

oilgas

Petróleo, Petroquímica y Gas • Mayo-Junio 2020 • año 53



EVOLUCIÓN DEL SISTEMA GASISTA ESPAÑOL

**NUEVOS PROYECTOS DE AMPLIACIÓN DE CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO DE PRODUCTOS PETROLÍFEROS
QUÍMICA & PETROQUÍMICA: REPSOL Y CLARIANT ANUNCIAN INVERSIONES**



técnicas del cable

CONDUCTORES ELÉCTRICOS ESPECIALES

30
ANIVERSARIO



Fabricamos soluciones para la industria.

Pol. El Sequero, Avda. del Ebro, 62 - 63 26150 AGONCILLO (LA RIOJA) Tel.: +34 941 486 125

www.tecnicable.com



CONECTAMOS

CON LAS EMPRESAS

INNOVANDO PARA MEJORAR
NUESTRA IMAGEN CORPORATIVA.

www.grupomiesa.com

El GRUPO MIESA se prepara para afrontar una nueva etapa de su actividad profesional renovando totalmente su imagen. Un cambio necesario para mantener al GRUPO MIESA en su posición de liderazgo en Ingeniería, Montaje y Mantenimiento en los campos de Instrumentación, Control Industrial y Electricidad.

Aportamos soluciones integrales en cada uno de los proyectos que desarrollamos. Avanzamos en la formación continua y especialización de nuestros profesionales, creando grupos de trabajo capaces de acometer grandes proyectos en los sectores de Oil & Gas, Generación y Distribución de Energía e Industria Química.

Incorporamos los últimos avances tecnológicos a nuestros procesos de Ingeniería, Fabricación, Montaje, Puesta en Marcha y Mantenimiento, preparando a nuestros técnicos en las últimas tecnologías en los campos de Instrumentación y Control Industrial.

Seguimos siendo líderes por nuestra capacidad de adaptación, evolución y atención personalizada a cada uno de nuestros clientes.

CONECTAMOS CON SU EMPRESA,
CON EL FUTURO.



INGENIERÍA
MONTAJE
MANTENIMIENTO

miesa
GRUPO

Av. Ambrosio de los Heros s/n
48540 LAS CARRERAS (Abanto y Ciérvana)
Vizcaya - España
Tel.: (+34) 946 709 816
Fax: (+34) 946 368 174
info@miesasa.com
www.grupomiesa.com

oilgas

Petróleo, Petroquímica y Gas

AÑO 53

NÚMERO 602

MAYO-JUNIO 2020

Edita
SEDE TÉCNICA S.A.

Dirección editorial Almodena 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 | 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 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 cedrán 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

- 02 ▶ nacional > actualidad**
AOP propone potenciar la recuperación económica del país a través del plan de transición energética del refino
- 17 ▶ nacional > estadísticas**
energía > estrategias
- 18 ▶** El Covid-19 plantea nuevos desafíos a la industria energética
almacenamiento > informe 2020
- 20 ▶** Los operadores promueven nuevos proyectos de ampliación de capacidad de almacenamiento localizada en los principales puertos españoles
almacenamiento & transporte > estrategias
- 26 ▶** Energía para construir una sociedad mejor
gas > infraestructuras
- 30 ▶** La demanda de gas cerró en 2019 su mejor dato de la última década
gas > plantas gnl
- 36 ▶** Año de récords en el consumo de GNL
- 44 ▶ gas > actualidad**
- 50 ▶ gestión del talento > formación**
Por qué un equipo bien formado puede beneficiar a sus operaciones
- 52 ▶ química & petroquímica > informe**
Repsol y Clariant anuncian nuevas inversiones en sus complejos industriales
- 57 ▶ seguridad > procesos**
El nuevo reto de trabajar en espacios confinados frente a la amenaza del coronavirus
- 60 ▶ empresas & equipos**
- 56 ▶ precios y estadísticas internacionales**

en nuestro próximo número

EL NEGOCIO DEL DOWNSTREAM
Informe Inversiones Refino 2020
Mercado de lubricantes
Informe Red EESS 2020

En el próximo número de la revista, correspondiente a los meses julio-agosto de 2020, **OILGAS** dedica su edición al negocio del *downstream*, con un informe especial sobre inversiones en refino. La edición ofrecerá, además, un análisis del mercado de lubricantes y su informe anual sobre la evolución de la red española de estaciones de servicio.

Portada: *Instalación de CLH*

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

AOP propone potenciar la recuperación económica del país a través del plan de transición energética del refino



La Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP) ha presentado una propuesta de medidas para estimular la recuperación económica que pasa por el apoyo a todo el sector industrial, el estímulo de la transición energética en el refino y la distribución de combustibles, la certidumbre regulatoria y los incentivos a las inversiones.

Para el presidente de AOP, Luis Aires, “no solo hay que apostar por reactivar y reforzar el tejido industrial español, sino que desde nuestro sector podemos hacerlo a través de la Estrategia para la Evolución hacia los Ecombustibles. Las metas a largo plazo son las mismas. Lo que cambian son las condiciones y las herramientas que necesitamos a corto plazo porque la situación económica ha cambiado”.

Para aplicar esta estrategia AOP considera necesario un impulso decidido de las rutas tecnológicas planteadas en la misma: nuevas materias primas para producir ecom-

«Para aplicar esta estrategia AOP considera necesario un impulso decidido de las rutas tecnológicas planteadas»

bustibles, producción de hidrógeno verde, eficiencia energética y captura, almacenamiento y uso de CO₂, respetando el principio de neutralidad tecnológica.

Medidas a medio plazo:

1. Definir una Estrategia de Recuperación y Refuerzo de la Industria mediante la concertación de propuestas para hacer frente a la crisis.

2. Crear una Mesa Sectorial del Refino para favorecer el crecimiento, la competitividad, la sostenibilidad y la continuidad de los polos industriales de las refinerías.

3. Constituir un Fondo de Recuperación y Refuerzo de la actividad industrial que priorice la financiación de

aquellas actividades inversoras que reviertan en un crecimiento sostenible.

4. Impulsar las diferentes rutas tecnológicas planteadas por el sector del refino en la Estrategia para la Evolución hacia los Ecombustibles

5. Adoptar medidas fiscales que promuevan la producción de combustibles con bajas emisiones.

6. Disponer de una normativa armonizada para todo el conjunto del Estado, que potencie la economía circular, simplificando los trámites para usar residuos en la producción de ecombustibles.

7. Favorecer el desarrollo de nuevas tecnologías para la reducción de emisiones en el contexto regulatorio europeo,

fomentando las inversiones para evitar la deslocalización industrial y aplicando la regulación europea sobre financiación sostenible con criterios de inclusión y neutralidad tecnológica.

8. Reconocer la reducción de emisiones en todo el ciclo de producción, transformación y consumo de energía dentro del Marco Estratégico de Energía y Clima, lo que se denomina “del pozo a la rueda”, para integrar plenamente a los ecombustibles.

9. Fomentar el liderazgo tecnológico e innovador del sector del refino en la definición del nuevo Plan Estatal de Investigación Científica y Técnica y de Innovación para 2021- 2025 y sucesivos.

10. Asegurar la disposición y optimización de los instrumentos de apoyo a la I+D.

Medidas a corto plazo:

11. Aprobar un plan de renovación del parque de vehículos que incentive la sustitución de automóviles antiguos por otros más eficientes y con menores emisiones, incluidos los nuevos vehículos diésel y gasolina.

12. Impulsar medidas regulatorias que favorezcan las inversiones en tecnologías para la producción de ecombustibles a partir de residuos, o la adecuación de las aportaciones al Fondo Nacional de Eficiencia Energética a la luz de la caída de la demanda.

13. Reducción y agilización de los trámites administrativos para otorgar permisos y autorizaciones ambientales industriales, lo que conseguirá acelerar la puesta en marcha de los proyectos.

14. En el ámbito fiscal: flexibilización de la recuperación del IVA ante facturas impagadas de clientes, ►►

OpreX™

YOKOGAWA 
Co-innovating tomorrow™

Más que un nombre.

Con tantos productos y soluciones que se ofrecen en el mercado de la automatización industrial, ¿Alguno ha ido más allá y ha conseguido prepararle para los desafíos del futuro? OpreX es la marca integral de Yokogawa que representa la excelencia en las tecnologías y soluciones que reunimos para involucrar a los clientes en un proceso de co-innovación que no solo genera valor, sino que establece el escenario para un crecimiento sostenido. En un mundo en constante cambio, OpreX no es solo un nombre, está hablando del futuro.



Yokogawa.com/oprex

Repsol adopta un plan de resiliencia para paliar los efectos del coronavirus en sus resultados



Repsol obtuvo en el primer trimestre un resultado neto ajustado, que mide específicamente el desempeño de los negocios, de 447 millones de euros, con un descenso del 27,7 por 100 respecto a los 618 millones del mismo periodo de 2019, que obedece a la fuerte caída de los precios del crudo y del gas y al desplome en la demanda por la pandemia del coronavirus.

En el difícil contexto actual, la compañía, aplicando todas las medidas a su alcance para proteger la salud y seguridad de sus empleados, clientes y proveedores, ha priorizado su compromiso de garantizar el suministro de productos y ser-

vicios energéticos indispensables para la sociedad sobre los criterios habituales de rentabilidad: “Estoy orgulloso –ha señalado el consejero delegado Josu Jon Imaz– de la forma en que Repsol se ha adaptado a este escenario, y ha empleado todas sus capacidades tecnológicas, industriales y humanas también para luchar contra el coronavirus. Nuestra compañía cuenta con una cultura de disciplina, flexibilidad y cooperación que nos permite afrontar retos como el que esta crisis está representando. Esta cultura también es fundamental para resolver los desafíos a los que se enfrenta nuestra in-

►► fraccionamiento del impuesto de sociedades de 2019 hasta cinco años sin recargo e introducción temporal de incentivos y deducciones fiscales.

15. Elaborar un Plan de Ayudas para las inversiones que se realicen en el ámbito industrial orienta-

das a la mejora del medio ambiente, la lucha contra el cambio climático o el fomento de la eficiencia energética, que permitan generar beneficios tanto de carácter ambiental, como social (creación de empleo, desarrollo rural, innovación tecnológica). •

dustria, ante los que reafirmamos nuestro compromiso de liderar la transición energética”.

Para hacer frente a este complicado entorno económico, Repsol ha adoptado un Plan de Resiliencia que contempla reducciones añadidas de más de 350 millones de euros en los gastos operativos y de más de 1.000 millones en las inversiones, así como optimizaciones del capital circulante próximas a 800 millones respecto a lo inicialmente presupuestado al inicio del año.

La cartera de activos de Repsol cuenta con una gran flexibilidad que le permite tomar “decisiones ágiles de optimización de inversiones, lo que supone una de sus palancas más útiles para afrontar el nuevo y complejo escenario, y resulta clave” para la reducción en un 26 por 100 de las inversiones inicialmente previstas para el año.

Resultados por áreas

El resultado de todas las áreas de negocio que forman Repsol fue positivo en el primer trimestre del año, a pesar de

los distintos factores coyunturales que afectaron a sus operaciones. Asimismo, la compañía Repsol ha redefinido sus segmentos de negocio y, a partir de 2020, el área de Downstream se dividirá en dos: Comercial y Renovables (Movilidad, GLP, Lubricantes y Electricidad y Gas) e Industrial (Refino, Repsol Perú, Química, Trading y Mayorista y Trading Gas).

El negocio Comercial y Renovables obtuvo un resultado de 121 millones de euros, frente a los 137 millones del mismo periodo de 2019. Las restricciones impuestas para combatir el coronavirus redujeron la demanda y afectaron al área de Movilidad y a las ventas de GLP.

El negocio Industrial, aumentó su resultado un 6 por 100, hasta los 288 millones de euros, que comparan con los 271 millones logrados en el primer trimestre del año anterior. El negocio logró compensar la negativa influencia del volátil entorno de precios y la reducción de la demanda, que afectaron principalmente al área de Refino.

Con respecto a Química, el área se vio afectada por los mantenimientos en sus instalaciones de Sines y Tarragona. Además, desde el comienzo de la pandemia ajustó sus operaciones ante la caída de la demanda de sectores como el automovilístico y el aumento en otros vinculados con la sanidad y la alimentación, vitales en la lucha contra el covid-19.

Por último, el negocio de *Upstream* logró un resultado de 90 millones de euros, frente a los 323 millones conseguidos entre enero y marzo de 2019, lastrado principalmente por la caída extraordinaria de los precios de las materias primas de referencia internacional. La producción media aumentó un 1,4 por 100, hasta los 710.300 barriles equivalentes de petróleo al día. •

Cepsa rediseña su organización para abordar la transición energética y crecer internacionalmente



El CEO de Cepsa, Philippe Boisseau

Cepsa ha rediseñado su organización, con cinco áreas de negocio: Exploración y Producción, Refino, Química, Comercial y el área de Trading, Gas y Electricidad y Renovables. La nueva organización estará dirigida por un equipo compuesto por ejecutivos recién contratados con amplia experiencia internacional en los sectores del petróleo, el gas y la química, junto con profesionales de extensa trayectoria en la Compañía. El nuevo equipo directivo trabajará junto al CEO, Philippe Boisseau, para diseñar una estrategia basada en la expansión internacional y el desarrollo de nuevos negocios que impulsen la transformación y el crecimiento de Cepsa en el contexto de un panorama energético y un entorno de mercado en continua evolución.

Durante la presentación de la nueva organización, Philippe Boisseau ha señalado que el nuevo comité de dirección se dispone a “afrontar los desafíos de la transición energética, impulsar el crecimiento internacional de Cepsa, potenciar el crecimiento de cada uno de nuestros negocios, así como desarrollar otros nuevos. Para ello, trabajaremos en la optimización de nuestro modelo de negocio integrado y el incremento de nues-

tra competitividad, así como continuaremos avanzando hacia la excelencia operacional”.

Nuevo Comité de Dirección

Junto al CEO, el nuevo Comité de Dirección estará compuesto por los responsables de las líneas de negocio y de las siguientes áreas de servicios transversales:

- Exploración y Producción será dirigida por Alex Archila, quien se incorpora a Cepsa con una trayectoria de 36 años en el sector en empresas como BHP y Chevron.
- Refino, de la que seguirá siendo responsable su actual director, Antonio Joyanes, con más de veinte años de experiencia en Ingeniería, Química, Trading y Refino.
- Química, dirigida por Paloma Alonso, procedente de Dow, compañía en la que ha desarrollado su carrera los últimos 23 años. Paloma Alonso será también responsable de la actividad de ESG (Environmental, Social and Governance).
- Comercial, será dirigida por Pierre-Yves Sachet, con 30 años de experiencia, y que se incorpora procedente de Total. Simultaneará esta dirección con la de Crecimiento Estratégico de la Compañía.

Arranca la tramitación de Ley de Cambio Climático y Transición Energética

Propuesta del Ministerio para la Transición Ecológica y el Reto Demográfico, el Consejo de Ministros ha remitido a las Cortes, el pasado 19 de mayo, el primer proyecto de Ley de Cambio Climático y Transición Energética (PLCCTE). El proyecto facilita las señales adecuadas para aprovechar todas las oportunidades en términos de modernización de la economía, de la industria, de la generación de empleo y de la atracción de inversiones en línea con el Pacto Verde Europeo.

El proyecto fija los siguientes objetivos, que solo podrán ser revisados al alza:

- Determina, por primera vez, que España deberá alcanzar la neutralidad climática no más tarde de 2050.
- Antes de mitad de siglo, el sistema eléctrico de España

tiene que ser 100 por 100 renovable.

– Para ello, en 2030, las emisiones del conjunto de la economía española deberán reducirse en al menos un 20 por 100 respecto al año 1990. Se trata de un objetivo coherente con el aumento de ambición que se ha fijado la Comisión Europea: una reducción en 2030 de entre el 50 por 100 y el 55 por 100 de las emisiones respecto a los niveles de 1990.

– Al finalizar la próxima década, como mínimo 35 por 100 del consumo final de la energía deberá ser de origen renovable. En el caso del sistema eléctrico, la presencia renovable en 2030 deberá ser de al menos un 70 por 100.

– Las medidas de eficiencia energética tendrán que reducir el consumo de energía primaria en, al menos, un 35 por 100. •

• Trading, Gas y Electricidad y Renovables, que será dirigida directamente por el CEO, Philippe Boisseau.

• Servicios Financieros, Económicos y Generales, dirigida por Salvador Bonacasa, quien cuenta con una experiencia de más de 35 años en la compañía y su trayectoria ha estado ligada al área financiera de varios negocios, así como a nivel corporativo.

• Recursos Humanos, que seguirá bajo la responsabilidad de Carlos Morán, quien dirige este ámbito desde 2010 y cuenta con una trayectoria profesional de más de 29 años en la compañía.

• Legal, que continuará bajo la dirección de Ignacio Piniña, en su rol de Secretario General, quien cuenta con una trayectoria profesional de más

de 30 años y es responsable de los servicios jurídicos de Cepsa desde hace dos décadas.

• Tecnología y Operaciones, función horizontal de nueva creación, que será dirigida por José Manuel Martínez, quien ha desarrollado sus 30 años de carrera profesional en Cepsa.

Juan Vera pasa de ser Director de Operaciones para supervisar Proyectos Especiales que requieren de especial enfoque ejecutivo y continuará reportando directamente al CEO. Asimismo, también dependerán directamente del CEO las áreas de Comunicación y Relaciones Institucionales; Salud, Seguridad, Security, Medio Ambiente y Calidad (HSSEQ); Auditoría Interna, Cumplimiento Interno y Riesgos, y Oficina de Transformación. •

Cepsa alcanza un beneficio neto ajustado trimestral de 85 millones de euros



Cepsa ha logrado un beneficio neto ajustado de 85 millones de euros en el primer trimestre del año, lo que representa una caída del 31 por 100 frente a los 124 millones del mismo periodo de 2019, lastrado por un entorno de bajada del precio del crudo y bajos márgenes de refino y por el impacto del Covid-19 sobre la demanda.

Cepsa señala que aplicando las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), el resultado neto acumulado de la compañía en el primer trimestre arroja unas pérdidas de 556 millones de euros, comparadas con los beneficios de 151 millones de euros alcanzados en el primer trimestre de 2019.

La compañía llega a esta cifra de pérdidas después de anotar una provisión, después de impuestos, por menor valoración de los inventarios de crudo y productos petrolíferos de 350 millones de euros y un deterioro neto de los activos de Exploración y Producción por importe de 188 millones de euros, principalmente a causa

de la caída del precio del crudo en el trimestre.

El consejero delegado de Cepsa, Philippe Boisseau, destacó que estos resultados hasta marzo "muestran la realidad del mercado de cara a los próximos meses", señalando que "estamos experimentando una doble crisis, la de suministro de petróleo, que ha hundido los precios, y la del Covid-19, que ha causado una muy importante caída en la demanda al final del trimestre".

Mientras, el resultado bruto de explotación ajustado del negocio de Exploración y Producción durante el primer trimestre fue de 165 millones de euros, con un descenso del 23 por 100 frente a los 216 millones del mismo periodo de 2019, lastrado por esa caída en el precio del crudo y en las ventas.

A pesar de las turbulencias del mercado, el indicador principal del margen de refino de Cepsa en el primer trimestre del año fue ligeramente superior al del mismo período del año pasado (4,8 dólares/barril frente a 4,5 dólares/barril). •

Petronor mantiene su programa de inversiones



Emiliano López Atxurra, presidente de Petronor

El presidente de Petronor, Emiliano López Atxurra, ha asegurado que la compañía no reducirá su plan de inversión pese a la crisis del Covid-19, porque las empresas que paralicen su innovación tecnológica estarán "muertas a medio plazo".

Además ha asumido que el petróleo no tendrá, a partir de ahora, el protagonismo que mantuvo en el siglo XX, sino una relevancia "en plena transición" que "balanceará" su porcentaje con el de otras fuentes de energía como las renovables o el gas.

López Atxurra participó en un encuentro telemático organizado por la Agencia Vasca de Innovación, Innbasque, en el que señaló que Petronor no tiene intención de reducir su plan de inversión porque si quiere "sobrevivir en 2030 y 2040" necesita invertir en innovación tecnológica: "aquella empresa que, como consecuencia de la crisis, tome la decisión de paralizar su innovación tecnológica está muerta, no sé a corto plazo, pero seguro que sí a medio plazo".

El presidente de la refinería vizcaína cree que a medio plazo sectores como el turismo y el transporte se van a resen-

tir, y que se producirá "una tensión de dinámicas competitivas internas entre líneas tecnológicas e industriales". A su juicio, la UE es "un espacio competitivo interno que tiene la unidad, como bloque regional, hacia el exterior, pero es un entorno competitivo interno".

Por ello, cree que Euskadi debe "reformular, reorientar y transformar" su espacio tecnológico industrial para "hacerlo mucho más competitivo en términos tecnológicos, mucho más innovadores y mucho más eficientes en términos industriales" porque "de lo contrario, las empresas", en esos sectores, "van a concentrar sus activos en otras geografías europeas".

Respecto al papel del petróleo y su futuro, señaló que "va a tener peso y protagonismo en muchas áreas geográficas del mundo".

Para Emiliano López Atxurra, el petróleo "va a ser un actor determinante en reducción de emisión de CO₂, porque la propia normativa medioambiental va a exigir que en sus procesos productivos se introduzca la tecnología en términos agresivos. El petróleo es un activo asentado en el mercado". •

30 AÑOS
1988-2018
Tecnología, diseño, fabricación y servicio

EIPSA
ESPAÑOLA DE INSTRUMENTACIÓN PRIMARIA, S.A.

EIPSA
www.eipsa.es

Polig. Ind. IGARSA. Naves 4, 5, 6, 7 y 8
28860 Paracuellos del Jarama. Madrid (España)
Tel.: (+34) 916 582 118/79 - Fax: (+34) 916 582 229
E-mail: info@eipsa.es

Made in Spain

UKAS

El beneficio de Naturgy alcanza los 199 millones en el primer trimestre



Naturgy obtuvo un beneficio neto de 199 millones de euros en el primer trimestre del año, lo que representa un descenso del 41,6 por 100 con respecto al mismo periodo del ejercicio anterior, informó la compañía.

El *ebitda* de la compañía a finales del primer trimestre se situó en 944 millones de euros.

Excluyendo los elementos no recurrentes, el beneficio neto ordinario del grupo ascendió a 305 millones de euros, un 19 por 100 menos, mientras que su *ebitda* ordinario alcanzó los 1.102 millones de euros, un 5,6 por 100 menos, sin contar en ambos casos los costes de reestructuración por 158 millones de euros.

Aunque en el primer trimestre fue muy limitado, en las últimas semanas el impacto del Covid-19 ha sido “notable” en la demanda de gas y electricidad en España y Latinoamérica, así como en el mercado internacional de GNL y en la depreciación de divisas en países clave de América Latina, por lo que tendrá un mayor impacto en los resultados del segundo trimestre.

Ante las importantes incertidumbres del entorno por el Covid-19, Naturgy considera que “no es posible” avanzar una hoja de ruta precisa para 2020, aunque avanza que sus líneas de gestión prioritarias serán “mantener una elevada liquidez, una cómoda posición de balance y flexibilidad y hacer uso de los mecanismos de revisión ordinarios y extraordinarios contemplados en los contratos de aprovisionamiento de gas para adaptarlos a las condiciones del mercado”.

Naturgy, además, continuará analizando oportunidades de crecimiento y de rotación de activos que contribuyan a la mejora de su perfil de riesgo y a la creación de valor.

Las inversiones del grupo en el trimestre ascendieron a 201 millones de euros, afectadas por un menor crecimiento de las mismas en redes de gas y por una desacceleración en otros proyectos.

El 55 por 100 del total se destinó a inversiones de crecimiento, incluyendo proyectos renovables en España, Australia y Chile. La compañía prevé invertir en desarrollo renovable otros 350 millones de euros este año. ●

El negocio liberalizado impulsa el resultado neto de Endesa



José Bogas, Consejero Delegado de Endesa

Endesa ha cerrado el primer trimestre de 2020 con unos buenos resultados gracias a la gestión del mercado liberalizado, a lo que se ha sumado la estabilidad del mercado regulado. Los resultados recogen el impacto de la entrada en vigor del nuevo Convenio Colectivo y el registro de determinadas provisiones por reestructuración de plantilla, que han generado un impacto positivo de 267 millones de euros en el resultado neto. El incremento del beneficio neto, excluyendo estos efectos extraordinarios, ha sido del 59 por 100.

La demanda acumulada peninsular de energía eléctrica ha disminuido un 3,2 por 100 respecto del mismo periodo de 2019 (-2,8 por 100 corregidos los efectos de laboralidad y temperatura).

Esta situación se ha visto agravada por la declaración del estado de alarma, que ha reducido la demanda de manera significativa durante la segunda quincena de marzo, aunque el efecto provocado por la pandemia no ha tenido un impacto significativo en los resultados hasta marzo. ●

El primer trimestre se ha caracterizado por precios más bajos en el mercado mayorista de electricidad (unos 35 euros por megavatio hora, un 37 por 100 menos) como consecuencia, principalmente, de la disminución de la demanda, la mayor participación de las energías renovables, la reducción del precio de los derechos de emisión de dióxido de carbono (CO₂) y la evolución de los precios de las materias primas.

El consejero delegado de Endesa, José Bogas, ha destacado que “los buenos resultados de Endesa en el primer trimestre nos van a servir para afrontar con garantías el impacto del Covid-19 durante el segundo trimestre. La compañía ya ha puesto en marcha de nuevo todos los trabajos de construcción de parques renovables, y estamos plenamente comprometidos con las inversiones previstas en nuestro plan estratégico. Estamos estudiando, incluso, la posibilidad de acelerar este plan, especialmente en plantas eólicas y solares, para poder ayudar a la reactivación de la economía con la creación de empleo y la generación de riqueza”. ●

La refinería de Cepsa en Huelva concluye un exitoso proyecto para mejorar la cultura de seguridad



La consultora internacional BTS, especializada en cambios culturales y procesos de transformación, ha distinguido el piloto del programa Impulsa, llevado a cabo en la refinería de Cepsa en Palos de la Frontera. Se trata de un proyecto que ha generado grandes resultados a nivel mundial y que compete con otros 67 generados por diversas compañías internacionales, tanto de la industria energética como de otros sectores.

Tras varios meses de trabajo conjunto, se diseñó un itinerario de cambio cultural que se desplegó a colectivos profesionales de todos los niveles, desde la dirección al personal en régimen de turnos.

Gracias al compromiso e involucración de todos, los resultados han sido sobresalientes. Para impulsar la nueva cultura de seguridad, se realizaron 58 visitas a campo; se implementaron 61 acciones específicas definidas por los trabajadores a turnos para mejorar la seguridad; y se aportaron numerosas ideas para alcanzar el objetivo Cero Accidentes, de las cuales muchas de ellas ya se han ejecutado. ●

A la finalización de este proyecto, el 75 por 100 de los participantes manifestaron haber percibido una gran mejora en la cultura de seguridad; el 68 por 100 una gran disminución de los comportamientos inseguros; y el 83 por 100 una gran mejora en la transparencia y claridad de la comunicación en seguridad.

José Antonio Agüera, director de la Refinería La Rábida de Cepsa, señala que “la participación, la implicación y la comunicación, además de la concienciación, son la clave para impulsar los valores de mejora continua y seguridad que presiden todas las actuaciones de la compañía para conseguir el objetivo de cero accidentes. Un objetivo que tiene que formar parte de todos los que forman la organización y de todas de las empresas auxiliares que colaboran diariamente con nosotros”.

Tras la implantación de este proyecto en la Refinería La Rábida, este programa se extenderá de manera progresiva a otros centros industriales de la compañía, tanto en las refinerías como en las plantas químicas. ●

La desescalada atenúa el descenso de salidas de productos petrolíferos desde las instalaciones de CLH

Las salidas de productos petrolíferos desde las instalaciones del Grupo CLH al mercado español en mayo se han situado en cerca de los 1,9 millones de metros cúbicos, un 43,6 por 100 menos que en el mismo mes del año pasado, una vez corregido el efecto calendario, influidas por las medidas de restricción de movimientos decretadas por el Gobierno para afrontar la crisis del COVID-19. La desescalada ha contribuido a atenuar la caída del conjunto de salidas con respecto a abril de 2020, mes en el que se contrajeron un 56,3 por 100 en comparación a 2019.

Por productos, las salidas de gasolinas descendieron un 56,5 por 100 y las de gasóleo de automoción cayeron un 38,3 por 100. En su conjunto, las salidas de los carburantes de automoción disminuyeron un 41,9 por 100 y alcanzaron los 1,3 millones de metros cúbicos.

En cuanto al total de gasóleos (A+B+C), las salidas se situaron en 1,6 millones de metros cúbicos, un 27,8 por 100 menos que en el mismo periodo de 2019.

Por su parte, las salidas de querosenos ascendieron a más de 56.000 metros cúbicos, lo que representa una bajada del 91,5 por 100 respecto a mayo del año pasado. ●

CLH dona material no sanitario a hospitales y residencias de ancianos



El Grupo CLH ha donado material no sanitario, pero de primera necesidad, a 21 hospitales y nueve residencias de ancianos de más de 20 provincias, para ayudar a personas afectadas por el coronavirus-19.

Entre los bienes donados, destacan más de 1.000 kits de higiene, ya que las personas con Covid-19 no pueden recibir visitas de familiares que les hagan llegar artículos de aseo, y 450

radios portátiles, para ofrecer una alternativa de ocio a los pacientes durante su ingreso.

