

oilgas

Petróleo, Petroquímica y Gas • Julio-Agosto 2023 • año 56



INVERSIONES: TRANSFORMACIÓN DE LAS REFINERÍAS EN COMPLEJOS VERDES ENERGÉTICOS

LA RED DE ESTACIONES DE SERVICIO SUPERA LOS 12.000 ESTABLECIMIENTOS

LUBRICANTES: SIGAUS Y GENCI AVANZAN EN LA VALORIZACIÓN DEL 100% DE LOS RESIDUOS

Traceado Eléctrico para la Industria



eltherm Spain, S.L.U., filial del grupo multinacional Alemán ELTHERM, fue creada en España en 2015 para atender la demanda del Sector del Traceado Eléctrico nacional, no solo aportando productos de fabricación propia, sino soluciones "llave en mano", desde el estudio básico preliminar hasta la puesta en marcha del proyecto.

En la actualidad, con más de 30 empleados (80% focalizado en Ingeniería y Proyectos) es la empresa líder y de referencia en España en Soluciones de Traceado Eléctrico.

- › **Industria Química y Petroquímica**
- › **Renovables; CSP, Biodiesel, Bioetanol**
- › **Refinerías y Plataformas OFF/ON Shore**
- › **Terminales de Almacenamiento**
- › **Industria Alimentaria**



Suministro

- › Fabricación
- › Suministro
- › Compras
- › Logística

Diseño

- › Diseño conceptual
- › Ingeniería básica
- › Ingeniería de detalle

Documentación

- › Pruebas y protocolos de funcionamiento
- › As-Built

Gestión de Proyecto

- › Dirección de Proyecto
- › Supervisión de Obra
- › Prevención

Mantenimiento

- › Periódico y preventivo
- › Intervenciones



Más de 30 años de experiencia aportando soluciones de **Calentamiento Eléctrico** en la industria convierten a eltherm en **líder global de Traceado Eléctrico.**



COMPROMETIDOS CON LA TRANSFORMACIÓN ENERGÉTICA EN CADA PROYECTO

Más de 30 años de experiencia, **trabajando por un futuro eficiente y sostenible.**

Ayudando a nuestros clientes en sus retos de ingeniería, desde la fase conceptual hasta la puesta en servicio.

SacyrFluor ahora **#somosProyecta**
#somosIngeniería

sacyrproyecta
INGENIERÍA E
INFRAESTRUCTURAS



sacyr.com



oilgas

Petróleo, Petroquímica y Gas

AÑO 56

NÚMERO 633

JULIO-AGOSTO 2023

Edita
SEDE TÉCNICA S.A.

Dirección editorial Almudena Martín Cubillo
Redacción Pablo Carrero

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

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

Depósito legal M 22728-1967
ISSN 0030-1493

PRECIOS DE SUSCRIPCIÓN 2023

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

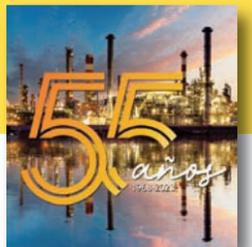
UN AÑO | 10 NÚMEROS | IVA INCLUIDO

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

PUBLICACIÓN DE CONTENIDO ESPECIAL

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

sumario



- 02 ► **nacional > actualidad**
AOP expone las propuestas del sector para una descarbonización justa e inclusiva
- 06 ► **proyectos > actualidad**
- 10 ► **nacional > estadísticas**
- 12 ► **refino > inversiones**
La producción de las refinerías españolas creció un 7,7 por 100 en 2022
- 21 ► **refino > informe**
El sistema de refino español en 2022
- 36 ► **ingenierías > descarbonización**
Particularidades del hidrotreatmento de biocombustibles respecto a unidades convencionales de hidrotatamiento
- 39 ► **red ee.ss > informe**
La red vuelve a crecer y ya supero los 12.000 puntos de suministro
- 40 ► **descarbonización > actualidad**
El Consejo adopta un nuevo Reglamento sobre infraestructuras para los combustibles alternativos
- 41 ► **aceites & lubricantes > informe**
ASELUBE destaca la fortaleza del sector en un año de dificultades
- 42 ► **aceites & lubricantes > medio ambiente**
El modelo de Sigaus y Genci: generar menos residuo y recoger y valorizar el 100%
- 46 ► **industria > tecnología**
Siete sencillos pasos para un cambio en planta más eficaz
- 49 ► **mantenimiento industrial > tecnología**
Uso de *software* y sensores para conocer el futuro de las máquinas
- 50 ► **gas > noticias**
- 53 ► **gases renovables > actualidad**
Green Gas Mobility Summit analizará la situación y perspectivas del transporte sostenible
- 54 ► **empresas & equipos**
- 56 ► **precios y estadísticas internacionales**

en nuestro próximo número

**GAS NATURAL Y GASES RENOVABLES
INVERSIONES EN EL SISTEMA GASISTA: PLANTAS DE GNL,
ALMACENAMIENTO E INFRAESTRUCTURAS DE TRANSPORTE
CENSO DE PROYECTOS DE HIDRÓGENO VERDE Y BIOMETANO**

Gas, combustible para la descarbonización
del transporte terrestre y marino
III Salón del gas renovable, 3-4 octubre, Feria Valladolid

Portada: Complejo Industrial de Cartagena de Repsol

**RESERVE YA SU EDICIÓN 2023 DEL ANUARIO
ENCICLOPEDIA DEL PETRÓLEO, PETROQUÍMICA Y GAS
SOLICITE SU EJEMPLAR POR TELÉFONO 91 556 5004**

AOP expone las propuestas del sector para una descarbonización justa e inclusiva

La Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos se ha dirigido por carta a los principales grupos políticos con el objetivo de transmitirles sus principales inquietudes y propuestas como uno de los actores clave en la transición energética y principales garantes de la seguridad de suministro.

AOP comparte sus propuestas para las futuras políticas energéticas de la nueva legislatura. En primer lugar, reclama que no se discrimine ninguna tecnología capaz de reducir las emisiones de CO₂ en favor de otras, de forma que las políticas públicas en materia de energía se rijan por el principio de neutralidad tecnológica.

También propone una política fiscal que defienda la neutralidad tecnológica, basada en la eficiencia y características propias de apoyo a la descarbonización y no sobre el origen o la tecnología de los productos.

En segundo lugar, la Asociación defiende un marco regulatorio estable y predecible, que incentive el desarrollo de tecnologías neutras en carbono. Para ello, es necesario promover la transposición de las regulaciones europeas relativas a la reducción de emisiones de CO₂ en el transporte. AOP subraya, además, que contemplar los ecocombustibles permitiría a España y a Europa diversificar las fuentes de energía, un objetivo ya



señalado por la presidenta de la Comisión Europea, Ursula von der Leyen.

Para ello es fundamental aprobar una Hoja de Ruta para los Ecocombustibles, incluyendo una línea específica dedicada a los ecocombustibles dentro del PERTE de Energías

Renovables, Hidrógeno y Almacenamiento (ERHA).

Lucha contra el fraude

AOP señala la necesidad de que el Gobierno adopte un papel activo en la lucha contra el fraude en los carburantes y los ecocombus-

tibles, que se produce por parte de algunos actores que operan en el sector.

Adicionalmente, al haberse normalizado los precios en el mercado de combustibles, es necesario derogar el Gravamen Temporal Energético para garantizar la sostenibilidad y competitividad de las empresas afectadas y recuperar la confianza de los inversores.

Por último, AOP recuerda la importancia de establecer un diálogo fluido y constructivo con todas las fuerzas políticas para abordar desafíos como la transición energética, la reducción de emisiones y la independencia energética. •

La AIE recorta por primera vez su previsión de la demanda mundial de petróleo en 2023

El crecimiento de la demanda mundial de energía será en 2023 menos vigoroso de lo esperado por el impacto de las subidas de los tipos de interés y la desaceleración de la actividad industrial en Europa, según señala la Agencia Internacional de la Energía (AIE).

Así, si bien la demanda global de petróleo alcanzará un nuevo récord de 102,1 millones de barriles diarios en 2023, esta cifra representa un avance de 2,2 mb/d, lo que implica una rebaja de 220.000 barriles diarios en la previsión de crecimiento del

consumo por parte de la agencia.

En su boletín de julio, la AIE explica la desaceleración general en el crecimiento de la demanda de petróleo por la pérdida de ímpetu de la recuperación de China y la presión de un desafiante entorno económico, aunque aún confía en que China será responsable de alrededor del 70 por 100 de todo el aumento del consumo de petróleo previsto.

La agencia apunta sobre todo al “drástico endurecimiento de la política monetaria” en muchos países avanzados en el curso de los

últimos doce meses y advierte de que la demanda de crudo en la OCDE, y Europa en particular, “languidece en medio de una desaceleración total de la actividad industrial”.

