Del total de gas importado a España en julio, un 66,3 por 100 vino como GNL, y el 33,7 por 100 por gasoducto, en línea de lo que ocurrió en los últimos doce meses.

Las exportaciones de gas de España aumentaron un 28,1 por 100 en julio respecto al mismo mes del año pasado, hasta los 1.535 GWh, y en los siete primeros meses del año, un 66,1 por 100, hasta los 7.104,8 GWh.

En julio se incrementaron las exportaciones tanto en forma de GNL (66,3 por 100) como las realizadas a través de gasoducto (26,2 por 100) y Portugal fue el principal destino de las exportaciones, con 1.047 GWh (un 68,2 por 100 del total).

No obstante, las exportaciones a Portugal fueron las menores para un mes de julio desde 2014, al caer un 8,5 por 100, y las ventas de gas natural a ese país descendieron un 18,2 por 100 en los primeros siete meses del año respecto al mismo periodo del año anterior.

Del total de las exportaciones españolas en julio, un 94,1 por 100 se hicieron por gasoducto y un 5,9 por 100 en forma de GNL.

### El consumo de gas natural en los países de la OCDE se recuperó en junio

Según los datos elaborados por la Agencia Internacional de la Energía, el consumo bruto total de gas natural de los países que forman la OCDE disminuyó un 0,4 por 100 en junio de 2020 en comparación con el mismo mes del año pasado, recuperando el pulso de meses anteriores. El consumo interanual disminuyó en la región Asia-Oceania (-7,7 por 100), impulsado por caídas en Japón (-9,2 por 100), Australia (-9,7 por 100) y Corea (-3,4 por 100). Mientras que creció en la región Américas (+ 0,8 por 100) y en Europa (+ 1,3 por 100), con aumentos registrados en Estados Unidos (+ 0,9 por 100) y Alemania (+ 24,2 por 100), respectivamente. Para el primer semestre el consumo bruto total de gas natural de la OCDE retrocedió un 3,6 por 100 en comparación con el mismo período del año pasado. ●

## Los ciclos combinados fueron la principal fuente de energía eléctrica durante el verano



La Asociación Española del Gas (Sedigas) destaca que el uso de gas para generación eléctrica (ciclos combinados) ha sido la fuente energética que más ha contribuido a la producción de electricidad durante los meses del pasado verano.

Los ciclos combinados han producido un 25,5 por 100 de electricidad en julio, por delante de la nuclear (22,6 por 100) y la eólica (17,9 por 100), y en agosto los ciclos combinados produjeron un 23,9 por 100, frente a la nuclear (23,9 por 100) y la eólica (15,9 por 100). Este hecho se explica por la menor producción energética de las renovables en verano, sobre todo la eólica.

Los datos demuestran el importante papel que juegan los ciclos combinados como garante del suministro dentro del *mix* energético actual.

Este mes de julio ha sido uno de los más calurosos desde que hay registros, siendo las temperaturas máximas las segundas más altas desde que hay registros. Símbolo de la importancia de los ciclos combinados en este verano es que el 31 de julio, en plena ola de calor, la generación de energía eléctrica fue del 32,4 por 100, superando a la totalidad de las energías renovables, que se quedaron en un 31,8 por 100.

De acuerdo con los objetivos del Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC), el 74 por 100 de la producción energética para 2030 deberá provenir de fuentes renovables, garantizando el suministro. Es por ello que los 25.000 megavatios que los ciclos combinados producen actualmente son imprescindibles para llevar a cabo una transición ecológica ordenada. No obstante, tal y como recogía el informe "Situación actual y futura de los ciclos combinados", presentado el pasado mes de julio, para garantizar la viabilidad de los actuales ciclos combinados se deberá hacer frente a uno de los principales problemas que sufre este tipo de energía: su falta de rentabilidad económica. ●

## Las principales distribuidoras de gas europeas se reúnen con la Comisaria de Energía de la UE



El consejero delegado de Nedgia, Narcís de Carreras, junto con el resto de representantes de Distribuidores de Gas para la Sostenibilidad (GD4S, por sus siglas en inglés), asociación que representa a los actores más importantes del sector de distribución de gas en Europa, se reunieron recientemente con la Comisaria de Energía para la Unión Europea Kadri Simson, abordando cuestiones como la importancia del alineamiento sectorial para el logro de las ambiciones climáticas europeas hacia la neutralidad de carbono y el papel que las redes de distribución de gas pueden desempeñar de manera efectiva en esta perspectiva.

El GD4S señala que "las infraestructuras de gas tienen características funcionales que les permiten superar las debilidades típicas de las fuentes renovables tradicionales, pueden adaptarse sin problemas a la variabilidad de la demanda de energía, y ofrecen, gracias a su extensión y capacidad de almacenamiento, la posibilidad de almacenar y transportar energía de forma

rentable en casi cualquier lugar de Europa".

Los representantes de la asociación subrayaron que "los procesos de innovación tecnológica y digitalización de las redes de gas están creciendo significativamente en todos los principales países de la UE. Estos procesos son el verdadero elemento facilitador para inyectar y distribuir cantidades crecientes de gases renovables como el biometano y el hidrógeno".

GD4S celebra el compromiso de la Comisión de colaborar con los distribuidores de gas para promover el desarrollo de soluciones óptimas de energía renovable en el contexto del Green Deal. En este sentido, confirmaron a la Comisaria Simson su determinación en promover la descarbonización del sector gasista y de apoyar el desarrollo rentable y justo de los gases renovables y descarbonizados.

Por ello, GD4S remarca "la necesidad de establecer objetivos europeos de gas renovable a nivel de la UE y de los estados miembros para facilitar el desarrollo y despliegue de gases renovables". ●

## Compañías de infraestructuras gasistas proponen una red troncal de hidrógeno europea

Un grupo de once compañías europeas de infraestructuras de gas de nueve estados miembros de la UE ha presentado un plan de 'Red Troncal de Hidrógeno en Europa' (European Hydrogen Backbone plan) para el desarrollo de una infraestructura específica de transporte de hidrógeno. El informe señala que las infraestructuras de gas existentes pueden adaptarse para transportar hidrógeno a un coste asequible.

El plan ha sido desarrollado por Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, Ontras, Snam, Swedegas y Teréga, con el apoyo de la consultora Guidehouse. Estas compañías prevén que a partir de mediados de la década de 2020 se vaya desarrollando gradualmente una red troncal de gasoductos que alcanzará los 6.800 kilómetros de longitud en 2030 y que conectará los llamados "valles de hidrógeno" (centros de suministro y demanda).

Para 2040 se prevé que estará en operación una red de hidrógeno de 23.000 kilómetros, de la que el 75 por 100 estará formado por gasoductos de gas natural adaptados, y el

25 por 100 restante por tramos de gasoductos nuevos. En última instancia, estarán activados dos redes paralelas de transporte de gas: una destinada al transporte de hidrógeno y otra al de gas natural y biometano. Teniendo en cuenta las importaciones de hidrógeno, esta red troncal podrá utilizarse para transportar de forma eficiente hidrógeno a gran escala y a larga distancia.

La creación de esta red tiene un coste estimado de entre 27.000 y 64.000 millones de euros, lo que supone un coste reducido en el contexto general de la transición energética europea. Se estima que el coste nivelado —que incluye todos los costes a lo largo de la vida útil del proyecto— se situará entre 0,09-0,17 euros por kilogramo de hidrógeno por cada 1.000 kilómetros, lo que permitirá transportar el hidrógeno de forma coste-eficiente a través de largas distancias por toda Europa. Esta estimación tiene un margen relativamente amplio debido principalmente a la incertidumbre en los costes de los compresores, que dependerán en buena parte de su ubicación. •

## Turquía anuncia el descubrimiento de la mayor reserva de gas del país

El presidente de Turquía, Recep Tayyip Erdogan, ha anunciado el descubrimiento de un yacimiento de 320.000 millones de metros cúbicos de gas natural en el mar Negro, una reserva sin precedentes que el país espera empezar a explotar en 2023.

"Turquía ha hecho el mayor descubrimiento de gas natural en el mar Negro", ha proclamado Erdogan, que no descarta que el yacimiento localizado sea una parte de un recurso mayor.

El descubrimiento fue realizado por el buque Fatih, que en

## La CE destina 27 millones de euros a sendos proyectos de suministro de GNL a buques en Barcelona y Algeciras



La Comisión Europea destinará alrededor de 27 millones de euros al desarrollo y puesta en marcha de dos proyectos para el suministro de GNL como combustible a buques en los puertos de Barcelona y Algeciras. Ambos proyectos están coordinados por Enagás y financiados a través del mecanismo CEF (*Connecting Europe Facility*).

Esta iniciativa se enmarca en la estrategia institucional LNGhive2, que lidera Puertos del Estado, y que cuenta como socios con la mencionada Enagás y Scale Gas (una filial creada a través de su programa Enagás Emprende), Knutsen y las autoridades portuarias de Barcelona y Bahía de Algeciras. •



julio comenzó trabajos de perforación en el yacimiento Tuna-1, situado a unos 150 kilómetros de las costas de Turquía, cerca de las fronteras marítimas con Bulgaria y Rumanía.

Erdogan ha enfatizado la importancia de este descubrimiento para el desarrollo de Turquía.

El ministro de Exteriores turco, Mevlut Cavusoglu, ha saludado la noticia como "un enorme paso" hacia la total

independencia energética del país.

El hallazgo del mar Negro llega en plena disputa territorial con Grecia y Chipre en la zona oriental del Mediterráneo. Turquía ha iniciado la búsqueda de petróleo y gas en aguas en disputa, lo que ha derivado en una creciente preocupación no solo por parte de los países vecinos, sino también del conjunto de la Unión Europea. •

## Baleària incorpora su sexto buque propulsado por GNL



Baleària ya dispone de un sexto buque en su flota preparado para navegar propulsado por GNL, tras la remotorización del ferry Sicilia, la cuarta operación de este tipo que realiza la naviera en los últimos años. El *retrofit* se ha llevado a cabo en los astilleros West Sea de Viana do Castelo (Portugal).

Los trabajos para adaptar los motores del Sicilia comenzaron a finales del mes de febrero, y han finalizado a mediados de agosto, tras realizar de forma satisfactoria las pruebas de mar. Se ha instalado en el buque un tanque con capacidad para almacenar 425 metros cúbicos de GNL, algo que le permitirá tener una autonomía de 1.100 millas náuticas.

Este es el segundo buque de la naviera en que se han instalado una serie de sensores que permitirán monitorizar el consumo de combustible y las emisiones del buque en tiempo real.

De igual forma que los otros buques que ya han sido remotorizados, en el Sicilia se realizaron diversas mejoras tecnológicas para convertirlo en un *smart ship*, con conexión *wifi* y acceso a la plataforma de entretenimiento digital a la carta, entre otras mejoras.

El buque, de 186 metros de eslora, tiene una capacidad para unas 1.000 personas y 480 vehículos. •

## El mayor buque de suministro de GNL como combustible empieza a operar en Rotterdam

El mayor buque de suministro de GNL como combustible construido hasta la fecha, el Gas Agility, ya se encuentra en Rotterdam, desde donde suministrará dicho combustible a buques en los puertos del mar del Norte. Construido en los astilleros chinos de Hudong-Zhonghua Shipbuilding, en Shanghai, es propiedad de la compañía japonesa Mitsui

O.S.K. Lines (MOL) y está clasificado por Bureau Veritas.