Además, también ha entregado termómetros, televisiones, botellas de agua reutilizables, pulsioxímetros, dispensadores de pastillas, zapatillas de ducha, cargadores de móvil y relojes de sobremesa, que permiten a los pacientes aislados controlar los horarios de sus medicaciones. ●

SIGAUS multiplica por seis la financiación por tonelada recogida para sostener al sector

La crisis del Covid-19 ha supuesto una sacudida sin precedentes para todos los sectores consumidores de aceites industriales. La notable ralentización de la actividad industrial, y la práctica paralización de la automoción (algunos estudios hablan de una caída de la actividad de los talleres de entre el 96 y el 99 por 100, en la segunda quincena de marzo y todo el mes de abril) han provocado una caída del mercado de lubricantes superior al 60 por 100.

En el caso de la actividad de gestión del residuo, el desplome ha sido aún mayor, ya que a la paralización del consumo se ha sumado el cierre temporal de muchas actividades generadoras, dejando sin actividad a buena parte de la industria gestora en España.

Una situación excepcional ante la que SIGAUS ha reaccionado con una modificación total del modelo de financiación de las empresas gestoras de aceites usados, para adaptarla a las necesidades del sector y asegurar así la viabilidad de éste, hasta que la situación se normalice. En este sentido, SIGAUS asume que es fundamental financiar un porcentaje de los costes operativos a los que las empresas están haciendo frente, para asegurar el mantenimiento mínimo de la operativa de gestión, adelantando además la financiación y contribuyendo a la mejora de su tesorería.

La principal característica del nuevo modelo, que se aplicará desde abril a diciembre de 2020, es que SIGAUS no financiará a las empresas gestoras en función del volumen de aceites usados gestionado en 2020, sino



del gestionado por ellas mismas en 2019. En concreto, la financiación se determinará multiplicando las toneladas de aceite industrial usado gestionadas en los últimos 9 meses de 2019 por una cantidad fija. De esta forma, se asegura a los gestores unos ingresos fijos mensuales en función de su actividad 'pre-Covid', independientemente de la caída de volumen real gestionado en 2020.

Inyección económica en la recogida

SIGAUS ha reforzado especialmente el sector de la recuperación del residuo, donde trabajan cerca de 200 empresas. En este caso, se abonará a cada empresa una cantidad fija resultante de aplicar 22,94 euros/tonelada a la recogida en el citado periodo de 2019, distribuyendo la cuantía total en los 9 meses de vigencia de este sistema durante 2020. Este nuevo modelo puede llegar a suponer un incremento en la financiación de las toneladas recogidas durante 2020 cercano a 6 veces la cantidad económica abonada el año pasado. En su conjunto, SIGAUS asumirá entre los meses de abril y

Repsol reabre cerca de 1.000 tiendas en su red

Repsol ha reabierto al público cerca de 1.000 tiendas de proximidad y conveniencia en las estaciones de servicio de la compañía, en el marco del proceso de

desescalada que la compañía está llevando a cabo en España, garantizando la máxima seguridad para sus empleados, clientes y proveedores. •

diciembre de 2020 una financiación de 2,2 millones de euros en la recogida del residuo, el doble de la financiación total realizada en todo 2019 para dicha operación de gestión.

También se revisan las cuantías abonadas a las empresas dedicadas al tratamiento previo del aceite usado para la producción de combustible, y a las plantas de regeneración. En ambos casos, también mediante cuantías fijas abonadas mensualmente en función de los volúmenes gestionados no en 2020 sino en 2019, de manera que la financiación se desvincula de la caída del mercado y también de la volatilidad de los índices internacionales de productos petrolíferos.

Además, y con el fin de inyectar liquidez en el sector, SIGAUS asumirá el esfuerzo financiero de adelantar el pago mensual a los gestores de 60 a 30 días desde la fecha de devengo de las facturas correspondientes a las cantidades de aceite industrial usado efectivamente recogidas.

En todos los casos, los importes se han determinado a partir de los costes fijos y variables extraídos del estudio de costes de la gestión (realizado de forma independiente por la consultora PwC, antes de la crisis del Covid-19), a los que se ha aplicado el citado escenario de reducción de un 60 por 100 del volumen a gestionar en el periodo abril a diciembre de 2020.

Eduardo de Lecea, director general de SIGAUS, señala: "Estamos ante una caída sin precedentes del consumo de aceites industriales, de en torno al 60 por 100 con respecto a los niveles de 2019. Aun con ese impacto económico sobre nuestros ingresos, debemos seguir asegurando la gestión del aceite usado, con independencia del volumen que se genere y de la distancia a recorrer. Y eso pasa indudablemente por contribuir a la sostenibilidad del tejido empresarial de la gestión, sin perjuicio de que estas empresas obtengan otro tipo de ayudas habilitadas por las Administraciones Públicas. El sector del lubricante asume, como siempre, esa responsabilidad con la gestión del aceite industrial usado y con el medio ambiente. No podemos permitir que se ponga en peligro la recogida en la España rural, en áreas despobladas o de alta vulnerabilidad ambiental".

El máximo responsable de SIGAUS añade que "es, en definitiva, una situación excepcional que requiere de medidas excepcionales, que refuerzan nuestra posición como garantes de que este residuo peligroso no impactará sobre el medio ambiente. Y lo hacemos, además, sin repercutir el sobrecoste a los consumidores, y por tanto sin penalizar una demanda que ya de por sí ha quedado extraordinariamente debilitada por esta crisis sanitaria". •

Energía Positiva+ selecciona 14 proyectos innovadores para impulsar la recuperación

La plataforma Energía Positiva+ ha seleccionado 14 proyectos de entre las 396 propuestas recibidas tras lanzar su convocatoria urgente el pasado mes de abril. Las propuestas, que ofrecen soluciones para mitigar el impacto económico y social de la Covid-19, se han presentado en evento virtual organizado por las corporaciones impulsoras de la iniciativa: Enagás, Red Eléctrica, CLH, Iberdrola, bp, EIT InnoEnergy, Acciona, Capital Energy y DISA. La iniciativa cuenta también con la colaboración de instituciones como Startup Olé, ASCRI, El Referente, Socios Inversores, Byld, Everis,

Dentons, PKF Attest inn-Come y Pons IP.

El encuentro fue inaugurado por el Alto Comisionado para España Nación Emprendedora, Francisco Polo, que señaló que la iniciativa "representa lo mejor del emprendimiento en nuestro país. Me parece un acierto, pues representa lo mejor de la sociedad española y la importancia de unirnos para hacer frente a los grandes retos que tenemos por delante".

Los 14 proyectos seleccionados fueron presentados por startups o scaleups españolas, con diferente grado de madurez y recorrido profesional, y han superado una primera fase en la que las corporacio-

nes impulsoras han analizado todas las propuestas.

Varias de ellas abordan los principales vectores del nuevo modelo energético y se focalizan en descarbonización, energías renovables, eficiencia energética, almacenamiento, movilidad sostenible y economía circular. Entre ellas, por ejemplo, se plantea una solución innovadora para impulsar la generación de energía renovable a través de plataformas eólicas flotantes; una tecnología de almacenamiento para permitir una mayor penetración de renovables en el mix energético u otra capaz de aprovechar cualquier tipo de residuo orgánico o inorgánico

convirtiéndolos en un gas con alto contenido en hidrógeno.

Las empresas impulsoras de Energía Positiva+ completarán su análisis y cada una de ellas cerrará próximamente un acuerdo de colaboración con al menos una startup/scaleup y que puede, en algún caso, ser conjunto por parte de varias corporaciones. Los proyectos finalmente escogidos recibirán apoyo de las empresas para el desarrollo del proyecto a través de financiación y/o poniendo a su disposición sus herramientas de innovación, inversión, desarrollo comercial y estructura.

El objetivo es que en junio las startups/scaleups con las que se llegue a un acuerdo empiecen a trabajar para desarrollar e implantar sus soluciones en el plazo de un año, cumpliendo con el calendario establecido. •



Hoy más que nunca,
tu bienestar nos preocupa

Sea cual sea tu consumo de energía, **doméstico, comercial o industrial**, en BBG, compañía líder en regasificación, trabajamos para garantizar el suministro de gas natural de forma eficiente y segura, con la máxima calidad y excelencia en todas nuestras operaciones y manteniendo el compromiso de siempre con nuestro entorno porque, **hoy más que nunca, tu bienestar nos preocupa.**

OBRAS

La cartera de Técnicas Reunidas creció un 9 por 100 en el primer trimestre

Técnicas Reunidas ha anunciado que sus ventas totales alcanzaron los 1.181 millones de euros en el primer trimestre de 2020, un 29 por 100 más que en el primer trimestre de 2019, todo ello pese a que las ventas en el último mes del trimestre se han visto ligeramente afectadas por las alteraciones causadas por el Covid-19.

El Beneficio de Explotación (ebit) en el primer trimestre de 2020 fue de 23,7 millones de euros, que comparados con los 10,6 millones de euros de ebit del primer trimestre de 2019, supone un aumento del 124 por 100. El crecimiento del beneficio de explotación se vio favorecido por los proyectos más recientes, que contribuyeron con unos márgenes más saludables, a pesar de la desaceleración en la ejecución debida al Covid-19 en el último mes del trimestre.

El beneficio neto en el primer trimestre de 2020 alcanzó los 8,7 millones de euros, un 134 por 100 mayor que el mismo periodo del año pasado, mientras que la posición neta de caja a finales de marzo cerró en 419 millones de euros.

Asimismo, a finales de marzo de 2020, la cartera de pedidos de Técnicas Reunidas fue de 10.915 millones de euros, un 9 por 100 por encima de los 10.026 millones alcanzados a finales de diciembre de 2019. Los pro-

yectos de las divisiones de petróleo y gas representaron un 95 por 100 del total de la cartera, mientras que los de la división de energía supusieron un 5 por 100.

La cifra de adjudicaciones del primer trimestre 2020 ascendió a 1.900 millones de euros, y entre las principales adjudicaciones incluidas en la cartera en el primer trimestre de 2020 se situó el proyecto para Sonatrach en Argelia. El pasado mes de enero Sonatrach, la compañía estatal de petróleo de Argelia y Técnicas Reunidas firmaron un contrato para la ejecución del proyecto de una refinería de base en Haoud el-Hamra, Hassi Messaoud, en Argelia. El proyecto se ejecutará en *joint venture* (JV) con Samsung Engineering Ltd. Co. Técnicas Reunidas será el líder de la JV, con una participación del 55 por 100.

El contrato tiene un valor total aproximado de 3.700 millones de dólares americanos, siendo la participación para TR superior a 2.000 millones de dólares americanos. La nueva refinería tendrá una capacidad de procesamiento de cinco millones de toneladas al año.

El alcance del proyecto incluye la ejecución de una refinería completamente nueva, que incluye todos los procesos y unidades ambientales, así como los servicios auxiliares necesarios. El proyecto incluye algunas de las unida-

Repsol invierte 29 millones de euros en una nueva unidad de propileno en la refinería de A Coruña



En su refinería de A Coruña Repsol ha iniciado el pasado mes de mayo la construcción de una nueva unidad de obtención de propileno grado polímero.

El objetivo de la nueva unidad es aumentar la producción de propileno del complejo industrial un 35 por 100 y revalorizarlo con un aumento de su calidad en pureza, alcanzando una producción anual estimada de 81.000 toneladas.

El propileno grado polímero es utilizado en la in-

dustria química como materia prima para la elaboración de polipropileno, que a su vez sirve como base de gran variedad de productos de la vida cotidiana como material sanitario, papelería o industria textil, entre otros.

Con un plazo de ejecución de 8 meses, este nuevo proyecto cuenta con un programa de inversiones de 29 millones de euros y contribuirá a la mejora de competitividad nacional e internacional de la refinería coruñesa. •

des de procesamiento más avanzadas, con tecnologías dirigidas a la conversión profunda, la producción de combustible limpio y el cumplimiento de estrictos requisitos ambientales.

El proyecto Hassi Messaoud es una de las mayores inversiones realizadas en Argelia y forma parte de un ambicioso programa, con el objetivo de aumentar la

producción local de productos energéticos para satisfacer la creciente demanda de Argelia, al tiempo que adapta los productos derivados del petróleo consumidos internamente a las normas medioambientales europeas (Euro V). El diseño y la ejecución de la planta tendrán como objetivo cumplir con los estándares de seguridad y medioambientales más estrictos. •



MONTAJES INDUSTRIALES LLECA S.A.
Desde 1974 al servicio de la industria

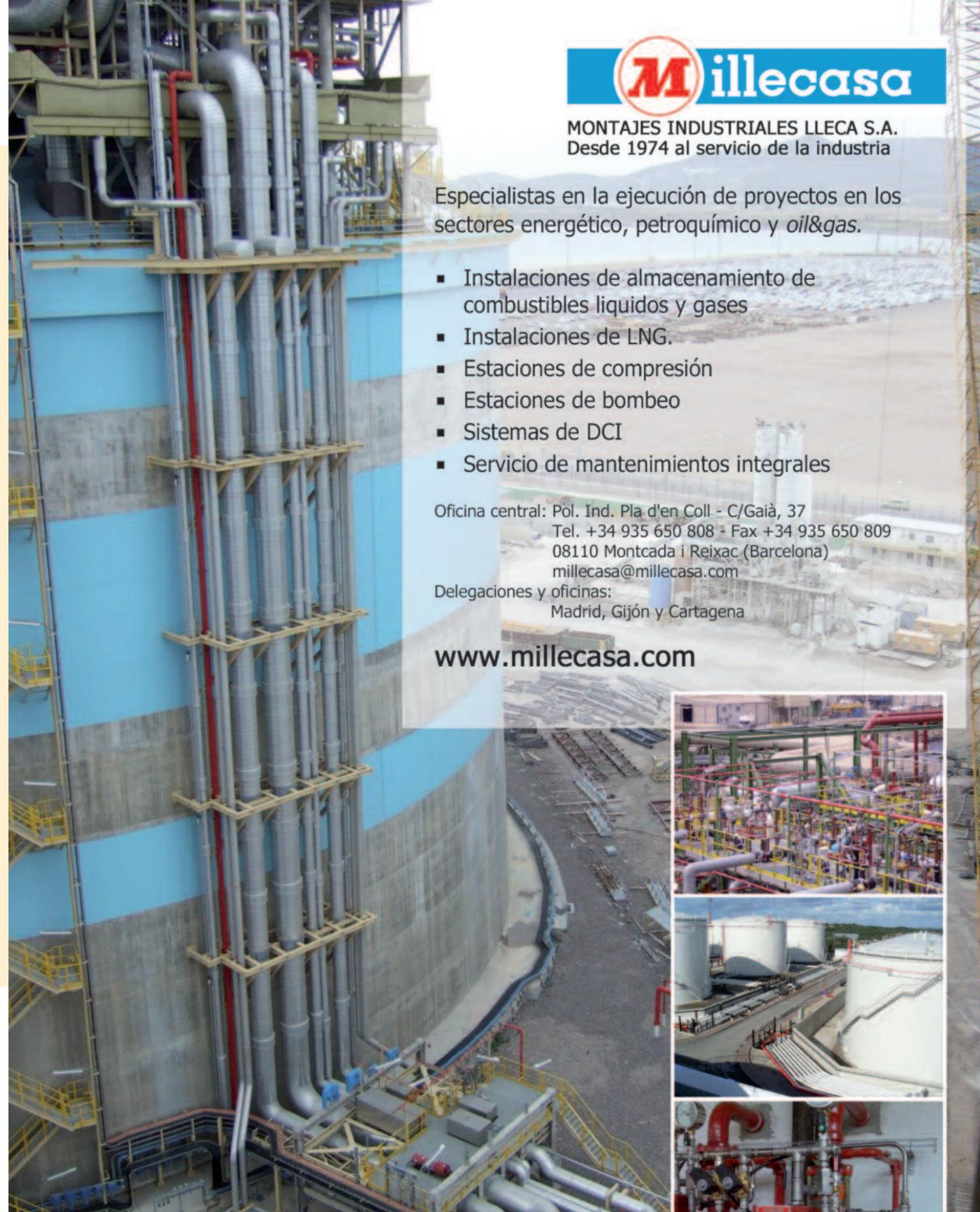
Especialistas en la ejecución de proyectos en los sectores energético, petroquímico y *oil&gas*.

- 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



Aqualia construirá y gestionará la depuradora del polígono petroquímico de Tarragona



La empresa gestora de las redes de agua de las industrias químicas de Tarragona, AITASA, ha adjudicado a Aqualia el diseño, construcción, explotación y mantenimiento de una planta de tratamiento conjunto de efluentes para las industrias químicas de Tarragona, en el polígono químico y petroquímico más grande del sur de Europa. El importe total del contrato es de 40 millones de euros.

Tal como ha explicado el presidente de AITASA, Manu Segura, las empresas del polígono se han unido para gestionar y tratar de forma conjunta sus vertidos “para optimizar los recursos y realizar un tratamiento más eficiente, bajo parámetros de sostenibilidad, y cumplir con la nueva normativa europea, más exigente en el tratamiento de

estos tipos de vertidos industriales”.

El director de Zona II de Aqualia, Juan Luis Castillo, ha explicado que “para diseñar y proyectar la planta, nos hemos marcado como objetivo principal maximizar el rendimiento de eliminación de los contaminantes y la calidad del agua que se devuelve al medio ambiente. Otras metas básicas han sido la obtención de una explotación fácil y eficaz, con las máximas condiciones de seguridad y fiabilidad y minimizando el impacto medioambiental y urbanístico. Además, hemos utilizado las mejoras técnicas disponibles”.

Castillo también ha explicado que con el tratamiento integrado de los vertidos de las industrias se optimizan los recursos y se trabaja con mayor eficiencia, “aun que se multiplica

Sunco Capital inicia la construcción de dos plantas en Ciudad Real

La empresa especializada en la inversión en el sector energético Sunco Capital, con presencia en Europa y Latinoamérica, ha iniciado la construcción de dos plantas fotovoltaicas en el municipio de Manzanares (Ciudad Real). Los parques solares ocuparán una superficie aproximada de 191 hectáreas, equivalente a más de 265 campos de fútbol y totalizan una capacidad de 83 megavatios de potencia.

La puesta en marcha de ambas instalaciones permitirá la generación anual

de energía equivalente al consumo eléctrico de más de 50.000 hogares y evitará la emisión de 35.000 toneladas de CO₂ anuales. La energía producida será vendida a Shell Energy Europe Limited, subsidiaria de Royal Dutch Shell, en un contrato de largo plazo “PPA”.

Para desarrollar el proyecto, Sunco Capital ha alcanzado un acuerdo de financiación con el Banco Santander, que abarca el diseño, la construcción y la puesta en marcha y operación de las dos plantas. •

la complejidad técnica del tratamiento conjunto, de manera que el diseño es uno de los más complejos y completos posibles”. Por este motivo, para definir y valorar el proyecto, el año pasado Aqualia puso en marcha una planta piloto a escala industrial *in situ*, totalmente extrapolable a la futura planta de tratamiento a escala real.

La nueva planta de tratamiento de efluentes se construirá en unos terrenos cedidos por Repsol en el polígono petroquímico sur de Tarragona, el más grande del sur de Europa, y tendrá una capacidad de 1.800.000 litros/hora durante las 24 horas, con posibilidad de futuras ampliaciones. El agua residual llegará a través de dos colectores, uno que procederá del polígono norte y otro del polígono sur.

Inversión de 25 millones de euros

Aqualia se ha hecho el proyecto después de competir con las principales empresas del sector. El presupuesto de la obra es de 25 millones de euros, más 15 millones de euros por los 5 años de explotación. Una vez realizados los trabajos preliminares, las obras empezarán este mes de junio y durarán 17 meses.

AITASA es una sociedad anónima formada por las empresas químicas del polígono industrial de Tarragona, como Ercros, Basf, Repsol, Cepsa, Dow Chemical, y Shell, entre otras. Su objetivo principal es abastecer de agua industrial a estas empresas, mediante su propia red de distribución de 43,5 kilómetros, que gestiona un volumen de agua de más de 10 millones de hectómetros cúbicos al año. •

Enel Green Power España levanta su segunda planta en Carmona



Endesa, a través de su filial de renovables Enel Green Power España (EGPE), ha iniciado las obras de construcción de una segunda planta fotovoltaica de cerca de 50 megavatios de potencia en el municipio sevillano de Carmona. La construcción de la planta Los Naranjos estará terminada a finales de 2020 y supondrá una inversión de 28,2 millones de euros.

La instalación tendrá 128.520 paneles fotovoltaicos de 340 Wat pico de potencia. Para hacer posible su funcionamiento, Endesa a través de EGPE construirá nueve centros de transformación eléc-

trica, una subestación eléctrica y una red subterránea de cableado de 4,5 kilómetros.

La planta producirá unos 100 gigavatios hora/año evitando la emisión anual a la atmósfera de aproximadamente 67.000 toneladas de CO₂.

También en Carmona EGPE está construyendo desde finales de 2019 otro parque fotovoltaico, Las Corchas, en el que invertirá otros 30 millones de euros para una potencia de casi 50 megavatios. Estas dos instalaciones son la mayor planta fotovoltaica promovida por la compañía hasta la fecha en Andalucía, con casi 100 megavatios de potencia. •

EGPE arranca las obras de un parque eólico de 21 megavatios en Aragón

Enel Green Power España (EGPE), la filial de energías renovables de Endesa, ha comenzado la construcción de un nuevo parque eólico de 21,3 megavatios en las localidades de Blesa y Moyuela, en las provincias de Teruel y Zaragoza. La inversión asociada a este proyecto asciende a 20 millones de euros.

Este parque eólico, con seis aerogeneradores de 3,55 megavatios de potencia unitaria, generará alrededor de 62 gigavatios hora anuales cuando esté en operación, a finales de este año. Cuando esté totalmente operativo, esta instalación evitará la emisión a la atmósfera de aproximadamente 41.000 toneladas anuales de CO₂. •

Repsol inicia las obras de su primer parque fotovoltaico

Repsol ha iniciado las obras de construcción de su primer parque fotovoltaico, denominado Kappa y ubicado en el municipio de Manzanares (Ciudad Real). Esta instalación dispondrá de una potencia instalada de 126 megavatios y supondrá una inversión de 100 millones de euros.

Kappa, que contará con tres plantas independientes con capacidades instaladas de 45, 45 y 36 megavatios, será gestionado por la filial Repsol Electricidad y Gas y permitirá suministrar electricidad a unas 183.000 personas. Su generación renovable, que está previsto que comience a principios del próximo año, evitará la emisión de más de 250.000 toneladas de CO₂ al año.

Se trata de uno de los siete proyectos renovables que Repsol tiene en marcha en la Península Ibérica y el segundo en iniciar sus obras de construcción en España. El primero fue el eólico Delta, ubicado entre las provincias de Zaragoza y Teruel, cuyos trabajos empezaron en diciembre del año pasado y siguen en curso.

Con 89 turbinas, 335 megavatios y una inversión de 300 millones de euros, se prevé que entre en funcionamiento a finales de este año.

Asimismo, la previsión es que las obras de construcción del proyecto fotovoltaico Valdesolar (Badajoz), con 264 megavatios y una inversión prevista de 200 millones de euros, se inicien en las próximas semanas. En total, estos tres proyectos –Kappa, Delta y Valdesolar– suman una inversión total de 600 millones de euros.

Repsol tiene otros cuatro proyectos renovables en marcha: dos eólicos, uno fotovoltaico y un eólico marino flotante, en este último caso en consorcio con EDPR, Engie y Principle Power.

Los activos renovables en desarrollo suman una capacidad de 2.045 megavatios, que junto con los 2.952 megavatios de capacidad total instalada con los que cuenta actualmente la compañía, consolidan a Repsol como un actor relevante en la generación de electricidad baja en emisiones en la Península Ibérica. •



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

	FEBRERO 2020	VARIACIÓN 20/19 (%)	ENERO-FEBRERO 2020	VARIACIÓN 20/19(%)
CANADÁ	-	-100,0	-	-100,0
ESTADOS UNIDOS	159	78,7	403	137,1
MÉXICO	440	-49,5	1.020	-39,4
AMÉRICA DEL NORTE	599	-43,1	1.423	-30,2
BRASIL	266	-10,4	575	-17,9
COLOMBIA	-	-	-	-
TRINIDAD Y TOBAGO	51	-	51	-
VENEZUELA	70	-75,9	152	-76,5
A. CENTRAL Y DEL SUR	387	-34,1	778	-42,3
AZERBAIYÁN	139	-36,2	317	-45,8
ITALIA	30	30,4	30	30,4
KAZAJASTÁN	350	-11,8	604	-46,2
NORUEGA	-	-100,0	88	-66,5
REINO UNIDO	268	-	268	-
RUSIA	300	-	600	500,0
OTROS EUROPA	43	115,0	127	62,8
EUROPA Y EUROASIA	1.130	22,7	2.034	-6,3
ARABIA SAUDÍ	560	-0,2	1.077	-20,9
IRAK	239	-36,3	748	-21,3
IRÁN	-	-	-	-
ORIENTE MEDIO	799	-14,6	1.825	-21,1
ANGOLA	144	-45,2	542	-0,4
ARGELIA	36	-88,7	61	-80,9
CAMERÚN	-	-100,0	-	-100,0
CONGO	124	-	248	-
EGIPTO	-	-	-	-100,0
GABÓN	-	-	-	-
GUINEA	-	-	70	-
LIBIA	164	-56,1	564	-26,3
NIGERIA	1.349	73,6	2.018	40,3
OTROS AFRICA	145	-	314	-
ÁFRICA	1.962	5,1	3.817	12,7
TOTAL	4.877	-9,1	9.877	-12,3
TOTAL OPEP	2.686	-9,2	5.480	-9,1
TOTAL NO-OPEP	2.191	-8,9	4.397	-16,0

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

Procedencia del gas natural importado por España (en GWh)

	FEBRERO 2020	VARIACIÓN 20/19 (%)	ENERO-FEBRERO 2020	VARIACIÓN 20/19(%)
PERÚ	-	-	-	-
TRINIDAD Y TOBAGO	3.559	32,8	8.174	53,0
ARGENTINA	472	-	1.315	-
AM. CENTRAL Y DEL SUR	4.031	50,4	9.490	77,6
ESTADOS UNIDOS	7.924	3.621,2	12.247	456,4
AMÉRICA DEL NORTE	7.924	3.621,2	12.247	456,4
BÉLGICA	-	-	-	-
GN	-	-	-	-
GNL	-	-	-	-
FRANCIA	2.073	-42,0	3.579	-49,7
GN	2.073	-42,0	3.579	-49,7
GNL	-	-	-	-
GIBRALTAR	49	99,1	97	57,6
NORUEGA	2.031	-31,3	3.639	-35,7
GN	1.089	-46,4	2.697	-43,0
GNL	942	2,0	942	2,0
HOLANDA	229	-53,4	607	-31,7
PORTUGAL	229	-53,4	607	-31,7
GN	-	-	-	-
GNL	1.093	-0,4	4.375	106,1
RUSIA	5.474	-32,7	12.297	-22,4
EUROPA Y EUROASIA	1.438	-19,5	5.078	41,6
QATAR	1.438	-19,5	5.078	41,6
ORIENTE MEDIO	-	-100,0	1.021	-0,4
ANGOLA	6.631	-38,4	14.735	-48,3
ARGELIA	6.631	-38,4	14.245	-47,3
GN	-	-	490	-67,2
GNL	-	-	-	-
CAMERÚN	2.020	-	2.981	-
NIGERIA	1.827	-60,8	3.835	-59,1
ÁFRICA	10.478	-36,3	22.573	-42,0
TOTAL	29.345	0,2	61.685	-6,4
TOTAL GN	10.022	-40,6	21.128	-46,8
TOTAL GNL	19.323	55,6	40.557	55,3

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)

Producción nacional de crudo (en miles de toneladas)

YACIMIENTO	FEBRERO 2020	VARIACIÓN 20/19(%)
BOQUERÓN	#	-3,6
CASABLANCA	5	559,9
MONTANAZO-LUBINA	-	-100,0
RODABALLO	#	-
VIURA	#	-83,3
TOTAL	6	37,9

Producción nacional de gas natural (en GWh)

YACIMIENTO	FEBRERO 2020	VARIACIÓN 20/19(%)
EL ROMERAL	1	-33,6
MARISMAS	-	-
POSEIDÓN	4	-17,7
VIURA	44	-75,2
BIOGÁS	7	-6,5
TOTAL	56	-70,5

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)

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

PERÍODO	GASOLINA 95 OCTANOS	GASÓLEO AUTOMOCIÓN
2019		
19/03 a 25/03	1,268	1,215
26/03 a 01/04	1,283	1,215
02/04 a 08/04	1,286	1,219
09/04 a 15/04	1,304	1,218
16/04 a 22/04	1,329	1,226
23/04 a 29/04	1,342	1,234
30/04 a 06/05	1,353	1,238
07/05 a 13/05	1,351	1,240
14/05 a 20/05	1,348	1,237
21/05 a 27/05	1,354	1,246
28/05 a 03/06	1,346	1,233
04/06 a 10/06	1,331	1,212
11/06 a 17/06	1,338	1,221
18/06 a 24/06	1,330	1,213
25/06 a 01/07	1,323	1,204
02/07 a 08/07	1,315	1,193
09/07 a 15/07	1,318	1,194
16/07 a 22/07	1,335	1,206
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	1,324	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
2020		
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

Consumo de productos petrolíferos en España (en miles de toneladas)

PRODUCTOS	FEBRERO 2020	VARIACIÓN 20/19 (%)	ENERO-FEBRERO 2020	VARIACIÓN 20/19 (%)
GLPS	216	-3,4	468	-7,8
GASOLINAS	414	9,8	831	8,1
QUEROSENO	454	4,2	929	1,7
GASÓLEOS	2.682	7,0	5.483	3,7
FUELÓLEOS	459	-29,2	946	-33,0
OTROS PRODUCTOS (*)	383	-5,4	712	-15,3
TOTAL	4.608	0,3	9.369	-3,7

Fuente: CORES

(*) Incluye lubricantes, productos asfálticos, coque y otros

Ventas de gasolinas y gasóleos en España (en miles de toneladas)

PRODUCTOS	FEBRERO 2020	VARIACIÓN 20/19 (%)	ENERO-FEBRERO 2020	VARIACIÓN 20/19 (%)
95 OCTANOS	384	10,2	770	8,3
98 OCTANOS	30	5,4	60	4,6
BIOETANOL	0	335,5	0	89,1
MEZCLA	0	0,0	0	-
TOTAL GASOLINAS	414	9,8	830	8,1
GASÓLEO A	1.835	2,5	3.675	0,7
BIODIÉSEL	2	182,3	9	536,2
BIODIÉSEL MEZCLA	0	-93,3	0	-92,4
TOTAL GASÓLEOS A	1.837	2,4	3.684	0,8
GASÓLEO B	373	-3,0	837	-6,7
GASÓLEO C	129	-32,1	321	-27,3
OTROS GASÓLEOS	342	150,0	641	116,4
TOTAL GASÓLEOS	2.682	7,0	5.483	3,7

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

Comercio exterior de productos petrolíferos (en miles de toneladas)

PRODUCTOS	FEBRERO 2020	VARIACIÓN 20/19 (%)	ENERO-FEBRERO 2020	VARIACIÓN 20/19 (%)
IMPORTACIONES				
GLPS	120	-5,5	223	-5,9
GASOLINAS	52	-39,5	271	-4,6
QUEROSENO	63	-25,9	185	12,8
GASÓLEOS	582	-6,0	1.266	6,4
FUELÓLEOS	112	-79,4	614	-52,1
OTROS PRODUCTOS	148	-31,8	319	-27,7
TOTAL	1.077	-35,9	2.878	-20,0
EXPORTACIONES				
GLPS	29	-17,1	56	-26,3
GASOLINAS	312	79,3	825	134,4
QUEROSENO	79	558,3	129	89,7
GASÓLEOS	467	18,2	970	2,9
FUELÓLEOS	212	-16,9	552	18,2
OTROS PRODUCTOS	449	-27,2	968	-25,0
TOTAL	1.548	4,0	3.500	9,5

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)

El Covid-19 plantea nuevos desafíos a la industria energética

El pasado mes de febrero bp desveló su compromiso de convertirse en una compañía neutra en emisiones en el horizonte 2050. Con una ambiciosa hoja de ruta en el camino de la descarbonización, el nuevo CEO de bp, Bernard Looney ha definido las líneas estratégicas comprometidas con el ambicioso propósito de “reimaginar la energía para las personas y para el planeta”.