De esta manera, tras bajar el crecimiento de la demanda previsto para 2023 a 2,2 mb/d, la AIE anticipa que el incremento del consumo de crudo se desacelerará en 2024 a 1,1 mb/d a medida que la recuperación pierda impulso y se afiancen medidas cada vez mayores de electrificación y eficiencia de la flota de vehículos. •

Unificamos nuestra imagen como una apuesta de cohesión y solidez.

Nace ALTTION, símbolo de la evolución que estamos experimentando y que nos lleva a juntar fuerzas, capacidades y compartir conocimientos entre las diferentes compañías que conforman el grupo empresarial. Para, con todo ello, juntos seguir siendo un referente en servicios industriales de alto nivel técnico en entornos muy exigentes por su complejidad y riesgo.

Depisa

SIASA

ASTUR
blast

TARRACO
blast

KKtub

REENERGY

SOLUCIONES
REUNIDAS



ALTTION

UPI renueva su junta directiva

En su Asamblea General Ordinaria celebrada el pasado 26 de junio, la Unión de Petroleros independientes (UPI) renovó su Junta Directiva por un mandato de dos años, quedando ésta última constituida de la siguiente manera:

- Presidencia: Carburants Axiol, representada por Luis Nieves Prado, CEO del grupo Nieves Energía.
- Vicepresidencia: DISA Red de Servicios Petrolíferos.
- Secretaría y Tesorería: Dyneff España.

Las demás compañías asociadas también han quedado integradas en la Junta Directiva como Vocales.

UPI es la Asociación que agrupa a operadores mayo-

ristas del sector de combustibles, sin capacidad de refino en España, compañías que operan en la importación, el *trading*, la distribución al por mayor y al por menor y el almacenamiento y transporte de combustibles. Sus ocho compañías asociadas, independientes de la industria del refino en España, representan más del 15 por 100 del mercado y cerca del 50 por 100 de los operadores sin capacidad de refino. En la actualidad, son miembros de UPI las siguientes compañías: Bonarea Energía, Carburants Axiol, DISA Red de Servicios Petrolíferos, Dyneff España, Esergui, GM Fuel Service, Kuwait Petroleum España y Meroil. •

La Comisión aprueba ayudas a España por 350 millones para instalaciones de almacenamiento de energía

La Comisión Europea ha aprobado un régimen español por valor de 350 millones de euros asignado con cargo al Mecanismo de Recuperación y Resiliencia (MRR) para la construcción y explotación de instalaciones de almacenamiento de electricidad. La medida contribuye a la consecución de los objetivos del Pacto Verde Europeo, a reducir la dependencia de los combustibles fósiles rusos y a acelerar la transición ecológica en consonancia con el Plan REPowerEU.

El régimen notificado por España, con un presupuesto de 350 millones de euros, se financiará íntegramente con cargo al MRR tras la evalua-

ción positiva por parte de la Comisión del Plan de Recuperación y Resiliencia español y su adopción por el Consejo.

El régimen, que se aplicará hasta junio de 2026, tiene por objeto: aumentar la cuota de fuentes de energía renovables en el sistema eléctrico español; disminuir la reducción deliberada de generación de electricidad a partir de fuentes renovables en momentos de exceso de producción; y sostener el funcionamiento seguro del sistema eléctrico español.

Las ayudas adoptarán la forma de subvenciones a la inversión para la construcción de instalaciones de al-

TotalEnergies e Irak firman un acuerdo de más de 24.500 millones para proyectos de hidrocarburos y renovables



La empresa francesa TotalEnergies e Irak han firmado un acuerdo valorado en 27.000 millones de dólares por una serie de proyectos que permitirá al país asiático ampliar sus capacidades de extracción de petróleo y gas, así como de generación de energías renovables.

Si bien ya se llegó a un entendimiento en 2021, las discrepancias entre la clase política iraquí en torno a los términos y condiciones del mismo retrasó el plan hasta abril de este año, cuando Irak aceptó contar con una participación menor de la reclamada inicialmente.

De esta forma, el Proyecto Integrado de Crecimiento Gasístico (GGIP, por sus siglas en inglés) estará participado al 45 por 100 por TotalEnergies, al 30 por 100 por Bashah Oil Company (empresa pública ira-

quí) y el 25 por 100 restante estará a cargo de QatarEnergy.

El proyecto prevé, en un primer momento, una inversión de 10.000 millones de dólares (9.124) durante los próximos cuatro años, que dará comienzo este mismo verano.

TotalEnergies construirá una planta solar de 1 GW para proveer de energía limpia a la región de Basora, situada en el golfo Pérsico. A tal efecto, se ha invitado a participar a la compañía saudí ACWA Power, especializada en renovables y plantas desalinizadoras.

El CGIP contempla también la construcción de una desalinizadora para generar el agua empleada en los procesos de extracción de hidrocarburos y liberar, así, el uso del agua dulce de ríos cercanos para otros fines. •

macenamiento de electricidad, con una capacidad conjunta de, aproximadamente, 1.000 MW conectada a la red

de transporte o distribución. El importe máximo de las ayudas por beneficiario será de 50 millones de euros. •

Exolum adelanta a 2040 su objetivo de neutralidad climática



El nuevo Plan director de ESG de Exolum marca la hoja de ruta de la compañía en esta materia hasta 2026, respondiendo a los niveles de ambición internos, a las expectativas de los grupos de interés de la compañía y al contexto energético actual. El Plan está íntimamente alineado con los Objetivos de Desarrollo Sostenible fijados por la ONU y los principios del Pacto Mundial del que Exolum es socio firmante, y tiene como principal objetivo reducir sus emisiones de CO₂ de forma progresiva, con un objetivo intermedio establecido para 2030 de reducir las emisiones de Alcance 1 y 2 en un 53 por 100 con respecto al año base 2018 y convertirse en una empresa 'Net

Zero' en 2040, 10 años antes de lo previsto inicialmente.

Exolum ha fijado su Plan director de ESG en torno a cinco pilares principales que reflejan los compromisos que mantiene la compañía con sus grupos de interés. El primero de ellos se centra en la diversificación, a través del impulso de nuevos negocios alineados con la transición energética. El grupo también continúa adaptándose a las necesidades del mercado y de sus clientes a través de la digitalización de su actividad, así como adecuando las infraestructuras a los más exigentes requisitos de calidad, seguridad y protección medioambiental. La innovación es otra de las áreas en las que Exolum pone el foco para apoyar este primer pilar del Plan director. •

Cepsa inicia la comercialización de biocombustible para aviación en los principales aeropuertos españoles

Cepsa ha comenzado a comercializar combustible sostenible de aviación (SAF) en los aeropuertos de Madrid, Barcelona, Palma de Mallorca y Sevilla, por los que pasa más de la mitad del tráfico de pasajeros que vuelan en España.

Cepsa, primera compañía que ofrece biocombustible para la

aviación de manera permanente en cuatro de los principales aeropuertos españoles, produce este combustible para la aviación en su Parque Energético La Rábida (Huelva), a partir de residuos orgánicos y aceites usados de cocina, entre otros.

Este hito se produce unos meses después de que la ener-

Empresas de España y Portugal colaboran para apostar por un hub ibérico competitivo para la descarbonización

Fundación Repsol, junto a la Fundación Corell y la Confederación Empresarial de Portugal (CIP), han organizado el Foro Luso-Español bajo el nombre de "El espacio ibérico conectado para acelerar la descarbonización". El encuentro se celebró en Lisboa y analizó las claves para impulsar la descarbonización y reforzar la competitividad industrial y empresarial entre España y Portugal.

El Ministro de Medio Ambiente y Acción Climática de Portugal, Duarte Cordeiro destacó que Portugal pretende duplicar su capacidad instalada de producción de energía eléctrica renovable en 2030.

Para el presidente de Repsol, Antonio Brufau, "la colaboración entre España y Portugal y su compromiso con la transición energética y la descarbonización de la economía ha sido notable, reforzando sus políticas para trabajar conjuntamente y posicionarse como un referente hacia una transición energética sostenible e inclusiva".

Brufau destacó la necesidad de que "España y Portu-

gal aprovechen el impulso hacia la descarbonización y apostar por una movilidad más sostenible para reforzar las inversiones en infraestructuras terrestres tanto de carretera como de ferrocarril y el necesario aprovisionamiento y suministro energético, tanto de combustibles convencionales y de gas como de combustibles renovables, hidrógeno y electricidad".