Este nuevo buque tiene 135 m de eslora, 24 de manga y 17.600 GT, y puede cargar hasta 18.600 m<sup>3</sup> de GNL, lo que le convierte en el de mayor capacidad del mundo hasta la fecha. Está equipado con tanques de membrana de última generación, suministrados por la compañía francesa GIT e incorpora diferentes tecnolo-

## Knutsen GNL fletará dos nuevos metaneros a Shell con contratos a largo plazo



Shell ha confirmado los contratos de fletamento a largo plazo con Knutsen LNG, Korea Line Corporation e ICBC Financial Leasing para un total de seis nuevos metaneros (dos para cada una de las empresas) que se están construyendo en astilleros de Hyundai Heavy Industries en Corea. Estos nuevos contratos se suman a los firmados en diciembre de 2019 con las mismas empresas para otros ocho buques.

Los nuevos metaneros tendrán capacidad para trans-

portar hasta 174.000 metros cúbicos de GNL cada uno. Su entrega esta prevista a partir de mediados de 2023.

Según Grahaeme Henderson, responsable de Shell Shipping & Maritime, estos buques serán capaces de reducir las emisiones de carbono un 60 por 100 respecto a los metaneros de turbinas de vapor de 2004: "el objetivo de Shell es alcanzar 'cero emisiones netas' para 2050 o antes y estos buques, altamente eficientes, son una de las formas para conseguirlo". •



gías para la protección medioambiental, incluyendo un sistema de recuperación de los gases de evaporación (boil-off gas, BOG) para su reutilización como combustible.

El Gas Agility, tiene un contrato de fletamento por

tiempo a largo plazo con Total para el suministro de GNL como combustible. Dicho contrato incluye unas 300.000 toneladas anuales durante los próximos 10 años para los 9 mega portacontenedores de CMA CGM. •

## Criterios para la evaluación del aislamiento en máquinas eléctricas rotativas



**WALTER EVALDO KUCHENBECKER**  
Investigador Doctor  
Colaborador del Programa de Posgraduación en ENERGÍA - UFABC  
walterk@weg.net

El mantenimiento frecuente de la máquina eléctrica rotativa es vital para su perfecto funcionamiento, y esta responsabilidad es aún mayor en máquinas de gran tamaño, debido a los altos valores añadidos a esas máquinas y a los procesos donde normalmente están ubicadas. Las máquinas de gran porte, construidas con devanados de media tensión, requieren de tecnologías específicas y cuidados especiales en su fabricación. Estos cuidados deben de ser aún más específicos en la operación y mantenimiento, ya que estas máquinas eléctricas están sometidas a severas condiciones de estrés eléctrico, mecánico, térmico y ambiental.

Un mantenimiento periódico garantiza una vida útil mayor, ya que puede identificar posibles tendencias incipientes de fallos.

Las herramientas, equipos y experiencias de los equipos de mantenimiento pueden identificar estas tendencias al fallo, las causas y las respectivas correcciones. Para estas evaluaciones, los devanados muchas veces deben de ser sometidos a niveles de tensión que también pueden comprometer la actual situación de la máquina, que ya sufrió

durante muchos años el estrés de la operación.

De esta forma, ese artículo tiene como objetivo presentar técnicas de evaluaciones en máquinas eléctricas rotativas, utilizando la tensión nominal de fase +10%, o sea, los mismos niveles de tensión aplicados a los devanados en operación, una proposición diferente al que es descrito en las normas.

### Introducción

Las máquinas eléctricas poseen un papel fundamental en cualquier proceso productivo, tanto en fuerza motriz como en fuente de energía. Por lo tanto, cualquier parada de una máquina eléctrica, producirá impactos significativos en el proceso productivo.

Los altos índices de competitividad de mercado están llevando a las industrias a buscar fiabilidad y disponibilidad de los equipos, para minimizar interrupciones indeseadas en los procesos productivos, así como para reducir costes no programados de mantenimiento. Es por ello que el mantenimiento desempeña un papel fundamental, mediante estrategias en la gestión de mantenimiento preventivo y predictivo. En todo proceso de fabricación existen equipos que están en fase continua de depreciación, o incluso, a camino de pasar a obsoletos. El mantenimiento debe garantizar la fiabilidad en los equipos durante todo el proceso de depreciación [1].

La tradicional “curva de la bañera” de fallos de equipos, conforme la **figura 1** [1], traduce la probabilidad de fallos en máquinas eléctricas girantes. Al inicio de la operación, se podrá deparar con fallos inherentes a la aplicación, al transporte o eventualmente a la producción. Después de pasado ese momento, el equipo entra en una operación estable, pudiendo fallar aleatoriamente, y pasado por este período, se entra en el límite de su vida útil. Para reducir el número de fallos debido a la producción, que ocurrirían tras la instalación, son realizados diversos ensayos,

por parte del fabricante, antes de que el equipo sea liberado. Éstos no son ensayos adaptados para los otros momentos de la vida útil del equipo. El artículo se propone tratar las evaluaciones del sistema de aislamiento, cuando la máquina eléctrica esté en el último período de la “curva de la bañera”.

Las máquinas eléctricas están sometidas continuamente a estreses eléctricos, mecánicos, térmicos y ambientales, principalmente a los contaminantes que degradan los componentes de la máquina y comprometen su vida útil.

El principal componente que es degradado en una máquina eléctrica es el sistema de aislamiento de los devanados. Este factor es aún más complejo en las máquinas de media tensión. La **figura 2** presenta una estadística de fallos en generadores de gran tamaño, donde se puede observar que los fallos referentes al aislamiento son los predominantes.

La vida útil de los aislantes normalmente define la fiabilidad de funcionamiento de la máquina eléctrica. Una máquina de buena calidad, y trabajando de la manera recomendada, tiene una expectativa de vida útil de alrededor de 25 años [2; 3]. El aislamiento puede estar afectado por varios factores, tales como: absorción de humedad, oxidación, descomposición térmica, efectos electrolíticos y corrientes de fuga, descargas eléctricas y sus reacciones químicas, estreses termomecánicos, desgaste mecánico y abrasivos. Estos factores pueden acelerar las degradaciones en los aislamientos y llevar a la máquina eléctrica a fallos prematuros e inesperados.

Constantemente se desarrollan estudios y equipos para estudiar las tendencias al fallo. Los ensayos más comunes utilizados en las evaluaciones de estas máquinas eléctricas son: la medición de la resistencia de aislamiento, índice de absorción y polarización; prueba de sobrecarga de tensión (*surge test*), que es el utilizado para identificar corto entre espiras; los aplica-



Figura 1: Tradicional “curva de la bañera” para las probabilidades de fallo durante la vida útil del equipo [1]

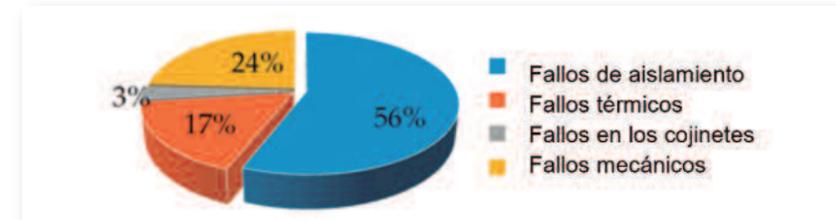


Figura 2: Estadísticas de fallos en generadores de gran porte y media tensión [2]

dores de tensión (*hipots*) usados para probar los aislantes de manera activa, midiendo la fuga de corriente y verificando el efecto corona; las pérdidas dieléctricas (la tangente delta), que son usadas para identificar la tendencia de las pérdidas en la capacitancia asociada al aislamiento y el medidor de descargas parciales que muestra las pequeñas descargas que ocurren en estos sistemas de aislamiento y traza una evolución de estos niveles.

El estator y el rotor de una máquina eléctrica están compuestos básicamente por tres tipos de materiales: los conductores de cobre (pudiendo ser de aluminio en algunos casos), el núcleo de chapas ferromagnéticas y los aislantes. Los conductores conducen la corriente necesaria para la creación del campo magnético y conversión de energía, el núcleo de chapas conduce el flujo magnético y los aislantes separan las partes eléctricamente activas, garantizando que la corriente siga el camino correcto.

Los devanados del estator pueden fabricarse de tres maneras: bobinado aleatorio, utilizado para bobinas de alta capacidad de corriente con varios conductores en paralelo, común en máquinas de tensión inferiores a 1kV (baja tensión). Las bobinas preformadas se utilizan normalmente en máquinas con tensión superior a 1kV. Las bobinas se moldean y se aíslan antes de la inserción en las ranuras de la máquina. Todas las bobinas poseen el mismo formato con separaciones entre cada bobina. Las bobinas de las máquinas superiores a 50MW son de difícil inserción en las ranuras, debido a su gran tamaño,

aumentando la probabilidad de daños en el proceso de bobinado. Este proceso es facilitado por la inserción de devanados de barras del tipo Roebel. En esos devanados existen conexiones en los dos lados de las barras, para la formación de la espira.

El sistema de aislamiento de un devanado de la máquina eléctrica contiene varios componentes, los cuales evitan que la parte activa entre en cortocircuito. Los componentes básicos de un sistema de aislamiento son: aislamiento entre los cables, aislamiento entre espiras y aislamiento a tierra. El diseño del aislamiento debe tener en cuenta la vibración originada por las fuerzas electromagnéticas y la dificultad extra que causan al enfriamiento de los devanados.

Las máquinas eléctricas de media tensión utilizan normalmente la conexión estrella con el neutro accesible para la alimentación del estator. Cuando la máquina tiene esta conexión, la composición de la tensión de línea se da por la suma vectorial de las dos tensiones de fase. En el caso de la conexión triángulo, la tensión de fase es exactamente la misma de la tensión de línea, y la corriente de línea se da por la sumatoria vectorial de las corrientes de fase. De esa forma, hay una relación de 1,73 veces (raíz cuadrada de 3) entre el valor de la línea y de fase en máquinas trifásicas.

El diseño del sistema de aislamiento toma en consideración más de un siglo de experiencia de los fabricantes de equipos electromagnéticos. Entretanto, los nuevos materiales y el uso de la electrónica de potencia, ambos con alta tasa de actuali-

zación en las últimas décadas, exigen un continuo perfeccionamiento del conocimiento sobre el tema. Las normas consideran las evaluaciones de los devanados, siempre con tensión de línea de la máquina. La tensión aplicada en el ensayo del *hipot* está normalizada en  $2 \times U_{\text{Línea}} + 1 \text{ kV}$ , valor este muy por encima de la tensión de línea de la máquina. Esta alta tensión produce un estrés concentrado durante 1 minuto y sólo debe ser aplicada en máquinas nuevas.

Máquinas con mucho tiempo de uso, que aún están dentro de su vida útil, sometidas a las más diversas condiciones de agresividad, pueden tener las propiedades de los aislantes modificadas, no cabiendo en ella este ensayo normalizado, ya que el estrés concentrado de este ensayo puede envejecer rápidamente el aislante, reduciendo su vida útil [4].

La proposición de este artículo es mantener los niveles de tensión de operación para las evaluaciones generales de los sistemas de aislamiento de las máquinas a ser reparadas. Por lo tanto, utilizar siempre  $U_{\text{Línea}}/\sqrt{3}+10\%$  para todos los ensayos recomendados para evaluar el equipo. El incremento de 10% en la tensión es debido a la posibilidad de variación de tensión de los sistemas de suministro de energía eléctrica.