En palabras de Looney: “El presupuesto mundial de carbono es finito y se está agotando rápidamente; Necesitamos una transición rápida al cero neto. Todos queremos energía segura y asequible, pero eso ya no es suficiente. También debe ser más limpia. Para lograrlo, será necesario invertir miles de millones de dólares en la “reinención” del sistema energético mundial.

Esto ciertamente constituye un desafío, pero también una gran oportunidad. Tanto para mí, como para nuestros grupos de interés, está claro que desempeñar nuestro papel en el marco de este nuevo propósito implica cambiar. Y queremos cambiar. Esto es lo correcto para el mundo y para bp”.

Una voluntad que permanece inalterable incluso a pesar de la terrible crisis de consecuencias imprevisibles provocada por la pandemia causada por el coronavirus Covid-19.

Recientemente, Looney ha declarado que la inversión socialmente responsable debe tener en cuenta criterios sociales, medioambientales y de gobernanza empresarial (ESG por sus siglas en inglés) para generar rendimientos financieros competitivos e impacto social positivo a largo plazo. En este sentido, el alto ejecutivo de bp subraya que el coronavirus ha puesto sobre la mesa la fragilidad del ecosistema en el que vivimos generando una nueva conciencia en los consumidores.

Un nuevo escenario que, unido a la caída de la demanda y al desplome de los precios del crudo, plantea nuevos



Bernard Looney, CEO de bp

« El coronavirus ha puesto sobre la mesa la fragilidad del ecosistema en el que vivimos, generando una nueva conciencia en los consumidores »

desafíos que comprometen a la industria postCovid con mayor fuerza en la ya ineludible transición energética.

En un entorno complicado, marcado por la incertidumbre y la volatilidad, bp ha reiterado su compromiso de incrementar sus inversiones a medio plazo en negocios con bajas emisiones de carbono, y disminuir las destinadas a la industria *oil & gas*. Si bien el máximo ejecutivo de bp recuerda que: “El objetivo es invertir de manera inteligente en negocios en los que podamos agregar valor, desarrollar a escala y ofrecer retornos competitivos”.

Las compañías oil & gas son parte de la solución

Desde hace tiempo la opinión pública recela de las petroleras tradicionales, especialmente las *majors*, y es frecuente escuchar voces que auguran que estas compañías no conseguirán convertirse en compañías energéticas.

La Agencia Internacional de la Energía ha publicado recientemente un informe sobre el papel de esta industria en las transiciones energéticas cuya principal conclusión es que sin la contribución de la industria *oil & gas*, la transformación del sector energético será más difícil y

más costosa. El organismo destaca que la experiencia, el potencial financiero y la capacidad de acometer grandes proyectos demostrada por la industria son esenciales para avanzar en un nuevo paradigma energético.

En un contexto de penetración creciente de las energías renovables hasta alcanzar un 60-70 por 100 del *mix* de generación eléctrica, el escenario se complica.

En este sentido, el CEO de bp afirma que un recorrido de 110 años como compañía líder en el sector *oil & gas* no implica incapacidad de asumir nuevos retos. Muy al contrario, Looney opina que la experiencia acumulada es una ventaja para contribuir a la transformación en un entorno económico y tecnológico cada vez más complicado.

“Somos más de 6.500 ingenieros, 2.000 científicos, una de las mayores organizaciones comerciales del mundo; construimos grandes proyectos, operamos plantas y comercializamos multitud de productos y servicios en todo el mundo”.

Y bp es una de las pocas compañías a escala global capaces de aportar soluciones a problemas extremadamente complejos, precisamente porque ya es una gran compañía integrada.

Los países, las sociedades y las grandes corporaciones mundiales no quieren un proveedor de energía solar, buscan socios fiables con capacidad probada, como bp, para responder a sus necesidades energéticas, cada vez más exigentes.

No hay una solución definitiva

El carbono es una externalidad del negocio y por tanto su precio es una palanca muy potente para mover a la economía global hacia diferentes escenarios en términos de emisiones. Está claro que si este precio no se computa en el proceso de toma de decisiones es muy probable que dichas decisiones sean erróneas. Pero en este momento tan complicado para la economía hay que asegurar que este factor no dañe a los más vulnerables. Hay que diseñar fórmulas que incluyan bonificaciones.

Por su parte la tecnología constituye un factor fundamental para avanzar en la senda de la descarbonización, un reto eminentemente tecnológico. Existen numerosas tecnologías maduras que las compañías deben incorporar para mejorar la huella de sus

« bp afronta el reto de la transición energética asumiendo como propio el desafío de la sociedad moderna »

operaciones. Además, en aquellos campos en los que aun no existen soluciones viables –como puedes ser el caso de captura y almacenamiento de carbono– la industria avanza a través de numerosas iniciativas enmarcadas en la *Oil and Gas Climate Initiative* OGCI cuyos miembros, entre los que se encuentra bp, colaboran en la lucha contra el cambio climático.

bp, una compañía que escucha

En un entorno cargado de presión social y muy ruidoso en determinados países, Looney quiere reforzar los canales para escuchar las voces discordantes y entrar en conversación, huyendo de la confrontación del ‘blanco o negro, bueno o malo’ santo y seña de estos tiempos. bp afronta el reto de la transición energética asumiendo como propio el desafío de la sociedad moderna sin perder de vista que, además, se trata de una magnífica oportunidad de negocio.

Tal y como ha ocurrido ya en Reino Unido, el Gobierno ha decidido acelerar la eliminación de motores de combustión interna, una decisión que podía haber sido considerada con una amenaza para la supervivencia de la compañía. Sin embargo, hoy bp posee la mayor red de recarga del país –a través de Chargemaster–, así que está preparada para el siguiente paso.

Frente a la desconfianza, bp es muy clara en su ambición medioambiental y sus acciones están alineadas con los objetivos descritos.

Hoy bp es una compañía de hidrocarburos pero su plan para convertirse en una compañía de emisiones netas cero en 2050 la convertirá en una compañía diferente. En la actualidad se invierten 300 millones de dólares anuales en nuevas fuentes de energía. Alcanzar el objetivo del Acuerdo de París para evitar que el calentamiento global supere los 2° C respecto de los niveles preindustriales requiere de inversiones por valor de un billón de dólares al año. Reducir el incremento a 1,5°C implica incrementar la cifra hasta 2,5 billones de dólares anuales.

Para una compañía con la experiencia de bp, este reto constituye además una oportunidad enorme. “Es lo que hay que hacer desde una perspectiva de responsabilidad social, de cara a nuestro equipo humano y en relación a nuestras partes interesadas”.

Como no puede ser de otra manera, la plantilla de la compañía está formada por personas cuya opinión está también alineada con el objetivo de descarbonización comprometido. Formar parte de un proyecto tan ambicioso a medio y largo plazo ofrece a las personas que forman bp la posibilidad de contribuir directamente a un mundo mejor. En su propio beneficio y en el de sus (y nuestros) hijos y nietos.

Transformación sin olvidar el desempeño

A pesar del programa de cambio planeado para todo el grupo, los compromisos fundamentales de BP permanecen sin cambios, con respecto a la seguridad y a sus inversores. En palabras de Bernard Looney: “BP necesita continuar mejorando su desempeño mientras desarrolla este proceso de cambio. Estoy tan comprometido en lograr la transformación como en seguir defendiendo los principios fundamentales que nos han servido bien. Las operaciones seguras siempre respaldarán todo lo que hacemos y seguimos comprometidos a cumplir las promesas que hemos hecho a nuestros accionistas. Solo podemos reimaginar la energía si somos financieramente sólidos, capaces de pagar el dividendo del que dependen nuestros propietarios y generar el efectivo para invertir en nuevos negocios bajos en carbono y sin carbono”.

Poner en funcionamiento este proceso de transformación requiere de un sólido programa estratégico cuyas principales directrices a corto y medio plazo se presentarán en septiembre, en línea con el anuncio realizado por la compañía el pasado mes de febrero. •

Los operadores promueven nuevos proyectos de ampliación de capacidad de almacenamiento localizada en los principales puertos españoles

Vopak Terquimsa celebra su 50 aniversario. En la imagen la terminal de Tarragona.



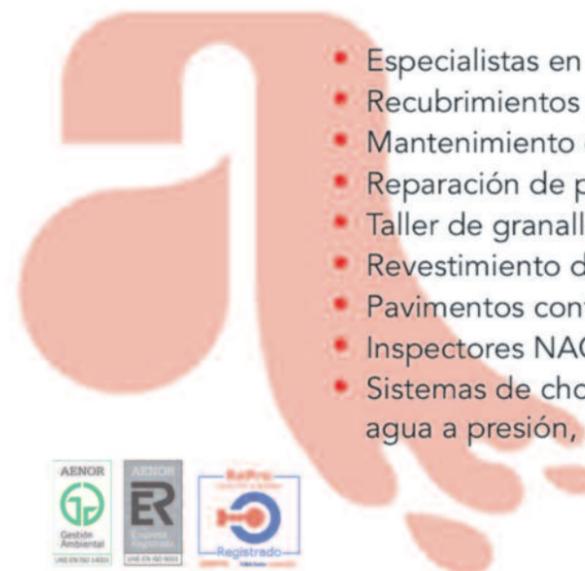
« La capacidad total de almacenamiento de crudos y productos petrolíferos para abastecer al mercado español se sitúa cercana a los 38 millones de metros cúbicos »

La caída de la demanda originada por la pandemia global ha situado al negocio del almacenamiento en un momento de alta demanda y no solo en lo que se refiere al negocio *oil & gas*. Con la economía en pausa, el exceso de producción puntual tanto de materias primas como de bienes terminados busca espacio de almacenamiento



PROTECCIÓN ANTICORROSIVA

DESDE 1986



- Especialistas en proyectos de tanques de nueva construcción.
- Recubrimientos para interior de tanques (tank lining).
- Mantenimiento de plantas industriales y refinerías.
- Reparación de puentes y obras hidráulicas.
- Taller de granallado y pintado con procesos automáticos.
- Revestimiento de tuberías enterradas.
- Pavimentos continuos y aplicación de poliurea.
- Inspectores NACE y FROSIO.
- Sistemas de chorro sin polvo, "vapor-blasting", agua a presión, granallado, etc



para acomodar sus *stocks* a escala mundial.

El desplome de los precios de la materia prima en la industria petrolera ha añadido presión y, sin posibilidad de ‘bajar la persiana’ de pozos y refinerías y con sus tanques al límite, los operadores se han lanzado a la búsqueda de espacio en terminales independientes a lo largo y ancho del globo, con el consecuente incremento de las tarifas, que se han duplicado en algunos casos en los peores momentos de la pandemia.

Al cierre de la presente, edición y con una paulatina recuperación del consumo en un contexto de apertura de las economías a escala global paralela al nuevo recorte de producción acordado por la OPEP el negocio camina lentamente hacia un punto de mayor equilibrio sin haber llegado a escenarios previstos por los principales analistas, quienes a mediados de abril lanzaron el aviso de que a mediados de junio el parque mundial podría colgar el cartel de ‘aforo completo’.

De cualquier manera, la crisis originada por el coronavirus ha puesto de manifiesto que este segmento de la cadena de valor –sobre cuyos activos globales y disponibilidad no existe información precisa más allá de las estimaciones globales de la Agencia Internacional de la Energía – debe ser tenido en cuenta en cualquier pronóstico como parte esencial del negocio.

En España, la industria continúa incorporando nueva capacidad –tal es el caso de la ampliación de Tepsa en el puerto de Tarragona–, existen numerosos proyectos en marcha y a lo largo de 2020 se han sucedido numerosas solicitudes de concesión para la ampliación o construcción de nuevas terminales cuyos pormenores se recogen a continuación.

Paralelamente, los operadores continúan invirtiendo en mejoras medioambientales que sitúen al parque en línea con los objetivos de una economía de cero emisiones netas.

En el contexto corporativo y, tras un tiempo de estabilidad, se han producido algunos movimientos corporativos en el negocio. Así, el Grupo Buran

Energy, ha concluido la compra de Tanques de Cartagena (Tancar) a Duro Felguera, a través de su filial Felguera IHI. Por su parte, Evos Algeciras ha asumido el pasado mes de febrero la gestión de la terminal de Vopak en el Puerto de Algeciras, tras hacerse efectivo el cambio accionario de la venta de esta instalación al fondo First State Investments (FSI), mientras que la instalación que Aegean poseía en Las Palmas ha pasado a manos de Minerva Bunkering, empresa global que opera en más de 150 puertos en todo el mundo como parte del gigante energético Mercuria Group.

Un negocio muy activo en España

La capacidad total de almacenamiento de crudos y productos petrolíferos para abastecer al mercado español se sitúa cercana a los 38 millones de metros cúbicos, repartidos en un parque de 175 instalaciones que se agrupan en tres bloques. Por un lado 11 instalaciones de almacenamiento de crudos y productos petrolíferos localizadas en las refinerías españolas, por otro, 117 terminales independientes del almacenamiento de productos y a ambas se suman 47 instalaciones aeroportuarias.

El conjunto de las diez refinerías españolas –Escombreras, Puertollano, Tarragona, La Coruña (Repsol Petróleo); Tenerife, Algeciras y Huelva (Cepsa); Castellón (BP Oil España); Somorrostro (Petronor) y Tarragona (Asesa)– acopia la mayor parte del volumen de crudo y productos petrolíferos almacenados en España. Según los datos elaborados por el anuario Enciclopedia del Petróleo, Petroquímica y Gas (www.enppg.com) que publica *OILGAS*, la capacidad de almacenamiento de estas diez refinerías se eleva a 21.526.562 metros cúbicos, de los que 8.914.167 metros cúbicos correspondían a crudos y materias primas y 12.612.395 metros cúbicos a productos petrolíferos.

Por una parte, la Compañía Logística de Hidrocarburos CLH es la empresa líder de transporte y almacenamiento de productos petrolíferos en el mercado español. Junto a CLH operan 44 compañías cuya capacidad de alma-

cenamiento de productos petrolíferos conjunta supera los 8 millones de metros cúbicos repartidos en 78 plantas.

Asimismo, el sector tiene en distinta fase de estudio, construcción o desarrollo proyectos de nueva capacidad –ampliaciones y nuevas terminales– que sobrepasa los 2.000.000 millones de metros cúbicos distribuidos en 16 nuevos proyectos. Adicionalmente, los operadores están acometiendo numerosas mejoras medioambientales, en línea con la legislación más exigente.

La localización geográfica de los nuevos proyectos se concentra en Andalucía (5), Canarias (5), Cataluña (3), Galicia (2) y 1 en Melilla y otro en Murcia. Cabe señalar que se encuentran en distinta fase de maduración y, entre ellos, destaca al proyecto que Oil Deposit Corunna promueve en el Puerto Exterior de Coruña con una capacidad estimada de 1,2 millones de metros cúbicos.

A continuación se ofrece un repaso de los principales movimientos de la industria en el que se puede comprobar el dinamismo del negocio en línea con lo acontecido en el escenario global.

CLH

CLH es la principal empresa dedicada al transporte y almacenamiento de productos petrolíferos en el mercado español. La compañía cuenta con una de las mayores y más eficientes redes integradas de transporte y almacenamiento de productos petrolíferos del mundo, con más de 4.000 kilómetros de oleoductos, 39 instalaciones y una capacidad de almacenamiento de 8 millones de metros cúbicos.

Durante 2019 el Grupo CLH invirtió 85,4 millones de euros para continuar con la mejora de sus infraestructuras y servicios, tanto en España como en el resto de los países donde está presente. En España, la compañía destinó 42,5 millones de euros a la ejecución de diferentes proyectos. En concreto, el 55,3 por 100 de esta cantidad se dedicó a inversiones de mantenimiento y de crecimiento del negocio, necesarias para garantizar el estado óptimo de las infraestructuras y asegurar la aportación de valor a los clientes, el 20,6 por

100 a la renovación, ampliación y modernización de los equipos y el 10,2 por 100 a proyectos de medio ambiente y de seguridad.

Asimismo, CLH ha anunciado el pasado 19 de mayo que invertirá cerca de 5 millones de euros en la modernización del sistema de iluminación de sus instalaciones de almacenamiento mediante la sustitución de los sistemas actuales por luminarias con tecnología led de alta eficiencia.

Esta renovación del alumbrado permitirá rebajar el consumo energético actual en la iluminación de las instalaciones en más de un 44 por 100, lo que supone una reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera de más de 1.300 toneladas cada año.

La sustitución de las luminarias se realizará en las 39 instalaciones que el Grupo CLH tiene en España, y estará finalizada en el primer trimestre de 2021. Este nuevo sistema no solo mejorará los niveles de iluminación de las plantas, sino que también disminuirá la contaminación lumínica y su impacto ambiental, además de reducir los costes de mantenimiento y reposición.

Este proyecto se enmarca en la estrategia de sostenibilidad de la compañía que tiene como objetivo reducir las emisiones de CO₂ en un 50 por 100 en 2025 y convertirse en una empresa cero emisiones en 2050, de acuerdo con los Acuerdos de París de diciembre de 2015 (COP 21) y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

En este sentido, la compañía firmó recientemente un acuerdo de compra de energía renovable para los próximos 10 años, y continúa trabajando en la reducción de sus consumos de energía, a través de la sustitución de sus equipos operativos por otros más eficientes y la incorporación de nuevos desarrollos tecnológicos, o el estudio otras alternativas para continuar reduciendo sus emisiones, como la autogeneración de electricidad de origen renovable y la adopción de medidas de compensación.

La estrategia de sostenibilidad de CLH incluye también otros planes y proyectos específicos destinados a re-

forzar el compromiso con la protección de la biodiversidad, el uso eficiente de los recursos naturales y la lucha contra el cambio climático, y colaborar con el sector del petróleo en el desarrollo de los ecocombustibles.

En esta línea, CLH también alcanzó recientemente un acuerdo con la AOP (Asociación Española de Operadores Petrolíferos) para impulsar el desarrollo de los combustibles líquidos bajos en carbono y contribuir a la descarbonización del sector, y también está participando en dos proyectos relacionados con el fomento del uso del hidrógeno y con el reciclado de plásticos para la producción de combustibles líquidos.

En esta edición encontrará el sector información ampliada sobre la actividad del Grupo CLH.

ALKION TERMINALS

El Consejo de Administración de la Autoridad Portuaria de Santander ha resuelto con fecha 26 de mayo de 2020, aprobar la modificación sustancial de la concesión administrativa resultante de la unificación de tres concesiones, de la que es titular Alkion Terminal Santander así como la ampliación de la concesión en 12 años y 9 meses adicionales, a computar desde el vencimiento del plazo de las concesiones unificadas, esto es, desde el 31 de agosto de 2022, por lo que la finalización del plazo de la concesión, una vez prorrogado el mismo, resultaría ser el 31 de mayo de 2035. En Santander, Alkion cuenta con una terminal de 86.000 metros cúbicos distribuida en 47 tanques.

DECAL

El pasado mes de febrero, la autoridad portuaria de Huelva informó de la ampliación del plazo de vigencia de la actual concesión administrativa otorgada a la empresa Decal España, que será prolongada hasta el año 2024. Esta terminal marítima ubicada en el Puerto Exterior de la zona de servicio del Puerto de Huelva está destinada al almacenamiento de hidrocarburos y otros graneles líquidos

dos y cuenta con una capacidad de 598.900 metros cúbicos de almacenamiento.

Asimismo, Decal está desarrollando un proyecto de remodelación proyectado para sus atraques norte, sur y muelle de Gabarras, así como de la construcción de dos líneas adicionales de interconexión entre Decal y la refinería de la Rábida. Una remodelación de infraestructuras que supondrá un incremento para la capacidad de tráfico del Puerto de Huelva.

DISA

La Autoridad Portuaria de Santa Cruz de Tenerife ha otorgado en febrero a Disa La Palma autorización para la ocupación de 878,24 metros cuadrados de superficie para el tendido de tuberías de transporte de gas y combustibles líquidos en el muelle polivalente del Puerto de Santa Cruz de La Palma con un plazo de concesión de 20 años.

EVOS ALGECIRAS

Desde el pasado mes de febrero, Evos Algeciras ha asumido la gestión de la terminal de Vopak en el Puerto de Algeciras, tras hacerse efectivo el cambio accionario de la venta de esta instalación al fondo First State Investments (FSI).

Evos Algeciras, terminal de referencia en distribución de productos energéticos en el Sur de Europa, ofrece más de 400.000 metros cúbicos de capacidad de almacenamiento de productos derivados del petróleo y graneles líquidos. La instalación, altamente automatizada, ofrece a sus clientes altos estándares de calidad en sus operaciones en la terminal. Además de la planta de Algeciras, Evos cuenta de otras terminales en Europa, concretamente en Hamburgo, Amsterdam y Rotterdam.

OIL DEPOSIT CORUNNA (ODC)

A la espera de recibir luz verde a la adaptación requerida por la Xunta en su declaración medioambiental, la compañía proyecta la construcción de una terminal de 350.000 metros cúbicos de capacidad repartida en 11 tan-

ques (6 de 49.000 metros cúbicos, más 3 de 17.000 metros cúbicos, más 2 de 8.000 metros cúbicos) destinada a almacenamiento, mezcla, transformación, carga y descarga de graneles líquidos en el Puerto Exterior de A Coruña. El proyecto contempla además, dos Fases de ampliación en caso de demanda que serían de 350.000 y 500.000 metros cúbicos respectivamente, hasta llegar a 1.200.000 metros cúbicos. Según lo anunciado por ODC, la terminal supondrá una inversión inicial de alrededor de 35 millones de euros, con la previsión de generar más de 100 puestos de trabajo directos e indirectos.

OLIVIA PETROLEUM

Olivia Petroleum (OPSA) es una instalación independiente de productos petrolíferos de categoría C, así como de almacenamiento y suministro de los mismos con una capacidad de 25.000 metros cúbicos, repartidos en 7 tanques.

La compañía ha solicitado a la Autoridad Portuaria de la Bahía de Cádiz la ampliación de su concesión para añadir nueva capacidad de almacenamiento total de 90.497 metros cúbicos, con la incorporación de 10 nuevos tanques.

A finales de diciembre del pasado año, ha recibido luz verde de la concesión por un plazo de 25 años para la construcción y explotación de la instalación subterránea para carga y descarga por tubería de granel líquido.

Posteriormente, a mediados de febrero, la Autoridad Portuaria de la Bahía de Cádiz ha otorgado la pertinente concesión administrativa para la ampliación de la segunda fase de las instalaciones de la planta de almacenamiento y manipulación por tubería de aceite vegetal, hidrocarburos y sus derivados de Olivia Petroleum, localizada en el Muelle de Cabezuela-Puerto Real, zona de servicio del Puerto de la Bahía de Cádiz. La concesión ha sido ampliada hasta el 22 de abril de 2044.

ORYX IBERIA

El pasado mes de febrero, el Presidente de la Autoridad Portuaria de Las



Instalaciones de Olivia Petroleum en el Puerto de Cádiz

Palmas, Luis Ibarra Betancort, y el consejero delegado de Oryx Iberia Gabriel Castaño Vejarano, han procedido a la firma del convenio en materia de buenas prácticas para mejorar la calidad ambiental. El convenio establece un programa de medidas que el operador logístico está desarrollando en sus instalaciones y actividad, y entre otros proyectos uno específico denominado "Proyecto de Mejora en el Sistema de Tratamiento de Aguas Hidrocarbonadas de la Terminal" y aplicación de buenas prácticas ambientales en la operativa diaria, de carga y descarga de hidrocarburos, así como operaciones de bunkering en puerto.

Oryx Iberia, parte de la multinacional suiza Adax Energies, es titular de una terminal de graneles líquidos en la zona franca del Puerto de Las Palmas con una capacidad de almacenamiento de 220.000 metros cúbicos, donde comenzó operaciones en septiembre de 2014. Sus principales actividades son el de suministro de combustibles a buques y hub logístico en sus operaciones hacia los países africanos.

Oryx Energies está establecida, además de en el Puerto de Las Palmas en 16 países africanos con un total de 24 instalaciones en los siguientes países: Benín, Burkina Faso, Costa de Marfil, Gambia, Kenia, Mali, Mozambique, Nigeria, Ruanda, Senegal, Sierra Leona, Sudáfrica, Tanzania, Togo, Uganda, y Zambia.

PETROLOGIS CANARIAS

A principios de marzo, ha visto la luz la resolución del Consejo de Admi-

nistración de la Autoridad Portuaria de Las Palmas que se otorga a Petrologis Canarias una nueva concesión de dominio público por un plazo de 10 años, destinada a una nueva terminal para servicios logísticos de almacenamiento y suministro de productos líquidos derivados del petróleo, incluidos en la Clase C.

REPSOL

Repsol continúa adelante con la construcción de un nuevo pantalán en Puerto Punta Langosteira que está llevando a cabo Sacyr Infraestructuras. La instalación cuyo presupuesto asciende a 25 millones de euros, cuenta con un único frente de atraque para buques petroleros de entre 30.000 y 200.000 toneladas de peso muerto. La instalación está compuesta de los siguientes elementos:

- Mota de arranque de 3.900 metros cuadrados.
- Área de edificios.
- Plataforma de descarga de 1.425 metros cuadrados.
- Dos duques de alba de atraque y dos de amarre de 225 metros cuadrados.
- Cuatro pilas de 275 metros cuadrados formadas por cajones.
- Cuatro tramos de puente de vano igual a 37,00 metros y 10,50 metros de anchura.
- Un tramo de puente de vano de 11,50 metros y 15,00 metros de anchura.
- Pasarelas de estructura metálica para conexión peatonal entre los duques de alba de atraque y la plataforma de operaciones y pilas de puente, así

como de acceso entre los duques de alba de amarre del extremo sureste.

Repsol está desarrollando una inversión total de 126 millones de euros en el proyecto de traslado al Puerto Exterior de las descargas de crudo, que incluye esta obra marina, la construcción del poliducto y sus instalaciones auxiliares, así como algunas modificaciones en la refinería.

TEPSA

Coincidiendo con la primera operativa de descarga en el nuevo atraque número 7 del Port de Tarragona el pasado mes de febrero, el presidente del Port, Josep María Cruset, la directora general de TEPSA, Nuria Blasco, y el director de la terminal, Gonzalo Rey, han visitado los nuevos atraques del Moll de la Química.

Finalizada la primera fase del proyecto de expansión de TEPSA en Tarragona, cuya capacidad de almacenaje ya está contratada en su totalidad, la compañía inicia ya su segunda fase de expansión en el Port de Tarragona, y añadirá cerca de 14.000 metros cúbicos a la capacidad de almacenaje actual, que es de 71.450 metros cúbicos.