Los ponentes coincidieron en señalar las grandes posibilidades que tienen España y Portugal para convertirse en una nueva potencia energética europea. Se espera que la región experimente un fuerte crecimiento en la generación global de energía en los próximos años, impulsado por un suministro de gas fiable, la expansión de las energías renovables, el desarrollo de los corredores de hidrógeno y de las tecnologías de combustibles renovables. En este contexto, un espacio energético ibérico más y mejor conectado potenciará el desarrollo industrial y de otros sectores. •

gética suministrara combustible sostenible para la aviación a más de 200 vuelos en el aeropuerto de Sevilla en una acción pionera que se convirtió en el primer suministro de SAF de tales características en un aeropuerto del sur de Europa.

El director de Aviación de Cepsa, Tobi Pardo, destacó que el objetivo de la compañía es que "la aviación sostenible sea cuanto antes una realidad".

Dentro de su estrategia Positive Motion, la compañía está desarrollando un ecosistema centrado en acelerar la descarbonización de los clientes industriales, el transporte pesado, así como de la propia compañía, mediante la producción de moléculas verdes, principalmente hidrógeno renovable y biocombustibles. •

Redexis se alía con Inerco para desarrollar 10 plantas de biometano por 150 millones

Redexis se ha aliado con Inerco para desarrollar un total de 10 plantas de biometano en España, con una inversión prevista de 150 millones de euros, informó la compañía.

Esta alianza para impulsar el biometano en España podría generar un empleo local de 300 puestos de trabajos directos y 2.000 indirectos, destacó la energética.

El consejero delegado de Redexis, Fidel López Soria, consideró que esta alianza representa para Redexis un paso



más en su apuesta por la transición energética, la producción de energía a nivel local y la economía circular, "contribuyendo a la gestión sosteni-

ble y eficiente de los residuos agroganaderos".

Por su parte, Pedro Marín, director general de Inerco, señaló que este acuerdo es "una

clara muestra de la consolidación de Inerco como un actor clave para la materialización de los planes de transición energética de sus clientes, aportando sus capacidades tecnológicas para la ejecución de proyectos viables en tiempo y forma".

Las primeras cinco plantas tendrán finalizados los estudios e ingeniería previos a su tramitación administrativa antes de que acabe 2023 y se localizarán en las comunidades autónomas de Andalucía, Aragón y Castilla y León. •

Ansasol impulsa de tres parques en Sevilla, Jerez y Málaga

Ansasol, compañía de ingeniería y desarrollo de plantas fotovoltaicas e hidrógeno verde, continúa con su plan de expansión y crecimiento gracias al desarrollo de tres nuevos parques fotovoltaicos.

Bajo los nombres de Guillena Santos, Jerez Montealto y Villanueva de Algaida, estos proyectos cuentan con una potencia total de 71,4 MWp, el equivalente al consumo de 44.140 hogares cada año.

Los parques fotovoltaicos de Jerez, Sevilla y Málaga, sumados al resto de instalaciones que la compañía ha ejecutado en la región, han permitido a Ansasol desarrollar más de 1.200 Mw de energía renovable.

De hecho, fue la primera empresa española, en 2019, en construir y conectar a red la que fuera la mayor planta fotovoltaica de Europa en



aquel momento y primera en hacerlo sin primas ni subvenciones: la planta Don Rodrigo I, entre Alcalá de Guadaíra y Utrera (Sevilla).

Por su parte, Hydron, unidad de negocio de Ansasol especializada en proyectos de hidrógeno verde, cuenta en Andalucía con trece proyectos, entre fases de tramitación o en desarrollo, que suman más de 600 MW y están distribuidos en seis provincias andaluzas, 160 MW en Granada, 280 MW en Huelva, 90 MW en Córdoba, 40 MW en Sevilla, 20 MW en Málaga y 15 MW en Cádiz. •

Biomethane Initiatives arranca la construcción de su planta en Toledo



La joint venture Biomethane Initiatives, formada en 2022 por Suma Capital, una gestora de inversiones pionera en infraestructuras sostenibles, y SITRA, líder en el tratamiento del ciclo del agua y la gestión de residuos, ha comenzado la construcción de la planta de biometano Montes de Toledo. Este proyecto, ubicado en el municipio de Noez (Toledo), producirá biometano y compost, y se espera que entre en funcionamiento en 2024.

La inversión para la construcción de esta planta supera los 15 millones de euros y contará con la capacidad de tratar una amplia variedad de

residuos orgánicos, generando anualmente 40 GWh de biometano y 30.000 toneladas de fertilizantes sólidos. Cabe destacar que el biometano generado equivaldrá al consumo de 6.500 viviendas/año, asimismo, las toneladas de fertilizantes sólidos a los que dará lugar supondrán evitar la emisión 7.280 toneladas de CO₂.

La iniciativa se convertirá en la principal fuente de producción de biometano y fertilizantes en la región, impulsando así la visión de promover la sostenibilidad, el desarrollo de energías renovables y la generación de empleo local. •

#La buena noticia

SIGAUS

En **SIGAUS** llevamos más de 16 años haciendo realidad la Economía Circular del aceite industrial. Y ahora con **Genci**, también de los envases comerciales e industriales.

Porque hablando de medio ambiente, damos buenas noticias.

Noticias de medio ambiente

España recicla el 100% del aceite industrial usado

Cada día del año se generan en nuestro país 500 toneladas de este residuo, procedentes de vehículos y maquinaria. Gracias a un eficaz sistema de gestión, el 100% es recogido y tratado, lo que permite producir nuevos lubricantes, ahorrar energía y evitar emisiones de CO₂, en un ejemplo perfecto de Economía Circular.



España supera por primera vez los 15° de media en 2022, el año más cálido en más de un siglo

Estos 12 meses ha llovido un 16% menos de lo habitual, por lo que el país continúa en sequía meteorológica. Según datos preliminares, a lo largo del año se han registrado "numerosos episodios de altas temperaturas a partir de mayo", con "30 récords de días cálidos frente a solo 2 de días fríos".

Posidonia oceánica: una gran depuradora de CO₂ que podría desaparecer por la contaminación

Las praderas de posidonia sumergidas en el Mediterráneo almacenan más CO₂ que los bosques y son especialmente sensibles a la sobrecarga de nutrientes.

La sequía amenaza a Castilla y León

Abril se despide como un mes muy húmedo.

La temperatura de los océanos alcanzó un nuevo récord

Emergencia en Nueva York por la contaminación

f @HacesMasconSIGAUS

t @hacesmas

hacesmasconsigaus

www.sigaus.es

#Labuena noticia

Técnicas Reunidas y Ansaldo Energia desarrollarán una gran central de ciclo combinado preparada para hidrógeno en Alemania

La eléctrica alemana RWE, el mayor productor de electricidad del país, ha firmado un contrato con el consorcio formado por Técnicas Reunidas y Ansaldo Energia para el desarrollo de una central de ciclo combinado preparada para hidrógeno como parte del plan de descarbonización y transición energética de la compañía.

La central utilizará la turbina GT36 de Ansaldo Energia, capaz de generar electricidad con hasta un 50 por 100 de volumen de hidrógeno mezclado con gas natural, y con potencial de llegar al 100 por 100 de hidrógeno.

Está previsto que la central, con una capacidad de 800 megavatios y un rendimiento del 62 por 100, se construya en las actuales instalaciones de RWE en Weisweiler, cerca de Colonia.

El alcance del trabajo de Técnicas Reunidas incluirá la ingeniería de la fase de permisos, que se iniciará de forma inmediata. Posteriormente, Técnicas Reunidas se encargará de la ingeniería del proyecto, el suministro de equipos auxiliares y la construcción, comisionado y puesta en marcha de la planta. Estas actividades están sujetas a la decisión final de inversión de RWE, que se tomará una vez obtenidos todos los permisos necesarios y cuando haya claridad sobre la viabilidad económica global del proyecto.

Ansaldo Energia suministrará la turbina de gas GT36 la turbina de vapor, sus corres-

pondientes generadores, la caldera de recuperación de calor y otros equipos.

Fases del proyecto

El proyecto comenzará con una fase de permisos en la que Técnicas Reunidas se encargará de la preparación de la ingeniería y la documentación necesarias para su realización. Se espera que esta fase de obtención de permisos dure aproximadamente dos años. La fase de construcción, podría comenzar en 2025 y se espera que dure 40 meses.

Roger Miesen, consejero delegado de RWE Generation SE: «RWE está dispuesta a desempeñar su papel en la seguridad del suministro ecológico mediante la construcción de centrales eléctricas de gas preparadas para el hidrógeno, permitiendo así la eliminación progresiva del carbón en Alemania para 2030. Con la planificación prevista para la obtención de permisos, estamos avanzando para garantizar la finalización de esta central de 800 megavatios a finales de la década»

Por su parte, el director de Desarrollo de Negocio de Transición Energética y Potencia de Técnicas Reunidas, Gonzalo Pardo Mocoroa, destacó que este gran proyecto «forma parte de la larga experiencia acumulada por nuestra compañía en el desarrollo de instalaciones que utilizan combustibles esenciales para la transición energética y del fuerte impulso que estamos dando a nuestras actividades de descarbonización».