### Características de los aislamientos

#### Tipos de construcción de estatores

Los estatores de las máquinas eléctricas de media tensión están compuestos por bobinas preformadas, núcleo de chapas ferromagnéticas finas con bajas pérdidas y de alta permeabilidad y el sistema de aislamiento. El aislamiento para la masa es hecho en la propia bobina para las bobinas preformadas, diferente de los devanados aleatorios de baja tensión en los que el aislamiento es hecho por filmes aislantes dentro de la ranura, pero éstos no serán discutidos en este artículo.

Los factores que definen un sistema de aislamiento son las temperaturas de trabajo, cuando la máquina eléctrica se encuentra en régimen, la tensión nominal, la resina utilizada en la impreg-

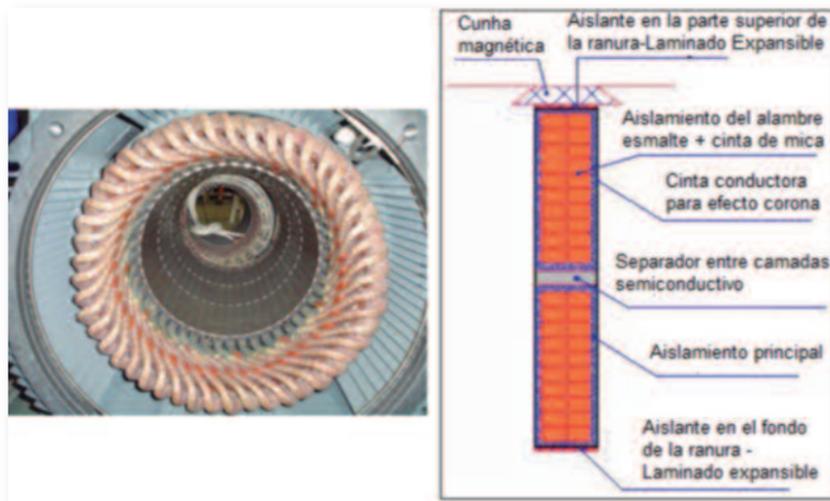


Figura 3: Estator con bobinas preformadas y ranura con disposición de los conductores [13]

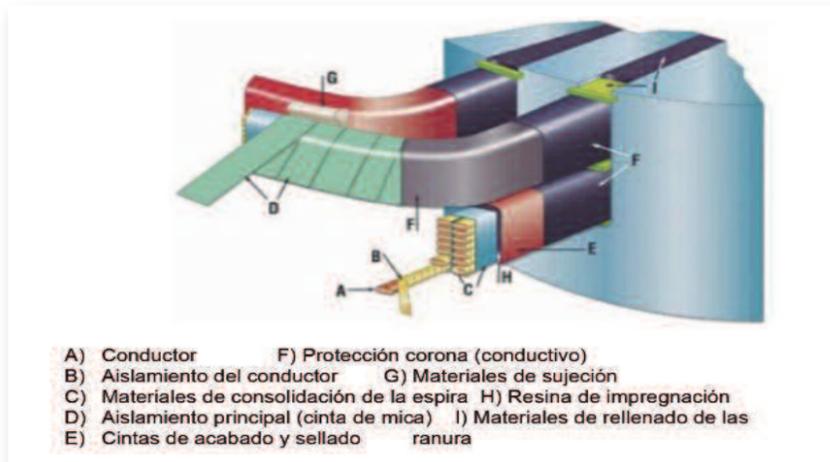


Figura 4: Sistema de aislamiento para máquinas de media tensión [13]

nación y el ambiente en el que la máquina trabajará, así como la aplicación de la máquina. Los devanados con bobinas preformadas se utilizan generalmente en máquinas eléctricas con potencia por encima de 1.000 kW y con tensión de línea normalmente superior a 690 V. La figura 3 muestra un estator con bobinas preformadas, debidamente espaciadas, resaltando cómo los cables rectangulares están dispuestos dentro de la ranura.

Los devanados con bobinas preformadas están constituidos por cables rectangulares, que pueden estar aislados entre sí de cuatro maneras diferentes, seleccionados por el nivel de tensión deseado. Los cables rectangulares pueden ser revestidos por una capa de esmalte a base de poliéster. Para tensiones mayores, este aislamiento es reforzado con una o dos capas de aislante a base de fibra de vidrio. Otra solución es una capa de cinta de mica con base de poliéster. Finalmente, la opción de aislamiento por una capa de esmalte de poliéster y una capa más de cinta de mica es la más

adecuada para tensiones más altas. Estas composiciones poseen rigidez dieléctricas en el orden de 70 a 100 kV/mm [13].

En la figura 4 se muestra un sistema de aislamiento completo de una bobina preformada para máquina eléctrica de media tensión.

Tras la finalización de todo el proceso de aislamiento y formateado de la bobina, éstas son insertadas en las ranuras del núcleo de chapas magnéticas y trabadas por las cuñas de cierre de la ranura. Con todo el núcleo ferromagnético bobinado, con las conexiones de las bobinas realizadas y los cables de salida interconectados, el núcleo bobinado es sometido al sistema de impregnación a vacío y presión (VPI-Vacuum and Pressure Impregnation). Este proceso consiste en sumergir los devanados en resina aislante bajo presión, para eliminar cualquier posible burbuja de aire. La cura de la resina es hecha en horno calentado, controlando la temperatura de los devanados. Cuando los devanados alcancen la temperatura específica, la máquina permanecerá en

el horno por cerca de 12 horas para la cura. Tras la cura, el proceso de impregnación estará completo.

Los problemas asociados al fallo de aislamiento pueden estar relacionados con el movimiento de las bobinas, debido a la vibración, normalmente consecuencia de condiciones operacionales inadecuadas. Estas vibraciones reducen la distancia de aislamiento, aumentando el estrés en el dieléctrico. Las condiciones de carga o altas variaciones de los ciclos de carga pueden llevar a deformaciones y fisuras en el material aislante. Para los ambientes contaminados, instalación y mantenimiento, las descargas son ocasionadas en la superficie del aislamiento por partículas conductoras (polvo, contaminación por agua, aceite, etc.). Limpiezas periódicas y procesos adecuados de mantenimiento pueden minimizar los efectos de los contaminantes.

**Evaluaciones y pruebas en los sistemas de aislamiento**

Con el pasar del tiempo y bajo los esfuerzos sometidos en la operación, el sistema de aislamiento sufre alteración de sus propiedades, causando un envejecimiento natural o incluso acelerado. Esto hace que los aislantes reduzcan su capacidad dieléctrica y tiendan al fallo. Estos fallos pueden ocurrir en medio de importantes procesos, en los cuales la máquina eléctrica está ubicada. Estos eventos indeseados pueden ser minimizados con revisiones preventivas periódicas, donde especialistas utilizan técnicas de evaluaciones de tendencia y posibles fragilidades en los sistemas de aislamiento. Para eso, pueden ser aplicadas técnicas de evaluaciones normalizadas o inclusive mediciones específicas que muestran esta tendencia.

Las principales evaluaciones consideradas son: resistencia de aislamiento, índice de absorción e índice de polarización, prueba de sobrecarga de tensión, tensión aplicada, corona visual, pérdidas dieléctricas (tangente delta) y descargas parciales. El ensayo de la medición de la resistencia de aislamiento en las máquinas eléctricas es utilizado para identificar daños en el

sistema de aislamiento, que producen cortocircuitos francos o una reducción en la resistencia de aislamiento, comparada a la resistencia de máquinas del mismo tipo, en buenas condiciones, o a una medición anterior. Los índices de absorción y polarización están relacionados a las lecturas de 30 segundos y 10 minutos del aislamiento.

El ensayo de tensión aplicada (hipot) tiene el objetivo de evaluar la capacidad dieléctrica del sistema de aislamiento, para soportar los esfuerzos sometidos a la máquina eléctrica en servicio. Si el sistema de aislamiento soporta la prueba de hipot, significa que soportará los esfuerzos sometidos en operación, con bajo riesgo. La figura 5 presenta un ejemplo de sobrecarga de maniobra de un disyuntor de vacío, al cual el motor eléctrico de 11 kV de tensión nominal está sujeto. Éste llega a 36,2 kV (la escala del gráfico es de 10 kV por división).

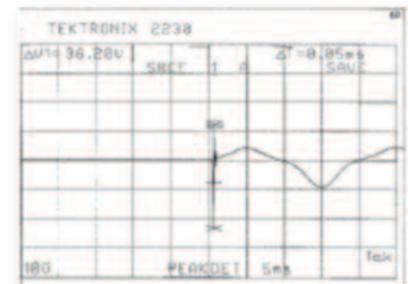


Figura 5: Ejemplo de sobrecargas de tensión ocasionadas por maniobras de disyuntores

Existen dos posibilidades para realizar las pruebas de tensión aplicada, en CA o CC. La prueba en CA es preferida, ya que somete el aislamiento de manera similar a la operación. Además de eso, puede detectar mejor posibles defectos y es también utilizado en otras pruebas como corona visual, tangente delta y descargas parciales. Las ventajas de la prueba CC es que el equipo es más barato y portátil, característica importante para las pruebas en campo, debido a la movilidad. Además de eso, presenta también la ventaja de un control mejor para abortar la prueba en un diagnóstico o tendencia de fallo. La prueba normalizada en CA es aplicar 2 x U<sub>línea</sub> + 1 kV y en el caso de CC es 70% mayor que el de CA.

El efecto corona está presente en máquinas eléctricas de media tensión (por encima de 10 kV). El efecto co-

rona está causado por la ionización del gas adyacente a los devanados con bobinas preformadas. Tal ionización viene siendo provocada por el campo eléctrico en torno de los conductores.

La prueba de sobrecarga de tensión, conocida como surge test, se realiza aplicando una breve sobrecarga de tensión en la bobina, que responde por medio de una forma de onda senoidal amortiguada. La forma de onda que el instrumento presenta está directamente relacionada con la impedancia de la bobina, que presenta una característica propia y única.

Evaluaciones de aislamiento difícilmente revelan el estado del aislamiento por una simple medición, ya que los cambios en las pérdidas dieléctricas dependen del material de fabricación, tamaño de las máquinas, condiciones ambientales y operacionales. Por otro lado, un seguimiento de las mediciones de tangente delta, también conocido como factor de disipación, muestra tendencias a lo largo del ciclo de vida de la máquina eléctrica, que pueden diagnosticar la tendencia de degradación del sistema de aislamiento. El ensayo de tangente delta es utilizado también para la evaluación de la calidad de la impregnación, secado y cura del aislamiento a lo largo del proceso de fabricación de la máquina eléctrica [5].

La tensión aplicada en un sistema de aislamiento somete los aislantes a una diferencia de potencial que se distribuye por todo el devanado, con relación a tierra. No obstante, vacíos y cavidades existentes pueden alterar el dieléctrico, reduciendo la rigidez dieléctrica por los gases en el interior de éstos. Estas faltas pueden generar

pequeñas descargas parciales hacia el interior de las burbujas, provocando un proceso progresivo de deterioro del material y eventual fallo del aislamiento. Estos vacíos pueden estar relacionados a procesos de impregnación, secado o cura del devanado, o también por el envejecimiento y micro fisuras causadas por la operación, principalmente la sobre temperatura.