El presidente de la APT ha agradecido "la apuesta clara de TEPSA por Tarragona" y "su alineamiento con los objetivos de futuro del Port para crecer más tanto en tráfico de graneles líquidos como para seguir siendo "Hub Químico" de referencia en el Mediterráneo".

Cabe señalar que Tepsa celebra este año su 55 aniversario, a lo largo de los cuales se ha consolidado como la empresa de referencia en el almacenamiento de productos químicos líquidos a granel en el mercado español, con una capacidad actual de más de 900.000 metros cúbicos. La compañía inició su actividad en 1964 en el Puerto de Barcelona.

VOPAK TERQUIMSA

Vopak Terquimsa cumple cincuenta años desde su puesta en marcha en el Puerto de Tarragona. La compañía logística líder en el Mediterráneo Occidental, propiedad del Grupo CLH y de Royal Vopak, suma cinco décadas de vida en la capital tarraconense.



Tepsa finaliza la primera fase de expansión de Tarragona

Eduardo Sañudo, es el director general de Vopak Terquimsa ha destacado recientemente que, desde 2016 la compañía ha invertido más de 20 millones de euros para ampliar sus instalaciones de almacenamiento en Tarragona, un proyecto que se ha ejecutado en dos fases. Asimismo, Sañudo ha confirmado que Vopak Terquimsa ha iniciado hace un mes los trabajos de construcción de la tercera fase de ampliación, que añadirá 17.000 metros cúbicos de capacidad y va a suponer una inversión de 14 millones de euros.

Stocks y reservas

Conforme los datos elaborados por Cores, el stock (calculado en días

de importaciones netas) cerró marzo de 2020 en 107 días de los cuales 66,9 días estaban almacenados en la industria (el 62,5 por 100), mientras que 40,1 días se localizaban en los almacenamientos de Cores (37,5 por 100).

Asimismo, las reservas estratégicas de Cores cerraron trimestre en 6.206.000 toneladas de las que el 55,1 por 100 eran gasóleos, el 31 por 100 crudo, el 7 por 100 gasolinas, el 5,4 querosenos y el 1,5 fuelóleos.

Además, contando con las debidas autorizaciones, pueden localizarse existencias mínimas de seguridad, incluidas en su caso las estratégicas, en otros Estados, siempre que exista un acuerdo intergubernamental. •



Eduardo Sañudo, director general de Vopak Terquimsa

Energía para construir una sociedad mejor



El Grupo CLH avanza en su compromiso con la innovación a través de Energía Positiva+, una iniciativa en la que varias empresas energéticas suman fuerzas para paliar la crisis del coronavirus con proyectos relacionados con la descarbonización o las energías renovables. En esta misma línea, la compañía también está desarrollando su nueva estrategia de sostenibilidad, con la puesta en marcha de diferentes acciones que están contribuyendo a reforzar su sostenibilidad y eficiencia.

Para gestionar la diversificación de sus actividades de una forma más ágil, el Grupo CLH creó recientemente Exolum, una empresa dedicada en exclusiva a la identificación de oportunidades de negocio, especialmente en sectores o industrias innovadoras, y que tiene un funcionamiento completamente autónomo e independiente.

A pesar de su corta historia, Exolum ya participa en ambiciosos y prometedores proyectos, como Energía Positiva+, la novedosa iniciativa que están impulsando diferentes empresas energéticas para contribuir a la recuperación económica y social de nuestro país, tras la crisis de la COVID-19, a través de la innovación.

Esta convocatoria, pionera en España, se lanzó en abril, para atraer y apoyar financieramente a *startups* y *scaleups* nacionales e internacionales, que propusieran proyectos relacionados con la energía en cuatro ámbitos específicos: movilidad sostenible, descarbonización y sostenibilidad, impacto social y digitalización 4.0. La respuesta superó las expectativas y, en menos de dos se-



El presidente de CLH, José Luis López de Silanes, y su consejero delegado, Jorge Lanza, han impulsado la nueva estrategia de sostenibilidad de la compañía, con el objetivo de reforzar la eficiencia y respeto medioambiental de sus actividades logísticas

manas, se recibieron cerca de 400 propuestas. Más del 85 por 100 eran nacionales y otros 51 proyectos procedían de emprendedores franceses, belgas, suizos, chilenos o canadienses, entre otros.

Posteriormente, Exolum y el resto de las empresas participantes seleccionaron los 14 proyectos finalistas, tras analizarlos de forma detallada y realizar entrevistas con sus responsables para evaluar el grado de viabilidad y madurez de las ideas.

Varias de las propuestas abordan los principales vectores del nuevo modelo energético y se focalizan en la descarbonización, energías renovables, eficiencia energética, almacenamiento, movilidad sostenible y economía circular. Entre ellas, por ejemplo, se plantea una solución innovadora para impulsar la generación de energía renovable a través de plataformas eólicas flotantes; una tecnología de almacenamiento para permitir una mayor penetración de las renovables en el *mix* energético u otra capaz de aprovechar cualquier tipo de residuo orgánico o inorgánico, convirtiéndolo en un gas con alto contenido en hidrógeno.

Otros de los proyectos presentados persiguen contribuir directamente a mi-

tigar el impacto de la crisis de la COVID-19 y ofrecen alternativas para afrontar el futuro inmediato tras la pandemia como, por ejemplo, un túnel desinfectante ecológico que no usa derivados de la lejía; dispositivos para limpiar el aire de virus y bacterias a través de la generación de plasma atmosférico; o contenedores transportables para producir oxígeno medicinal a partir de electrólisis.

De acuerdo con el calendario previsto, el objetivo es iniciar de forma inminente el desarrollo de los proyectos con la idea de que estén operativos en el plazo máximo de un año. Para lograrlo, las *startups* y *scaleups* no sólo recibirán el apoyo de las empresas a través de financiación, sino también poniendo a su disposición sus herramientas de innovación, inversión, desarrollo comercial y estructura.

Eficiencia y sostenibilidad

De acuerdo con esta filosofía de contribuir a la descarbonización, a la conservación del medio ambiente y al impulso de las energías limpias, el Grupo CLH ha puesto en marcha una nueva estrategia de sostenibilidad, integrada por varios planes e iniciativas que le permitirán reforzar su eficiencia y sostenibilidad, con el obje-

tivo principal de reducir sus emisiones de CO₂ en un 50 por 100 en 2025 y convertirse en una empresa cero emisiones en 2050, de acuerdo con los Acuerdos de París de diciembre de 2015 (COP 21) y los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Entre las principales iniciativas dentro de esta estrategia, destaca el reciente acuerdo que la compañía ha alcanzado para comprar energía 100 por 100 renovable para los próximos 10 años, equivalente al 20 por 100 de su consumo total de electricidad, lo que permitirá evitar la emisión a la atmósfera de más de 13.600 toneladas de CO₂ al año.

Asimismo, CLH está trabajando en diferentes soluciones para continuar reduciendo sus consumos y reducir sus emisiones, como la sustitución de sus equipos por otros más eficientes y la incorporación de nuevos desarrollos tecnológicos, además de la autogeneración de electricidad de origen renovable o la adopción de medidas de compensación de emisiones.

Otra acción destacable es la colaboración que la compañía está llevando a cabo con la empresa norteamericana Plug Power, líder mundial en el diseño y comercialización de sistemas de cel-



das de hidrógeno, para extender el uso de esta energía en España, en sectores y actividades donde puede ser la solución de emisiones cero más eficiente.

CLH también mantiene un acuerdo con la Asociación Española de Operadores Petrolíferos (AOP) para impulsar conjuntamente medidas que permitan avanzar en la descarbonización del sector y en la lucha contra el cambio climático, y se encuentran en plena búsqueda de nuevos apoyos a esta alianza para fomentar el desarrollo de combustibles líquidos bajos en carbono: los ecombustibles.

También dentro de su estrategia de sostenibilidad, la compañía ha aprobado la modernización del sistema de iluminación de sus 39 instalaciones de almacenamiento en España, mediante la sustitución de los sistemas actuales por luminarias con tecnología LED de alta eficiencia.

Esta renovación del alumbrado posibilitará rebajar el consumo actual en la iluminación de las plantas en más de un 44 por 100, lo que supone una reducción de las emisiones de CO₂ a la atmósfera de más de 1.300 toneladas cada año. Además, este proyecto también disminuirá la contaminación lumínica y su impacto ambiental, y reducirá los costes de mantenimiento y reposición. •

www.inkolan.com

Información digitalizada a un solo clic

De acuerdo con su propósito de utilizar la innovación para reforzar la sostenibilidad, el Grupo CLH va a poner a disposición de los organismos que lo soliciten toda la información digitalizada de su red de oleoductos a través de la plataforma *online* de Inkolan (www.inkolan.com), una agrupación formada por la mayoría de los grandes operadores de servicios públicos del país, pionera en el suministro *online* de planos de redes de agua, gas, electricidad, telecomunicaciones y redes municipales.

De este modo, los ayuntamientos y otras empresas dedicadas a la construcción o la ingeniería, u otras entidades que tengan que realizar obras en el entorno de los oleoductos, podrán descargarse toda la información digital de la red de infraestruc-

turas de CLH de forma controlada, fiable, sencilla e inmediata.

Entre otras ventajas, este sistema ofrece a las empresas e instituciones promotoras y ejecutoras de las obras un soporte fundamental para llevar a cabo sus proyectos con éxito y sin contratiempos, reforzando a la vez su seguridad, ya que permite conocer con precisión la disposición de las redes de oleoductos y minimiza los riesgos e incidentes.

Otra característica añadida de esta plataforma es que consigue sistematizar la trazabilidad y el control de todas las peticiones de información de terceras empresas. De este modo, cada descarga de información genera una ficha específica para saber quién, dónde, para qué, para quién y para cuándo necesita esos datos.

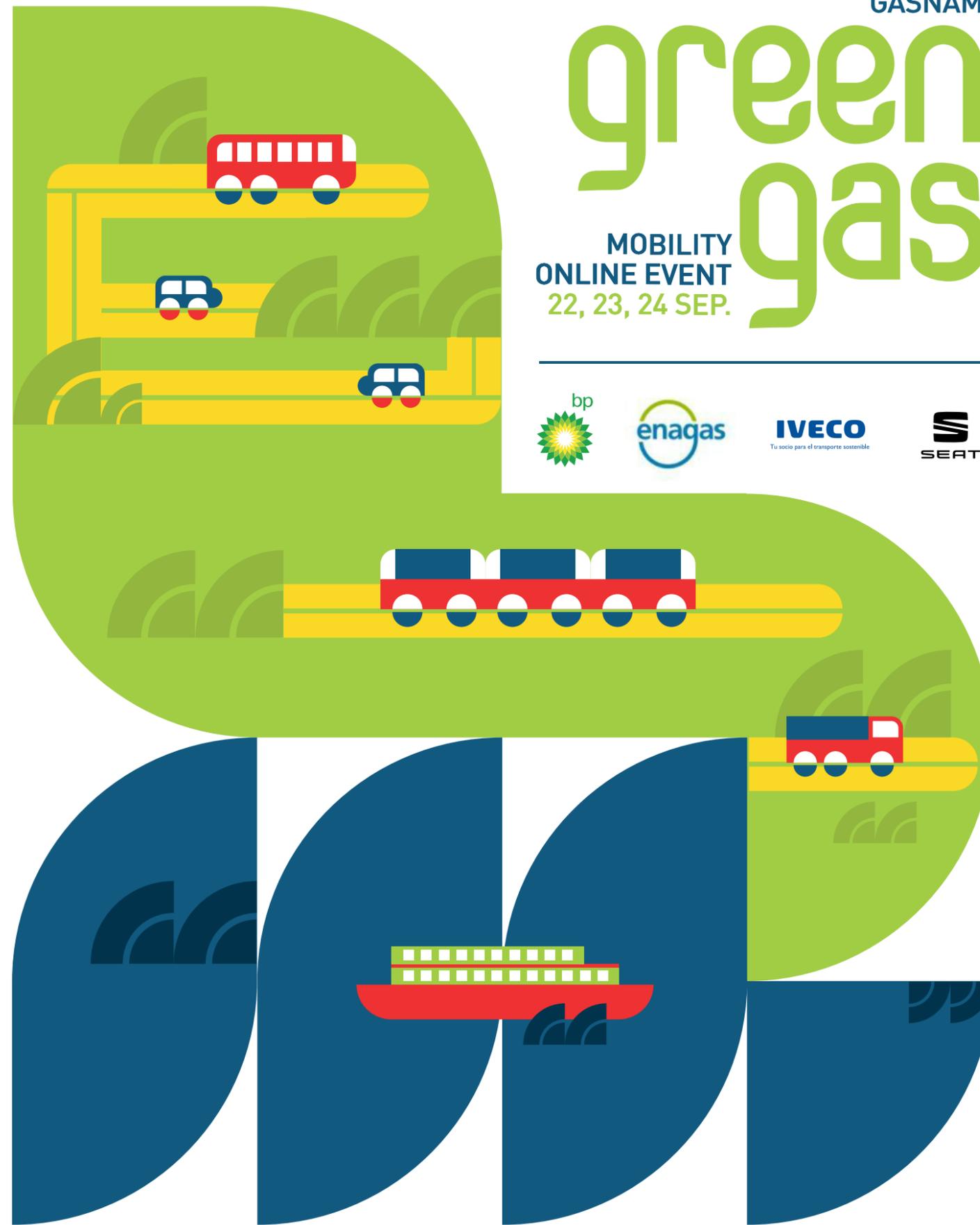
GASNAM

green gas

MOBILITY
ONLINE EVENT
22, 23, 24 SEP.



Tu socio para el transporte sostenible



WWW.GREENGASMOBILITYSUMMIT.COM

La demanda de gas cerró en 2019 su mejor dato de la última década



Planta Viura de UFG

La demanda convencional de gas registró durante el año 2019 un crecimiento del 14 por 100, hasta alcanzar los 398,2 TWh, el dato más alto desde 2010, según queda reflejado en el Informe sobre El Sistema Gasista Español, recientemente publicado por Enagás.

Este sobresaliente crecimiento ha estado motivado por una demanda excepcionalmente alta para generación de electricidad de 111,3 TWh (lo que supone un incremento del 80,0 por 100 sobre la cifra del ejercicio anterior), con la cifra más elevada desde 2010, así como por un mayor consumo industrial, que al-

canza los 214,1 TWh (un 2,0 por 100 más que en 2018). Este crecimiento fue motivado, fundamentalmente, por el aumento de los consumos en los sectores de servicios (un 20,3 por 100 más que en 2018) y papel (un 5,1 por 100 más).

La demanda del sector eléctrico (111,3 TWh/a) alcanzó el valor más alto desde 2011, creciendo un 80 por 100 con respecto a 2018 e impulsado, sobre todo, por una mayor participación del gas frente al carbón.

El punto máximo diario de demanda nacional se registró el 19 de noviembre, con 1.637 GWh/día, mientras que el máximo de demanda convencional se

alcanzó el 11 de enero, con 1.211 GW/h.

Con respecto al máximo diario de entrega de gas para generación eléctrica, este se registró el 27 de agosto, con 672 GWh.

Por otra parte, el consumo anual monitorizado de gas vehicular en España creció un 12 por 100 respecto al año anterior, alcanzando los 2,15 TWh.

De acuerdo con la tendencia habitual en los últimos años, las comunidades autónomas con mayores consumos de gas natural fueron las de Cataluña, Andalucía y Comunidad Valenciana, acumulando cerca de la mitad de la demanda nacional. La comunidad autónoma que más redujo



Kitz Group ayuda a proteger el medio ambiente en el mundo



KITZ Group

KITZ
KITZ CORPORATION

KITZ SCT

RED BRITISH
TOTO

parrin

"Jso"

<http://www.kitz.com>

su consumo de gas en 2019 respecto al año anterior fue Madrid, que disminuyó 1,6 TWh en valor absoluto (un 6 por 100).

Adicionalmente, el mercado de cisternas de GNL registró en 2019 un consumo de 12,6 TWh (12,2 TWh suministraron gas a destinos dentro de la geografía nacional y 0,4 TWh al extranjero).

En el ejercicio 2019, el sector convencional alcanzó los 286,9 TWh, cifra similar (un 0,2 por 100 inferior) a la registrada el año anterior. Este ligero descenso se ha debido sobre todo a la bajada del sector doméstico-comercial y pymes, aunque el mercado industrial registró un incremento del 2 por 100 respecto al año anterior.

La variación en el sector doméstico-comercial estuvo motivada por unas temperaturas más elevadas que el año anterior, provocando un descenso de -5,9 TWh, y por los nuevos clientes. Se calculan unos 42.000 más que en 2018, que suponen una subida de +0,3 TWh en este segmento de demanda.

La combinación de ambos factores derivó en un descenso del sector doméstico-comercial de -5,6 TWh (-8,5 por 100).

Por otro lado, la demanda del sector industrial registró 214,1 TWh, lo que supuso un incremento del 2 por 100 respecto al año anterior, motivado principalmente por el incremento de los sectores servicios (+20,1 por 100) y papel (+5,1 por 100). Los sectores que registraron mayores descensos fueron metalurgia (-2,3 por 100) y refino (-1,6 por 100). Corregidos los efectos de laboralidad y temperatura, el incremento de la demanda convencional fue del 1,1 por 100 respecto al año anterior.

Por comunidades autónomas, destaca la subida respecto al año anterior de los sectores industriales de gas natural en toda la geografía española durante 2019, a excepción de Asturias, Murcia y País Vasco.

Con respecto al consumo de gas para el transporte, el consumo anual monitorizado de gas vehicular en España, creció un +12 por 100 respecto 2018 alcanzando los 2,15 TWh/año. Durante el año 2019, la comunidad autónoma con mayor consumo de gas natural para transporte terrestre fue Madrid y Cataluña.

Por otra parte, es de destacar la expansión del proceso *Truck-to-ship* (TTS), basado en el suministro de GNL al barco desde uno o varios camiones cisterna que

se sitúan en el muelle donde está el buque atracado.

En 2019, la demanda de GNL para transporte marítimo TTS registró un aumento de +0,052 TWh (+339 por 100) respecto del año anterior. En total se registraron 248 descargas de cisterna a buques.

En 2019, las entregas de gas para el sector eléctrico acumularon 111,3 TWh. Esta cifra es un 80,0 por 100 superior a la registrada en 2019 debido principalmente a una mayor participación del gas natural en el hueco térmico frente al carbón –en un contexto en el que los precios del gas natural son más competitivos– y a una baja generación hidráulica este año y un menor uso de las conexiones internacionales eléctricas.

En un contexto de transición energética, estos datos ponen de manifiesto el importante papel que juega el gas natural para la reducción de emisiones, la garantía de suministro y como *back up* de las energías renovables en momentos de récord de demanda. La demanda de energía eléctrica en España, con datos estimados a cierre de año, experimentó en 2019 un descenso del 1,7 por 100 respecto al año anterior. Por su parte, la generación eléctrica registró un incremento de 0,04 por 100.

El Covid-19 frena las ventas

Con respecto a 2020 la irrupción de la pandemia causada por el Covid-19 ha motivado el descenso del consumo de gas natural que al cierre de abril acumula un descenso del 7,9 por 100: por segmentos descienden el consumo convencional (-8,0 por 100) y el destinado a generación eléctrica (-9,3 por 100), mientras que aumenta el GNL de consumo directo (+3,5 por 100).

En este escenario, y tras la puesta en marcha de un Plan de Contingencia Enagás informa que el Sistema Gasista español está 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 según lo previsto.

Conexiones internacionales

En 2019 el Sistema Gasista recibió 177.389 GWh de gas natural a través de las conexiones internacionales y exportó 11.743 GWh, cifras inferiores al

año anterior. La importación por las conexiones con el norte de África alcanzó los 126.264 GWh. Las importaciones a través de Tarifa alcanzaron los 57.606 GWh y el gas importado a través de Almería fue de 68.658 GWh. El porcentaje de utilización de estas conexiones (contratado frente a nominal) fue del 56 y el 82 por 100, respectivamente.

Las importaciones a través de Francia se incrementaron un 22 por 100, alcanzando los 49.196 GWh, lo que supuso una utilización del 72 por 100 de la capacidad contratada. Las exportaciones alcanzaron los 4.489 GWh en el año 2019.

La capacidad de importación contratada con Francia fue de 68.639 GWh, un 16 por 100 superior al de 2018.

La capacidad de exportación contratada se situó en 46.639 GWh, lo que representó una contratación media del 57 por 100 de la capacidad nominal, similar al año anterior.

Las exportaciones a través de las conexiones internacionales con Portugal fueron de 7.254 GWh. En cuanto a la capacidad de exportación contratada, las salidas hacia Portugal alcanzaron los 36.360 GWh, equivalentes al 69 por 100 de su capacidad nominal. La capacidad de importación contratada fue muy superior al año 2018, incrementando un 23 por 100 y alcanzando los 2.592 GWh.

Almacenamientos subterráneos

En el ejercicio 2019, los almacenamientos subterráneos incrementaron su actividad respecto a años anteriores.

Destacó significativamente el aumento tanto de la capacidad contratada como del gas inyectado. Además, en la subasta realizada el 16 de septiembre, en la que se ofertó el producto mensual de octubre, por primera vez la capacidad fue asignada en segunda ronda.

Las subastas adicionales de almacenamiento subterráneo realizadas permitieron dar cabida a las descargas previstas y descongestionar el nivel de llenado de los tanques.

Además, en noviembre se ofertaron 1.200 GWh de capacidad adicional

de hueco, que permitió a los usuarios inyectar gas en el almacenamiento durante este mes.

El gas inyectado durante 2019 alcanzó los 12.869 GWh, lo que representó un incremento del 87 por 100 respecto a 2018. Por su parte, la extracción fue de 5.489 GWh.

El llenado de los almacenamientos, al finalizar la campaña de inyección, prácticamente alcanzó la totalidad de la capacidad.

El elevado uso de los almacenamientos se reflejó en una alta capacidad contratada de los mismos. Concretamente, la máxima contratación anual, 31.011 GWh, se dio en noviembre de 2019.

Como en años anteriores, los almacenamientos subterráneos continuaron cumpliendo una función clave para el correcto funcionamiento del Sistema Gasista.

Transporte

El Sistema Gasista español se mantuvo en 2019 con las mismas infraestructuras que el año anterior, con 11.369 kilómetros de gasoductos de transporte primario a finales de 2019, y un total de 13.361 kilómetros, incluyendo los secundarios.

Diversificación de aprovisionamientos

El Sistema Gasista Español mantiene un alto grado de diversificación, recibiendo importaciones de gas procedentes de catorce orígenes diferentes. Aunque en los últimos meses Estados Unidos ha alcanzado el protagonismo como principal suministrador de gas a España, durante 2019 fue Argelia el primer proveedor del sistema, seguido de Francia, Qatar y Nigeria. Destaca también la incorporación de Guinea Ecuatorial como nuevo país incorporado a la cartera de suministradores de GNL.

Por primera vez en los últimos siete años los suministros en forma de gas natural licuado (GNL) superaron a los de gas natural, con un 57 por 100 frente al 43 por 100. Así, las entradas de gas en forma de GNL sumaron un total de 240.478 GWh mientras que las de GN fueron de 178.844 GWh.

En lo que respecta a las exportaciones a través de las conexiones internacionales, éstas ascendieron a 11.743 GWh, siendo la interconexión con Portugal la que mayor crecimiento ha experimentado con respecto al ejercicio anterior, superando el 100 por 100 de incremento. La conexión con Francia aumentó un 22 por 100.

En las siguientes líneas se ofrece un repaso a la actividad y los más destacables 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 al objeto de dotar de mayor seguridad a estas infraestructuras.

Almacenamiento 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 millones 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.

Características de los almacenamientos subterráneos de Enagás

	SERRALBO	GAVIOTA	YELA
GAS ÚTIL	680 MM ³	980 MM ³	1050 MM ³
GAS COLCHÓN	420 MM ³	1.701 MM ³	900 MM ³
TOTAL	1.100 MM³	2.681 MM³	2.000 MM³
CAPACIDAD			
INYECCIÓN	3,8 MM ³ (N)/DÍA	4,5 MM ³ (N)/DÍA	10 MM ³ (N)/DÍA
CAPACIDAD			
EXTRACCIÓN	6,7 MM ³ (N)/DÍA	5,7 MM ³ (N)/DÍA	15 MM ³ (N)/DÍA

Plan de Contingencia frente al COVID-19

Enagás ha puesto en marcha su Plan de Contingencia ante el COVID-19 y el Sistema Gasista español está 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 según lo previsto.

En el contexto de la pandemia, Enagás ha adoptado medidas dentro de su Plan de Contingencia 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.

Entre otras actuaciones, la compañía ha intensificado también la limpieza y desinfección, ha adquirido repuestos y material de protección y está coordinada con los planes de contingencia de contratistas de servicios críticos.

Las sociedades participadas por la compañía también han implantado sus respectivos planes de contingencia contra el coronavirus y continúan operando con normalidad, contribuyendo a la seguridad de suministro en los países en los que Enagás está presente.

Presencia internacional

Enagás inició su actividad internacional en 2011, con su entrada en el accionariado de la planta de regasifica-

ción 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 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, 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 ya se ha finalizando el tendido del gasoducto submarino entre Albania e Italia.

REDEXIS GAS

Redexis Gas realizó en 2019 inversiones por valor de 151 millones de euros, un 9,2 por 100 más que en 2018, que se dedicaron a planes de expansión de redes de distribución de gas natural y GLP (gas licuado del petróleo), así como para 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 cerró 2019 con 48.987 nuevos clientes, un crecimiento un 8 por 100 superior al experimentado en 2018, incluyendo tanto los que se conectaron a sus redes gasistas en 2019 como los que forman parte del acuerdo alcanzado con Cepsa en diciembre, y que ha sido autorizado por la CNMC en primera fase el 12 de marzo. Además, la compañía logró un crecimiento del 5 por 100 en el ejercicio, alcanzando los 714.681 puntos de suministro en 40 provincias españolas en 14 comunidades autónomas.

En 2019, Redexis cerró un acuerdo con Cepsa para la adquisición de 11.366 puntos de GLP en 42 municipios donde la compañía ya operaba y en 295 nuevos municipios próximos a sus áreas de operación, incrementando significativamente su huella geográfica. La compañía opera en once nuevas provincias y en la comunidad de Navarra.

La actividad desarrollada por Redexis en 2019 supuso un volumen total de 35.642 GWh, un 4,6 por 100 más que el año anterior.

En cuanto al sector industrial, la demanda industrial y comercial en sus redes aumentó un 9,8 por 100 respecto al 2018, llegando hasta los 9.109 GWh, siendo el incremento multisectorial y generalizado. Redexis ha facilitado a numerosas empresas industriales la mejora de sus procesos productivos a través del acceso al gas natural, algunas de estas compañías son Grupo Pini, Sarval Bio-Industries, AV Alumitran, Huercasa, Plásticos del Segura o Alvalle.

Destaca la conexión de industrias y empresas del sector terciario a las redes gasistas de Redexis, que en términos de demanda anualizada aumentó un 243,8 por 100 en 2019 en comparación con el año

anterior, elevándose hasta los 1.374 GWh. Por segmentos de demanda, el mayor aumento lo ha experimentado el industrial, suponiendo 1.228 GWh y un crecimiento del 368,1 por 100.

En 2019, la compañía desarrolló 527 nuevos kilómetros de redes, alcanzando un total de 11.140 kilómetros de infraestructuras propias, un 6 por 100 más que en 2018, con las que facilita el acceso al gas canalizado en más de 800 municipios españoles si se incluyen aquellos con redes y clientes adquiridos a Cepsa. Redexis tiene licencia para operar en más de 900 municipios en España.

NATURGY

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).



El Romeral de Tarba

Características principales del almacenamiento de Marismas	
GAS ÚTIL	62 MM ³
GAS COLCHÓN	452 MM ³
TOTAL	514 MM³
CAPACIDAD INYECCIÓN	0,4 MM ³ (NI)/DÍA
CAPACIDAD EXTRACCIÓN	0,4 MM ³ (NI)/DÍA

Tarba compra a Naturgy las instalaciones de gas natural de El Romeral

A finales de enero, Tarba Energía ha adquirido las instalaciones de El Romeral, un proyecto integrado de producción de gas natural convencional (sin *fracking*) y de generación eléctrica localizado en Carmona, dentro de la Cuenca del Guadalquivir, en la provincia de Sevilla. La adquisición incluye tres concesiones de explotación de gas natural así como sus gasoductos y todos los demás activos. Actualmente, hay tres pozos en producción que alimentan una planta de generación eléctrica de 8,1 megavatios.

Los socios de Tarba que han llevado a cabo la adquisición son las empresas Warrego Energy Limited, empresa cotizada en la Bolsa de Valores de Australia, y Prospex Oil and Gas, empresa cotizada en la Bolsa de Valores de Londres.

El Romeral es el segundo proyecto de Tarba en Andalucía, complementario del Proyecto Tesorillo en Cádiz, y uno de los cuatro yacimientos de gas actualmente existentes en España (Marismas, Romeral, Poseidon y Viura)

El Proyecto El Romeral comprende tres licencias de explotación de gas natural, la subestación de generación eléctrica e infraestructura local. Las licencias de explotación de El Romeral 1, 2 y 3, están loca-

lizadas en la provincia de Sevilla, dentro del término municipal de Carmona, sobre un área de aproximadamente 310 kilómetros cuadrados. Estas licencias de explotación de gas natural fueron otorgadas en 1994 y tienen vigencia hasta 2024, con el derecho a dos sucesivas prórrogas por sendos periodos de diez años adicionales cada una, y por tanto, una vigencia potencial hasta 2044.