Naturgy construirá en Valencia una planta de gas renovable

Naturgy da un paso más en su estrategia de impulso del gas renovable y construirá en colaboración con AEMA Servicios Energéticos una nueva planta de biometano, ubicada en el municipio valenciano de Utiel, con capacidad para producir 20 GWh anuales.

La construcción del proyecto se iniciará próximamente al contar con la licencia ambiental y la de obras otorgadas por el Ayuntamiento de Utiel y conllevará una inversión de 2,7 millones de euros. Su fecha de entrada en operación está prevista para inicios de 2025.

La planta de Utiel utilizará residuos agroindustriales y tendrá capacidad para abastecer a más de 5.300 hogares con un gas

de origen renovable que podrá ser inyectado en la red de distribución, evitando la emisión a la atmósfera de más de 4.300 toneladas de CO₂ eq/año.

El proyecto está alineado con la Ruta Valenciana del Biogás, que promueve la construcción de un centenar de plantas de gas renovable en la región para producir el 65 por 100 del gas consumido por los hogares valencianos. «La planta de Utiel supone un paso más en la estrategia de Naturgy para liderar el impulso del biometano, un gas renovable con un enorme potencial para transformar nuestro actual modelo energético», ha explicado Silvia Sanjoaquín, directora de Nuevos Negocios de Naturgy.

bp invertirá 6.780 millones en dos parques eólicos marinos en Alemania

bp se ha adjudicado los derechos para desarrollar dos proyectos eólicos 'offshore' en Alemania, con una inversión agregada comprometida de

6.780 millones de euros, en lo que representa la entrada del grupo británico en el segmento de energía eólica marina en Europa continental.

OHLA se adjudica una planta fotovoltaica por 30 millones de euros

OHLA suma un nuevo proyecto en el ámbito de las renovables con la adjudicación de la construcción y puesta en marcha de la planta fotovoltaica de Fuendetodos, ubicada en Zaragoza, por un valor de cerca de 30 millones de euros.

La planta, que estará integrada por 190.000 módulos

fotovoltaicos y contará con una potencia instalada de 124 MW, producirá energía limpia equivalente a las necesidades de consumo de 65.000 hogares al año. Asimismo, la construcción de esta infraestructura evitará la emisión de unas 120.000 toneladas de CO₂ anuales.

FCC Industrial gana el contrato de construcción de 263 MW de instalaciones solares en España

TotalEnergies ha adjudicado a FCC Industrial la construcción de 263 MW de instalaciones solares que serán instaladas en la localidad de Guillena (Sevilla), ocupando una superficie aproximada de 400 hectáreas, con una inversión de más de 200 millones de euros y un plazo de ejecución de un año.

El proyecto incluye cinco plantas - Postigo, Arbotante, Pilastra, La Noria y La Carrascosa- que en total contarán con cerca de 400.000 módulos fotovoltaicos bifaciales de 665Wp. Una vez en funcionamiento generarán energía eléctrica suficiente para cubrir el consumo estimado anual de más

de 150.000 hogares, evitando la emisión de unas 140.000 toneladas de CO₂ a la atmósfera.

Durante la construcción de las instalaciones fotovoltaicas, declaradas de interés estratégico por la Junta de Andalucía, se crearán más de 800 puestos de trabajo directos e indirectos en los próximos 12 meses. Además, TotalEnergies ha suscrito un convenio de colaboración con el Ayuntamiento de Guillena para impulsar el empleo y el desarrollo socioeconómico del territorio gracias al cual ya se ha llevado a cabo un programa de formación profesional orientado a incorporar mano de obra local.

El BEI concede un préstamo de 575 millones de euros a Repsol para proyectos renovables en España

El Banco Europeo de Inversiones (BEI) ha concedido un préstamo de 575 millones de euros a Repsol para el despliegue y puesta en operación en España de parques eólicos y plantas fotovoltaicas con una capacidad total de 1,1 GW y que se prevé estarán operativos antes de finales de 2025.

Los proyectos financiados permitirán suministrar electricidad equivalente al consumo medio anual aproximado de 645.000 hogares españoles y ayudarán a reducir la emisión de gases invernadero equivalente a más de 800.000 toneladas de CO₂ al año. Más de un 35 por 100 de la capacidad

instalada estará localizada en regiones de cohesión, regiones con una renta per cápita por debajo del 75 por 100 de la media de la Unión Europea. El consejero delegado de Repsol, Josu Jon Imaz, explicó que «esta nueva financiación es un apoyo a la hoja de ruta de la compañía establecida en el Plan Estratégico 2021-2025, que contempla alcanzar los 6 GW de capacidad instalada en 2025 y 20 GW en 2030. El apoyo del BEI refrenda nuestra meta de cero emisiones netas en 2050 y es una demostración más de que avanzamos por el camino correcto».

IFC y Técnicas Reunidas colaborarán para acelerar la descarbonización de los países de Europa del Este

Técnicas Reunidas ha firmado un Memorando de Entendimiento (MoU) con IFC, organización perteneciente al Banco Mundial (The World Bank Group), para ayudar a acelerar la descarbonización de las economías de Europa del Este. El objetivo es el desarrollo de proyectos basados en tecnologías bajas en carbono.

En el marco del MoU, IFC y Técnicas Reunidas trabajarán conjuntamente para identificar y desarrollar proyectos viables junto con socios que contribuyan a acelerar la transición energética de combustibles fósiles a combustibles limpios y bajos en carbono. Las industrias objetivo incluyen el acero, el cemento, el aluminio, los productos

químicos, el vidrio y el transporte.

El alcance geográfico contempla los siguientes países: Albania, Armenia, Azerbaiyán, Bosnia Herzegovina, Bulgaria, Croacia, Georgia, Kosovo, Moldavia, Montenegro, Macedonia del Norte, Polonia, Rumanía, Serbia y Ucrania.

Estos países emiten más de 800 millones de toneladas de dióxido de carbono anuales, cantidad equivalente al 30 por 100 de las emisiones totales de la Unión Europea. Se estima que requerirán unas inversiones de más de 35.000 millones de euros en combustibles sostenibles, hidrógeno y derivados bajos en carbono, y unidades de captura de carbono.

FCC Industrial e Iberdrola presentan Global Green Employment

FCC Industrial e Iberdrola han presentado Global Green Employment (GGE), un gran proyecto de empleabilidad verde que supone un nuevo hito en el compromiso de las compañías con un futuro implicado con la sociedad, medioambientalmente sostenible e imprescindible en la lucha contra el cambio climático.

Se trata de una plataforma digital ideada para ser punto de encuentro entre quienes desean enfocar su futuro laboral en el sector del empleo verde y los agentes empresariales y educativos que pueden contribuir a hacerlo realidad.

Con GGE la eléctrica aspira a ser un referente de orientación laboral sobre empleos verdes, ofreciendo un análisis en tiempo real sobre un mapa actualizado de las vacantes.

En un contexto de cifras significativas de desempleo en Europa, sobre todo en lo que respecta a los más jóvenes o a aquellos cuyas ocupaciones van desapareciendo por la automatización de sus funciones, los grandes desafíos a los que nos enfrenta el cambio climático se pueden transformar en oportunidades.

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

	MAYO 2023	VARIACIÓN 23/22 (%)	ACUMULADO ANUAL	VARIACIÓN 23/22 (%)
CANADÁ	279	-12,3	1.207	35,3
ESTADOS UNIDOS	648	-32,6	2.872	-13,3
MÉXICO	620	70,9	3.341	49,8
AMÉRICA DEL NORTE	1.547	-5,8	7.420	15,3
BRASIL	265	-51,2	2.285	12,0
COLOMBIA	-	-100,0	586	100,4
ECUADOR	-	-	148	-
TRINIDAD Y TOBAGO	-	-	101	-
VENEZUELA	-	-	258	-
OTROS	-	-	408	-
A. CENTRAL Y DEL SUR	265	-61,7	3.786	62,3
ALBANIA	42	-0,7	177	-24,4
AZERBAIYÁN	176	106,4	1.068	103,5
ITALIA	26	-11,9	142	-51,0
KAZAJASTÁN	338	45,0	1.604	12,4
NORUEGA	94	-	782	91,6
REINO UNIDO	-	-100,0	222	-70,4
RUSIA	-	-	-	-100,0
EUROPA Y EUROASIA	676	49,0	3.996	-7,8
ARABIA SAUDI	365	0,4	1.676	-14,6
EAU	-	-	-	-
IRAK	150	-79,9	1.273	-35,6
ORIENTE MEDIO	516	-53,7	2.949	-25,2
ANGOLA	405	193,4	1.479	425,3
ARGELIA	127	-68,1	1.214	-21,7
CAMERÚN	-	-	-	-100,0
EGIPTO	-	-	65	-
GABÓN	-	-100,0	-	-100,0
GHANA	-	-	-	-100,0
GUINEA	136	-4,4	369	-54,9
LIBIA	325	-18,8	1.630	-31,9
NIGERIA	799	3,4	2.498	-34,2
TÚNEZ	-	-100,0	-	-100,0
OTROS ÁFRICA	-	-	-	-
ÁFRICA	1.793	-14,6	7.255	-23,7
TOTAL	4.797	-20,1	25.405	-4,3
TOTAL OPEP	2.309	-25,8	10.397	-19,6
TOTAL NO-OPEP	2.488	-14,0	15.009	10,2