Estas pruebas, de forma general, fueron desarrolladas para evaluar fallos en el proceso de fabricación y suministran muchas informaciones importantes, sin embargo, provocan un estrés extra en los aislantes. De esa forma, sistemas de aislamiento fragilizados por una vida larga pueden ser llevados al fallo durante las pruebas. En el próximo párrafo se muestra un ejemplo de reducción de la vida útil de un sistema de aislamiento, el cual podría ser válido por algunos años más.

Durante la prueba de la tensión aplicada, todo el devanado (entre el inicio y el final de éste) queda sometido a la misma diferencia de potencial, con relación a tierra, conforme la figura 6 (b). Por otro lado, en la condición de funcionamiento normal, el nivel de tensión al que están sometidas las bobinas en las proximidades del punto neutro es menor al de la salida de la fase, según se muestra en la figura 6 (a) [6].

**Resistencia de aislamiento e índice de polarización y absorción**

Este ensayo se realiza con tensión continua (cc), con amplitud que depende de la magnitud de la tensión nominal de la máquina a ser ensayada. El megóhmetro es el

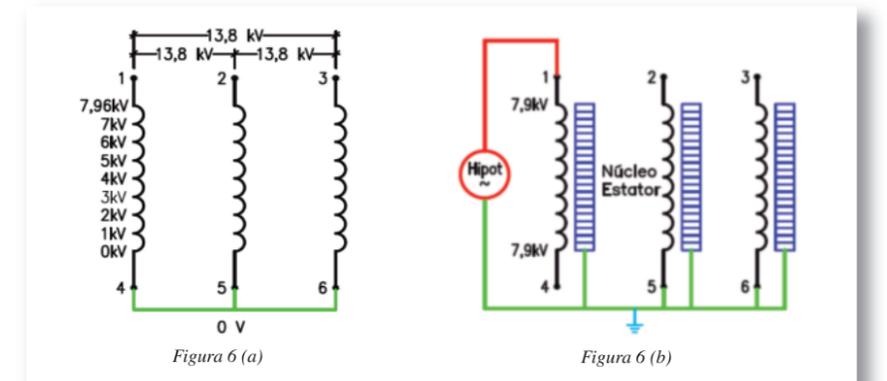


Figura 6: (a) Ejemplo ilustrativo de la distribución de la tensión en los devanados, cuando el equipo está en operación. (b) ejemplo ilustrativo de un devanado siendo sometido a un ensayo de hipot

instrumento típico para la realización de este ensayo. Los megóhmetros poseen escalas de 500 a 15.000 V y los factores de temperatura ambiente y la humedad relativa del aire influyen en gran manera en las mediciones. Por eso, es muy importante siempre referenciar estos dos factores ambientales con la medición.

La corriente de fuga total que circula por el aislamiento está compuesta por tres componentes: la corriente de fuga conductiva, la capacitiva y la de absorción de polarización. La corriente de fuga conductiva ( $I_L$ ) es una pequeña cantidad de corriente ( $\mu A$ ) que fluye a través del aislante. Esta corriente aumenta a medida que el aislamiento se deteriora. La corriente de fuga de carga capacitiva ( $I_C$ ) ocurre debido a la proximidad de los conductores, a través de su aislamiento. Esta corriente dura solamente algunos segundos, hasta que el aislamiento sea cargado con la tensión continua aplicada por el instrumento. Finalmente, la corriente de fuga de absorción de polarización ( $I_A$ ) es causada por el desplazamiento de cargas dentro

del material dieléctrico. En equipos de baja capacitancia, la corriente es alta en los primeros pocos segundos, disminuyendo lentamente a casi cero. Para equipos de alta capacitancia o aislamiento contaminado, no habrá disminución en la corriente de absorción por un largo período, conforme la **figura 7**, [14].

El valor de resistencia de aislamiento es medido en 1 minuto y corregido para la temperatura de referencia (40°C) por la ecuación 1, según la IEEE43. El criterio de aceptación es de 100 MΩ para bobinas preformadas.

$$R_{Aisl40^{\circ}C} = K_{40^{\circ}C} \cdot R_{Medida} \quad [1]$$

$$K_{40^{\circ}C} = (0,5)^{\frac{(40-T_{Medida})}{10}}$$

Los valores de los índices  $I_p$  e  $I_{Abs}$  vienen determinados por las ecuaciones 2 y 3 y se hace necesaria la medición de aislamiento en 30 segundos y 10 minutos:

$$I_p = \frac{R_{10Minutos}}{R_{1Minuto}} \quad [2] \quad I_{Abs} = \frac{R_{1Minuto}}{R_{30Segundos}} \quad [3]$$

**Tabla 1: Guía para selección de tensión CC para la medición de resistencia de aislamiento (IEEE43)**

TENSIÓN NOMINAL (VCA)	TENSIÓN DE PRUEBA CC. (VCC)
< 1.000	500
1.000 - 2.500	500 - 1.000
2.501 - 5.000	1.000 - 2.500
5.001 - 12.000	2.500 - 5.000
>12.000	5.000 - 10.000

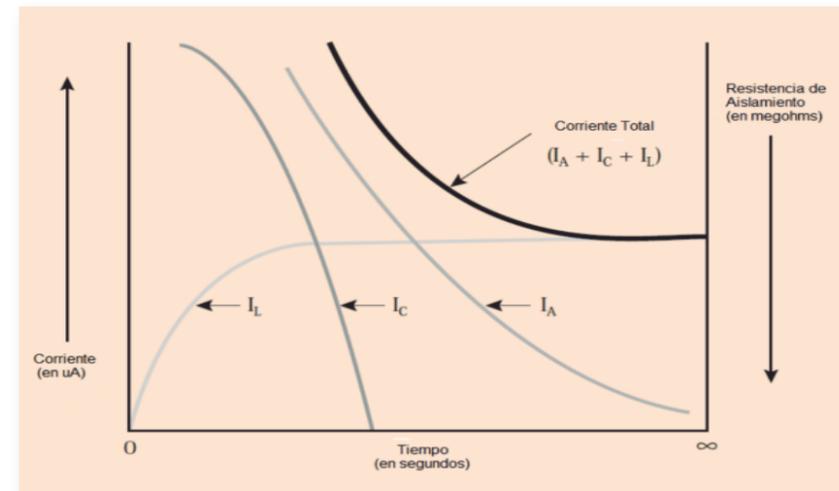


Figura 7: Descomposición de la corriente total durante la medición de la resistencia de aislamiento [14] (escala de la izquierda del gráfico) y su correspondiente resistencia de aislamiento (escala a la derecha del gráfico, en la unidad típicamente mostrada por el megóhmetro)

El ensayo de medición de la resistencia de aislamiento no tiene restricciones, respetando los valores indicados en la tabla 1. Además de eso, los instrumentos disponibles en el mercado tienen tensión CC limitada en 15 kV y, principalmente, potencia insuficiente para mantener una fuga de corriente perjudicial al devanado, reduciendo automáticamente la tensión aplicada.

**Prueba de sobrecarga de tensión**

La prueba de sobrecarga de tensión es fundamental para detectar corto entre espiras, pero también es posible identificar fallos como: cortocircuito entre bobinas, cortocircuito entre fases, conexiones invertidas y número de espiras diferentes. El valor de la inductancia de una bobina (medida en henrios) es básicamente determinado por el número de espiras, por el formato de la espira y por las propiedades geométricas y físicas del núcleo de ésta. Cuando la inductancia disminuye, la frecuencia de la oscilación del circuito aumenta, de acuerdo con la ecuación 4.

$$f = \frac{1}{2\pi\sqrt{L \cdot C}} \quad [4]$$

La norma IEEE 522 ítem 6.2 informa del nivel de tensión que debe ser utilizado para el ensayo, determinado por la ecuación 5.

$$V_2 = 3,5 \cdot \left[ \left( \sqrt{\frac{2}{3}} \right) \cdot V_{Linea} \right] \quad [5]$$

Nota: A partir de las constantes de la ecuación, se puede considerar la misma de forma resumida como:  $2,85 \times U_{Linea}$

Si la resistencia del dieléctrico no soporta la tensión  $V_2$ , el aislamiento se dañará y algunas espiras estarán cortocircuitadas, reduciendo la inductancia y, por lo tanto, aumentando la frecuencia, conforme la ecuación 4. El cambio de la forma de onda ocurre cuando la corriente ( $i$ ) varía de acuerdo con el tiempo del pulso ( $t$ ). Cuando el aislamiento entre espiras es frágil, el resultado es una oscilación de pequeña amplitud deformada. Esta amplitud es determinada por la ecuación 6:

$$V = L \cdot \frac{di}{dt} \quad [6]$$

La medición por este ensayo es de fácil control, ya que la rampa de subida de la tensión que es aplicada es acompañada y, ante cualquier tendencia de un evento, el operador podrá interrumpir la prueba rápidamente. Sin embargo, el nivel de tensión recomendado por la norma puede someter los aislantes a valores considerablemente altos. Por ejemplo, para una máquina con tensión nominal de 13,8 kV, la tensión recomendada por la norma para el ensayo es 39,5 kV. Para máquinas en campo, la norma IEEE522 sugiere el valor de prueba de  $0,75 \times 2,85 \times 13,8$  kV, que resulta en 29,5 kV.

Para las evaluaciones de máquinas a ser reparadas y con posibles aislamientos envejecidos, la proposición es utilizar la tensión de fase +10%. Como se trata de un pulso de tensión tendiendo a una tensión continua, multiplicar por 1,7. Por ejemplo, para una máquina de 13,8 kV de tensión nominal, el valor a ser utilizado en la prueba es 14,91 kV.

**Tensión aplicada**

Las pruebas con tensión aplicada son necesarias para asegurar que los sistemas de aislamiento posean capacidad mínima de soportar los esfuerzos sometidos durante el funcionamiento normal. Por ejemplo, deben soportar las sobrecargas ( $dV/dt$ 's) de maniobras de los disyuntores como el mostrado en la **figura 5**.

La prueba para una máquina nueva o rebobinada consiste en aplicar una tensión alterna de  $2 \times U_{Linea} + 1kV$  (ejemplo: para una máquina de 13,8kV, será aplicado 28,6kV). Para una máquina en servicio, la norma IEC 60034-1 recomienda aplicar  $U_{Linea} \times 1,5$  (ejemplo: para una máquina de 13,8 kV, será aplicado 20,7 kV). Para aplicar tensión continua, multiplicar los valores de tensión alterna por 1,7. Para ambos casos, el aislamiento debe soportar este nivel de tensión durante 1 minuto.

Básicamente, el criterio de aceptación es del tipo pasa o no pasa (fallo). Por lo tanto, en principio, un sistema de aislamiento que no pasó esta prueba se puede considerar que fallaría en un corto período de operación. Su función es reducir la tasa de mortalidad característica de la fase inicial de la curva de la bañera. La experien-

**Tabla 2: Criterios de evaluación para la medición de resistencia de aislamiento (IEEE43)**

ÍNDICE DE ABSORCIÓN	ÍNDICE DE POLARIZACIÓN	EVALUACIÓN DEL AISLAMIENTO
-	1 O MENOR	MALO
POR DEBAJO DE 1,1	< 1,5	PELIGROSO
1,1 A 1,25	1,5 A 2,0	REGULAR
1,25 A 1,4	2,0 A 3,0	BUENO
1,4 A 1,6	3,0 A 4,0	MUY BUENO
POR ENCIMA DE 1,6 [1]	> 4,0	OPTIMO

cia muestra que varios puntos fragilizados en el sistema de aislamiento son evidenciados por el *hipot*.