La profundidad media de estos prospectos es de 700 metros. Siete de ellos ya han sido perforados con descubrimientos comerciales. Los cuatro primeros –El Ciervo-1, Sevilla-1, Sevilla-3, Santa Clara-1– comenzaron a alimentar la planta de generación eléctrica de El Romeral en 2002. En 2007 se perforó un quinto sondeo (Rio Corbones-1), que se conectó cinco años más tarde a la producción eléctrica. Actualmente, están en producción tres pozos: El Ciervo-1, Santa Clara-1 y Sevilla-1.

En El Romeral hay instalado un gasoducto local de 25 kilómetros de línea que conecta los tres pozos que están en producción con la planta de generación eléctrica. Este gasoducto discurre a una distancia media de unos 3 kilómetros de los once nuevos pozos, por lo que se puede decir que constituye la columna vertebral del proyecto, ya que además de conectar estos pozos con la planta eléctrica, podrá conducir el gas hasta el gasoducto general de Enagás que atraviesa por El Romeral.

Actualmente, la planta de generación eléctrica produce al 22 por 100 de su capacidad nominal y está operada por dos técnicos, con el apoyo de contratistas especializados. Tarba proyecta mantener el “*status quo*” actual de la planta, incluyendo las políticas de Seguridad, Salud y Medio Ambiente ya implantadas. Para Tarba “esta adquisición confirma la continuidad en la producción de energía eléctrica en los próximos años”. •

Año de récords en el consumo de GNL

En su informe con sus primeras estimaciones de 2020, la Asociación Internacional de Gas Natural (Cedigaz) señala que un crecimiento económico más lento, los cambios en la política china y un invierno templado han propiciado que el crecimiento de la demanda mundial de gas se desacelere en un contexto de exceso de oferta, lo que ha derivado en un creciente superávit de GNL y precios mucho más bajos.

El crecimiento en la demanda de gas natural se ha desacelerado del 5 por 100 en 2018 al 2,3 por 100 en 2019, volviendo a la tasa de crecimiento anual promedio observada desde el comienzo del siglo. El factor principal detrás del crecimiento fue el cambio del carbón y el petróleo al gas natural en los sectores de energía e industria, que fue impulsado por la competitividad del gas natural gracias a un creciente suministro de bajo costo abundante, sobre todo en los Estados Unidos y Europa. Por lo tanto, el gas natural se ha mantenido como el principal beneficiario del crecimiento de la demanda de energía, en detrimento del carbón en particular, lo que hace que su participación en la combinación energética se expanda aún más.

El consumo mundial de gas natural alcanzó los 3948 bcm en 2019, un crecimiento del 2,3 por 100 desde 2018, al igual que en 2018, Estados Unidos y China fueron los dos principales centros de crecimiento, representando respectivamente el 31 y el 27 por 100 del aumento global. Sin embargo, la expansión de la demanda de gas natural en estos dos mercados se desaceleró en comparación con los años anteriores en un contexto de debilitamiento del crecimiento económico.

Fuerte aumento del suministro de GNL

Cedigaz señala que el comercio internacional de gas (flujos netos) creció a una tasa robusta de 3,8 por 100 a 992 bcm en 2019, lo que atribuye al au-



Planta de Barcelona de Enagás

mento del suministro de GNL (+ 12,6 por 100), que compensó holgadamente una reducción significativa en los flujos de tuberías (- 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 tecnología de licuefacción del gas natural sigue aumentando su presencia como recurso para enviar combustible a las regiones donde la demanda está creciendo, impulsada por el crecimiento económico, los esfuerzos para reducir la contaminación del aire y el agotamiento de la producción local.

Los cambios estructurales en los mercados de energía y la competencia de los sustitutos requieren suministros más flexibles de gas natural licuado (GNL) en términos de volumen, destino y precios.

Por su parte, la firma de análisis IHS Markit ha presentado recientemente el informe “A Year of Records for LNG”, en el que señala que 2019 fue un año récord para la industria del gas natural licuado (GNL), destacando que los numerosos récords registrados durante el pasado ejercicio son reflejo de una tendencia de crecimiento sostenido. El informe señala que la capacidad global de GNL habrá aumentado al final de este año en más del 50 por 100, de 283 millones de toneladas al año (MMtpa) en 2015 a 437 MMtpa en 2020.

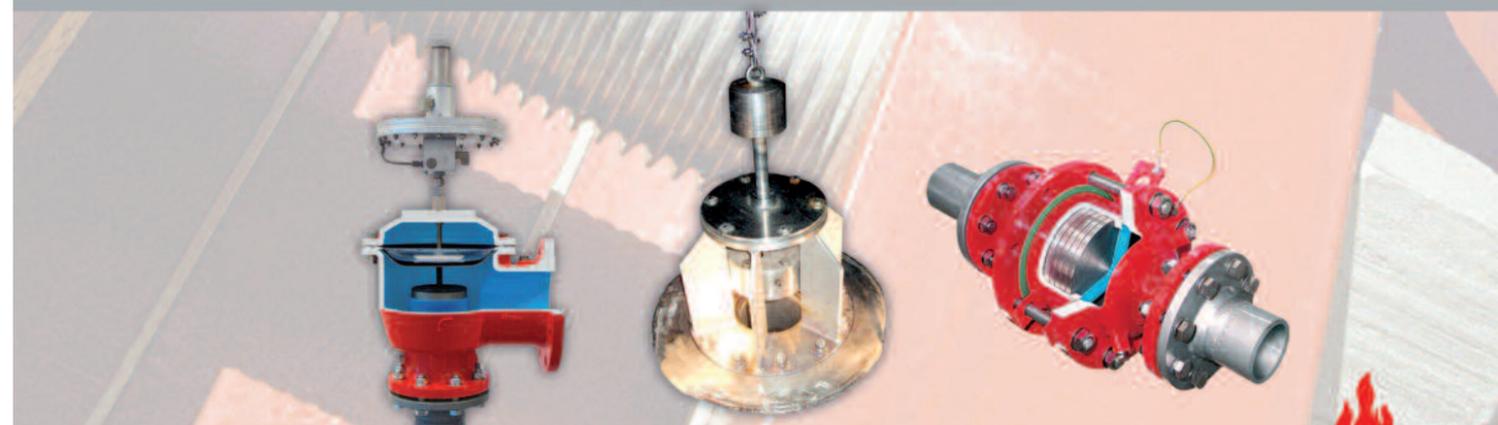
Aumento de las inversiones

La consultora señala que el ritmo continuo de nuevas inversiones es especialmente notable teniendo en cuenta un contexto de mercado de precios globales débiles, destacando los niveles récord de nuevas inversiones. Las decisiones finales de inversión (FID por sus siglas en inglés) para proyectos de licuefacción alcanzaron un nivel ex-

PROTEGO® Aplicaciones Criogénicas

- válvulas pilotadas
- válvulas de seguridad interna
- válvulas de drenaje in-tank con accionamiento rápido
- válvulas intercambiadoras
- apagallamas y válvulas de vacío

Además de apagallamas, válvulas de presión/vacío y accesorios para tanques (brazos de aspiración flotante, skimmers, tapas sonda, cartuchos desecantes...) PROTEGO® fabrica válvulas pilotadas desde hace más de 30 años.



PROTEGO España

Pintor Serra Santa, 19_ 08860 Castelldefels, Barcelona _ tel.: 93 634 21 65 _ e-mail: es-office@protego.com _ www.protego.com



para la seguridad y la protección del medio ambiente

traordinario de 70,4 millones de toneladas anuales (MMtpa), un 40 por 100 más que el máximo histórico anterior alcanzado en 2005 (50,4 MMtpa). Estados Unidos, Rusia y Mozambique establecieron máximos individuales para los niveles de FID anuales.

Además, Las nuevas empresas de licuefacción ascendieron a 38,8 MMtpa de capacidad, superando por poco el alto récord anterior de 2009. Las nuevas empresas se concentraron en Estados Unidos, Australia y Rusia. Se espera que el ritmo de inicio de proyectos disminuya en 2020 a 28,6 MMtpa de capacidad. Estados Unidos continuará dominando en esta área, ya que en su mayoría completa su ola actual de proyectos.

Récord de importaciones europeas.

Europa estableció récords para las importaciones cada mes, así como para el conjunto del año. Las importaciones netas anuales totalizaron 87,2 millones de toneladas, lo que superó el récord anterior de 65,5 millones de toneladas establecido en 2011. Se espera que las importaciones se mantengan fuertes en 2020 debido a la nueva oferta de licuefacción adicional que llega al mercado. Se espera que la nueva oferta en 2020 supere el crecimiento de la demanda asiática y, por lo tanto, mantenga las ventas en Europa.

Por su parte, China superó a Japón como el mayor importador mundial de GNL en el mes de diciembre de 2019, con volúmenes para el mes que llegaron a 7,3 MMt, en comparación con los 6,9 MMt de Japón. A pesar de que se espera que Japón continúe siendo el mayor importador mundial de GNL sobre una base anual total hasta 2022, 2019 marcó el segundo año consecutivo de disminución de las importaciones para el país, continuando una tendencia general a la baja desde 2015. China entró en su cuarto año de importaciones récord de GNL, aumentando sus importaciones de GNL 13,4 por 100 sobre el año anterior.

El suministro de GNL en 2019 ascendió a 373 millones de toneladas (MMt), un 11,8 por 100 más que en 2018 o 39,5 MMt. Los mayores aumentos en las exportaciones de GNL se produjeron en Estados Unidos (37,7 MMt en total, con

un aumento de 15,2 MMt), Rusia (30,2 MMt en total, y 10,1 MMt de aumento) y Australia (80,2 en total, y un aumento de 7,7 MMt).

Las importaciones netas de GNL alcanzaron los 358,8 MMt en 2019, 40,5 MMt más que en 2018. A nivel regional, las importaciones de GNL crecieron más en Europa, totalizando 87,2 MMt en comparación con los 49,9 MMt en 2018. Por países, el Reino Unido registró el mayor crecimiento (13,3 MMt total, y un aumento de 8,1 MMt), seguido de Francia (16,3 MMt en total, y 7,8 MMt de aumento) y China (62,4 MMt en total, y 7,4 MMt de aumento).

Japón siguió siendo el mayor importador de GNL, recibiendo 77,5 MMt en 2019. Sin embargo, esto supuso una disminución frente a los 83,2 MMt de 2018, convirtiendo a Japón en el mercado con la mayor disminución de las importaciones de GNL en 2019. China siguió siendo el segundo mayor importador en el año, y Corea del Sur el tercero, con 41,0 MMt, aunque tuvo el segundo mayor descenso en relación con 2018 (una disminución de 3,5 MMt).

Liderazgo español

En este contexto de fuerte crecimiento de la demanda, España mantuvo durante el año 2019 su liderazgo en Europa, tanto en capacidad de almacenamiento de GNL y vaporización como en número de plantas.

El Informe Sobre El Sistema Gasista Español, recientemente publicado por Enagas, destaca que por primera vez desde hace siete años, los suministros en forma de gas natural licuado (GNL) superaron a los de gas natural (GN). Así, la entrada de GNL representó un 57 por 100 del aprovisionamiento de gas para el Sistema Gasista español.

El aprovisionamiento en forma de GNL aumentó en 2019 un 44 por 100 con respecto al ejercicio anterior y alcanzó los 240.478 GWh. Las plantas en las que se registraron mayores crecimientos del gas descargado fueron las de Sagunto, Bilbao y Cartagena.

El informe destaca también que a lo largo del año 2019 se incluyó en la cartera de suministradores un nuevo país: Guinea Ecuatorial, país desde el que partió un buque hacia la planta de Barcelona.

En 2019 se contabilizó un total de 260 descargas de buques metaneros en las seis terminales de regasificación del Sistema Gasista, una cifra un 26 por 100 superior a la del ejercicio anterior. Cada planta de regasificación recibió gas procedente de al menos seis países diferentes, lo que contribuyó a reforzar la seguridad del Sistema. La terminal que acumuló un mayor número de descargas fue Barcelona, seguida de Bilbao y Huelva.

Por orígenes, Qatar y Nigeria fueron los países de los que se recibió un mayor número de cargamentos, un total de 52 y 50 buques metaneros respectivamente, seguidos de Estados Unidos y Rusia, con 48 y 38 buques, respectivamente. Entre los cuatro orígenes concentran el 60 por 100 del volumen descargado.

España continúa encabezando Europa en número de infraestructuras de GNL y capacidad de vaporización y almacenamiento de GNL. Las instalaciones mantienen sus características y capacidades técnicas. El Sistema Gasista español cuenta con un total de 25 tanques de almacenamiento, con ocho atraques y una capacidad para buques metaneros de hasta 270.000 metros cúbicos.

Las entradas desde plantas de regasificación al Sistema presentaron en 2019 un importante repunte de casi un 57 por 100 respecto a 2018. La regasificación total alcanzó los 227.888 GWh y destacó el incremento de la planta de Sagunto, seguida de las de Cartagena, Bilbao y Huelva. Por su parte, la carga de cisternas se incrementó un 7 por 100, superando el doble del incremento del año 2018, alcanzando los 12.597 GWh.

La producción media diaria alcanzó los 659 GWh/día y la contratación media fue de 751 GWh/día.

En cuanto a las existencias en tanques, el promedio anual fue del 60 por 100 llegando a alcanzarse, algún día puntual, el 94 por 100. A 31 de diciembre, el acumulado en las plantas de regasificación alcanzaba el 71 por 100 de la capacidad de almacenamiento.

Además, el uso medio de la capacidad de contratación ascendió al 89 por 100.

El volumen de cisternas gestionado fue de 12.597 GWh, un 7 por 100 más que en 2018, continuando la tendencia al alza

en la demanda de este servicio. El incremento más destacable se observó en la Planta de Bilbao, con un aumento del 39 por 100, seguido de la Planta de Sagunto, con un aumento del 18 por 100. Creció también significativamente la planta de Barcelona y Cartagena con un 5 por 100 cada una y Huelva con un 2 por 100.

Las existencias medias de GNL continuaron la tendencia alcista del año anterior, representando el 61 por 100 respecto a su capacidad total. El nivel de existencias medias diarias almacenadas en tanques ascendió a 13.920 GWh, cifra un 35 por 100 superior al valor alcanzado en 2018.

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 almacenamiento 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.

Características técnicas de la planta de Barcelona

Nº DE TANQUES	6
ALMACENAMIENTO	760.000 M ³ GNL
REGASIFICACIÓN	1.950.000 M ³ (N)/H
PANTALANES	1 LS, 1 SS: 2.000 / 266.000 M ³ GNL
CARGA CISTERNAS GNL	3 CARGADEROS / 50 CISTERNAS/DÍA
CARGA BUQUES GNL	MÁX. 4.200 M ³ /H

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 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.

Características técnicas de la planta de Cartagena

Nº DE TANQUES	5
ALMACENAMIENTO	587.000 M ³ GNL
REGASIFICACIÓN	1.350.000 M ³ (N)/H
PANTALANES	1 LS, 1 SS: 4.000 / 266.000 M ³ GNL
CARGA CISTERNAS GNL	3 CARGADEROS, 50 CISTERNAS/DÍA
CARGA BUQUES GNL	MÁX. 7.222 M ³ /H

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.

Características técnicas de la planta de Huelva

Nº DE TANQUES	5
ALMACENAMIENTO	619.500 M ³ GNL
REGASIFICACIÓN	1.350.000 M ³ (N)/H
PANTALANES	1 LS: 7.500 / 175.000 M ³ GNL
CARGA CISTERNAS GNL	3 CARGADEROS, 50 CISTERNAS/DÍA
CARGA BUQUES GNL	MÁX. 3.700 M ³ /H

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 establecida 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.

Características técnicas de la planta de El Musel

Nº DE TANQUES	2
ALMACENAMIENTO	300.000 M ³ GNL
REGASIFICACIÓN	800.000 M ³ (N)/H
PANTALANES	1 LS: 65.000 / 266.000 M ³ GNL
CARGA CISTERNAS GNL	2 CARGADEROS, 30 CISTERNAS/DÍA
CARGA BUQUES GNL	MÁX. 6.000 M ³ /H



Planta Bahía Bizkaia Gas BBG en Puerto de Bilbao

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 em-

presas contratistas están contribuyendo así a garantizar la prestación de este servicio, esencial a la sociedad.

Características técnicas de la planta BBG

Nº DE TANQUES	3
ALMACENAMIENTO	450.000 M ³ GNL
REGASIFICACIÓN	800.000 M ³ (NI)/H
PANTALANES	1 LS: 7.500 / 270.000 M ³ GNL
CARGA CISTERNAS GNL	1 CARGADERO, 15 CISTERNAS/DÍA
CARGA BUQUES GNL	MÁX. 3.000 M ³ /H

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.

Características técnicas de la planta de Sagunto

Nº DE TANQUES	4
ALMACENAMIENTO	600.000 M ³ GNL
REGASIFICACIÓN	1.000.000 M ³ (NI)/H
PANTALANES	1 LS: 30.000 / 266.000 M ³ GNL
CARGA CISTERNAS GNL	2 CARGADEROS, 40 CISTERNAS/DÍA
CARGA BUQUES GNL	MÁX. 3.000 M ³ /H

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.

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.

Características técnicas de la planta TLA Altamira

Nº DE TANQUES	2
ALMACENAMIENTO	300.000 M ³ GNL
REGASIFICACIÓN	800.000 M ³ (NI)/H
PANTALANES	1 LS: 70.000 / 217.000 M ³ 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.

Características técnicas de la planta GNL Quintero

Nº DE TANQUES	3
ALMACENAMIENTO	334.000 M ³ GNL
REGASIFICACIÓN	625.000 M ³ (NI)/H
PANTALANES	1 LS: 120.000 / 265.000 M ³ GNL
CARGA CISTERNAS GNL	4 CARGADEROS, 50 CISTERNAS/DÍA

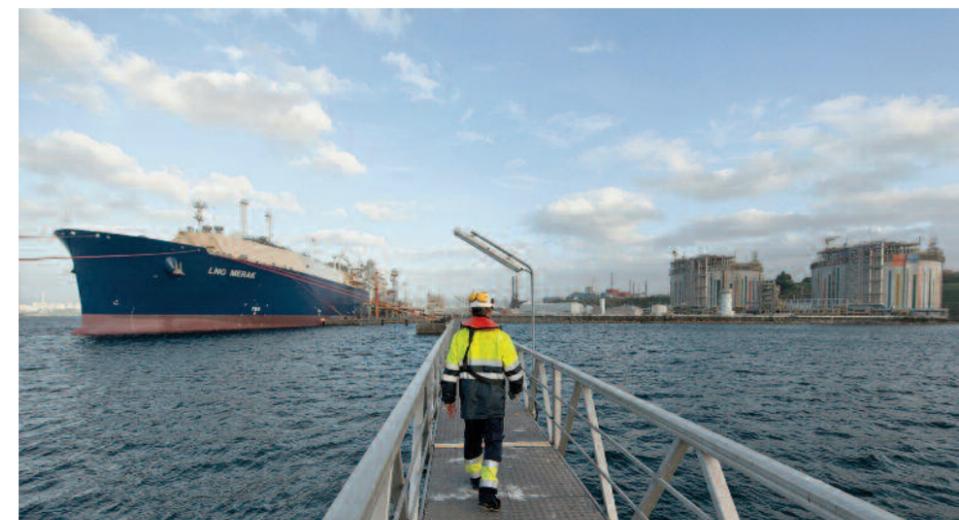
REGANOSA

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 Mugarodos 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 Navantia, cuya oferta de servicios está coordinada con Reganosa.

La terminal de gas natural licuado de Mugarodos, en el puerto de Ferrol, ha sido la elegida para acoger la primera puesta a punto del "LNG Merak". Propiedad de Mitsui OSK Lines y China Cosco Shipping Corporation Limited, este buque acaba de ser construido en los astilleros Hudong-Zhonghua Shipbuilding, en Shanghái (China), y es el segundo de una serie de cuatro gemelos encargados para transportar a Asia, a través de las plantas de transbordo de Europa, GNL obtenido en la península siberiana de Yamal.

Procedente de Shanghái, de donde partió el 10 de enero, el buque ha sido sometido a operaciones de puesta en gas ("gassing up") y enfriamiento ("cool down"), imprescindibles antes de recibir su primera carga. Asimismo, durante su



Puesta a punto del LNG Merak en la terminal de Reganosa

estancia, fue inspeccionado para obtener la acreditación SIRE.

El LNG Merak cuenta con una eslora (longitud) de 295 metros, una manga (anchura) de 45 y un calado máximo de 11,5. Puede transportar en su interior hasta 174.000 metros cúbicos de GNL, cantidad equivalente a un 58 por 100 de la capacidad total de almacenamiento de los tanques que Reganosa tiene en Mugarodos.

El paso del citado metanero por la terminal de GNL del puerto de Ferrol refuerza los vínculos de esta con el proyecto Yamal. En julio de 2018 ya fue la primera planta de la Europa continental en recibir un cargamento de gas natural licuado procedente del Ártico ruso.

Por otra parte, en línea con sus planes de expansión, Reganosa ha iniciado en mayo un proceso para incorporar a su plantilla a diez nuevos ingenieros. Concluida la selección, el grupo pasará a contar con 150 trabajadores, el número más alto desde la fundación de la compañía en 1999. Son más del doble que al cierre de 2015 (70).

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-abril 2020

La planta de regasificación de Sagunto ha descargado, desde el 1 de enero al 30 de abril de 2020, un total de 245.948 toneladas de GNL, equivalentes a 3.736 GWh de energía, y ha producido 4.382 GWh. En los primeros cuatro meses del año, Saggas ha descargado un total de cinco buques metaneros.

Asimismo, en este periodo, Saggas ha adoptado medidas extraordinarias para poder continuar realizando su trabajo, catalogado como servicio esencial, para garantizar el suministro de gas natural durante el Estado de Alarma provocado por la emergencia sanitaria derivada del COVID-19. Previo a la declaración del Estado de Alarma, la planta ya había adoptado medidas extraordinarias para garantizar la seguridad de sus trabajadores y, por ende, de sus servicios. Estas medidas incluyen la adopción del teletrabajo para todas aquellas personas que su trabajo lo permitía así como la implantación de medidas de prevención adicionales. En el caso del personal de operaciones, Saggas ha reestructurado los turnos y para

el personal de mantenimiento se han establecido turnos de trabajo quincenales, que garantizan el correcto mantenimiento de las instalaciones.

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 10 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 14064 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 2018 Saggas puso en marcha un compresor destinado a mejorar la eficiencia del sistema productivo de la planta y reducir las emisiones de CO₂. La instalación, que supuso una inversión de más de 11 millones de euros, ha evitado la emisión a la atmósfera de más de 200.000 toneladas de CO₂ equivalente desde su puesta en marcha.

En 2019 ha intensificado su participación de forma activa en diversos proyectos enfocados a la sostenibilidad medioambiental en el entorno local, comarcal y portuario.

Responsabilidad Social Corporativa

Dentro de su política de Responsabilidad Social Corporativa, Saggas ha firmado un convenio de colaboración con el Centro de Alimentos de Sagunto por el que ha donado 20.000 euros a esta entidad que presta ayuda a 350 familias del en-



Planta de Saggas

torno. La planta de regasificación de Sagunto es colaborador del Centro de Alimentos de la localidad, con una donación anual de 6.000 euros desde el nacimiento de esta institución. El nuevo convenio supone una aportación adicional con la que Saggas busca contribuir a paliar los efectos económicos derivados por la crisis sanitaria provocada por el Covid-19.

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 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 eje-

cución 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 nacionales 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 periodo 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. •



TERRA & URANOS

The New Reference in Welding Machines.

Con nuestra gama de equipos Terra & Uranos ponemos nuevos estándares en todos los procesos de soldadura estándar y especiales. Una combinación única de consumible de soldadura y fuente de potencia que te permite obtener las MEJORES SOLUCIONES en soldadura de las cuales puedes estar orgulloso. Es lo que nos motiva – con una garantía de 5 años en todos los equipos de soldadura Terra & Uranos.



Scan for more information

El sector gasista impulsa la creación de empleo verde y digital

La Asociación Española del Gas, SEDIGAS, lanza su plan de acción para apoyar a la sociedad española en el periodo de reconstrucción económico abierto debido a la crisis provocada por el Covid-19.

Según la Presidenta de la Asociación, Rosa María Sanz, es fundamental que en estos momentos más que nunca todas las empresas e instituciones adquieran el compromiso conjunto y estén unidas para poder recuperar la senda de crecimiento económico cuanto antes. “Es momento de profundizar en las medidas que tenemos que llevar a cabo para, entre todos, reactivar la economía. Estas decisiones nos definirán cómo construimos este futuro”.

A través de este programa, Sedigas ha establecido una serie de estrategias y acciones para contribuir al desarrollo económico utilizando la innovación y la digitalización como pilares fundamentales, sin olvidar que dicha recuperación pasa por reforzar la transición ecológica para conseguir un estilo de vida más responsable con el entorno. La asociación quiere hacer hincapié en la importancia de la economía circular por lo que se establecerán alianzas empresariales para impulsarla. Asimismo, centrarán también sus acciones en conseguir una mayor eficiencia en el sector residencial-comercial.

“Desde el sector energético, y concretamente el del gas, no podemos olvidar que el reto de la transición energética hacia una economía descarbonizada sigue siendo prioritario. El desarrollo económico que queremos fomentar tendrá que venir de la mano de medidas compatibles con el futuro, con una fuerte reducción de las emisiones y cre-

ando trabajo verde y digital que nos permita contribuir con una reconstrucción más rápida y eficaz”, explica Sanz.

El Gobierno y las Administraciones Públicas van tomando pasos cada vez más relevantes hacia un modelo económico y productivo más sostenible. En la aprobación del anteproyecto de Ley de Cambio Climático, la Vicepresidenta Ribera ya dejó claro que la recuperación económica pasa por seguir apostando por un modelo de vida más respetuoso con nuestro entorno a través de los objetivos establecidos en el PNIEC (Plan Nacional Integrado de Energía y Clima).

Oportunidad para el sector

La recuperación verde es una gran oportunidad para todos y el sector gasista dispone de todas

las herramientas para enfrentarse a ello. “Está preparado para posicionarse como un motor de presente y futuro para el impulso de la economía, que necesariamente será verde. Para ello será necesaria la vinculación con todos los grupos de interés y las relaciones institucionales para poder avanzar más rápido y conseguir que sea una oportunidad”, comenta Sanz.

El sector gasista lleva años invirtiendo en I+D+i y está trabajando en alternativas más responsables y sostenibles con el medio ambiente. Tecnologías como el biometano, ayudarían al PIB del país ascendiendo a los 500 millones de euros para 2030 con una tasa de crecimiento próxima al 50 por 100. Asimismo, se está apostando por nuevas energías como el hidrógeno

como vector de integración de los sectores de gas y electricidad a través de tecnologías como el *Power-to-Gas*.

Por otro lado, otro de los propósitos de la asociación es fomentar la digitalización en el consumo y suministro de gas para ganar en eficiencia y seguridad, lo que supondría el desarrollo de nuevos sistemas y, por lo tanto, la creación de hasta 50.000 nuevos empleos. La presidenta de Sedigas afirma que “es el momento de invertir en innovación tecnológica para conseguir afrontar los retos medioambientales que tenemos por delante. El sector del gas trabajará para la transformación económica del país hacia sectores de alto valor añadido que nos ayuden a cumplir con nuestros objetivos medioambientales”.

Durante las próximas semanas, la asociación irá dando a conocer las distintas iniciativas planteadas con un mayor grado de detalle. •

Naturgy cierra la compra del 34 por 100 del Medgaz obteniendo su control junto con Sonatrach

Naturgy ha cerrado la compra del 34 por 100 del Medgaz a Mubadala de manera que la sociedad pasará a ser propiedad exclusiva de Naturgy (con el 49 por 100) y de Sonatrach (51 por 100). La operación permite a Naturgy transformar su participación del 14,95 por 100 en Medgaz en una participación estratégica que le permitirá el control conjunto de la sociedad, junto con Sonatrach.

La transacción valora el 100 por 100 del capital de Medgaz en 1.300 millones de euros con un *Enterprise Value* de aproximadamente 1.900 millones de euros, equivalente a 6,9 x el ebitda esperado en 2021, que incluye el programa de expan-

sión aprobado de 2bcm/a del gasoducto actual, que aumentará la capacidad en un 25 por 100 hasta los 10 bcm de volumen y estará operativo en 2021. Se espera que Medgaz distribuya dividendos por encima de los 130 millones de euros anuales a partir de 2021.

Naturgy adquiere este 34 por 100 a través de un vehículo (SPV) para el que la compañía ya ha suscrito un acuerdo con BlackRock's Global Energy & Power Infrastructure Fund (GEPIF) por el que GEPIF adquirirá un 50 por 100 al mismo precio acordado para la compra de esta participación a Mubadala.

El presidente de Naturgy, Francisco Reynés, ha señalado



que “en su conjunto es una operación muy atractiva para Naturgy, tanto por tratarse de un activo de infraestructuras estratégico, donde incrementamos nuestra posición de control notablemente, como por los términos financieros alcanzados en el acuerdo, que cumplen con nuestros criterios de generación de valor para el accionista”.

La operación refuerza además la alianza estratégica de Naturgy con Sonatrach y de Argelia con España. •

Total se convierte en uno de los proveedores líderes de gas y electricidad en España

Total ha fortalecido considerablemente sus posiciones en generación y suministro de electricidad y gas en España mediante la adquisición de la cartera de Energías de Portugal de 2,5 millones de clientes B2C y dos centrales de ciclo combinado de gas que representan una capacidad de generación de electricidad de cerca de 850 megavatios.