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

Procedencia del gas natural importado por España (en GWh)

	MAYO 2023	VARIACIÓN 23/22 (%)	ACUMULADO ANUAL	VARIACIÓN 23/22 (%)
PERÚ	1.084	0,4	1.084	0,4
TRINIDAD Y TOBAGO	1.372	-	3.774	-3,7
AM. CENTRAL Y DEL SUR	2.455	127,4	4.857	-2,8
ESTADOS UNIDOS	1.964	-84,9	34.643	-48,6
AMÉRICA DEL NORTE	1.964	-84,9	34.643	-48,6
BELGICA GN	-	-	-	-
FRANCIA	176	22,0	4.491	18,3
GN	176	22,0	4.491	18,4
GNL	-	-	-	-100,0
GIBRALTAR	-	-100,0	31	-77,8
NORUEGA	84	-55,1	1.795	22,1
GN	84	-55,1	862	-41,4
GNL	-	-	933	-
PAÍSES BAJOS	-	-	-	-100,0
PORTUGAL	1.795	103,8	4.990	63,4
GN	1.795	103,8	4.990	63,4
GNL	-	-	-	-
REINO UNIDO	-	-	75	-
RUSIA	9.663	121,8	33.472	119,3
EUROPA Y EUROASIA	11.718	110,1	44.854	89,1
OMAN	-	-	2.902	0,6
QATAR	877	-0,1	6.213	40,5
ORIENTE MEDIO	877	-0,1	9.116	24,8
ANGOLA	989	-	2.017	-
ARGELIA	9.867	21,4	45.415	-3,8
GN	7.853	12,1	37.165	-15,8
GNL	2.014	79,4	8.250	166,9
CAMERÚN	-	-	3.713	181,5
EGIPTO	-	-100,0	2.754	-61,7
GUINEA ECUATORIAL	-	-	1.891	-33,8
MOZAMBIQUE	-	-	-	-
NIGERIA	6.813	13,3	27.297	-4,9
ÁFRICA	17.669	9,6	82.547	-5,2
AUSTRALIA	-	-	70	-
COREA DEL SUR	-	-	-	-100,0
INDONESIA	-	-	-	-
MALASIA	-	-	-	-
PAPUA NUEVA GUINEA	-	-	-	-
ASIA PACÍFICO	-	-	70	-57,9
TOTAL	34.683	-5,4	176.088	-7,7
TOTAL GN	9.908	20,6	47.509	-9,4
TOTAL GNL	24.775	-12,9	128.579	-7,0

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)

Producción nacional de crudo (en miles de toneladas)

YACIMIENTO	MAYO 2023	VARIACIÓN 23/22 (%)
BOQUERÓN	-	-
CASABLANCA	-	-
RODABALLO	-	-
VIURA	#	-84,3
TOTAL	0,01	-84,3

Producción nacional de gas natural (en GWh)

YACIMIENTO	MAYO 2023	VARIACIÓN 23/22 (%)
EL ROMERAL	5	-4,2
POSEIDÓN	-	-
VIURA	5	-81,8
BIOGÁS	20	101,3
TOTAL	30	-27,1

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)
Distinto de 0
- Igual a 0

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

PERÍODO	GASOLINA 95 OCTANOS	GASÓLEO AUTOMOCIÓN
2022	1,469	1,337
23/07 a 29/07	1,914	1,901
30/07 a 05/08	1,873	1,862
06/08 a 12/08	1,806	1,804
13/08 a 19/08	1,789	1,819
20/08 a 26/08	1,803	1,894
27/08 a 02/09	1,766	1,926
03/09 a 09/09	1,764	1,909
10/09 a 16/09	1,714	1,870
17/09 a 23/09	1,695	1,836
24/09 a 30/09	1,682	1,819
01/10 a 07/10	1,689	1,815
08/10 a 14/10	1,757	1,915
15/10 a 21/10	1,768	1,962
22/10 a 28/10	1,779	1,974
29/10 a 04/11	1,779	1,961
05/11 a 11/11	1,791	1,961
12/11 a 18/11	1,770	1,878
19/11 a 25/11	1,737	1,824
26/11 a 02/12	1,692	1,765
03/12 a 09/12	1,647	1,713
10/12 a 16/12	1,607	1,674
17/12 a 23/12	1,594	1,666
24/12 a 30/12	1,571	1,647
2023		
02/01 a 08/01	1,611	1,682
09/01 a 15/01	1,624	1,685
16/01 a 22/01	1,631	1,685
23/01 a 29/01	1,669	1,695
30/01 a 05/02	1,663	1,680
06/02 a 12/02	1,638	1,631
13/02 a 19/02	1,623	1,617
20/02 a 26/02	1,605	1,642
27/02 a 06/03	1,589	1,638
07/03 a 13/03	1,602	1,652
14/03 a 20/03	1,589	1,651
21/03 a 27/03	1,560	1,636
28/03 a 03/04	1,540	1,635
04/04 a 10/04	1,527	1,641
11/04 a 17/04	1,526	1,655
18/04 a 24/04	1,514	1,657
25/04 a 30/04	1,484	1,638
01/05 a 07/05	1,455	1,620
08/05 a 14/05	1,420	1,590
15/05 a 21/05	1,409	1,580
22/05 a 28/05	1,419	1,592
29/05 a 04/06	1,422	1,597
05/06 a 11/06	1,428	1,600
12/06 a 18/06	1,428	1,603
19/06 a 25/06	1,448	1,608
26/06 a 02/07	1,441	1,597
03/07 a 09/07	1,445	1,601
10/07 a 16/07	1,459	1,612
17/07 a 23/07	1,469	1,623

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

PRODUCTOS	MAYO 2023	VARIACIÓN 23/22 (%)	ACUMULADO ANUAL	VARIACIÓN 23/22 (%)
GLPS	167	23,9	928	7,7
GASOLINAS	513	7,1	2.321	5,7
QUEROSENO	566	6,8	2.455	16,1
GASÓLEOS	2.576	-3,7	12.515	-4,8
FUELÓLEOS	597	-14,5	2.956	-3,7
OTROS PRODUCTOS (*)	334	-32,4	1.889	-13,4
TOTAL	4.752	-5,1	23.064	-2,1

Fuente: CORES

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

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

PRODUCTOS	MAYO 2023	VARIACIÓN 23/22 (%)	ACUMULADO ANUAL	VARIACIÓN 23/22 (%)
95 OCTANOS	486	7,2	2.196	5,9
98 OCTANOS	27	6,0	122	1,3
BIOETANOL	0	0,0	0	-
MEZCLA	0	0,0	0	-
TOTAL GASOLINAS	512	7,1	2.319	5,7
GASÓLEO A	1.868	-3,4	8.741	-3,3
BIODIÉSEL	0	223,2	1	-58,4
BIODIÉSEL MEZCLA	0	0,0	0	-48,0
TOTAL GASÓLEOS A	1.869	-3,4	8.742	-3,3
GASÓLEO B	277	-17,1	1.565	-17,4
GASÓLEO C	50	80,2	563	12,7
OTROS GASÓLEOS	380	0,7	1.645	-4,1
TOTAL GASÓLEOS	2.576	-3,7	12.515	-4,8

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

Comercio exterior de productos petrolíferos (en miles de toneladas)

PRODUCTOS	MAYO 2023	VARIACIÓN 23/22 (%)	ACUMULADO ANUAL	VARIACIÓN 23/22 (%)
IMPORTACIONES				
GLPS	93	22,4	429	18,1
GASOLINAS	2	-97,7	231	-40,9
QUEROSENO	224	78,9	586	12,9
GASÓLEOS	756	34,3	3.074	12,8
FUELÓLEOS	358	-26,8	2.331	-7,6
OTROS PRODUCTOS	165	-8,6	996	-5,2
TOTAL	1.598	5,8	7.648	1,0
EXPORTACIONES				
GLPS	42	-4,4	170	-23,7
GASOLINAS	326	-25,9	1.740	-6,4
QUEROSENO	45	78,4	271	133,9
GASÓLEOS	527	22,3	2.701	-8,2
FUELÓLEOS	23	-85,0	863	-28,7
OTROS PRODUCTOS	365	-21,5	2.343	-5,6
TOTAL	1.328	-14,9	8.087	-8,5

Fuente: Boletín Estadístico de Hidrocarburos (Cores)

La producción de las refinerías españolas creció un 7,7 por 100 en 2022

La producción bruta de las refinerías españolas registró un crecimiento del 7,7 por 100 durante el año 2022 con respecto al año anterior, según los datos de CORES.