Para máquinas eléctricas con largos períodos de operación, o sea, con un aislamiento ya estresado, la prueba de *hipot* puede reducir en algunos años la vida útil del equipo, llevando a un fallo debido a la aplicación de tensión en un aislamiento que no es nuevo. La decisión de realizar o no esta prueba, tras una revisión es siempre delicada, y debe de ser tomada por el fabricante o empresa prestadora de servicios, para reparaciones o revisiones basadas en criterios normalizados.

La proposición de este artículo es utilizar tensión de fase +10% para el *hipot*, ya que de esta manera se hace una evaluación del sistema de aislamiento similar al de cuando la máquina eléctrica está en operación, no obstante, midiendo la corriente de fuga del sistema de aislamiento. Con base en la **figura 5**, también puede existir una posibilidad de fallo en la prueba de *hipot*, pero con riesgo bastante reducido.

**Corona visual (Black-out test)**

El efecto corona tiene origen en la descarga eléctrica por la ionización del gas entre bobinas o la tierra. El aspecto

azulado acompañado de ruido es característico del efecto que ioniza parcialmente el gas, con formación de ozono. Este efecto deteriora el material aislante, con correspondiente disminución de la rigidez dieléctrica del aislamiento, llevando a descargas eléctricas que conducen al posterior fallo de aislamiento.

Este ensayo es aplicable para máquinas con tensión por encima de 10 kV. Es realizado con  $1,15 \times U_{Linea}$  (ejemplo: para una máquina de 13,8 kV, se utiliza 15,87 kV), según la IEEE 1799. Este ensayo identifica puntos visuales de descargas eléctricas entre bobinas. Estos puntos de corona, si no son corregidos, aceleran el deterioro de los aislantes.

La proposición para esta prueba también es aplicar 10% a más de la tensión de fase (ejemplo: para una máquina de 13,8 kV, se utiliza 8,76 kV), no obstante, en dos devanados, usando dos aplicadores de tensión desfasados de 120°, como se muestra en la **figura 8 (b)**. Esta condición es exactamente la misma de la operación, conforme lo muestra la distribución fasorial en la **figura 8 (a)**. Con esta prueba propuesta fue posible identificar en torno de 60 a 70% con relación a la misma prueba, aplicando niveles de tensión suge-

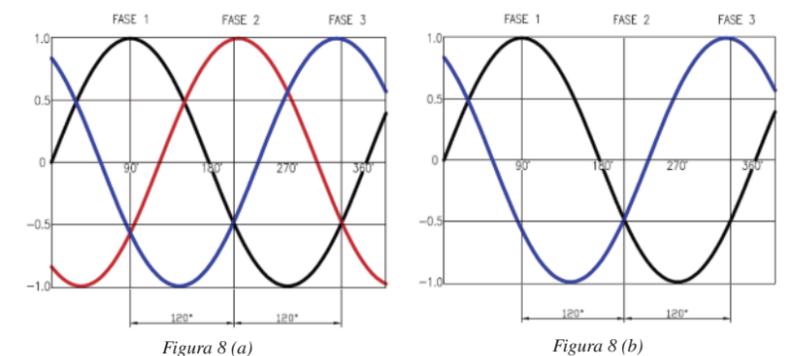


Figura 8: (a) Distribución fasorial de un sistema trifásico de tensión. (b) Tensión aplicada en dos fases diferentes y aplicada por dos aplicadores de tensión desfasados de 120°

**Tabla 3: Niveles de tensión recomendados por norma y propuesta del artículo**

CONDICIONES DE AISLAMIENTO	NIVEL DE TENSIÓN HIPOT CA	NIVEL DE TENSIÓN HIPOT CC
MÁQUINAS NUEVAS (NORMA)	2 X ULÍNEA + 1000	2 X ULÍNEA + 1000 X 1,7
MÁQUINAS DE REPARACIÓN (NORMA)	ULÍNEA X 1,5	ULÍNEA X 1,5 X 1,7
MÁQUINAS DE REPARACIÓN (PROPOSICIÓN)	UFASE +10%	(UFASE +10%) X 1,7

ridos por norma (15,87 kV para el ejemplo de 13,8 kV).

**Tangente delta**

El ensayo de “tangente delta” también es aplicable para máquinas con tensión ≥ 6kV. Es realizado con  $1,2 \times U_{línea}$  (Ejemplo: Para una máquina de 13,8 kV, se utiliza 16,56 kV), según IEEEE286. En el ensayo es realizado un comparativo de la curva de pérdidas dieléctricas estándar de la norma con los valores medidos en la máquina. Estos resultados presentan tendencias del posible comprometimiento del aislamiento. Una nueva impregnación VPI, o incluso el rebobinado, pueden ser recomendados para restablecer los parámetros.

La prueba de tangente delta se basa en el hecho de que todos los materiales aislantes poseen pérdidas dieléctricas. De esa forma, un sistema de aislamiento puede ser modelado por un condensador en paralelo con una resistencia que representa las pérdidas dieléctricas. A partir de este modelo, las pérdidas pueden ser calculadas por la ecuación 9. El diagrama fasorial de las corrientes que circulan en ese modelo está representado en la **figura 9**.

$$P_{pérdidas} = V \cdot I \cdot \cos\phi = V \cdot I \cdot \sin\delta \quad [7]$$

$$I \cdot \cos\delta = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot V \quad [8]$$

$$P_{pérdidas} = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot V^2 \cdot \left(\frac{\sin\delta}{\cos\delta}\right) \quad [9]$$

$$\tan\delta = \frac{P_{pérdidas}}{2 \cdot \pi \cdot f \cdot C \cdot V^2} \quad [10]$$

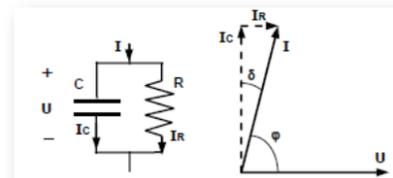


Figura 9: Representación del modelo del factor de disipación de pérdidas y el diagrama del vector para el cálculo de la tangente delta (6).

Para esta medición de tendencia de tangente delta en máquinas en operación también es propuesta la utilización de la tensión de fase (+10%) ya que se trata de medición de tendencia y son realizadas las mismas condiciones de medición para esta evaluación, la curva de tendencia será con la misma base de datos y referencias.

**Descargas parciales**

Las descargas parciales son pequeños arcos eléctricos en cavidades de aire dentro o adyacentes al aislamiento. Este fenómeno ocurre porque la rigidez dieléctrica del aire de 3 kV/mm es menor que el aislamiento sólido que es de aproximadamente 100 kV/mm.

El ensayo de descargas parciales, así como el tangente delta, es tratado como una tendencia para la evaluación de los sistemas de aislamiento. Para este ensayo, existen dos opciones de medición: el ensayo *off-line*, en el cual es necesario aplicar tensión de fase +10%, según IEC60034-27; y el ensayo *on-line*, cuando las mediciones son hechas directamente en la máquina con tensión nominal y rodando en vacío, conforme IEC60034-27-2, ofreciendo así, supervisión tanto periódicas como continuas.

El ensayo es aplicado para diagnosticar condiciones de los devanados estáticos con tensión mayor a 3,3 kV. Este ensayo no tiene criterio de aceptación, siendo utilizado para un seguimiento de tendencia a lo largo del tiempo de operación.

Para el ensayo de descargas parciales, ya es aplicada en la práctica la tensión de fase +10% para el caso del ensayo *off-line* y, cuando ya existe el equipo instalado en la máquina eléctrica para un monitoreo continuo, el sistema es alimentado como en el proceso normal de trabajo.

**Conclusión**

El principal objetivo del artículo fue proponer una opción más, además de las

recomendadas por las normas, para la toma de decisión sobre los niveles de tensión a ser utilizados en las evaluaciones de los sistemas de aislamiento envejecidos, para las reparaciones y servicios en las máquinas eléctricas. La decisión a ser tomada en estas evaluaciones siempre es compleja, ya que existen riesgos en todas ellas.

La opción propuesta apunta a evaluar los sistemas de aislamiento en los mismos niveles de tensión a los que son sometidas las máquinas eléctricas, cuando están en operación, minimizando el riesgo de fallo en ese momento. Sin embargo, es imposible prever el tiempo que podrá ser extendida la vida útil de la máquina tras las evaluaciones y servicios realizados.

La mayoría de las evaluaciones requiere someter los sistemas de aislamiento a niveles de tensión, para verificar la capacidad dieléctrica de los aislantes. Para máquinas nuevas, este proceso debe ser garantizado por el fabricante de la máquina eléctrica, por tratarse de un equipo nuevo. Estos niveles de tensión están normalizados y considerablemente altos, pues las máquinas eléctricas están sujetas a altos dV/dt's en operación normal.

No obstante, máquinas con largo período de operación y sistema de aislamiento envejecido pierden naturalmente su capacidad dieléctrica. Al mismo tiempo, en caso de revisiones o reparaciones, se espera un período más de operación con un eventual fallo mitigado. Sin embargo, para la evaluación de la integridad de este equipo, se hace necesario energizarlo para verificaciones de los sistemas de aislamiento. Estos mismos ensayos que son utilizados para evaluaciones pueden eventualmente ocasionar un fallo en aislamientos comprometidos.

Los niveles de tensión para los ensayos dieléctricos que comprueban la integridad de los sistemas de aislamiento son recomendados por la norma específica. El artículo propone utilizar las tensiones de fase de los devanados +10%, pero también alerta que el dieléctrico sometido en la prueba de evaluaciones no es totalmente igual al de la operación, ya que existen niveles graduales de tensión en el devanado en operación. Por eso, la posibilidad de fallo todavía existe.

Las principales pruebas fueron descritas en el artículo, donde la de resistencia de aislamiento no presenta ningún riesgo.

El test de sobrecarga (*surge test*) tampoco es tan crítico por el fácil control de la prueba, no obstante, los valores fueron sugeridos considerando la tensión de fase +10% veces 1,7, por poder considerar una tensión casi CC (poca variación), no teniendo el mismo efecto tan crítico para el aislante.

Por otro lado, las pruebas de tensión aplicada y corona visual son las más críticas. Para tensión aplicada, la prueba es hecha con +10% de la tensión de fase, controlando así la corriente de fuga y, para corona visual, la misma condición de tensión, sin embargo, aplicando en dos fases, simulando el efecto del campo eléctrico sometido en las bobinas en operación. Los resultados de los puntos de corona visual quedaron alrededor de 60% a 70% de la misma prueba, aplicando las recomendaciones de norma.

En las pruebas de tendencia de tangente delta y descargas parciales es posible

utilizar la tensión propuesta por el artículo, ya que presenta niveles de referencia que pueden ser comparados con otras medidas anteriormente realizadas. Por lo tanto, la proposición del artículo presenta resultados eficaces en la identificación de tendencias de fallo en el sistema de aislamiento en máquinas para reparaciones y revisiones con tensión de fase +10%, mitigando la posibilidad de fallo en las pruebas.