Esta operación en España se produce poco después de la entrada de Total en el mercado solar del país el pasado mes de febrero, con la adquisición de una cartera de casi 2 gigavatios de proyectos de energía renovable que se desarrollarán a corto y medio plazo.

La compañía energética ha destacado que estas operaciones le permiten implementar su estrategia de crecimiento en la cadena de valor integrada de gas y electricidad del país.

Total destaca su ingreso en el mercado español de B2C convirtiéndose en el cuarto proveedor de gas y electricidad en el país, con una participación en el mercado residencial del 12 y el 6 por 100, respectivamente.

Además, “complementa su producción futura de electricidad renovable, que es intermitente, con capacidades flexibles de generación de electricidad a partir del gas”.

Este acuerdo se corresponde con la ambición de Total de lograr la neutralidad de carbono para 2050 para su negocio mundial y para desempeñar un papel importante en la transición energética en Europa, siendo España uno de los primeros países en adoptar un objetivo de neutralidad de carbono para 2050.

Operador clave en el mercado español

“Este es un nuevo paso importante en la ambición de Total de convertirse en una amplia compañía de energía. Esta transacción permite que Total se convierta en uno de los jugadores clave en el mercado energético en España, cubriendo un amplio espectro desde las importaciones de GNL hasta la generación de energía a partir de energías renovables y gas, así como el suministro de gas y electricidad. Nuestra ambición es poder ofrecer una oferta competitiva de nuestras producciones a los consumidores españoles, aprovechando el conocimiento digital y comercial desarrollado en Francia por Total Direct Energie y en Bélgica por Lampiris”, según ha señalado Patrick Pouyanné, presidente y CEO de total, que también ha declarado que esta transacción es “totalmente coherente con la estrategia de crecimiento rentable del Grupo en toda la cadena de valor del gas y la electricidad baja en carbono en Europa, en línea con nuestra nueva ambición de llegar a la Emisión Cero Neta para 2050. Con este acuerdo, Total alcanzará los 8,5 millones de clientes de gas y electricidad en Europa a partir de 2021, en línea con su objetivo de servir a más de 10 millones de clientes para 2025”.

La transacción con EDP se basa en un valor de 515 millones de euros, está sujeta a condiciones –incluida la aprobación regulatoria–, y debe finalizarse antes de finales de 2020.

La cartera de alrededor de 2,5 millones de contratos residenciales está compuesta por cerca

Mibgas inicia un hub de GNL único en el mundo

Mibgas ha iniciado la negociación de productos spot de gas natural licuado (GNL) en un único punto o tanque virtual donde se concentrarán todas las transacciones que, hasta ahora, se realizaban de manera individualizada en cada una de las seis plantas de regasificación españolas. Esta medida beneficia ampliamente a los comercializadores al aumentar sus posibilidades de negociación proporcionando una plataforma de balance también para GNL. Además, contribuye a la puesta en valor de la infraestructura de regasificación existente en España en las plantas de Barcelona, Sagunto, Cartagena, Huelva, Murgardos y Bilbao.

Así, los tanques de almacenamiento de gas natural licuado de cada una de las plantas de regasificación españolas se unen en un tanque virtual único, de manera que los propietarios de GNL desconocen la localización física de su gas.

La puesta en marcha del Tanque Virtual de Balance (TVB) es uno de los cambios recogidos en la nueva regulación del sistema gasista español que ha aprobado este año la Comisión Nacional de los Mercados y la Competencia (CNMC).

Los trabajos de implementación y puesta en producción de este nuevo sistema se han desarrollado conjuntamente con Enagás GTS, el Gestor Técnico del Sistema gasista

de 2,1 millones en poder de EDP Comercializadora (100 por 100 EDP) y alrededor de 0,4 millones en CHC, una empresa conjunta entre EDP y CIDE.



Raúl Yunta, presidente de Mibgas

español, de manera telemática en las últimas semanas debido a las medidas adoptadas por la crisis sanitaria provocada por el Covid-19.

Mibgas fue pionero el año pasado con el lanzamiento de productos spot de GNL en todas las plantas españolas, al convertirse en el primer exchange o mercado organizado que ofrecía este tipo de productos. Con la puesta en marcha del TVB, los usuarios o Agentes de Mibgas Derivatives (empresa subsidiaria de Mibgas encargada de la negociación de productos spot de GNL) pueden ya comprar y vender GNL independientemente de la ubicación física del mismo, lo que aumenta considerablemente el número de contrapartes y la liquidez de este mercado. De esta manera, Mibgas crea un hub de GNL único en el mundo.

Con este tipo de productos, Mibgas confía en seguir contribuyendo al aumento de la liquidez y transparencia del mercado de GNL europeo mediante la publicación de un precio (resultado de un exchange) transparente y real, de transferencia de titularidad de GNL en España. •

Al cierre de la operación, EDP transferirá a Total los 280 empleados que administran las actividades adquiridas. •

Redexis gana 37,6 millones de euros en 2019, con un importante crecimiento

Redexis registró unos ingresos en 2019 de 245,9 millones de euros, un 0,7 por 100 más que en 2018, en un año caracterizado por un invierno y un otoño particularmente cálidos, lo que redujo el consumo doméstico unitario un 13 por 100 respecto a la media histórica. El ebitda experimentó un crecimiento del 1,7 por 100, alcanzando 172,3 millones de euros. La compañía generó un beneficio neto de 37,6 millones de euros, aumentando un 25,8 por 100 la cifra frente al 2018.

Las inversiones realizadas por Redexis en 2019 ascendieron a 151 millones de euros, un 9,2 por 100 más que en 2019, que se dedicaron a planes de expansión de redes de distribución de gas natural y GLP (gas licuado del petróleo), así como para 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.

Repunte de las importaciones de gas natural en marzo con Estados Unidos como primer suministrador

Las importaciones netas de gas natural alcanzaron el pasado mes de marzo los 30.946 gigavatios hora, tras crecer un 5 por 100 con respecto al mismo mes del año anterior, según ha informado Cores.

Este incremento se debió, principalmente, a la subida registrada en las importaciones netas de gas natural licuado (un 48,5 por 100), ya que las realizadas a través de gasoducto cayeron un 48,4 por 100.

Redexis cerró el año con 48.987 nuevos clientes, un crecimiento un 8 por 100 superior al experimentado en 2018, incluyendo tanto los que se conectaron a sus redes gasistas en 2019 como los que forman parte del acuerdo alcanzado con Cepsa en diciembre, y que ha sido autorizado por la CNMC en primera fase el 12 de marzo. Además, la compañía logró un crecimiento del 5 por 100 en el ejercicio, alcanzando los 714.681 puntos de suministro en 40 provincias españolas en 14 comunidades autónomas.

La actividad desarrollada por Redexis en 2019 supuso un volumen total de 35.642 gigavatios hora, un 4,6 por 100 más que el año anterior.

En cuanto al sector industrial, la demanda industrial y comercial en sus redes aumentó un 9,8 por 100 respecto al 2018, llegando hasta los 9.109 gigavatios hora. •

Las importaciones totales de gas natural aumentaron un 5,3 por 100 respecto a marzo de 2019, situándose en 31.402 gigavatios hora. El 77,2 por 100 se importó en estado líquido (GNL), mientras el 22,8 por 100 restante se realizó a través de gasoducto.

Por zonas geográficas, ascendieron interanualmente las importaciones procedentes de América del Norte (+63,5 por 100) y Europa y Euroasia (+15,1 por 100), mientras des-

Iñaki Alzaga, nuevo presidente de Nortegas

El Consejo de Administración de Nortegas, segunda distribuidora de gas natural a nivel nacional, ha aprobado el nombramiento de Iñaki Alzaga, como nuevo presidente no ejecutivo de la compañía.

Iñaki Alzaga, licenciado en ciencias económicas y empresariales por la Universidad Comercial de Deusto, es actualmente presidente del Grupo Noticias y consejero independiente de Euskaltel y de Talde Gestión, entre otras sociedades. Anteriormente, Alzaga ha ocupado diversas responsabilidades en compañías como Price Waterhouse, Editorial



Iparraiguire y Euskaltel, donde formó parte del comité de dirección y desempeñó funciones en las áreas de estrategia, innovación y desarrollo y lanzamiento de nuevos negocios. •



Planta de regasificación de Sagunto

ciendieron los suministros de Oriente Medio (-39,4 por 100), América Central y del Sur (-32,3 por 100) y África (-1,8 por 100).

Por segundo mes consecutivo, Estados Unidos fue principal suministrador de gas natural a España, representando el 25,5 por 100 del total, seguido de Rusia (17 por 100) y Argelia (16,0 por 100), que registró las menores importaciones desde que se dispone de información (enero 2004) y una disminución de un 27,9 por 100 frente al mismo mes del año pasado.

Mientras, las exportaciones de gas natural aumentaron un 41,5 por 100 frente al mismo mes del año pasado, situándose en 456 gigavatios hora. Aumentaron interanualmente tanto las realizadas a través de gasoducto como las realizadas en forma líquida, con crecimientos del 45,9 por 100 y +31,5 por 100, respectivamente.

En marzo, Francia se situó como principal destino de las exportaciones, con el 42,9 por 100 del total, seguido de Portugal (36,4 por 100) que registró las menores salidas para un mes de marzo desde 2010. •

Sedigas espera la adaptación de Ley de Puertos al nuevo Reglamento Europeo para el desarrollo del bunkering



Sedigas, la Asociación Española del Gas, espera la adaptación de la actual Ley de Puertos al nuevo Reglamento Europeo, así como una adecuada regulación del bunkering de gas natural licuado que refuerce la apuesta de este nuevo servicio portuario.

La Asociación fomenta el uso del gas natural en la movilidad marítima, estando sus asociados comprometidos con la calidad del aire y la descarbonización del transporte. La mejora de la calidad del aire en las ciudades con actividad portuaria es uno de los temas que el sector gasista ha identificado como preocupación relevante de los ciudadanos y gobiernos locales.

Durante el webinar "Situación actual y Perspectivas de futuro del Bunkering en España" en el que también participaron la Presidenta de la Autoritat Portuaria de Barcelona, Mercé Conesa y el Director de Explotación de Puertos del Estado, Leandro Melgar, la Presidenta de Sedigas, Rosa María Sanz, señaló que "es necesaria una Ley de Puertos adaptada al nuevo Reglamento Europeo para proteger de manera decidida la

salud de las personas gracias a la mejora de la calidad del aire que ofrece el GNL".

Decisivo para la reducción de emisiones

En los puertos, la regulación del bunkering es decisiva en la reducción de emisiones. En marzo de 2019 se comenzó a aplicar el Reglamento 2017/352 de la UE, que aportó como novedad el cambio en la naturaleza jurídica del servicio de bunkering en los puertos, pasando de ser un servicio comercial a uno portuario, y por lo tanto, con obligaciones de servicio público. En este documento, también se considera servicio de bunkering al suministro con combustibles gaseosos, incluyendo por lo tanto GNL.

Sedigas tiene preparada una serie de propuestas y sugerencias para seguir trabajando en la adecuación de la nueva normativa a las necesidades técnicas propias del suministro con GNL, así como los criterios generales para la prestación del servicio para que sirvan de referencia a las Autoridades Portuarias en la nueva redacción de Pliegos de Condiciones Particulares de cada puerto.

Santander planea convertirse en un puerto estratégico en bunkering de GNL

El consorcio formado por Puerto de Santander, Repsol LNG Holding (RLH), ESK y Enagás implantará y mejorará las infraestructuras de bunkering de GNL en un área de influencia portuaria de la Red Global Transeuropea de Transporte (TEN-T Comprehensive Network) mediante un proyecto que tendrá una duración aproximada de cuatro años y dos meses.

Esta acción cuenta con una ayuda europea dentro del programa CEF-Transport, en concreto en la convocatoria Projects on the Comprehensive Network (CEF-T-2019-1-AP-TRANSPORT) / Maritime Ports, de 6.334.607 euros a repartir entre los socios en función de su actividad.

En el caso del Puerto de Santander la cantidad recibida asciende a 2.977.140 euros. El objetivo es satisfacer los requisitos necesarios para superar las barreras existentes en la red de suministro de GNL, proporcionando instalaciones para el repostaje de barcos y buques en Santander como puerto estratégico del norte de España. Para ello, la acción se basa en el diseño y construcción de una terminal de bunkering de GNL en el Puerto de Santander.

Esta instalación estará destinada prioritariamente para el bunkering de GNL a los

nuevos buques que la compañía Brittany Ferries tiene en construcción, y cuyo primer barco, el Galicia, está previsto que comience a operar a finales de este año. Los nuevos ferris están preparados para utilizar GNL como combustible, por lo que estarán en condiciones de cumplir las estrictas condiciones de emisión de SOx que entraron en vigor en 2020.

El puerto de Santander debe proveer de las infraestructuras requeridas, que se concretan en la construcción de un nuevo muelle de Maliaño tramos 1-4, con una alineación de 400 metros y una rampa ro-ro, complemento imprescindible para los tráficocos que genera Brittany Ferries. No obstante, el muelle y la instalación de almacenamiento y suministro de GNL a buques se espera den servicio en el futuro a otros tráficocos que el Puerto de Santander mantiene con puertos del norte de Europa.

La acción será desarrollada en colaboración con ESK como empresa de transporte, que diseñará, fabricará y operará los camiones cisterna que suministrarán el GNL a la terminal de bunker desde la terminal de regasificación más cercana, y con Enagás, como experto en gestión de plantas de GNL en España. •

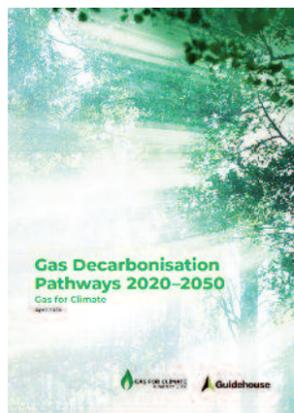
El GNL como combustible es ya una realidad tecnológica para el transporte marítimo de mercancías y de pasajeros en España, al poder emplearse en barcos de distinto tipo de uso. Además, al establecer unos peajes de bunkering competitivos frente a puertos cercanos, España puede atraer al mercado incipiente y aumentar la competitividad de los puertos. •

Gas for Climate destaca la relevancia del gas renovable en la descarbonización del transporte hasta 2050

El consorcio Gas for Climate analiza en su último informe, “Gas Decarbonisation Pathway 2020-2050”, cómo debe ser la transición hacia un sistema energético neutro en carbono para 2050 al menor coste posible.

El informe señala que la electrificación es la medida clave de descarbonización en el transporte por carretera, pero para el transporte pesado, el hidrógeno, el bioGNC y el bioGNL también tendrán un papel importante. El bioGNC es una opción viable de medio y largo plazo para reducir la intensidad de los gases de efecto invernadero del transporte pesado, así como para estimular el desarrollo del mercado del biometano. Los turismos a bioGNC pueden ser una opción relevante de transición para la descarbonización de este segmento, especialmente en Italia, donde ya existe un mercado e infraestructura de automóviles a GNC bien desarrollado. Es probable que los vehículos ligeros eléctricos sean más rentables entre 2030 y 2045, después de lo cual el bioGNC puede continuar utilizándose en el segmento de los vehículos pesados, junto al hidrógeno y el bioGNL.

Con respecto al transporte marítimo, el informe prevé que los buques diésel existentes serán reemplazados principalmente por bio-GNL y buques eléctricos de baterías para 2050, evitando la necesidad de desarrollar rutas de producción adicionales para biodiésel, combustible más



caro y escaso. Sin embargo, otras opciones de combustible también podrían ser relevantes, como el hidrógeno verde y el amoníaco sintético. El despliegue de buques de bio-GNL y baterías conduce a una demanda de bio-GNL de 461 teravatios hora y una demanda de electricidad de 124 teravatios hora.

Desarrollo de infraestructura en toda la UE

En cuanto a la infraestructura, el informe asegura que la transición de combustibles convencionales (gasolina y diésel) a combustibles alternativos requiere un desarrollo en toda la UE de infraestructura de recarga (rápida) e infraestructura de suministro de bio-GNL e hidrógeno para vehículos ligeros y camiones. La infraestructura de GNL debería estar disponible a lo largo de los puertos de la Red Transeuropea de Transporte (TEN-T) y en los principales puertos no pertenecientes a la UE. A lo largo de las vías navegables internas de la UE, se requiere infraestructura de hidrógeno, GNL y electricidad.

Alemania aprueba la exención de peajes para camiones de GNL en Alemania

Alemania ha probado la extensión hasta 2023 de la actual exención de pago de los peajes en las autopistas para vehículos pesados de GNL.

En 2050, Europa aspira a ser un continente neutro en carbono, con un sistema de transporte con cero emisiones netas. A nivel europeo, ya circulan más de un millón y medio de vehículos propulsados por gas natural, del cual un 15 por 100 es de origen renovable.

En muchos países, las flotas de camiones y autobuses ya usan bioGNC y bioGNL (biometano) como combustible, neutralizando completamente las emisiones de carbono. La flota de camiones de GNL es una realidad que crece de forma imparable, con más de 10.000 vehículos operando en Europa y 1.615 vehículos operando en España que están lis-

Asimismo, Gas for Climate realiza las siguientes recomendaciones a la Unión Europea con el objetivo de avanzar en el camino hacia la descarbonización del transporte:

- Coordinación internacional de infraestructuras de abastecimiento de combustible para GNC, GNL, hidrógeno y carga eléctrica para eliminar algunas de las barreras para la adopción de estos combustibles en el transporte pesado de larga distancia. Introducción de normas para las estaciones de servicio de GNC que permiten una conversión rentable a hidrógeno.

tos para utilizar biometano sin necesidad de realizar ninguna modificación.

La capacidad de producción europea de biometano tiene un potencial, según estudios recientes, de 1.200 teravatios hora, suficiente para satisfacer las necesidades del sector, que actualmente consume alrededor de 24 teravatios hora.

El ejemplo que Alemania está dando en Europa es una clara demostración de la importancia del gas natural para la transición energética hacia una economía baja en carbono, circular y sostenible, con bioCNG y bioLNG. Tenemos una oportunidad única de crear sinergias entre los sectores de residuos, agricultura, energía y movilidad, contribuyendo a la reactivación de la economía europea, especialmente en estos tiempos difíciles. ●

- Aumentar el nivel de ambición de la Directiva de Infraestructura de Combustibles Alternativos para asegurar que la infraestructura necesaria esté en Europa y más allá de la cobertura geográfica actual de la RTE-T.

- Introducir progresivamente una mayor cuota de gas renovable para el transporte marítimo y la aviación en la RED, comenzando en el 14 por 100 para 2030 y aumentando gradualmente hasta el 100 por 100 para 2050. Esta medida puede ser una alternativa efectiva a la inclusión de la aviación y el transporte marítimo en la UE ETS. ●

El 17 por 100 del gas utilizado en el transporte en Europa es de origen renovable



El uso de gas renovable como combustible ya es una realidad generalizada en el conjunto de los países europeos. Según los datos de NGVA Europe, de las 4.120 estaciones de servicio de GNC y GNL operativas en la actualidad en Europa, más del 25 por 100 suministran biometano a los consumidores. Esto equivale a un promedio del 17 por 100 de todo el gas utilizado como combustible en el transporte (2,4 bcm/23,4 teravatios hora).

El efecto que esto produce en la reducción de emisiones de CO₂ es enormemente positivo: la reducción de emisiones de CO₂ que aporta ese 17 por 100 de gas renovable mezclado con gas natural convencional y empleado como combustible en vehículos es de entre un 30 por 100 y un 38 por 100 en comparación con el uso de gasolina o el diésel.

La infraestructura y los vehículos actuales de GNC y GNL son totalmente compatibles con el gas renovable. Es decir, el gas natural suministrado en las gasineras y empleado en los vehículos actuales se puede sustituir por completo por gas renovable sin necesidad de realizar ninguna modificación ni inversión adicional.

En el sector del transporte pesado, el GNL está experimentando un rápido crecimiento, y hoy representa una alternativa real al diésel. En 2019, las matriculaciones de nuevos vehículos a GNL se duplicaron en comparación con 2018, y hoy hay más de 10.000 camiones a GNL en las carreteras europeas.

Si bien la producción de bioGNL se encuentra en una etapa temprana, es una realidad cada vez más presente en la que los países del norte de Europa se encuentran a la cabeza. Por ejemplo, hoy en Skogn (Noruega), el bioGNL se produce a partir de una planta que trata 100 toneladas de residuos de las industrias pesqueras cada día y tiene capacidad de suministrar a una flota local de 300 camiones de GNL.

En Italia hay más de 20 proyectos para nuevas plantas de bioGNL que podrán apoyar localmente la demanda de GNL como combustible también en las islas. También en otros países, como Francia, España y Alemania, el bioGNL para el transporte está cogiendo impulso.

El biometano cuenta con la tecnología disponible en un sector listo para penetrar aún más en el mercado y contribuir de manera concreta al proceso de descarbonización del transporte. ●

Gasnam destaca el valor del uso del hidrógeno en el transporte por carretera



El uso del hidrógeno en el transporte por carretera

Gasnam ha celebrado un webinar sobre el uso del hidrógeno en el transporte por carretera, enmarcado dentro de un ciclo que responde al objetivo de acercar la movilidad con gases renovables a los usuarios, empresas y a la administración.

En tres sesiones se ha dado a conocer la cadena de valor del hidrógeno, comenzando por las tecnologías de producción de la mano de María Jaén (Enagás) y de Fernando Palacín (Fundación para el Desarrollo de las Nuevas Tecnologías del Hidrógeno en Aragón), la distribución del hidrógeno y las características de las hidrogeneras con Marcos López-Brea (Redexis) y Miguel Ángel Castro (Scalegas - Grupo Enagás) y, por último, la oferta de vehículos ligeros y pesados con Rebeca Guillén de Toyota España y José Luis Pérez Souto de Iveco.

El seminario ha abordado los diferentes proyectos de movilidad con hidrógeno que se están desarrollando actualmente en España, como la construcción de una hidrogenera en Madrid, que alimentará a una flota de 12 Toyotas Mirai, un proyecto de Enagás Emprende, Toyota y Urbaser.

El despliegue de un ecosistema de hidrógeno renovable en la isla de Mallorca que supondrá la puesta en marcha de una estación de servicio para autobuses municipales y coches de alquiler.

También los detalles de la nueva generación del Toyota Mirai que la compañía presentará a finales de 2020, con un 30 por 100 más de autonomía y el acuerdo firmado por IVECO y Nikola para el desarrollo y la comercialización de camiones propulsados por pilas de combustible de hidrógeno en 2023.

Las sesiones han sido moderadas por Eugenia Sillero, secretaria general de Gasnam, quien ha asegurado que “España puede convertirse en uno de los principales productores europeos de hidrógeno renovable gracias a que dispone de abundante recurso solar y eólico y una red de gas amplia y moderna que podría transportar y almacenar hidrógeno para movilidad. El uso de hidrógeno en el transporte permite alcanzar los ambiciosos objetivos de descarbonización a los que nos enfrentamos a la vez que cumplir con los requerimientos de autonomía, potencia y tiempo de repostaje”. ●

Por qué un equipo bien formado puede beneficiar a sus operaciones



ZIAD BEDRAN
Director de Producto,
Formación y Servicios
Swagelok Company

El éxito de las plantas de petróleo y gas depende de técnicos capacitados que puedan asegurar que sistemas complejos funcionen de forma consistente y según lo previsto.

Pero los equipos bien formados no siempre son un hecho en la industria actual. En todo el mundo, las instalaciones de petróleo y gas, las refinerías de productos químicos y otras instalaciones basadas en procesos se enfrentan a una creciente falta de competencias, a medida que muchos empleados con gran experiencia se acercan a la jubilación. La planificación adecuada para esta inminente escasez de mano de obra especializada requerirá que los directores de planta formen al personal más joven de forma adecuada y rápida.

Afortunadamente, existen oportunidades de formación académica, que pueden ser un medio importante para que las plantas funcionen de manera segura y eficiente. Pero como la escasez de mano de obra cualificada afectará a las plantas de diferentes maneras y en varias disciplinas, puede ser difícil saber por dónde empezar.

Hay un área de interés común a todos los tipos de instalaciones de petróleo y gas: el funcionamiento y mantenimiento de los sistemas de fluidos. Estos sistemas se en-

cuentran en toda la industria y requieren conocimientos específicos para que funcionen eficazmente. Los técnicos deben comprender las complejidades de los sistemas de fluidos de la instrumentación analítica y de proceso, y las instalaciones pueden mejorar sus operaciones y superar la escasez de talento en estas áreas mediante la formación.

Este artículo analiza algunos aspectos a tener en cuenta al evaluar los posibles programas de formación en sistemas de fluidos. **Establecer prioridades de formación en todo el equipo**

Ninguna planta puede formar a todos los empleados a la vez, así que es importante establecer prioridades. Los nuevos empleados, por supuesto, requieren una formación inmediata para conocer bien los procesos de su planta. Los trabajadores sin experiencia también necesitarán una amplia formación en el diseño, funcionamiento, solución de problemas y mantenimiento adecuados de los sistemas de fluidos. Asimismo, el personal experimentado incorporado recientemente a su equipo desde otra empresa tendrá que aprender los protocolos específicos de su planta.

Pero la formación no termina aquí. Ofrecer oportunidades de formación continua a todos los trabajadores, independientemente de sus capacidades y experiencia, puede ser muy beneficioso para sus operaciones. Un programa completo de formación en sistemas de fluidos debería ofrecer cursos de formación básicos para los trabajadores menos experimentados, así como cursos avanzados y especializados para necesidades específicas. Reforzar periódicamente las mejores prácticas ayuda a todos. Así, cuando se presenten oportunidades de crecimiento propicias, el mejor técnico de sistemas de fluidos de hoy podría convertirse en el principal experto en sistemas de toma de muestra de mañana.

Construir y fortalecer las habilidades esenciales en sistemas de fluidos

Un amplio programa de formación que cubra el funcionamiento y el mantenimiento de los sistemas de fluidos, debería ayudar a los empleados de nueva incorporación a perfec-

cionar las habilidades básicas relacionadas con las instalaciones de racores, el doblado de tubo y la selección de productos. La selección de materiales, el diseño y mantenimiento del sistema de toma de muestra y las operaciones del sistema de toma de muestra del analizador de procesos, también pueden ser temas adecuados para los alumnos más avanzados.

Recuerde que muchos temas de formación en sistemas de fluidos son universalmente aplicables para empleados de cualquier nivel de experiencia. Un ejemplo de un tema que no suele tratarse durante la formación continua podría ser la selección de mangueras, y en qué casos y partes del sistema puede ser beneficioso utilizarlas en lugar de tubo para simplificar las necesidades de mantenimiento. La mayoría de los técnicos de mantenimiento se beneficiarían de esta formación si se les recuerda cómo prevenir una tensión innecesaria en las mangueras o cómo añadir soportes cuando sea necesario. Vea los ejemplos en las figuras 1a y 1b.

Tanto si está valorando un programa de formación en sistemas de fluidos en la empresa como si está considerando la posibilidad de contratar a un tercero, asegúrese de que el programa incluye propuestas integrales que satisfagan las diversas necesidades de su personal. Tenga en cuenta que los programas de formación eficaces incluyen diferentes estrategias docentes e incluyen una combinación de clases y aplicaciones prácticas, lo que permite a cada tipo de estudiante seguir participando activamente.

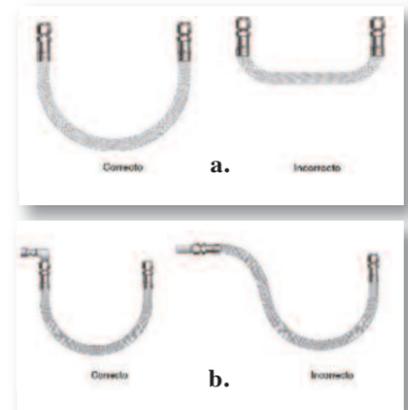


Figura 1. Una formación completa en materia de mangueras puede ayudar a los asistentes a evitar someterlas a tensiones excesivas, enseñándoles a no doblar la manguera demasiado cerca de la conexión terminal (a) y a utilizar codos y adaptadores para aliviar la tensión de la manguera en las conexiones finales horizontales (b).

Evaluar a los instructores

Tan importante como el contenido de un programa de formación es la persona que lo impartirá. Piense cuidadosamente en quién dirigirá las sesiones de formación. Si su programa es amplio y asistirán empleados con más experiencia, percibirán si el instructor no tiene experiencia. Puede tener una idea sobre el instructor con las siguientes preguntas:

- ¿Qué reputación tiene el proveedor en cuanto a calidad y formación?
- ¿El proveedor tiene referencias y garantías?
- ¿Cuál es la experiencia en campo del instructor?
- ¿El instructor tiene habilidades para la docencia?
- ¿Puede enseñar a empleados con diferentes niveles de experiencia?
- ¿El curso conjuga la teoría y la práctica?
- ¿Qué herramientas y referencias de aprendizaje continuo habrá al finalizar el curso?
- ¿El proveedor puede ofrecer programas diseñados a la medida de plantas y operaciones específicas?

Recuerde también que la experiencia en campo es importante. Cuanto más trabajo práctico haya realizado el instructor en campo junto a ingenieros, mecánicos, técnicos, jefes de mantenimiento y personal de operaciones, mayor será su credibilidad.