Estos datos se recogen en la memoria anual de la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos (AOP), que destaca la solidez del sistema de refino español y su firme respuesta ante las dificultades derivadas del fuerte aumento de la inflación y las consecuencias de la invasión de Ucrania por parte de Rusia.

La memoria de AOP destaca la inflación y los precios de la energía como los principales protagonistas del año 2022. En enero, ya se advertía un proceso inflacionario en ciernes, además de una ralentización del crecimiento económico, pero la invasión de Ucrania a finales de febrero rompió todas las previsiones y provocó una cascada de efectos indeseados en todo el mundo.

Las autoridades europeas lanzaron su primer paquete de sanciones en menos de un mes desde que comenzó la invasión. La dificultad a la que se enfrentaba la región es que aproximadamente el 40 por 100 del gas que consumía procedía de Rusia. Una situación similar ocurrió con el crudo ruso, puesto que Europa era el principal comprador del mismo y de sus productos refinados.

Otro hecho destacable durante 2022 fue la caída de la cotización del euro con respecto al dólar, cuyo mínimo, de 0,96 dólares, se alcanzó en septiembre.

A todo ello, se suma el rebrote de la Covid-19 en China, que reactivó los confinamientos hasta finales de año, cuando empezaron a relajarse las restricciones y se inició el camino hacia la reapertura. No obstante, la desaceleración de China, según el FMI, mermó el crecimiento del comercio mundial, así

como los precios internacionales de las materias primas.

El mercado del petróleo y de los productos derivados se vio sumido en 2022 en una gran incertidumbre y volatilidad de los precios tras el estallido de la guerra de Ucrania.

La subida de los precios comenzó en los primeros meses del año y estos se dispararon entre marzo y junio. El barril de Brent llegó a rozar los 140,0 dólares, marcando máximos desde 2008 y las cotizaciones internacionales de la gasolina y el diésel, especialmente de éste, también experimentaron subidas sin precedentes. La invasión de Ucrania por Rusia y las consecuentes sanciones sobre el crudo y derivados rusos explican este gran incremento de precios, que vino seguido de una bajada en el tercer cuatrimestre por las incertidumbres respecto al crecimiento económico.

La demanda mundial de crudo tuvo una tendencia descendente a lo largo del año, a medida que los pronósticos de crecimiento mundial se desvanecían y el consumo en China descendía a causa de su política Covid-0. Así, aunque los precios disparados a lo largo del año deprimieron aún más el consumo, varias razones contribuyeron a estabilizar parcialmente la demanda en los países europeos. Por un lado, el apoyo gubernamental en diversos países ayudó en la recuperación del consumo de combustibles, al tiempo que la subida de los precios del gas contribuyó a impulsar un pequeño crecimiento en la demanda de petróleo.

Por el lado de la oferta, el inicio de la guerra propició un aumento de precios al disminuir la oferta de crudo ruso. Las sanciones acrecentaron la incertidumbre sobre la cadena de suministro energética mundial que, sumado a la falta de inversión en infraestructura de

refino en algunos países europeos, entorpeció la transición hacia otros proveedores que pudiesen suplir esta caída en la oferta.

En valores promedio, el precio del crudo Brent en 2022 fue de 100,5 dólares por barril, un 42,2 por 100 más con respecto a 2020 y un 56,9 por 100 superior a 2019.

Solidez del sistema de refino español

2022 estuvo marcado por la volatilidad e incertidumbre en los mercados energéticos y por la amenaza de falta de suministro. Esto conllevó que los precios en el surtidor se encareciesen paralelamente a la subida de las cotizaciones internacionales del gasóleo y la gasolina. En respuesta a esta situación, el gobierno anunció una bonificación de 20 céntimos por litro para los consumidores, de los cuales 5 fueron aportados por las compañías con capacidad de refino. Adicionalmente, las compañías ofrecieron más descuentos. A pesar de la continua subida de precios, el consumo de combustibles aumentó a lo largo del año respecto al 2021, una demanda que el sector del refino español tuvo la capacidad de suministrar. Además, el Plan + Seguridad Energética, publicado por el Gobierno español en octubre, destacó el sistema de refino nacional como "único en Europa" por su "gran flexibilidad para adaptarse a todo tipo de situaciones" y su capacidad de procesamiento de crudos distintos a los rusos, gracias a los 7.000 millones de euros aproximadamente que las compañías invirtieron en el periodo 2008-2012, que después han continuado, con una media de unos 1.000 millones/año.

Gracias a la flexibilidad y capacidad de conversión de la industria del refino española, durante 2022, a pesar

Bomberos Profesionales

Líder Nacional en Seguridad Activa

Sectores de actuación

- Nuclear
- Químico Petroquímico
- Gasista
- Siderometalúrgico
- Aeronáutico y Aeroportuario
- Automoción
- Acero
- Industria Termosolar
- Administraciones



FALCK

Servicios de Emergencias y Lucha Contra Incendios

- Formación y Entrenamiento en Lucha Contra Incendios
- Brigadas de Bomberos Profesionales
- Mantenimiento de instalaciones de P.C.I.
- Servicios de consultoría y estudios técnicos de seguridad



SEDE SOCIAL: Falck SCI, S.A.

Calle Botiguers, 3 Ed. Onofre, 1, 1K • 46980 - Paterna - Valencia (España)
TEL. +34 963 540 301 • info@falck-sci.com - www.falck-sci.com



Refinería de Repsol en Cartagena

de las excepcionales circunstancias que se produjeron en el mercado de gasolina y, sobre todo, de gasóleo en Europa y en el resto del mundo, España continuó siendo exportadora neta de productos petrolíferos. Aunque las exportaciones cayeron un 9,2 por 100 respecto al año anterior, lo que probablemente se deba a la realización de un cierto acopio de producto ante la posibilidad de escasez. Al cierre de 2022, la edad media del parque automovilístico español aumentó hasta los 13,9 años, por lo que continuamos teniendo uno de los parques más envejecidos de Europa y la situación no tiene perspectivas de mejora.

El envejecimiento del parque tiene un fuerte impacto en las emisiones de. Es por ello que, en línea con su compromiso con una transición energética justa, accesible y eficiente, AOP ha trabajado durante el año para que las administraciones públicas, españolas y europeas, regulen desde un enfoque tecnológicamente neutro e incluyan los ecocombustibles como una opción más de descarbonización de la movilidad, al mismo nivel que la electrificación o el hidrógeno renovable.

Son una solución especialmente útil para reducir las emisiones de forma inmediata en todos los vehículos de motor

de combustión, que actualmente constituyen más del 99 por 100 del parque, según datos de la DGT.

Según CORES, la importación de crudo en nuestro país experimentó un aumento del 13,2 por 100 en 2022 (63,5 millones de toneladas), acercándose a las cifras previas a la pandemia. En 2022, las importaciones procedentes de Europa y Eurasia se han reducido considerablemente en comparación con el fuerte aumento en la importación del crudo americano.

La producción bruta de las refinerías alcanzó los 62,3 millones de toneladas, con un incremento del 7,7 por 100 con respecto a 2021. La producción de gasóleo creció un 7,7 por 100, con un total de 26,2 millones de toneladas, y la de gasolina lo hizo un 2,1 por 100, con un 9,9 millones de toneladas.

Estos datos se aproximan a la producción bruta previa a la pandemia (más de 65,5 millones de toneladas en 2019). En cuanto al consumo de productos petrolíferos en 2022 (57,7 millones de toneladas), este aumentó un 8,1 por 100 respecto a 2021 (53,4 millones de toneladas), situándose todavía un 3,5 por 100 por debajo de los datos de 2019. Aumenta el consumo de todos los grupos de productos, salvo el de los "otros productos" (-13,8 por 100):

GLP's (+10,5 por 100), gasolinas (+9,7 por 100), querosenos (+75,7 por 100), gasóleos (+1,4 por 100) y fuelóleos (+22,3 por 100). Entre estos, los gasóleos continúan acumulando el mayor consumo (representan el 55 por 100 del consumo total). Por otro lado, las gasolinas han alcanzado la mayor demanda desde 2009.