Los resultados presentados en este trabajo serán complementados con una investigación de tiempo medio de supervida, a partir de la aplicación del método

propuesto. En este trabajo futuro, serán analizadas las correlaciones entre este tiempo, los fallos que causaron la nueva parada y los resultados de ensayo.

*El autor agradece a WEG Equipamentos Eléctricos y a sus especialistas en máquinas eléctricas, por la contribución y el apoyo en el desarrollo de este trabajo. El agradecimiento se extiende también al profesor Dr. Julio Carlos Teixeira de UFABC, por todas las revisiones en la propuesta del estudio.*

*Versión en Español revisada por Javier de la Morena.*

Walter Evaldo Kuchenbecker es PhD en ENERGÍA, en la línea de investigación de Máquinas Eléctricas Rotativas por UFABC. Actualmente participa del programa de investigación PDC (Investigador Doctor Colaborador) y es postdoctorado en Energía en la misma universidad. Sus investigaciones y publicaciones están focalizadas en máquinas eléctricas rotativas. Experiencia de 33 años en la empresa WEG Equipamentos Eléctricos, también concentrada en aplicaciones, fabricación y análisis de máquinas eléctricas. En los últimos 10 años viene siendo supervisor de las áreas de la calidad y ensayos eléctricos.

**Referencias Bibliográficas**

[1] SILVA, C. S. *Prescripción de la modalidad de mantenimiento de motores eléctricos, considerando el costo de mantenimiento y la depreciación del activo*. Disertación de maestría de la Universidad Tecnológica Federal de Paraná (Campus Ponta Grossa), 2012.

[2] RODENBURG, R. L. *Replacements, Units, Service Lives, Factors*, Prepared for U.S. Department of Energy, U.S. Department of the Interior and U.S. Bureau of Reclamation, 1995, PO No. AA-P0-12652-22503.

[3] STONE, G.C., H.G. SEDDING, B.A. LLOYD, GUPTA, B.K. *The Ability of Diagnostic Tests to Estimate the Remaining Life of Stator Insulation*. IEEE Transactions on Energy Conversion, December 1988, Vol. 3, No. 4, pp. 833-840.

[4] 1. CIGRE WG A1.10. *Survey of Hydrogenerator Failures*. Cigre Report 392; CIGRE: Paris, France, 2009.

[5] GUEDES, A. S. *Estudio y proposición de técnicas para la evaluación del aislamiento en motores de inducción trifásicos de baja y media tensión*. Tesis de doctorado de la Universidad Federal de Minas Gerais, 2018.

[6] MELERO, M. G.; CABANAS, M. F.; ROJAS, C. H.; NORNIELLA, J. PEDRAYES, F.; BARRERA, J. M. *Fault detection in the manufacturing process of form-wound coils by means of dissipation factor and hipot tests*. International Conference on Renewable Energies and Power Quality (ICREPQ 09), Valencia (Spain), 2009.

[7] GUPTA, B. K.; STONE, G. C.; STEIN, J. *Stator winding hipot (high potential) test*. IEEE Electrical Insulation Conference, Montreal, Canada, 2009.

[8] HENAO, H.; CAPOLINO, G. A.; CABANAS, M. F.; BRUZZESE, C.; STRANGAS, E.; PUSCA, R.; ESTIMA, J.; RIERAGUASP, M.; HEDAYATI-KIA, S. *Trends in fault diagnosis for electrical machines*. IEEE Industrial Electronics Magazine, 2014.

[9] BELKO, V. O.; KOSTELIOV, A. M.; PETRENYA, Y. K.; ANDREEV, A. M.; ROITGARZ, M. B.; *Numerical Simulation of discharge activity in HV rotating machine insulation*. Conference Paper, Saint Petersburg, Russia, 2014.

[10] SCHUELLER, M.; SENN, F.; LADSTAETTER, W. *Influences of the one minute withstand voltage test on the electrical endurance of insulation systems of rotating electrical machines*. Inductica, Berlin, Germany, 2009.

[11] RUX, L. M.; *The physical phenomena associated with stator winding insulation condition as detected by the ramped direct high-voltage method*. Dissertation submitted to the Mississippi State University, USA, 2004.

[12] STONE, G. C.; BOULTER, E. A.; CULBERT, I.; DHIRANI, H.; *Electrical insulation for rotating machines. Design, Evaluation, Aging, Testing, and repair*. IEEE Press Series on Power Engineering, 2004.

[13] RÚNCOS, F.; *Proyecto y análisis de la máquina eléctrica trifásica*. OitoNoveTrês, 2ª Edición, Volumen 1, 2019.

[14] VORTEX Equipos. *Prueba de resistencia de aislamiento*. Fabricante Fluke. <http://www.vortex.com.br>

[15] FITZGERALD, A. E.; KINGSLEY JR, C.; KUSKO, A.; *Máquinas Eléctricas*. McGraw-Hill de Brasil, Ltda, 1975.

[16] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELETRONICS ENGINEERS. *Recommended Practice for Testing Insulation Resistance of Rotating Machinery*. IEEE Std 43 - 2000

[17] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELETRONICS ENGINEERS. *Guide for Testing Turn Insulation of Form-Wound Stator Coils for Alternating-Current Electric Machines*. IEEE Std 522 - 2004.

[18] INTERNATIONAL ELECTRO-TECHNICAL COMMISSION. *Rotating Electrical Machines - Part 1: Rating and Performance*. IEC 60034-1. Geneva, 2004.

[19] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELETRONICS ENGINEERS. *Recommended Practice for Quality Control Testing of External Discharges on Stator Coils, Bars, and Windings*. IEEE Std 1799 - 2012

[20] INSTITUTE OF ELECTRICAL AND ELETRONICS ENGINEERS. *Recommended Practice for Measurement of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation*. IEEE Std 286 - 2000

[21] INTERNATIONAL ELECTROTECHNICAL COMMISSION. *On-line partial discharge measurements on the stator winding insulation of rotating electrical machines*. IEC 60034-27+2. Geneva, 2012.

## Endesa invierte 29,5 millones de euros en la central de As Pontes

Endesa está realizando en su central de ciclo combinado de As Pontes una revisión programada. Los trabajos requieren una inversión de 29,5 millones de euros, se prolongarán durante los próximos sesenta días y tendrán una positiva repercusión en el empleo, ya que darán ocupación a unas 280 personas ajenas a la compañía. Aprovechando la parada, la instalación será objeto de diversas mejoras con las que ganará fiabilidad y disponibilidad.

La central de ciclo combinado de As Pontes tiene 850 megavatios de potencia y consume gas natural procedente de la regasificadora de Mugaros, en el puerto de Ferrol. Además de su contribución al suministro eléctrico nacional, juega un papel muy destacado como respaldo a los numerosos parques eólicos instalados en el norte de Galicia.

El mantenimiento incluye sendas inspecciones mayores de las dos turbinas de gas y una inspección menor de la turbina de vapor.

Asimismo, están programados una inspección robótica de los tres alternadores, para verificar el estado de las cuñas del estator, diversos tests de ensayo y pruebas de verificación de los tres alternadores, uno de cada turbina. La revisión incluye una inspección de los equipos auxiliares y una de la caldera utilizando drones en su interior.

Endesa aprovechará la revisión para implementar una serie de mejoras con las que la central ganará fiabilidad y disponibilidad. En concreto, eliminará la opción de consumir combustible líquido como sustituto del gas natural y se actualizará el sistema de control de la central, que contará con nuevas capacidades para evitar ciberataques.

Asimismo serán actualizados los sistemas de excitación de las turbinas, los arrancadores estáticos de esta y se rediseñarán las válvulas de *by pass* de vapor de la turbina hacia el condensador.



Central As Pontes de Endesa

Por último Endesa incorporará una serie de mejoras para hacer la central más competitiva, reduciendo los tiempos y los costes de arranque. Con ello ganará flexibilidad ahora que el crecimiento de la eólica demanda grupos capaces de absorber los huecos de producción que las energías renovables no puedan cubrir. Para este mismo fin, se implementará una tecnología que permita mantener la turbina de vapor caliente en periodos de parada cortos.

Tras esta revisión, la central de ciclo combinado de As Pontes quedará plenamente disponible para operar otras 24.000 horas y habrá alcanzado un nivel tecnológico que la sitúa en la vanguardia del parque de ciclo combinado instalado en la península ibérica.

### El ciclo combinado, clave del suministro eléctrico

En este contexto, según datos de Sedigas, el uso de gas para generación eléctrica en los ciclos combinados ha sido la fuente energética que más ha contribuido a la producción de electricidad el pasado verano.

Así, los ciclos combinados han producido un 25,5 por 100 de electricidad en julio, por delante de la nuclear (22,6 por 100) y la eólica (17,9 por 100).

Mientras tanto, en agosto, los ciclos combinados produjeron un 23,9 por 100, frente a la nuclear (23,9 por 100) y la eólica (15,9 por 100). Este hecho se explica por la menor producción energética de las renovables en verano, que afecta especialmente a la eólica. Con estos datos, se pone en valor una vez más el importante papel que juegan los ciclos combinados como garante del suministro dentro del *mix* energético actual.

Sedigas destaca que el Plan Nacional Integrado de Energía y Clima (PNIEC) recoge que el 74 por 100 de la producción energética para 2030 deberá provenir de fuentes renovables, garantizando el suministro. Es por ello que los 25.000 megavatios que los ciclos combinados producen actualmente son imprescindibles para llevar a cabo una transición ecológica ordenada. No obstante, tal y como recogía el informe Situación actual y futura de los ciclos combinados presentado el pasado mes de julio, para garantizar la viabilidad de los actuales ciclos combinados, es preciso hacer frente a uno de los principales problemas de rentabilidad económica que sufre este tipo de energía.

Un asunto que además requerirá de nuevas inversiones en las centrales para avanzar en fiabilidad y productividad. •

## Cómo los racores de compresión pueden optimizar el rendimiento de los activos de petróleo y gas



Las aplicaciones críticas de petróleo y gas de media presión han confiado durante mucho tiempo en los accesorios con cono y rosca para un rendimiento seguro y fiable de los sistemas de fluidos. Cuando se equipan con manguitos antivibración y se instalan por profesionales capacitados, estos componentes tradicionales pueden proporcionar el rendimiento requerido. Sin embargo, en muchas de las operaciones de petróleo y gas de alto riesgo de hoy en día, estas circunstancias no siempre son tan simples.

Los accesorios con cono y rosca requieren una instalación meticulosa y laboriosa en cada punto de conexión. Sin técnicos capacitados que conozcan bien el proceso de instalación de los accesorios con cono y rosca y el tiempo necesario para realizar instalaciones adecuadas, cada uno de estos puntos de conexión tiene el potencial de tener fugas antes de lo previsto, lo que conlleva un tiempo de inactividad y mantenimiento.

Las fugas imprevistas pueden tener consecuencias importantes, especialmente en el entorno presente. Los propietarios y operadores de activos de petróleo y gas se enfrentan a reglamentos cada vez más estrictos para garantizar la seguridad y el cumplimiento de las normas ambientales, tiempos de respuesta más rápidos y mayores expectativas de contención de costes y eficiencia operativa. Los puntos de conexión de los sistemas de fluidos de media presión representan un área de oportunidad para equilibrar cada una de estas necesidades de manera más efectiva.