Este tipo de experiencia asegura que el instructor tiene un conocimiento detallado de los problemas diarios que afrontan los empleados de una instalación de petróleo y gas. Las experiencias y situaciones reales en campo ayudarán a implicar a los empleados en la formación. La experiencia ayuda a discernir lo importante y les dará a sus equipos herramientas aplicables que pueden usar directamente en su entorno de trabajo. Al final, la experiencia diferencia a un instructor promedio de uno que se ganará rápidamente el respeto de los asistentes.

Por ejemplo, un formador con amplia experiencia en sistemas de instrumentación analítica puede ayudar a los alumnos a adquirir conocimientos críticos sobre cómo mantener y optimizar los sistemas, pero podría plantear problemas operacionales a quienes no estén familiarizados con sus complejidades. Cuestiones como el retardo en la toma de muestras, por ejemplo, pueden ser un obstáculo para la exactitud de las lecturas de las



Un instructor experto, con experiencia en campo, puede ayudar a los empleados a sacar el máximo provecho de un programa de formación.

muestras y los analizadores, y su causa fundamental suele ser fácilmente identificable. La experiencia real de un instructor dará a los alumnos una oportunidad mucho mayor de entender lo que ocurre durante la toma de muestras, y cómo ajustar la configuración del sistema para tener un control adecuado de la temperatura, la presión y el caudal.

Comprometerse con la formación continuada

Un programa de formación realmente eficaz dura más de un curso. La repetición, el aprendizaje continuo y la formación práctica permanente pueden ayudar a garantizar que los técnicos sigan adquiriendo conocimientos y puedan aplicarlos eficazmente a lo largo de sus carreras.

La repetición y el aprendizaje continuo son importantes debido a un fenómeno educativo conocido como "curva de olvido" (vea la figura 2), que representa los conocimientos que las personas tienden a perder si no aplican continua y activamente la información aprendida recientemente. Un estudio de la Universidad de Newcastle del 2011 reveló que se puede olvidar un 40% de lo que se aprende en un día. En tres días puede olvidarse otro 25%, y en ocho días hasta el 80% de la información. Los programas de formación eficaces tienen en cuenta la curva de olvido mediante cursos de seguimiento, herramientas en línea, oportunidades de perfeccionamiento y guías de referencia. Los cursos de reciclaje sobre temas básicos de sistemas de fluidos, como el doblado de tubo o la instalación de racores, pueden ser muy valiosos para los técnicos que no realizan estas tareas con regularidad. Piense en la posibilidad de programar este tipo de formación para cualquier trabajador que no haya asistido a un curso en los últimos dos o tres

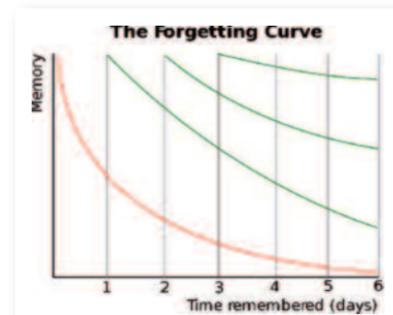


Figura 2. La curva de olvido es pronunciada; los sujetos de prueba olvidan un promedio del 40% de lo aprendido en un día, más del 60% en el tercer día y el 80% en el octavo día.

años. Piense en formas creativas de reforzar la formación, como por ejemplo recordar y dar consejos durante las reuniones diarias.

Una fuerza de trabajo debidamente preparada influye directamente en la eficiencia y la seguridad de la planta. Los directores de planta de todo el mundo deberían tratar de ofrecer oportunidades de formación que vayan desde lo básico a lo avanzado, para todos los miembros de la fuerza de trabajo. Proporcionar a los equipos conocimientos fundamentales puede ayudar a minimizar las fugas, las paradas y las necesidades de mantenimiento constante, y puede conducir a operaciones más fluidas, menores costes y mayor rentabilidad.

Ziad es director de productos de servicios de formación y puede contactar con él en ziad.bedran@swagelok.com

Referencias

1. Lee Averell y Andrew Heathcote, "The Form of the Forgetting Curve and the Fate of Memories," *Jornada de Psicología Matemática* 55, No. 1 (Febrero de 2011): 25-35. •

Repsol y Clariant anuncian nuevas inversiones en sus complejos industriales

El pasado 29 de mayo el Director General de la Federación empresarial de la Industria Química Española Feique, Juan Antonio Labat, ha comparecido en la Comisión de Industria, Comercio y Turismo del Congreso de los Diputados, con objeto de trasladar a los grupos parlamentarios la actividad desarrollada por la industria química durante la crisis originada por el Covid19, así como plantear una serie de propuestas orientadas a impulsar la actividad industrial y económica en España.

Estas medidas tienen por objeto acelerar la recuperación a muy corto plazo y se basan en estimular la demanda a través de los sectores tractores de la automoción y la construcción, establecer un plan ambicioso para la atracción de inversiones de carácter productivo y reducir el coste de la electricidad.

En este contexto, cabe destacar el dinamismo de una industria esencial que ha puesto sobre la mesa nuevas inversiones con los anuncios realizados por Clariant y Repsol. Así, la primera va a aumentar la capacidad de producción de derivados de isetonato en su planta de Tarragona.

Por su parte, Repsol arranca sendos proyectos en sus complejos de A Coruña y Puertollano, mientras que Cepsa está desarrollando una potente inversión en su planta de Puente Mayorga que ha sido reconocido por el Ministerio de Transición Ecológica y opta al Premio Europeo de Medio Ambiente.

La química en Europa

Según el último informe trimestral elaborado por Cefic, la producción de la industria química europea descendió un 1 por 100 en 2019 afectada por un entorno de incertidumbre política y económica. Al cierre del informe el



Planta de Clariant

pasado mes de enero, las expectativas mostraban una perspectiva positiva de ligero crecimiento en 2020, unas previsiones que tras la irrupción de la crisis originada por el Covid-19 se han visto modificadas por una industria concentrada en dar respuesta a la pandemia.

Hasta octubre (último dato disponible), las ventas de la industria química europea alcanzaron un valor de 472,4 millones de euros, un 1,7 por debajo del mismo periodo de 2018. En sentido contrario, las exportaciones europeas crecieron un 2,6 por 100 en los diez primeros meses del año pasado, alcanzando los 139,5 millones de euros. Las exportaciones a Estados Unidos aumentaron en 2,2 millones de euros, principalmente en especialidades químicas y petroquímicas.

Por su parte, las importaciones subieron un 4,9 por 100 (4,8 millones de

euros) en los diez primeros meses del año, hasta alcanzar un valor de 102,8 millones de euros. Los productos petroquímicos (+1,6 millones) y las especialidades (+1,4 millones) fueron los principales motores de crecimiento.

La industria europea se posiciona ante la Ley del Clima

En marzo de este año, la Comisión Europea presentó su propuesta para la Ley del Clima que, una vez finalizada, pretende conseguir el objetivo de la UE de neutralidad climática para 2050. Marco Mensink, Director General del Consejo Europeo de la Industria Química Cefic manifestó el respaldo de la institución al Pacto Verde Europeo. Como se reconoce en la Comunicación Europea del Pacto Verde, tanto las industrias intensivas en energía, como los productos químicos, son indispensables para la economía europea, ya

que suministramos cadenas de valor clave.

Cefic estima que es necesario revisar el marco legislativo y político actual para afrontar el desafío de neutralidad climática y la enorme transformación social que requiere. El posicionamiento de Cefic sobre la ley climática de la UE presenta una serie de propuestas que incluyen llamadas a:

- Una definición sólida y detallada de neutralidad climática que proporcione una señal clara para las inversiones a largo plazo. El camino hacia la neutralidad climática debe basarse en una definición detallada; que una y fortalezca las acciones nacionales europeas y establezca reglas y mecanismos claros para operar, incluidos los proyectos transfronterizos de GEI para la contabilidad de reducción. La UE quiere ser un continente 'cero emisiones' pero no aislarse del resto del mundo. Es importante que el marco futuro, sin perder de vista las características de cada país, evite a toda costa la nacionalización de la política climática y la acción fragmentada dentro de la UE.

- Todos los sectores de la economía deben participar para alcanzar la neutralidad climática. La industria química requiere esfuerzos integrados para reducir aún más las emisiones de gases de efecto invernadero, especialmente relacionadas con el sector energético. Por lo tanto, todos los sectores de la economía deben trabajar juntos para lograr la neutralidad climática.

- Un marco propicio será la clave del éxito. Todas las industrias intensivas en energía han pedido un paquete de industria limpia con acciones concretas basadas en tres pilares: la creación de mercados para productos de economía circular climáticamente neutros; desarrollar soluciones climáticamente neutras y financiar su adopción; y el despliegue de los recursos necesarios. Para lograr su transición, la industria necesitará mucha más energía que hoy, y esta energía tendrá que ser baja en carbono. La Estrategia Industrial de la UE debería crear las bases que impulsen el despliegue de políticas industriales radicales para acelerar la transformación

de la industria de la UE en el contexto del Pacto Verde Europeo. Además, las políticas de la UE no solo deben preservar la competencia dentro de la UE, sino también equipar a la industria europea para competir a escala mundial.

“Estamos lidiando con un desafío enorme y costoso que requiere una revolución de nuestra industria e infraestructura tal como la conocemos. Para convertir nuestra ambición en realidad e impulsar las inversiones necesarias, la Ley del Clima debe comenzar adaptando el marco legal y político para respaldar los materiales respetuosos con el clima y su transición en Europa, liderada por el marco de una estrategia industrial radical”, concluye Robert.

Petroquímica, industria inversora

Los datos publicados por Cefic este mes muestran que la producción petroquímica representaron más de una cuarta parte (25,4 por 100) de las ventas de productos químicos de la Unión Europea en 2018 (últimos datos oficiales), asimismo el informe destaca que se trata del segmento con mayor potencial inversor en el sector químico europeo, seguido de los plásticos y "auxiliares para la industria", con 6.500 millones de euros.

La petroquímica fue el segundo sector exportador, contribuyendo con el 25 por 100 del total de las ventas exteriores de productos químicos de la Unión Europea y el mayor importador de productos químicos en 2018 (36 por 100).

El informe señala que uno de los principales activos de la industria petroquímica europea son sus polos integrados con optimización local de flujos secundarios, es decir, los subproductos de un proceso de producción se utilizan para la producción de otras sustancias en el mismo sitio o en una planta vecina.

La industria química española en la primera línea de lucha contra el Covid-19

El pasado 6 de mayo tuvo lugar el webinar La Química, esencial frente al Covid-19, en el que se puso de relieve

cómo la química está ocupando un lugar protagonista en la lucha contra esta pandemia tanto desde el ámbito de la investigación, buscando soluciones a futuro, como desde su perspectiva industrial, para garantizar el suministro de productos necesarios para combatirlo en el momento actual. La sesión virtual, organizada por la Federación Empresarial de la Industria Química Española (Feique), la Plataforma Tecnológica y de Innovación de Química Sostenible (SusChem España), Farmaindustria y ChemSpain, con la colaboración de Foro Química y Sociedad y Expoquímica, ha contado con la participación de Javier García, Catedrático de Química Inorgánica de la Universidad de Alicante y presidente de la presidente Electo de la Unión Internacional de Química Pura y Aplicada (IUPAC); M^a Eugenia Anta, Directora de Tutela de Producto e Internacionalización de Feique y Javier Urzay, Subdirector de Farmaindustria. En el tiempo transcurrido desde que comenzó la crisis sanitaria, el sector químico se ha empleado a fondo, desde todas sus vertientes, en ofrecer respuestas: desde la perspectiva científica, desarrollando diferentes líneas de investigación para comprender mejor el comportamiento del virus SARS-CoV-2 e identificar sus puntos débiles para combatirlo. Paralelamente, desde su vocación industrial, incrementando la capacidad de sus cadenas de producción para garantizar el abastecimiento de productos y materiales indispensables para la seguridad y salud de las personas en esta crisis. Y, a su vez, desde su vertiente farmacológica, el sector químico está trabajando incansablemente en la búsqueda de vacunas así como de medicamentos y tratamientos para paliar su incidencia.

En su intervención María Eugenia Anta, directora de Tutela de Producto, Internacionalización y Comercio de la Federación Empresarial de la Industria Química Española (Feique), ha destacado cómo el sector químico español se ha volcado en reforzar y priorizar determinados sistemas y planes de producción y ha readaptado sus líneas de negocio para dar respuesta a la elevada demanda de materiales y productos



Nuevo material de impresión desarrollado por Basf y HP

esenciales para la salud, que van desde los gases medicinales como el oxígeno, a los productos farmacéuticos, antisépticos o productos biocidas para la potabilización del agua, como el cloro; para la desinfección y limpieza, como lejía o agua oxigenada; o ha generado las materias plásticas necesarias para fabricar jeringuillas, bolsas de suero, respiradores o productos quirúrgicos, para el envase de alimentos o polímeros y fibras sintéticas para la fabricación de EPIs, entre otros muchos productos químicos de gran relevancia en esta crisis. Anta ha remarcado que “muchas empresas han reorientado sus procesos de producción para responder con eficacia al abastecimiento de productos altamente demandados en estos momentos”, poniendo como ejemplo los hidrogeles o componentes para los mismos, materiales para la fabricación de respiradores o de EPIs que, en muchos casos, han sido donados de manera altruista y que han llegado a los principales centros sanitarios que así lo requerían.

Panorama empresarial

Como se ha comentado en la introducción la industria continúa delante con sus planes de inversión centrados en el aumento de capacidad para la fabricación de productos de última generación y en la adecuación de las instalaciones en línea con los objetivos de

descarbonización europeos. Se ofrece a continuación un repaso de las principales novedades presentadas por las compañías en este semestre.

BASF

En el ámbito corporativo, el pasado mes de enero Basf ha cerrado la adquisición del negocio de poliamida (PA 6.6) de Solvay. La transacción aumenta las capacidades de la poliamida de Basf con productos innovadores y conocidos como Technyl. Esto permitirá a Basf ofrecer a sus clientes soluciones de plásticos de ingeniería más completas, por ejemplo, para la conducción autónoma y la movilidad eléctrica. Gracias a la integración del adiponitrilo (ADN), Basf estará ahora presente a lo largo de toda la cadena de valor de la poliamida 6.6 y mejorará su fiabilidad de suministro. El negocio se integrará en las divisiones de Materiales de Alto Rendimiento y Monómeros de Basf.

La transacción entre Solvay y Basf incluye ocho centros de producción en Alemania, Francia, China, India, Corea del Sur, Brasil y México, así como centros de investigación y desarrollo y centros de consulta técnica en Asia, América del Norte y del Sur. Asimismo, comprende acciones en dos empresas conjuntas (JV) en Francia: la participación del 50 por 100 de Solvay en la JV Butachimie con Invista para producir ADN y hexametildiamina (HMD) y

una participación del 51 por 100 en la nueva JV Alsachimie entre Basf y Domo Chemicals para producir ácido adípico.

HP y Basf han presentado virtualmente un nuevo e innovador material de impresión 3D en el mercado español, el pasado 9 de junio. Ambas compañías están avanzando en su alianza estratégica para desarrollar conjuntamente nuevas aplicaciones con clientes líderes en el mercado de la industria de automoción, de bienes de consumo, industrial y médico-sanitario. Con el nuevo polipropileno y la reciente introducción del innovador poliuretano termoplástico Ultrasint TPU01, los dos líderes de la industria están trabajando juntos para acelerar el diseño y la producción en masa de piezas impresas en 3D, permitiendo a los clientes salir al mercado de forma más rápida, más rentable y sostenible que nunca.

El evento ha contado con la participación de Jaume Homs, Iberia 3D Regional Business Manager HP 3D Multi Jet Fusion Business; Bruno Romero, Iberia 3D Application Engineer HP 3D Multi Jet Fusion Business; François Minec, Managing Director de BASF 3D Printing Solutions; y Amparo Vázquez, R+D+I Director de Industrias Alegre. Jaume Homs ha destacado “la demanda del mercado para poder innovar de forma más rápida y acelerada, entregar el producto en tiempo récord y hacer más eficiente la cadena de suministro. El producto co-creado por Basf y HP, “permite ventajas en términos de rapidez en la producción y mayor autosuficiencia en la cadena de suministro, que en momentos como el actual de la covid19, con fronteras cerradas y sin *stock*, resulta todavía más importante”.

CEPSA

La unidad de Química de Cepsa dispone de plantas en Alemania, Brasil, Canadá, China, España, e Indonesia, y comercializa sus productos en todo el mundo. La compañía es líder mundial en la fabricación de materias primas como el LAB y el cumeno, y es el segundo productor mundial de fenol y acetona y desarrolla su actividad química en máxima integración con la de refino.



Paloma Alonso asume la dirección del negocio químico y ESG en el nuevo Comité de Dirección de Cepsa

En su Planta Química Puente Mayor, situada en San Roque (Cádiz) está desarrollando un proyecto de *re-vamping* en el que, además de aumentar la capacidad de producción de la planta de 200.000 a 250.000 toneladas, está implementando la instalación de la tecnología Detal, desarrollada por Cepsa y UOP, la más moderna y eficiente tecnología para la producción de alquilbenceno lineal (LAB).

Con este desarrollo, Cepsa reafirma su posición de liderazgo internacional en la producción de esta materia prima, alcanzando una capacidad global de 650.000 toneladas. Además, supone también la revitalización de la planta que mejorará su posición respecto a otros competidores al instalar la tecnología Detal, la cual permite mejorar la calidad del producto, aumentar la eficiencia de la planta y reducir sus emisiones, gracias a que necesita un menor consumo de gas natural y electricidad y logra optimizar los procesos de producción, toda vez que supone una importante mejora en materia de seguridad. Cabe destacar que este proyecto ha sido reconocido por el Ministerio de Transición Ecológica y opta al Premio Europeo de Medio Ambiente.

En el ámbito corporativo, Cepsa ha anunciado el pasado mes su reorganización, con cinco áreas de negocio: Ex-

ploración y Producción, Refino, Química, Comercial y el área de Trading, Gas y Electricidad y Renovables. Al frente del negocio químico se sitúa Paloma Alonso. Procedente de Dow, compañía en la que ha desarrollado su carrera los últimos 23 años, será también responsable de la actividad de ESG (Environmental, Social and Governance) de Cepsa.

CLARIANT

El pasado 26 de mayo Clariant ha anunciado que va a aumentar su capacidad de producción de derivados de isetonato, Hosptapon SCI, un novedoso surfactante aminoácido par uso en productos de cosmética e higiene personal. La entrada en operación de la nueva capacidad está prevista para el primer trimestre de 2021 y se llevará a cabo en las plantas de Mount Holly (Estados Unidos) y Tarragona en España. Además, el proyecto prevé la modernización de ambas plantas, la incorporación de nuevos grados y una notable mejora del desempeño medioambiental, especialmente en el capítulo de consumo energético.

COVESTRO

Neste y Covestro han iniciado una cooperación estratégica en Europa para promover el uso de materias primas sostenibles en la producción de plásticos. Covestro recibirá material de fuentes renovables para reemplazar una parte importante de las materias primas fósiles que se usan actualmente en la fabricación de policarbonatos.

A corto plazo, la colaboración tiene el objetivo de reemplazar las miles de toneladas de materias primas fósiles que se usan en la producción de policarbonatos por recursos producidos con los nuevos hidrocarburos renovables de Neste que se obtienen a partir de materias primas totalmente renovables, tales como desechos y residuos de aceites y grasas. En un futuro, ambas compañías tienen la intención de expandir el alcance de su colaboración con respecto a otros tipos de polímeros. Al mismo tiempo, están invitando a otras partes interesadas de la cadena de valor a cooperar.

DOMO CHEMICALS

Domo Chemicals ha anunciado el pasado mes de abril que ha completado la adquisición del negocio de poliamidas de alto rendimiento de Solvay en Europa.

La transacción afecta a toda la cadena de valor e incluye las fábricas de compuestos de ingeniería localizadas en Francia y Polonia; plantas de fibras de alto rendimiento en Francia; y plantas de polímeros y productos intermedios ubicadas en Francia, España (Blanes) y Polonia.

IQOXE

Industrias Químicas de Óxido de Etileno (IQOXE) ha recibido el pasado 13 de mayo el permiso de la Generalitat de Catalunya para reabrir la planta de óxido de etileno que no fue dañada por el accidente del pasado 14 de enero. La empresa petroquímica de Grupo Industrial CL ha reanudado paulatinamente la producción con el objetivo de garantizar las máximas medidas de seguridad. IQOXE ha cumplido con las exigentes directrices marcadas por el Departament d'Empresa i Coneixement de la Generalitat de Catalunya a lo largo de los últimos meses.

El proceso de reapertura de la planta de óxido de etileno llevado a cabo ya supone la activación del 80 por 100 de la plantilla de IQOXE, ya que, al personal de producción, se le suma, entre otros, el personal destinado a seguridad y mantenimiento de las instalaciones que están operativos desde el primer momento. La carga de producción estimada de la planta es de un 20 por 100.

NUREL

Nurel y AITIIP han colaborado durante más de tres años en un proyecto de I+D denominado Materiales poliméricos con propiedades térmicas y eléctricas “a la carta” basados en PA6 (RTC-2016-5055-5), bajo el acrónimo CONDUCTMYDE. El principal objetivo de este proyecto era el diseño y desarrollo de nuevas poliamidas con elevados niveles de conducción térmica y eléctrica. Una vez finalizado el proyecto y con los resultados del mismo en la mano, ambas entidades

han anunciado que el proyecto ha sido un éxito, ya que se ha conseguido el desarrollo de 13 nuevos materiales avanzados.

Gracias a los avances aportados por este proyecto, Nurel ya puede ofrecer a sus clientes 3 distintas gamas de productos.

Una primera gama de productos con elevados niveles de conductividad térmica aptos para dar solución a nuevas aplicaciones donde se persiga la disipación de calor como por ejemplo la iluminación led. Estos materiales, además, ofrecen la posibilidad de ser coloreados.

La segunda gama tiene una alta conductividad térmica y también una alta conductividad eléctrica superficial y volumétrica.

La tercera gama de productos combina elevados niveles de conductividad eléctrica con un destacado aislamiento térmico. Estas funcionalidades convierten a esta gama de materiales en alternativas eficaces para su empleo en el sector eléctrico, entre otros.

Con estas nuevas funcionalidades de la Poliamida 6, Nurel da respuesta a las nuevas necesidades de sus clientes.

REPSOL

En lo que se refiere al negocio Industrial (segmento que recoge el desempeño del Área de Química), en el primer trimestre de 2020 Repsol ha aumentado su resultado un 6 por 100, hasta los 288 millones de euros, que comparan con los 271 millones logrados en el primer trimestre del año anterior. El negocio ha logrado compensar la negativa influencia del volátil entorno de precios y la reducción de la demanda, que afectaron principalmente al área de Refino.

En el primer trimestre, el negocio Químico de Repsol se ha visto afectado por los mantenimientos en las instalaciones de Sines y Tarragona. Asimismo, desde el comienzo de la pandemia la compañía ha ajustado sus operaciones ante la caída de la demanda de sectores como el automovilístico y el aumento en otros vinculados con la sanidad y la alimentación, vitales en la



Complejo químico de Repsol en Puertollano

lucha contra el Covid-19, para los que sus materias primas son indispensables.

En el capítulo de inversiones, Repsol ha iniciado en la refinería de A Coruña la construcción de una nueva unidad de obtención de propileno grado polímero, que permitirá mejorar la competitividad y eficiencia del complejo industrial, uno de los principales motores de la economía gallega. El objetivo de la nueva unidad es aumentar la producción de propileno del complejo industrial un 35 por 100 y revalorizarlo con un aumento de su calidad en pureza, alcanzando una producción anual estimada de 81.000 toneladas de propileno en grado polímero. Con un plazo de ejecución de 8 meses, la inversión anunciada es de 29 millones de euros.

Asimismo, Repsol destina algo más de 7 millones de euros en un nuevo proyecto para incrementar la competitividad de la unidad de polipropileno del área Química del Complejo Industrial de Repsol en Puertollano. Esta nueva inversión tiene como objetivo aumentar la fiabilidad de la planta así como realizar una serie de modificaciones en diferentes equipos y en la práctica totalidad de las secciones de producción que conforman la planta de polipropileno.

Esta mejora de la fiabilidad lleva consigo un mayor aprovechamiento de la capacidad de producción instalada en la unidad, lo que supone dotar de mayor flexibilidad y competitividad al esquema productivo del Com-

plejo Industrial de Puertollano. Entre los trabajos más destacados que se van a realizar figuran modificaciones en diferentes secciones de producción de la unidad, desde polimerización hasta envasado, cambios en las líneas de extrusión y modificaciones en servicios auxiliares que se adaptarán a las nuevas condiciones de la producción.

Se trata de una de las inversiones que se llevarán a cabo en la parada prevista en las áreas de Petroquímica Básica y Química Derivada en la que también se desarrollarán los trabajos para la ejecución de un nuevo proyecto en la unidad de Olefinas del Complejo Industrial de Repsol en Puertollano con una inversión de 18 millones de euros. El proyecto a ejecutar en esta unidad permitirá reducir las emisiones de CO₂ del centro industrial en más de 68.000 toneladas al año, lo que supone avanzar en los planes de descarbonización de la compañía.

TOTAL PETROCHEMICALS

Debido al cese de la actividad, el Grupo Total ha encargado la deconstrucción de la planta de fabricación de poliestireno de Total Petrochemicals Ibérica a Heral, que dejará la parcela totalmente nivelada y preparada para su futura disposición en otoño. La parcela, propiedad de Total Petrochemicals Ibérica cuenta con una superficie de aproximadamente 99.000 metros cuadrados y se ubica en El Prat de Llobregat, formando parte de la zona ZAL Port (Puerto Logístico). •

El nuevo reto de trabajar en espacios confinados frente a la amenaza del coronavirus



La seguridad y la salud de los trabajadores es una de las mayores prioridades de DEPISA. Ante la amenaza de contagio por la Covid-19, la empresa afronta el gran reto de concretar medidas adicionales a las habituales para la realización de su actividad normal en espacios reducidos y con escasa ventilación.

El hecho de tener que realizar trabajos en espacios reducidos y con escasa ventilación, como son los espacios confinados, y teniendo en cuenta la amenaza de un posible contagio producido por la Covid-19, ha obligado a DEPISA afrontar uno de los retos más desafiantes del momento. Por ello, desde la empresa se ha abordado con especial meticulosidad esta cuestión y se ha propuesto un conjunto de medidas de seguridad adicionales a las que se realizan habitualmente.

Teniendo en cuenta la Normativa del Ministerio de Trabajo sobre la realización de la actividad profesional en espacios confinados, en DEPISA se ha dispuesto un riguroso protocolo interno para asegurar que todos los técnicos estén protegidos frente a un posible contagio por la enfermedad del coronavirus.

Las medidas de seguridad que se tendrán en cuenta, adicionalmente a las habituales en espacios confinados, son las siguientes:

Precauciones adicionales para prevenir la Covid-19:

- Formación sobre la «Prevención de Contagios - Plan de Contingencias».

- Sensibilización sobre: sintomatología, lavado frecuente de manos, adopción de medidas de precaución en el contacto con ojos, nariz y boca, ventilación de los espacios, control de temperatura, distancia interpersonal de 2 m.

- Utilización de la mascarilla FFP2 (de uso obligatorio, siempre que no se utilice la mascarilla buco nasal con filtros apropiados para la realización de tareas de pintura) y guantes de nitrilo desechables.

- La gestión de los permisos de trabajo (firma y recogida de la impresión del permiso) se tramitarán con la utilización imprescindible de guantes de nitrilo o desinfectante para manos. Siempre que sea posible se minimizará el intercambio de información en papel.

- El Vigilante de Espacios Confinados se encargará de que en las colas de acceso a las zonas de trabajo se respete la distancia interpersonal 2 m, además, en su interior, se respetará siempre que se pueda dicha distancia. Adicionalmente, al finalizar el turno se desinfectarán las zonas de acceso o trípodes de rescate en el caso que sea necesario, así como los equipos respiratorios de rescate de acuerdo con las instrucciones dictaminadas por cada fabricante.

- Los arneses de rescate serán nominativos y no intercambiables.

- La ventilación ATEX estará dimensionada con el fin de aumentar la renovación constante de aire. Se verificará en todo momento la recirculación del aire y se aumentará

su volumen con aire fresco para evitar que se acumulen concentraciones de aire viciado con una carga bacteriana o viral.

- Se deberán desinfectar obligatoriamente con alcohol o proteger con plástico transparente aquellos equipos de uso compartido: detectores, emisoras, teléfonos móviles, herramientas, etc.

- En los almacenes y vestuarios se respetará la distancia interpersonal y se asegurará la disponibilidad de gel hidroalcohólico, con el objetivo de reforzar el lavado frecuente de manos. Este mensaje se reforzará con señalización.

- En los vehículos se dispondrá de gel desinfectante y papel para higienizar los elementos compartidos (volantes, palanca de cambio, cinturón de seguridad y otras zonas expuestas). Estas medidas de higiene se llevarán a cabo al abandonar el vehículo.

- Se evitará que los EPI de protección respiratoria sean una fuente de contaminación. Después de cada uso se recogerán en bolsas individuales con cierre hermético que se cerrarán antes de depositarlas en el contenedor de fracción resto.

Precauciones adicionales en los trabajos de chorro

- Las unidades de aportación de aire a los chorreadores dispondrán de filtros de partículas de alta eficiencia (HEPA) que eliminarán las bacterias y los virus suspendidos en el aire, reduciendo así, la carga en el interior de los espacios de trabajo.

- Al finalizar los trabajos de chorro se desinfectarán las palancas o sistemas de «hombre muerto».

- Se deberán desinfectar con alcohol o proteger con plástico transparente obligatoriamente aquellos equipos de uso compartido, como, por ejemplo: las válvulas de presión.