El consumo de combustibles de automoción (gasolinas y gasóleos) aumentó un 3,1 por 100 respecto a 2021, siendo todavía un 3,2 por 100 inferior respecto a 2019. En esta proporción, las gasolinas aumentan un 9,7 por 100 su demanda frente a un 1,5 por 100 de los gasóleos de automoción, lo que supone un peso del 20,6 por 100 dentro de los combustibles de automoción.

Por su parte, el consumo de querosenos, a pesar de representar el mayor incremento porcentual, todavía no recupera los niveles previos a la pandemia. Este aumentó gradualmente a lo largo del año, alcanzando su máximo en los meses de verano y sufriendo un ligero descenso a partir de septiembre.

A continuación ofrecemos un repaso de los proyectos que las compañías tienen en distintas fases de estudio o construcción.

REPSOL

Refinería de Cartagena Proyecto C43: Planta de Biocombustibles Avanzados

El complejo industrial de Repsol en Cartagena está construyendo una nueva planta para producir 250.000 toneladas al año de biodiésel, biojet, bio-nafta y biopropano a partir de residuos como aceite de cocina usado y restos de la industria agroalimentaria. El diseño de las unidades está basado en la tecnología Vegan, de la empresa Axens.

Este proyecto, con un coste estimado en torno a los 200 millones de euros, se alinea con el compromiso de Repsol de ser una compañía cero en emisiones netas en el año 2050, ya que permitirá un ahorro de 900.000 toneladas de CO₂ anuales y fabricar combustibles renovables que se podrán usar en co-

ches, camiones o aviones sin hacer modificaciones en los motores actuales

La fase de obra civil y montaje del proyecto ya se ha completado y se avanza en montaje mecánico, electricidad e instrumentación.

Refinería de Coruña Proyecto 1G46 / G50. Puerto Exterior. Terminal Punta Langosteira

El objeto del proyecto es realizar la descarga de los buques de crudo desde el puerto exterior Langosteira (Arteixo) hasta el Complejo Industrial de Repsol en A Coruña.

Repsol inauguró en marzo de 2023 su nuevo terminal marítimo en el Puerto Exterior de A Coruña, que permite el traslado de las operaciones de tráfico de crudo desde el puerto interior. La compañía ha invertido 126 millones de euros en la infraestructura: obra marina y dotación del pantalán, la construcción del poliducto y sus instalaciones auxiliares; así como las modificaciones en refinería. El proyecto ha contado con la participación de especialistas técnicos de Repsol y 1.250 profesionales de 130 empresas auxiliares.

El proyecto ha estado dividido en diferentes bloques de trabajo:

Pantalán: el primero de los bloques es la construcción de un pantalán de una longitud total de 520 metros que permite la operación de buques de hasta 200.000 toneladas de peso muerto (TPM). Con un presupuesto de 35 millones de euros, se terminó de construir en 2021. Tiene tres instalaciones para seguridad, subestación eléctrica y sala de control, y está dotado con sistemas de brazos de descarga de crudo, contraincendios, atraque y pasarelas de acceso, así como líneas de transporte de producto.

Poliducto: la construcción del poliducto y las instalaciones auxiliares supuso una inversión de 80 millones de euros. El poliducto tiene una longitud de 3,8 kilómetros y cuenta con once tuberías soterradas: dos de ellas destinadas al transporte de crudo entre la refinería y el nuevo terminal de Repsol, una tercera para el trasiego de aguas y las ocho tuberías restantes son para el transporte posterior de otros tráficos.



Terminal Punta Langosteira, en la refinería de Repsol en A Coruña

Por su parte, las instalaciones auxiliares constan de un sistema de bombeo con bombas booster, que permiten el trasiego del crudo descargado y regulación para su envío desde el puerto a la refinería. Este centro de bombeo situado en Langosteira es el destino de las líneas de crudo y agua con 3,4 km de longitud que conectan dentro del terreno portuario con los brazos de carga del Pantalán. Las instalaciones del centro de bombeo incluyen además edificaciones para control de acceso, vestuarios, subestación eléctrica, oficinas, sala de control y de racks. Además de contar con sistemas de detección térmica y equipos de seguridad.

Complejo industrial: Las modificaciones en la refinería han supuesto 7 millones de euros de inversión y permiten conectar las instalaciones existentes en el complejo industrial con el nuevo poliducto. Las actuaciones en este bloque del proyecto han incluido la construcción de racks de tuberías y estructuras metálicas, instalación de equipos de instrumentación, un nuevo sistema de bombeo, tendido de líneas eléctricas y telemáticas con fibra óptica, así como la transformación de sistemas e instalación de equipos de seguridad.

PETRONOR

Petronor llevó a cabo en enero una parada de la denominada Planta 2 de la

refinería, en concreto de las unidades de destilación y desulfuración, además de otras unidades relacionadas, lo que significó el cese de más del 40 por 100 de la actividad total de las instalaciones de refino.

Con una inversión de 57 millones de euros y una duración de más de 50 días, esta parada ha supuesto inversiones tecnológicas destinadas a la mejora de la eficiencia energética de las plantas, a conexiones para la fabricación de biojet y del electrolizador de 2,5 megavatios, así como la realización de revisiones de mantenimiento.

Todo ello con dos objetivos fundamentales como son la seguridad e innovación, fruto del compromiso de Petronor con las personas y con su entorno.

Desde el punto de vista del empleo y la generación de actividad económica, se ha contratado a 27 empresas para la realización de los diferentes trabajos, de las que 12 son empresas vascas. Más de 1.000 personas trabajaron diariamente en Petronor durante la parada, con días punta de hasta 1.200 personas.

Todos los trabajadores, tanto habituales de Petronor como temporales, recibieron formación específica en seguridad.

Durante la parada, Petronor llevó a cabo importantes inversiones entre las que cabe destacar:

– inversiones relativas a las mejoras de eficiencia energética y reducción de emisiones por importe de 13,2

millones de euros, donde se destaca la instalación de un precalentador de aire.

– inversiones de transformación por importe de 6,5 millones para las conexiones para la fabricación de biojet y del electrolizador de 2,5 MW.

– el resto de las inversiones están relacionadas con la mejora de seguridad, impacto ambiental y mantenimiento en las plantas.

Al término de la parada, Petronor dispone de unas instalaciones industriales que son motor de la economía vasca, con 1.014 empleos directos, más de 6.200 indirectos y un peso del 7,8 por 100 en el valor total de la producción de Euskadi.

En el mes de julio, Petronor procedió a la puesta en marcha de la Unidad Desulfuradora G4, parada desde el pasado día 23 de junio, tras finalizar las labores de mantenimiento.

CEPSA

Cepsa anunciaba el pasado mes de abril que ha adjudicado a Técnicas Reunidas el contrato para la elaboración de la ingeniería de detalle de la mayor planta de biocombustibles de segunda generación (2G) del sur de Europa, que Cepsa va a poner en marcha junto a Bio-Oils, mediante una inversión de hasta 1.000 millones de euros, en el Parque Energético La Rábida (Huelva).

La nueva planta, que utilizará desechos agrícolas y aceites usados de cocina como materia prima, contará con dos unidades de pretratamiento y tendrá una capacidad de producción flexible de 500.000 toneladas de diésel renovable y SAF (combustible sostenible para la aviación), destinada al transporte aéreo, marítimo y terrestre.

Técnicas Reunidas desarrollará la ingeniería, la gestión de compras y el apoyo a la gestión de la construcción de esta instalación. En concreto, el alcance de los trabajos adjudicados a Técnicas Reunidas incluye la unidad de combustibles renovables (RFU), la unidad de regeneración de aminas (ARU), la unidad de aguas ácidas (SWS) así como lo relativo a las unidades de genera-



Refinería de La Rábida de Cepsa

ción de servicios, las interconexiones, el parque de tanques de almacenamiento y las instalaciones de carga y descarga de barcos y cisternas.

Técnicas Reunidas asignará un equipo de más de 180 profesionales expertos y le dedicará unas 500.000 horas de personal altamente cualificado para realizar la ingeniería en todas sus fases y los servicios de compras de equipos y materiales del proyecto, con apoyo a la gestión de la construcción a requerimiento de Cepsa.

Emilia Arias, directora de Tecnología de Técnicas Reunidas, ha subrayado que “con esta adjudicación, Técnicas Reunidas refuerza su posición en el ámbito de la economía circular. Estos servicios contribuirán a la definición de esta planta emblemática, con un alto contenido tecnológico. Este proyecto se enmarca en la estrategia puesta en marcha por Técnicas Reunidas para el incremento de contratos por servicios”.