« La nueva tecnología de racores puede aportar una mayor eficiencia a los activos críticos de petróleo y gas en comparación con las conexiones tradicionales conificadas y roscadas »

Hoy en día, los nuevos racores de compresión son ampliamente compatibles en una variedad de sistemas de superficie, incluyendo activos como las unidades de inyección química, paneles de control de cabeza de pozo, unidades de terminación umbilical, centralitas hidráulicas y otras. La instalación es espectacularmente más rápida, y la capacidad de mantenimiento a lo largo de la vida útil del activo puede ser mejorada.

Para ayudar a los operadores de activos de petróleo y gas a comprender los beneficios que pueden obtener al pasar de los accesorios con cono y rosca a los racores de compresión, este artículo explorará las principales diferencias entre los dos tipos, incluyendo sus procedimientos de ins-

talación y su rendimiento a largo plazo.

### Instalación simplificada

Una de las principales ventajas de los accesorios de compresión es el proceso de instalación más rápido y cómodo. Esto es posible gracias a algunas características fundamentales:

– **Se requieren menos herramientas.** Los racores de compresión sólo requieren una llave estándar y un tornillo de banco para una instalación eficaz. Por el contrario, los accesorios con cono y rosca requieren el uso de herramientas especializadas de mecanizado, junto con un lubricante necesario para reducir la fricción durante el proceso de corte. Ver Figura 1.



Figura 1. Los accesorios con cono y rosca exigen que los operarios mecanicen manualmente una superficie de cierre cónica (mostrada) y la rosca en ambos extremos del tubo antes de hacer las conexiones. Imagen © Swagelok Company 2020

– **Un proceso de instalación más rápido.** Con las herramientas de mecanizado, el instalador debe conificar y roscar correctamente el tubo antes de conectarlo con el accesorio. Los instaladores deben evitar que se formen rebabas, ranuras o arañazos durante el proceso de conificación y roscado; cualquiera de estos defectos puede impedir un funcionamiento fiable. Una vez completada la preparación adecuada, se debe roscar un collarín en el tubo e instalar la tuerca del manguito en el cuerpo del accesorio para el ajuste final.

En comparación, los racores de compresión se instalan roscando un conjunto preensamblado (que puede incluir una tuerca, dos férulas y un dispensador de plástico) en el cuerpo del racor. Ver Figura 2. El tubo se inserta, se marca para confirmar la profundidad adecuada y se completa la instalación con una vuelta

completa de la tuerca. (También hay disponible un método de montaje alternativo mediante par de apriete para instalar el racor FK). Tras comprobar la instalación mediante una galga de inspección, el racor está preparado para su uso.

– **Problemas de contaminación eliminados.** Entre las virtudes metálicas generadas por el proceso de conificación y roscado y el uso requerido de lubricantes de corte, la instalación con cono y rosca se puede convertir en un trabajo engorroso. Cualquier exceso de residuos puede provocar un riesgo potencial de accidentes, mientras que la contaminación por virutas de metal puede perjudicar el rendimiento del sistema. Los racores de compresión eliminan la necesidad de conos, roscas y el uso de un lubricante de corte, eliminando así todas estas preocupaciones.



Figura 2. Para facilitar el montaje, los racores serie FK Swagelok incluyen una tuerca macho, dos férulas y un eje de plástico desmontable que encaja en el puerto hembra del cuerpo del racor. Imagen © Swagelok Company 2020

Estas características pueden ser útiles para reducir el tiempo y la mano de obra del proceso de instalación de la conexión, liberando al personal para que se concentre en otras tareas importantes y permitiendo ahorros significativos.

Para ilustrar mejor las ventajas, piense en este ejemplo: completar un sistema montado sobre *skids* de media presión para una aplicación de petróleo y gas en alta mar, en la que un instalador cualificado instalará las 500 conexiones del sistema. Supongamos que el sistema utiliza tubo y accesorios de acero inoxidable 316 y que instalar un racor de compresión requiere cuatro minutos de principio a fin (el tiempo real de instalación depende del diámetro del tubo, el tipo de material y el nivel de habilidad del instalador). Comparativamente, instalar un accesorio con cono y rosca probablemente requeriría hasta cinco veces más tiempo, o unos 20 minutos.

El ahorro de tiempo y mano de obra aquí es evidente: El tiempo total para completar las 500 conexiones del sistema mediante racores de compresión –concretamente los racores para tubo de media presión Swagelok serie FK en este ejemplo– es de aproximadamente 2.000 minutos (33,3 horas) en comparación con los 10.000 minutos (166,7 horas) de los accesorios conificados y roscados. El resultado es una reducción drástica del tiempo de producción de un activo, que puede beneficiar a cualquier fabricante. Vea en la Figura 3, un desglose gráfico del ahorro de tiempo.

### Conexiones más fiables y con menos mantenimiento

Los accesorios con cono y rosca con manguitos antivibración, tuercas y collarines, pueden ofrecer y así lo han hecho tradicionalmente, un rendimiento fiable y a largo plazo cuando son instalados por técnicos experimentados y capacitados. Pero hay muchas variables a considerar, incluyendo la especificación de los elementos complementarios y los niveles de habilidad de los técnicos.

En comparación, los racores de compresión eliminan muchas de estas variables. Ayudan a eliminar los errores de instalación manual con su diseño de conjuntos preensamblados. También es

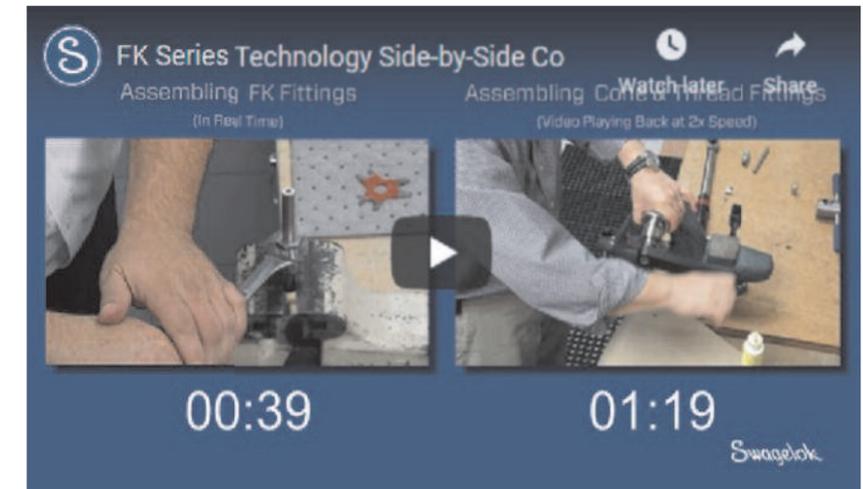


Figura 3. Los instaladores pueden montar los racores de compresión Serie FK aproximadamente cinco veces más rápido que los racores con cono y rosca. Imagen © Swagelok Company 2020

más probable que mantengan un funcionamiento sin fugas durante toda su vida útil sin necesidad de elementos complementarios especializados.

Los accesorios con cono y rosca también son propensos a desajustarse con el tiempo, aún siendo instalados por profesionales experimentados. También se estima que en una instalación típica en superficie, alrededor del 20 por 100 de las conexiones conificadas y roscadas necesitarán ser ajustadas o revisadas durante el ensamblaje inicial y las pruebas de presión. El apriete manual puede normalmente reparar una conexión sin fugas, pero el tiempo de mantenimiento adicional requerido puede multiplicarse por cientos de accesorios diferentes. Y si se requiere una repetición, la reinstalación puede llevar mucho tiempo y es difícil de realizar de manera consistente. Por el contrario, el diseño de doble férula utilizado en los racores de compresión reduce la probabilidad de que los racores se desajusten ante vibraciones regulares del sistema. Además, los racores de compresión suelen requerir poco o ningún trabajo de repaso debido a sus procedimientos de instalación simplificados, y a la comodidad de poder verificar la estanqueidad de las conexiones mediante una galga de inspección.

Una diferencia final de diseño entre cono y rosca y los racores de compresión implica el orificio de venteo de las conexiones conificadas y roscadas. El orificio de venteo puede actuar como un acumulador de residuos y contaminación no deseados. En entornos marinos duros donde los cloruros pueden iniciar la corrosión, esto puede ser problemático. En cambio, los racores de compresión no necesitan orificio de venteo.



Vea un vídeo que compara la instalación de un racor de compresión con la instalación de un accesorio con cono y rosca. LINK: [www.youtube.com/watch?v=1bG290-IouM](https://www.youtube.com/watch?v=1bG290-IouM)

En general, vale la pena considerar las ventajas que los racores de compresión pueden aportar al proceso de montaje y fabricación de los activos críticos de petróleo y gas en superficie. Los racores para tubo serie FK, por ejemplo, integran una confirmación visual de la presencia de la férula y facilitan una fácil y adecuada instalación en el cuerpo. El sencillo diseño de dos piezas del racor consiste en un cuerpo de racor y un conjunto preensamblado que contiene la tuerca y las férulas delantera y trasera en un dispensador de plástico desechable. Este conjunto preensamblado asegura al instalador la correcta orientación de las férulas, lo que prueba que el proceso de ensamblaje es correcto.

Al ayudar a reducir el tiempo de instalación, disminuir los costes de instalación y mantenimiento y ofrecer conexiones fiables a largo plazo, los accesorios Serie FK pueden ayudar a los propietarios de activos a ahorrar miles de euros en un proyecto concreto en

comparación con el uso de los tradicionales accesorios conificados y roscados.

Para saber más sobre las ventajas de los racores de compresión, trabaje con un proveedor fiable que pueda ayudar a evaluar las necesidades específicas de la aplicación y también a identificar áreas de nuevas oportunidades para reducir los costes y favorecer un funcionamiento más seguro y fiable. •

### Sobre el autor

Chuck Erml es director de producto de Swagelok Company. Tiene más de 25 años de experiencia en ingeniería, ventas y desarrollo de producto en industrias de procesos y lleva más de 13 años en Swagelok. Está especializado en nuevas tecnologías de producto, incluyendo los racores de compresión Swagelok serie FK para aplicaciones de media presión.

## TechnipFMC celebra sus treinta años de actividad en Tarragona



TechnipFMC está presente en Tarragona ofreciendo servicios especializados en ingeniería, construcción y consultoría para la industria de proceso. Desde hace 30 años la delegación de la compañía en Tarragona ha realizado miles de proyectos para los sectores de refino, gas, petroquímica y química.

La presencia de TechnipFMC en una zona clave y primordial para la industria española como Tarragona le ha permitido trabajar y acentuar sus lazos con los principales clientes del complejo petroquímico de Tarragona. La muestra de estas relaciones es la presencia continuada en las plantas de los clientes mediante acuerdos marco y asistencias técnicas. Destaca también la realización de proyectos significativos como el Rack Dixquimics, los proyectos Catar2 y MDI para Covestro, el proyecto AMPS Polymer Plant para Clariant, el proyecto Carla para kemira y múltiples proyectos para Repsol entre los que destaca el Proyecto T-73.

Durante este tiempo, los vínculos con la Asociación Empresarial Química de Ta-

rragona (AEQT) se han reforzado y se mantienen muy vivos. Ambas entidades se comprometieron a trabajar de forma conjunta para conseguir los retos que la industria química tiene en el Campo de Tarragona.

El director de la oficina de Tarragona, Enrique Rolán, destaca que la oficina de Tarragona “ha crecido en estos 30 años junto a sus clientes, apoyando desde la proximidad a mejorar en productividad, seguridad e impacto ambiental de sus clientes, tanto de Tarragona, como del resto de España”. Rolán añade: “Estos 30 años son un éxito y seguro que vendrán muchos más”.