Precauciones adicionales por trabajos de pintura

- Se deberá utilizar un buzo *tyvek* de un solo uso por turno.

- Se deberán desinfectar obligatoriamente con alcohol o proteger con plástico transparente aquellos equipos de uso compartido, como es el caso de los equipos de pintura. •

RESERVE HOY SU EDICIÓN 2020

+ precio reducido
+ envío gratuito
OFERTA LIMITADA

E&P
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

Monitorización flexible y rentable de gases: Dräger Polytron 6100 EC WL



El Polytron 6100 EC WL es una solución flexible y rentable para las ampliaciones de plantas, reformas o nuevas instalaciones. El transmisor de detección de gases inalámbrico demuestra sus beneficios incluso en tareas de medición difíciles en áreas de carga o inspección. La detección inalámbrica reduce las tareas de planificación necesarias, manteniendo los mismos niveles de seguridad que proporciona un transmisor con cable. El Polytron 6100 EC WL cumple con los requisitos de nivel de integración de seguridad para SIL2. El dispositivo utiliza los fiables sensores DrägerSensor optimizados para aplicaciones industriales. Cubren un espectro de 140 gases peligrosos diferentes en un rango de temperatura de -40 °C a +65 °C.

El estándar industrial inalámbrico ISA100.11a garantiza la transmisión segura de los valores de medición. Junto al protocolo PROFIsafe, queda asegurado el nivel de integración SIL2 del sistema. Además, con la solución de *software* PolySoft, los usuarios pueden acceder

fácilmente al Polytron 6100 EC WL en los lugares de trabajo, a través de una interfaz bluetooth protegida frente a explosiones, bien desde una tablet, portátil o PC de sobremesa.

Los datos del transmisor y el registro de eventos pueden transferirse fácilmente como un conjunto de datos y evaluarse cuando sea necesario. Los leds integrados, visibles desde una gran distancia, indican el estado de la señal de vida, de la perturbación, de la alarma y de la interfaz bluetooth. El diseño intrínsecamente seguro del transmisor de detección de gases inalámbrico permite el mantenimiento, como el cambio de baterías o sensores en el área de explosión.

El Polytron 6100 EC WL también puede cubrir escenarios de aplicación en operaciones de larga duración sin baterías. Para ello, el transmisor inalámbrico se alimenta a 24 voltios, directamente en la zona segura y a través de una barrera de alimentación adecuada en la zona de explosión. •

Las filiales de Sonepar Ibérica se fusionan en una sola entidad

Las filiales de Sonepar Ibérica, empresa líder dedicada a la distribución B2B de material eléctrico y soluciones relacionadas, se fusionan en una sola entidad jurídica bajo la denominación Sonepar Ibérica Spain S.A.U. a partir del 1 de julio de 2020.

Esta fusión en una sola entidad legal no afectará a sus marcas comerciales. En este sentido, Guerin, Hispanofil, Dielectro Canarias, Dimel, Dielectro Balear, AME y Dielectro Industrial tendrán la misma razón social, pero seguirán operando desde sus centros y puntos de venta, preservando su personalidad.

Este proyecto aportará una mayor eficiencia y agilidad en los procesos internos del Grupo, en beneficio de clientes y proveedores. "Ofreceremos una mejor ex-

periencia de compra y asesoramiento profesional a través de nuestras 115 delegaciones, 5 centros logísticos y 1500 profesionales, que forman parte de Sonepar Ibérica", ha detallado Jean-Cyrille Verspieren, Presidente de Sonepar Ibérica. Todo ello, se desarrollará bajo una estructura común y agrupando la más completa oferta multispecialista del sector.

Gracias a la excelencia y experiencia de Sonepar Ibérica y de sus filiales, "el Grupo inicia esta fusión con una estructura capaz de hacer frente a nuevos retos, marcando nuestro camino de liderazgo, innovando y fortaleciendo nuestros vínculos y brindando la mejor experiencia en distribución profesional de material eléctrico y soluciones del sector", ha detallado Verspieren. •

DuPont dona equipos de protección individual frente al Covid-19

DuPont, uno de los mayores fabricantes de equipos de protección individual (EPI), ha donado 50.000 prendas de protección para los trabajadores de primera línea frente al Covid-19 en los países más afectados de Europa. Los monos de Tyvek que forman parte de la donación proporcionan al personal médico un mayor grado de protección frente al coronavirus ya que supera los requisitos de la Organiza-

ción Mundial de la Salud (OMS).

"El personal médico, de enfermería, de emergencia y otros profesionales sanitarios que se encuentran al frente de la lucha contra la pandemia de Covid-19 merecen el máximo nivel de protección. Por eso hemos decidido suministrar EPI vitales directamente a los proveedores del sector sanitario que más los necesitan", comenta Andrzej Palka, Director de Marketing de DuPont Personal Protection en Europa. •

WEG implementa un proyecto de eficiencia energética en fábrica en México



Para satisfacer la necesidad de componentes de fundición mecanizados para todas las carcasas de motores eléctricos industriales producidos por WEG en México, la compañía hizo todo lo posible para automatizar aún más la filial mexicana, que fue reconocida como una de las fundiciones más modernas que existen en la actualidad, cumpliendo con Excelencia su objetivo de ser uno de los más importantes de América Latina.

Al implementar la solución en su propia fábrica en funcionamiento desde noviembre de 2019, WEG desarrolló un proyecto de eficiencia energética en los sistemas de extracción de polvos, con la instalación de 7 motores W22 Magnet con niveles de rendimiento IE5 Ultra Premium e IE4 Super Premium, con potencia de 45kW a 260kW, y un motor W22 NEMA Premium Efficiency, que funcionan con el convertidor de frecuencia CFW11 y un transmisor de presión. La solución proporcionó una reducción del 30 por 100

al 35 por 100 en el consumo de electricidad, lo que también redujo el costo operativo de todo el sistema.

El filtro de bolsas es un colector de polvos que opera en el filtrado de partículas generadas a través de los procesos industriales de la fundición, devolviéndolas a la atmósfera de acuerdo con la legislación vigente. Debido a su importancia en la operación, la aplicación adecuada y con la especificación de equipos eficientes, contribuye a una gestión ambiental responsable.

Otros beneficios de implementar el proyecto de Eficiencia Energética en el Filtro de Bolsas son, entre otros, su fácil aplicación. Es replicable a otros sistemas de extracción de polvos y humos, tiene una reducción significativa en el consumo de aire comprimido, aumenta la vida útil de los elementos del filtro, reduce el desgaste de las tuberías y también contribuye con la reducción de los paros de mantenimiento y cambio de bolsas. •

Covestro cumple las previsiones para el primer trimestre

Covestro ha cumplido sus previsiones de ebitda para el primer trimestre de 2020 en un entorno fuertemente afectado por el coronavirus. Los volúmenes básicos disminuyeron un 4,1 por 100 en comparación con el trimestre del año anterior, debido, sobre todo, a una demanda considerablemente más débil en China, como consecuencia de las interrupciones de la producción por el coronavirus de clientes locales en febrero y marzo de 2020. Esto, junto con un descenso de los precios de venta en todo el mundo impulsado principalmente por el aumento de la presión competitiva en los segmentos de poliuretanos y policarbonatos, ha comportado un descenso de las ventas del grupo de alrededor de 2.800 millones de euros (-12,3 por 100). El ebitda se ha situado en 254 millones de euros (-42,5 por 100), nivel previsto para el primer trimestre.

El resultado neto cayó a 20 millones de euros (-88,8 por 100). El flujo de efectivo libre operativo (FOCF), de menos 249 millones de euros, se sitúa a niveles negativos, tal y como se preveía.

Para el año fiscal 2020, Covestro prevé un crecimiento de los volúmenes básicos inferior al del año anterior. Se prevé que el ebitda se sitúe entre 700 millones y 1.200 millones de euros. Además del programa existente de eficiencia y eficacia que se puso en marcha en octubre de 2018, Covestro ha aumentado el objetivo de ahorros adicionales de costes a corto plazo en otros 100 millones de euros hasta alcanzar 300 millones de euros para el actual ejercicio económico. Las inversiones actuales se están reduciendo en unos 200 millones de euros, con lo que el total de inversiones asciende a unos 700 millones de euros. •

Nueva propuesta tecnológica de Inerco ante la Ley de Cambio Climático y Transición Energética

Inerco ha presentado una nueva propuesta tecnológica en el ámbito energético, enfocada a los sectores de generación eléctrica y a todo tipo de industria, para optimizar su integración en el actual contexto de descarbonización de sus procesos.

Los Centros de Almacenamiento y Gestión de Energías (CAGES) de Inerco suponen un decisivo avance en el campo de la optimización energética.

Para Vicente Cortés, Presidente de Inerco, "esta nueva apuesta innovadora en el área de la energía supone una respuesta a la necesidad de mayor y mejor aprovechamiento de la energía generada en plantas fotovoltaicas, solares, eólicas pero también de los excedentes energéticos provenientes del tratamiento de la biomasa, calores residuales incluyendo incluso la captura y uso del de CO₂". •

La tecnología de motores de gas de Wärtsilä asegura el futuro a los clientes en el mercado español de cogeneración



Rofeica Energía, con sede en Barcelona, España, ha encargado el pasado mes de abril un motor a gas Wärtsilä 34SG, que le permitirá asegurar su futuro en el mercado combinado de calor y energía (cogeneración) de España.

El cambio de combustible de fuel pesado a gas permitirá al cliente capturar varias fuentes de ingresos de cogeneración, al tiempo que reduce significativamente su huella de carbono.

"La alta eficiencia y fiabilidad son esenciales para que nuestra empresa siga siendo competitiva en las difíciles condiciones del mercado actual. Hemos tenido una excelente experiencia con la tecnología de motores de Wärtsilä y su soporte durante los últimos 20 años, y la conversión a operación en gas con el motor Wärtsilä 34SG nos da la flexibilidad para avanzar con confianza", dijo Joan Román, CEO de Rofeica Energía, S.A.

"El motor Wärtsilä 34SG es muy adecuado para aplicaciones de cogeneración. Tiene una eficiencia eléctrica sobresaliente, y su fiabilidad ha sido

probada con 43 millones de horas de funcionamiento en instalaciones en todo el mundo. Esta conversión es una decisión sensata ya que asegura el futuro de Rofeica Energía en el mercado español de la cogeneración", comentó Pekka Tolonen, Energy Business Director, Europe, Wärtsilä.

La planta de 9,1 megavatios se entregará por vía rápida ya que se espera que la conversión a gas se complete antes de finales de 2020.

Las centrales eléctricas a gas de Wärtsilä utilizan gas natural, el combustible fósil más limpio disponible, de la manera más económica. Esto es posible gracias a su alta eficiencia en cualquier carga y a una flexibilidad inmejorable para arrancar y parar de acuerdo a las necesidades. Además de su eficiencia y flexibilidad, las centrales eléctricas a gas de Wärtsilä también ofrecen bajas emisiones, lo que las convierte en la solución óptima para lugares donde minimizar el impacto ambiental es una prioridad. Como tal, se pueden colocar cerca de los nodos de consumo, optimizando el sistema de energía. •

Éxito de participación en las aulas virtuales de Academia Isover y Academia Placo



Saint-Gobain Isover y Saint-Gobain Placo, compañías líderes en soluciones constructivas eficientes, presentaron, a finales del pasado mes de marzo, su programa formativo: Academia Isover y Academia Placo. Una aplaudida iniciativa con la que ambas entidades han querido continuar en su apuesta por la formación a profesionales del sector, así como mantener la cercanía y el diálogo ante las circunstancias actuales de confinamiento.

Tras un mes de actividad, la Academia Isover-Placo, concebida con una triple vertiente formativa gratuita que incluye al Aula Distribuidores, Aula Prescriptores y Aula Instaladores, celebra su éxito de asistentes entre profesionales del sector.

El Aula de Distribuidores ha acogido hasta la fecha 16 sesiones donde se ha compartido información sobre Aislamiento Acústico, Térmico, Protección Pasiva y Climatización; y a las que han asistido más de 600 profesionales de la red de distribuidores de Placo y de Isover.

En el Aula de Prescriptores se han realizado 22 sesiones (6 a nivel nacional y 16 regionales) donde se han abordado

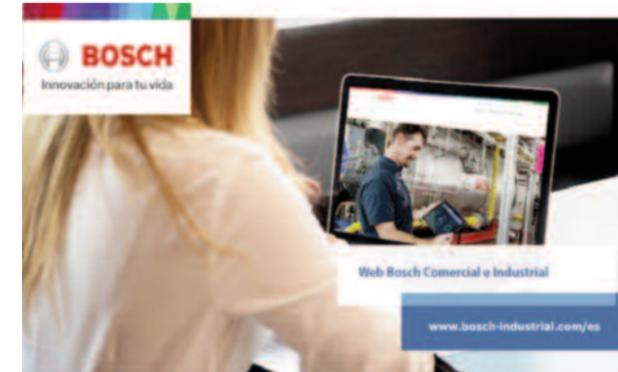
temáticas como el nuevo CTE y sus requisitos y herramientas de verificación, Herramientas de certificación basadas Energy Plus-SG SAVE, Sistemas constructivos eficientes, Sistemas en PYL, Cálculo de puentes Térmicos con THERM y Sostenibilidad, entre otros. Desde el comienzo de estas formaciones, el programa tuvo tal acogida que más de 45 Colegios oficiales de Arquitectos, Arquitectos Técnicos, Ingenieros e Ingenieros Técnicos, quisieron formar parte del mismo como colaboradores.

Las jornadas nacionales del Aula de Prescriptores han contado con la asistencia virtual de 9.420 asistentes prescriptores y de 1.420 asistentes en las formaciones regionales.

Algunas de las jornadas han sido compartidas a través de la plataforma YouTube, alcanzando cerca de 20.000 visualizaciones en apenas 4 semanas.

Atendiendo a la buena acogida de estas jornadas, Academia Isover y Academia Placo preparan ya sus próximas sesiones, cuya información puede encontrarse en: <https://www.isovert.es/academia-online>. •

Bosch Comercial e Industrial lanza una web que mejora la experiencia del usuario



El área Comercial e Industrial de Bosch Termotecnia, división perteneciente al Grupo Bosch, lanza una nueva página web corporativa con el objetivo de ofrecer una experiencia de usuario mejorada, más accesible y enriquecedora. Entre las mejoras de la página destaca la nueva estructura de la web y la información, que se han redefinido para adaptarse a las demandas y necesidades de los consumidores digitales, ofreciendo más contenido de valor y ampliando las posibilidades de contacto con la marca.

Este *site* servirá de plataforma para dar a conocer las principales características de las soluciones de Bosch Termotecnia en calefacción y aire acondicionado para uso comercial y del área industrial. Además, para los profesionales del sector, la nueva página web será una herramienta de soporte y servicio a través de diferentes funcionalidades, como la descarga de una gran variedad de documentación técnica y comercial, el portal de formación de la Academia Bosch Termotecnia o una nueva sección donde podrán acceder a los archivos CAD y BIM de los productos de la marca.

La nueva web del área Comercial e Industrial de Bosch Termotecnia ofrece además acceso directo a los usuarios que deseen solicitar los distintos *Softwares* de la marca, como su solución *Easy Soft E+*, un programa *online* que permite calcular el ahorro energético derivado del cambio de la caldera actual por una nueva, así como la reducción de emisiones contaminantes o el retorno de la inversión. O el *Software Air Select*, una herramienta avanzada de automatización de proyectos para la gama de aire acondicionado y VRF, que permite definir una selección rápida y segura de un completo sistema de climatización Bosch.

Las posibilidades para contactar con Bosch también se han ampliado en esta nueva página, que cuenta con varias vías de contacto, consulta e información dependiendo de las necesidades de cada usuario. Y para los consumidores digitales que busquen información de Buderus, el *site* dispone de toda la información necesaria sobre los productos de la marca. www.bosch-industrial.com/es. •

ELGi Compressors crece en Europa

ELGi Equipments Limited, uno de los principales fabricantes de compresores a nivel mundial con más de 2 millones de instalaciones realizadas en 120 países, está potenciando su presencia paneuropea a través de su filial ELGi Compressors Europe. Tras la inauguración de su nueva sede central en Bélgica, ELGi Compressors está realizando importantes inversiones relacionadas con el crecimiento del equipo directivo, la ampliación de la estructura de ventas y servicios, la expansión del catálogo de producto y la consolidación de su presencia en el canal de ventas a lo largo de la región.

Chris Ringlstetter, Presidente de ELGi Europe, explicó: "En ELGi, nuestra visión del producto y de las operaciones es ser 'Always Better' ('Always Better', traducido al español Siempre Mejores, es el eslogan de



ELGi). En la actualidad, estamos reforzando esta filosofía introduciendo soluciones de aire comprimido de última tecnología centradas en el cliente y formando equipos de ventas paneuropeos con gran experiencia. Confiamos en que ambas iniciativas jueguen un papel esencial en la captación y fidelización de nuestros clientes. Adicionalmente, para seguir siendo 'Always Better' estamos impulsando nuestra presencia en el canal al mismo tiempo que construimos relaciones duraderas con nuestros socios comerciales en todo el territorio. •

Con el objetivo de ampliar la presencia de ELGi en la península ibérica, Víctor Escollano, ha sido nombrado Regional Manager de España & Portugal. •

Getac presenta A140G2, una tableta de 14 pulgadas robusta y potente

Getac ha lanzado su segunda generación de tabletas A140 totalmente robusta.

La A140 G2 ofrece una extraordinaria potencia de procesamiento y un tiempo de latencia óptimo sin pérdida de rendimiento, incluso cuando se ejecutan grandes cantidades de aplicaciones simultáneamente. Los gráficos UHD integrados y una pantalla Luminance 2.0 de 14 pulgadas de

gran tamaño –la mayor de la gama de tabletas de Getac– permiten a los usuarios ver toda su información con gran detalle en una sola pantalla, sin necesidad de desplazarse innecesariamente. El A140 G2 también tiene la certificación MIL-STD 810H e IP65, lo que significa que puede soportar caídas de hasta 1,2 metros, así como choques, derrames, vibraciones, polvo, líquido y más. •

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

	MAYO 2020	JUNIO 2020	JULIO 2020	AGOSTO 2020	SEPTIEMBRE 2020	OCTUBRE 2020	NOVIEMBRE 2020	DICIEMBRE 2020	ENERO 2021
11 MAYO	-	-	29,63	30,65	31,57	32,40	33,21	33,93	34,51
12 MAYO	-	-	29,98	30,81	31,60	32,35	33,11	33,80	34,35
13 MAYO	-	-	29,19	29,96	30,73	31,55	32,40	33,17	33,80
14 MAYO	-	-	31,13	31,64	32,22	32,87	33,59	34,26	34,81
15 MAYO	-	-	32,50	32,80	33,28	33,84	34,49	35,11	35,61

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

	MAYO 2020	JUNIO 2020	JULIO 2020	AGOSTO 2020	SEPTIEMBRE 2020	OCTUBRE 2020	NOVIEMBRE 2020	DICIEMBRE 2020	ENERO 2021
11 MAYO	-	24,14	25,08	26,76	28,10	29,05	29,87	30,57	31,15
12 MAYO	-	25,78	26,33	27,43	28,49	29,26	29,97	30,60	31,11
13 MAYO	-	25,29	25,68	26,80	27,84	28,62	29,37	30,06	30,65
14 MAYO	-	27,56	27,88	28,66	29,42	30,00	30,57	31,11	31,58
15 MAYO	-	29,43	29,52	30,12	30,69	31,11	31,56	32,01	32,40

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

	MAYO 2020	JUNIO 2020	JULIO 2020	AGOSTO 2020	SEPTIEMBRE 2020	OCTUBRE 2020	NOVIEMBRE 2020	DICIEMBRE 2020	ENERO 2021
11 MAYO	240,50	258,00	271,75	279,75	286,75	295,00	300,50	304,25	309,50
12 MAYO	240,00	250,00	265,00	274,50	282,25	291,00	297,00	301,25	306,75
13 MAYO	-	245,25	261,00	270,75	279,00	287,75	293,75	298,00	303,75
14 MAYO	-	255,25	270,00	279,25	287,00	295,00	300,50	304,50	310,00
15 MAYO	-	269,75	282,25	290,50	297,75	305,25	310,25	314,00	319,00

Evolución y estimación de la oferta/demanda mundiales de petróleo

(En millones de barriles/día)

	2018	4T. 2019	2019	1T. 2020	2T. 2020	3T. 2020	4T. 2020	2020
DEMANDA								
AMÉRICA DEL NORTE	25,5	25,6	25,6	25,2	25,6	26,1	25,9	25,7
EUROPA	14,3	14,1	14,2	13,9	14,2	14,6	14,2	14,2
PACÍFICO	8,1	8,1	7,9	8,3	7,5	7,6	8,1	7,9
TOTAL OCDE	47,9	47,9	47,6	47,5	47,3	48,3	48,3	47,8
TOTAL NO-OCDE	51,4	53,3	52,5	51,4	53,3	53,9	53,9	53,1
DEMANDA TOTAL	99,3	101,2	100,1	98,8	100,6	102,3	102,2	101,0
OFERTA								
TOTAL NO-OPEP	62,9	66,3	65,0	66,1	66,8	67,5	67,7	67,0
CRUDO OPEP	31,9	29,8	30,0	-	-	-	-	-
GNL OPEP	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5	5,5
TOTAL OPEP	37,4	35,3	35,5	-	-	-	-	-
OFERTA TOTAL	100,3	101,6	100,5	-	-	-	-	-

PALACIO DE LINARES

12TH - 13TH
NOV
2020



MADRID LNG & SHIPPING FORUM 2020

Organized by:



El estudio de análisis sectorial de referencia para la industria energética

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

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

La referencia imprescindible en el sector energético.

- Análisis de **mercado**
- Perfil de **compañías** y sus principales ejecutivos
- Información **estadística**
- **Directorios** sectoriales
- **Legislación** revisada
- **Censo** de proyectos de las principales **ingenierías**
- Guía de **suministradores**

Reserve su ejemplar

t. +34 91 556 5004

editorial@sedetecnica.com

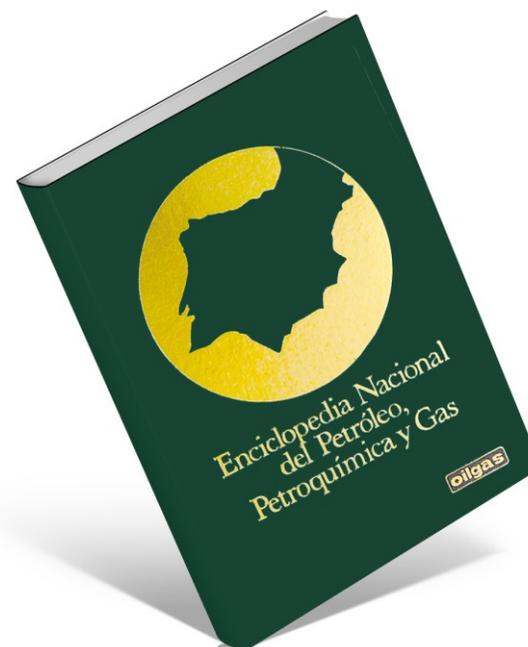


SEDE TÉCNICA, S.A. grupo editorial
Poeta Joan Maragall, 51 | 28020 Madrid
www.sedetecnica.com

oilgas

Edición 2020

Enciclopedia Nacional del Petróleo Petroquímica y Gas



50 ANIVERSARIO

Índice de contenidos

Todo sobre la industria oil&gas

Un **INFORME ANUAL** exclusivo que analiza doce subsectores desde el punto de vista técnico, industrial, económico, empresarial y normativo

- 01 | INVESTIGACIÓN, EXPLORACIÓN, PROSPECCIÓN Y PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS**
- 02 | TRANSPORTE** marino y terrestre de gas, crudos y productos petrolíferos
- 03 | ALMACENAMIENTO** de crudo y productos petrolíferos: CLH y empresas independientes
- 04 | REFINO** Análisis por compañía y planta
- 05 | PETROQUÍMICA** Plantas operativas, compañías y comercio
- 06 | GAS NATURAL Y GLP** Compañías, producción y consumo
- 07 | COMERCIALIZACIÓN** de productos petrolíferos, gas y biocarburantes
- 08 | ESTACIONES DE SERVICIO** Evolución de la red nacional, análisis por compañías operadoras y principales minoristas
- 09 | INGENIERÍA** Censo de proyectos nacionales e internacionales.
- 10 | ENERGÍA** Consumo y producción
- 11 | MEDIO AMBIENTE** Legislación relacionada con la industria de hidrocarburos
- 12 | LEGISLACIÓN EUROPEA VIGENTE**

El anuario incluye un directorio de **EMPRESAS SUMINISTRADORAS**

Información exclusiva elaborada por especialistas para la industria desde 1970

Consulte el índice completo en www.enppg.com

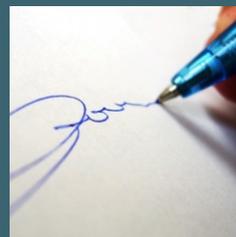
RESERVE AHORA su ejemplar del anuario exclusivo más completo sobre la industria energética
Todo son ventajas

1 | **PRECIO ESPECIAL DE RESERVA** **EDICIÓN 2020**



Reserve su edición hoy mismo y **ahorre 50 €**

2 | **ENVÍO PREFERENTE GRATUITO**



Reciba por mensajero la primera edición de la **ENCICLOPEDIA** sin coste adicional

3 | **INCLUSIÓN GRATUITA DE LOS DATOS DE SU COMPAÑÍA EN LA GUÍA DE SUMINISTRADORES**



Asegure la presencia de su compañía en la guía de referencia para los **responsables de compras** de la industria

Orden de reserva/envío

ENCICLOPEDIA NACIONAL DEL PETRÓLEO PETROQUÍMICA Y GAS EDICIÓN 2020

El único estudio anual de las industrias de energía, petróleo, petroquímica, gas y productos petrolíferos.

Reserve ahora su EDICIÓN 2020 y benefíciense de las magníficas ventajas de nuestra oferta limitada

EL PRECIO ESPECIAL RESERVA EDICIÓN 2020 DE 128 EUROS ES VÁLIDO PARA PEDIDOS ABONADOS ANTES DEL 31/10/2020 A PARTIR DEL 1/11/2020 EL PRECIO ES DE 178 EUROS+GASTOS DE ENVÍO

Remítanos hoy la orden al email editorial@sedetecnica.com
o fax 91 579 9364

**Puede realizar su pedido cómodamente por teléfono
t. +34 91 556 5004**

Estaremos encantados de atenderle personalmente.

SEDE TÉCNICA, S.A. grupo editorial | Poeta Joan Maragall, 51 | 28020 Madrid
www.sedetecnica.com



www.oilgas.es

Sírvase enviar 1 ejemplar del anuario ENCICLOPEDIA NACIONAL DEL PETRÓLEO PETROQUÍMICA Y GAS EDICIÓN 2020 al **precio especial de reserva de 128 euros** (IVA y gastos de envío incluidos)

Datos envío y facturación (* por favor incluya nº pedido si es obligatorio para facturación)

COMPañÍA	
DESTINATARIO	
ACTIVIDAD	
TELÉFONO	NIF
E-MAIL	
DIRECCIÓN	
POBLACIÓN	
CP	PROVINCIA
PAÍS	
Nº PEDIDO *	

Forma de pago (rellenar todos los datos, gracias)

<input type="checkbox"/> TRANSFERENCIA	<input type="checkbox"/> CHEQUE A NOMBRE DE SEDE TÉCNICA, S.A. POR 128 EUROS
<input type="checkbox"/> TARJETA	<input type="checkbox"/> VISA / <input type="checkbox"/> 4B / <input type="checkbox"/> MASTERCARD
NÚMERO	
TITULAR	
FECHA CADUCIDAD	
<input type="checkbox"/> DOMICILIACIÓN	ADEUDO DIRECTO SEPA Páguese con cargo a nuestra C/C la cantidad de 128 euros a SEDE TÉCNICA, S.A
BANCO	
IBAN	
CÓDIGO BIC/SWIFT	

Por medio de la presente y de acuerdo con la legislación vigente, mediante el envío de esta orden de domiciliación, el deudor autoriza (A) a SEDE TÉCNICA, S.A. con CIF A28219509 a enviar órdenes a su entidad financiera para adeudar en su cuenta y (B) a su entidad financiera para efectuar los adeudos en su cuenta de acuerdo con las instrucciones de SEDE TÉCNICA, S.A.

En Madrid, a de de 2020 | Firma y sello

De conformidad con lo establecido en el Reglamento General de Protección de Datos 2016/679, SEDE TÉCNICA S.A. pone en su conocimiento que los datos de carácter personal facilitados serán incorporados a un fichero, con la finalidad de gestión de su suscripción. Ello no obsta a la posibilidad de los tratamientos autorizados por Usted para los tratamientos para finalidades publicitarias, conservándose esta información mientras Usted no ejercite su derecho de supresión u oposición y posteriormente durante los plazos legales de reclamación. 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 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 en C/Poeta Joan Maragall, 51. CP 28020 de Madrid o info@sedetecnica.com. 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.

A continuación, le detallamos las siguientes finalidades que se van a realizar con sus datos. En caso de no estar de acuerdo con alguna de ellas marque la casilla "No consiento". Por favor, es obligatorio marcar una de las dos opciones:
1- Autorización para ofrecerle informaciones y noticias por cualquier medio (postal, email, teléfono, etc.) relacionados con los servicios solicitados y fidelizarle como cliente. NO CONSENTO SI CONSENTO

FIRMADO

D.N.I.