Ángel Alejandro, Director General de TechnipFMC en España, explica que “la delegación de Tarragona es muy importante para nosotros, ya que su presencia y localización es clave para nuestro desarrollo en la industria de España”.

Siempre con la visión de mejorar el rendimiento de la industria de la ingeniería en España, los profesionales de TechnipFMC están preparados/as para seguir satisfaciendo las necesidades de sus clientes muchos años más. ●

## WEG suministra un motor a prueba de explosión refrigerado por tubos para Cepsa



WEG Italia ha firmado un importante contrato que incluye el suministro de un motor a prueba de explosión con refrigeración por tubo carcasa 900 K/J que alimentará un compresor de pistón en una Unidad de Recuperación de Gas de Hidrógeno en la refinería La Rábida de Cepsa, ubicada en Palos de la Frontera (Huelva).

Este motor a prueba de explosión de 1700 kW, 16 polos, 6600V, 50 Hz fue diseñado y fabricado en su totalidad en las instalaciones de WEG en Maia, Portugal, el centro de excelencia de WEG para productos de áreas clasificadas.

Las principales características de este suministro son:

- Ex II 2G Ex db eb ia IIC T4 Gb;
- Sondas térmicas Ex ia de seguridad intrínseca;
- TC para protección diferencial y capacidad de resistencia a fallas, todo dentro de una caja de terminales a prueba de explosión certificada para Grupo de gas IIC (WTBX XL);

• Motor suministrado con todas las herramientas de cimentación y alineación (suela, pernos de anclaje, tornillos niveladores verticales y horizontales);

• Puesta en servicio y supervisión de la puesta en marcha por el equipo de Servicio WEG alta tensión - ENAR (Europa, Norte de África y Rusia) ubicado en Portugal.

Los puntos clave de este proyecto fueron la capacidad de WEG de proporcionar todas las protecciones necesarias dentro de una caja de terminales a prueba de explosión certificada para Gas Group IIC, así como un mantenimiento reducido mediante el uso de dispositivos de lubricación automática y eje forjado para una mayor resistencia mecánica y durabilidad.

Entre otros factores decisivos que resultaron en la adjudicación del contrato, se encuentran el historial probado de WEG en el suministro de máquinas a prueba de explosión para compresores de pistón. ●

## Sistemas de Fachada Placotherm, la solución de envolvente eficiente para el nuevo edificio de CSV Sistemas



Los Sistemas de Fachada Placotherm han sido elegidos por el arquitecto Luis José Martín Fernández para la rehabilitación y mejora de la eficiencia energética de las instalaciones de la compañía CSV Sistemas, localizadas en el Parque Tecnológico de Valladolid.

Las instalaciones de CSV Sistemas, empresa dedicada a la ingeniería y fabricación de sistemas de electrónica y cableado, se han diseñado para permitir cambios en el proceso productivo con gran agilidad con el objetivo de identificar las mejoras en eficiencia y ahorro energético en todos sus procesos y productos. La compañía aplica esta filosofía incluso a lo relativo a la construcción de sus propias instalaciones.

Tras la ampliación de sus instalaciones con un nuevo edificio, construido en 2019, y coincidiendo con el vigésimo aniversario de la fundación de la compañía, con las obras de rehabilitación la compañía buscaba mejorar la eficiencia energética de su primera nave, entre otros objetivos.

Así, la ejecución se centró en el edificio 01, ya existente, para cuya rehabilitación se optó por la realiza-

ción de una fachada ventilada con el Sistema Placotherm V, consiguiendo dar respuesta al doble objetivo que se perseguía: por un lado, optimizar el aislamiento térmico de la nave mejorando su eficiencia energética y, por otro, unificar la imagen exterior de los dos edificios que conforman las instalaciones con una renovación formal más actual desde un acabado similar en forma y color, entre otros aspectos. Todo ello sin necesidad de desmontar ningún elemento de la fachada preexistente y sin interrumpir la actividad de la compañía en ningún momento.

El Sistema de Fachada Placotherm V, que incorpora en su cámara ventilada la solución de lana mineral aislante Ecovent 035 de ISOVER, fue instalado por la empresa miembro del Club Placo Reforplak Instalaciones, lo que incrementa notablemente el aislamiento térmico de este primer edificio, en el que se disponen la mayoría de los espacios dedicados a oficinas, aportando una resistencia térmica superior a los 2,50 m<sup>2</sup>K/W y duplicando ampliamente las prestaciones térmicas existentes en este edificio industrial,

## Siemens lanza un nuevo medidor de nivel por radar con antena



Siemens presenta el transmisor de nivel por radar Sitrans LR250 PLA (con antena de polipropileno). Se trata de un dispositivo probado en campo que ofrece lecturas de nivel muy fiables para la gestión de inventario o el control crítico del proceso. Su diseño de bocina y lente de alto rendimiento es perfecto para la medición de nivel de productos químicos corrosivos con una presión nominal y temperatura ambiente.

Sitran LR250 está disponible con los protocolos HART (por sus siglas en inglés Highway Addressable Remote Transducer), Profi-

bus PA o el Foundation Fieldbus para apoyar el viaje a la digitalización. Con el asistente gráfico de inicio rápido, el Sitrans LR250 está operativo en solo minutos y el programador de mano infrarrojo admite la programación local. Su inteligencia de procesos para el procesamiento de señales garantiza una operación fiable y sin mantenimiento. Sitrans LR250 ha demostrado una alta fiabilidad y rendimiento para tanques de almacenamiento de líquidos a granel, recipientes de proceso con agitadores, líquidos vaporosos y materiales dieléctricos bajos. ●

previo a la aplicación de la solución de fachada.

Para homogeneizar la imagen exterior de los edificios objeto de la adecuación y de nueva construcción, el revestimiento continuo aplicado sobre las placas Glasroc X con morteros Webertene Advance XS, igualó en color y texturas las juntas entre paños en sendas fachadas.

Además, la estructura metálica de aluminio de alta resistencia EN AW-6063 T66, que soporta las placas exte-

riores Glasroc X de la fachada, permitió reducir los puentes térmicos habituales en los sistemas de fachada ventilada, al incorporar sus ménsulas la pieza aislante. En la adaptación al diseño de la volumetría diseñada por el arquitecto Luis José Martín Fernández, facilitó poder destacar diferentes planos de fachada, como el correspondiente al acceso principal de las instalaciones gracias al uso de ménsulas de diferentes longitudes. ●



### Mercado a plazo de Londres del crudo Brent (en dólares/barril)

	OCTUBRE 2020	NOVIEMBRE 2020	DICIEMBRE 2020	ENERO 2021	FEBRERO 2021	MARZO 2021	ABRIL 2021	MAYO 2021	JUNIO 2021
7 SEPTIEMBRE	-	-	68,91	68,07	67,32	66,61	65,86	65,20	64,63
8 SEPTIEMBRE	-	-	68,27	67,57	66,87	66,19	65,48	64,86	64,33
9 SEPTIEMBRE	-	-	65,44	64,79	64,14	63,50	62,83	62,25	61,77
10 SEPTIEMBRE	-	-	65,37	64,66	64,02	63,41	62,77	62,22	61,77
11 SEPTIEMBRE	-	-	64,98	64,25	63,63	63,02	62,39	61,86	61,44

### Mercado a plazo de Nueva York del crudo WTI (en dólares/barril)

	OCTUBRE 2020	NOVIEMBRE 2020	DICIEMBRE 2020	ENERO 2021	FEBRERO 2021	MARZO 2021	ABRIL 2021	MAYO 2021	JUNIO 2021
7 SEPTIEMBRE	-	63,27	63,04	62,69	62,23	61,68	61,06	60,42	59,79
8 SEPTIEMBRE	-	62,70	62,51	62,21	61,81	61,32	60,76	60,18	59,61
9 SEPTIEMBRE	-	59,61	59,46	59,23	58,92	58,52	58,05	57,54	57,04
10 SEPTIEMBRE	-	59,56	59,44	59,25	58,99	58,63	58,19	57,70	57,20
11 SEPTIEMBRE	-	59,04	58,99	58,85	58,63	58,32	57,92	57,47	57,00

### Mercado a plazo de Londres del gasóleo (en dólares/tonelada)

	OCTUBRE 2020	NOVIEMBRE 2020	DICIEMBRE 2020	ENERO 2021	FEBRERO 2021	MARZO 2021	ABRIL 2021	MAYO 2021	JUNIO 2021
7 SEPTIEMBRE	370,75	377,00	381,75	385,25	390,00	394,75	399,00	402,50	405,75
8 SEPTIEMBRE	378,50	383,75	388,00	391,25	394,50	400,00	404,00	407,50	410,50
9 SEPTIEMBRE	371,00	377,00	381,75	385,50	390,25	395,00	399,25	402,75	406,00
10 SEPTIEMBRE	362,50	369,00	374,25	378,25	383,50	388,50	393,00	396,50	399,75
11 SEPTIEMBRE	365,50	372,00	377,75	381,75	386,75	391,75	396,50	400,25	403,75

### Evolución y estimación de la oferta/demanda mundiales de petróleo

(En millones de barriles/día)

	2019	4T. 2020	2020	1T. 2021	2T. 2021	3T. 2021	4T. 2021	2021
<b>DEMANDA</b>								
AMÉRICA DEL NORTE	25,6	24,5	23,2	24,0	24,1	25,2	25,0	24,6
EUROPA	14,3	13,4	12,7	13,1	13,6	14,2	13,8	13,7
PACÍFICO	7,8	7,6	7,2	7,9	7,0	7,3	7,7	7,5
TOTAL OCDE	47,7	45,4	43,1	45,0	44,7	46,7	46,5	45,7
TOTAL NO-OCDE	52,4	51,3	48,8	50,4	51,1	51,9	52,1	51,4
<b>DEMANDA TOTAL</b>	<b>100,0</b>	<b>96,7</b>	<b>91,9</b>	<b>95,4</b>	<b>95,8</b>	<b>98,6</b>	<b>98,7</b>	<b>97,1</b>
<b>OFERTA</b>								
TOTAL NO-OPEP	65,6	62,0	62,8	62,7	63,2	63,7	63,8	63,4
CRUDO OPEP	29,5	-	-	-	-	-	-	-
GNL OPEP	5,4	5,1	5,2	5,3	5,3	5,3	5,3	5,3
TOTAL OPEP	34,9	-	-	-	-	-	-	-
<b>OFERTA TOTAL</b>	<b>100,6</b>	<b>-</b>						

# 2020

VIRTUAL CONGRESS



## MADRID LNG & SHIPPING FORUM

Organized by:



Especialistas en la ejecución de proyectos en los sectores energético, petroquímico y *oil&gas*.

- Instalaciones de almacenamiento de combustibles líquidos y gases
- Instalaciones de LNG.
- Estaciones de compresión
- Estaciones de bombeo
- Sistemas de DCI
- Servicio de mantenimientos integrales

Oficina central: Pol. Ind. Pla d'en Coll - C/Gaià, 37  
Tel. +34 935 650 808 - Fax +34 935 650 809  
08110 Montcada i Reixac (Barcelona)  
millecasa@millecasa.com

Delegaciones y oficinas:  
Madrid, Gijón y Cartagena

[www.millecasa.com](http://www.millecasa.com)