Los combustibles sostenibles desarrollados en esta nueva planta evitarán la emisión de 1,5 millones de toneladas de CO₂ anuales, lo que equivale al 30 por 100 de las emisiones de la provincia de Huelva. La utilización de biocombustibles puede llegar a reducir hasta en un 90 por 100 las emisiones de CO₂ respecto a los combustibles tradicionales, por lo que son un elemento clave para habilitar una transición energética justa e impulsar la descarbonización del transporte, especialmente en

sectores en los que la electrificación es compleja, como el transporte pesado por carretera, el marítimo y el aéreo.

Apuesta por las energías sostenibles

Entre otras iniciativas, Técnicas Reunidas ha realizado los servicios de ingeniería para una planta de biometano en Ámsterdam (Países Bajos) y está participando en otro proyecto de igual naturaleza en España.

La construcción de esta nueva planta responde al objetivo de Cepsa de liderar la fabricación de biocombustibles 2G en España y Portugal. En 2030, la compañía contará con una capacidad de producción anual de 2,5 millones de toneladas de biocombustibles, de las que 800.000 toneladas serán de SAF, una cantidad de combustible sostenible de aviación suficiente como para sobrevolar 2000 veces el planeta.

En su plan estratégico, Cepsa ha establecido una hoja de ruta para recortar sus emisiones, que se sitúa entre las más ambiciosas de su sector. En concreto, en 2030, reducirá sus emisiones de CO₂ (alcance 1 y 2) en un 55 por 100 y su índice de intensidad de carbono en un 15 por 100-20 por 100, con el objetivo de conseguir emisiones netas cero en 2050. Cepsa quiere ir más allá del cero neto y alcanzar un impacto positivo, aportando valor en las comunidades donde está presente al permitir que sus clientes y otros gru-

pos de interés avancen en la dirección correcta.

El desarrollo de esta instalación contribuye a varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030: el ODS 7 (Energía asequible y no contaminante), el ODS 8 (Trabajo decente y crecimiento económico), el ODS 12 (Producción y consumo responsables) y el ODS 13 (Acción por el clima).

Biocombustibles a partir de microalgas

Cepsa y el Instituto Tecnológico de Canarias (ITC) impulsarán el desarrollo de biocombustibles a partir de microalgas. La investigación, que está previsto que finalice en el tercer trimestre de 2024, está enfocada en producir materia prima que pueda convertirse en biocombustibles y productos químicos sostenibles en los Parques Energéticos de Cepsa, sin necesidad de realizar ninguna modificación en las plantas y equipos. Para ello, se utilizará previamente en las plantas piloto del Centro de Investigación de la compañía.

Este proyecto es un ejemplo de innovación abierta, en el que el ITC se encargará de cultivar estas microalgas en aguas procedentes de procesos industriales, y un equipo conjunto de ambas empresas llevará a cabo el proceso de licuefacción hidrotermal (HTL, por sus siglas en inglés de hydrothermal liquefaction) sobre el cultivo para valorizar la biomasa. Con el reactor de HTL, diseñado por Cepsa, se obtendrá la materia prima que se evaluará en las plantas piloto de la compañía energética.

El cultivo de estas microalgas, autóctonas de las Islas Canarias, se desarrollará en el Archipiélago, que cuenta con una temperatura estable a lo largo del año y una elevada disponibilidad de radiación solar, lo que le convierte en un lugar óptimo para su cultivo.

La iniciativa permite impulsar la economía circular y utilizará materia prima de origen renovable, que no compite con recursos hídricos ni con la alimentación. En este sentido, se emplean aguas dulces procedentes del tratamiento secundario de una depura-



Proyecto de producción de biocombustibles de Cepsa

dora de aguas residuales, así como salmueras provenientes de una instalación desaladora. El uso de estos biocombustibles a partir de microalgas permite reducir hasta el 90 por 100 de emisiones de CO₂ respecto al uso de combustibles tradicionales. En concreto, con la producción de una hectárea de cultivo de microalgas se reducen al año 72 toneladas de CO₂, lo que equivale al CO₂ que absorben anualmente 3.000 árboles.

Esta iniciativa tiene en cuenta criterios de sostenibilidad y eficiencia en todos los niveles del proceso, además, estas materias primas se caracterizan por tener una gran capacidad de captura de CO₂, crecimiento rápido y un alto potencial energético.

Inversión de 1.000 millones en la mayor planta de biocombustibles del sur de Europa

Cepsa y Bio-Oils, compañía de biocombustibles de Apical, han creado una *joint venture* para impulsar la producción de biocombustibles de segunda generación (2G) a través de la construcción de la mayor planta en el sur de Europa, anunciada por Cepsa el pasado mes de marzo. El complejo, que se ubicará en Palos de la Frontera (Huelva), en el Parque Energético La Rábida, supondrá una inversión de hasta 1.000 millones de euros, una de las mayores inversiones privadas de la historia de Andalucía.

La nueva planta se asegurará la mayoría del suministro de materia prima, procedente de residuos orgánicos como

desechos agrícolas o aceites usados de cocina, a través de un acuerdo global y de largo plazo con Apical, matriz de Bio-Oils, permitiendo abordar uno de los principales desafíos que afronta la industria: el acceso a la materia prima. Los biocombustibles 2G fomentan la economía circular, al utilizar para su producción residuos que de otro modo terminarían en vertederos.

Cepsa aportará su capacidad técnica y *know how* en el desarrollo de grandes proyectos industriales y producción de combustibles, así como el conocimiento del mercado europeo y de los objetivos de descarbonización de sus clientes del sector del transporte. Por su parte, Apical y Bio-Oils asegurarán el abastecimiento de la materia prima y aportarán su experiencia en la producción de biocombustibles.

La nueva planta, que creará cerca de 2.000 empleos (entre directos e indirectos) durante su fase de construcción y operación, contará con dos unidades de pretratamiento y tendrá una capacidad de producción flexible de 500.000 toneladas de SAF (combustible sostenible para la aviación) y diésel renovable, destinada al transporte terrestre, marítimo y aéreo. Su puesta en marcha está prevista para el primer semestre de 2026.

La instalación se construirá con la última tecnología creada específicamente para la producción de biocombustibles de este tipo. Diseñada como una planta nativa digital, incorporará tecnología punta y los últimos avances para la industria en inteligencia artifi-

cial, internet de las cosas (IoT) y análisis de datos para maximizar la eficiencia de los procesos y garantizar los mayores estándares de seguridad y protección ambiental.

Los combustibles sostenibles desarrollados en esta nueva planta evitarán la emisión de 1,5 millones de toneladas de CO₂ anuales, lo que equivale al 30 por 100 de las emisiones de la provincia de Huelva. La utilización de biocombustibles puede llegar a reducir hasta en un 90 por 100 las emisiones de CO₂ respecto a los combustibles tradicionales, por lo que son un elemento clave para habilitar una transición energética justa e impulsar la descarbonización del transporte, especialmente en sectores en los que la electrificación es compleja, como el transporte pesado por carretera, el marítimo y el aéreo. El negocio de Química de Cepsa también se beneficiará de este proyecto gracias al acceso a materias primas procedentes de residuos orgánicos para la fabricación de productos sostenibles.

La presentación de este proyecto se celebró en el Parque Energético La Rábida, con la participación de Juan Manuel Moreno Bonilla, presidente de la Junta de Andalucía, Maarten Wetseelaar, CEO de Cepsa, Óscar García, CEO de Bio-Oils, y Dato Yeo How, presidente de Grupo Apical.

Durante su intervención, Juan Manuel Moreno Bonilla, ha destacado: "El Gobierno andaluz es consciente de que para abordar este tipo de proyectos se requiere de la colaboración público-privada. No hay otra forma de poder llegar tan lejos. Y gracias a la confianza empresarial que propiciamos, aportando estabilidad política y económica y diligencia administrativa, generamos dinámicas muy positivas. Cepsa lleva desde hace casi 60 años invirtiendo en Huelva y Andalucía. Siendo parte activa y protagonista de la evolución experimentada en nuestra tierra. Contribuyendo de forma muy destacada a su progreso y a la creación de empleo, con casi 8.000 puestos entre directos e indirectos. Apuestas a lo grande como la de Cepsa confirman que estamos en el buen camino".



Refinería de bp en Castellón

La construcción de esta nueva planta responde al objetivo de Cepsa de liderar la fabricación de biocombustibles 2G en España y Portugal. En 2030, la compañía contará con una capacidad de producción anual de 2,5 millones de toneladas de biocombustibles, de las que 800.000 toneladas serán de SAF, una cantidad de combustible sostenible de aviación suficiente como para sobrevolar 2.000 veces el planeta.

Esta alianza está en línea con el Pacto Verde Europeo y el conjunto de medidas Fit for 55 de la Comisión Europea, que incluye una iniciativa legislativa denominada 'RefuelEU Aviation', que pretende impulsar la oferta y demanda de biocombustibles de aviación en la Unión Europea, alcanzando un uso del 2 por 100 en 2025, del 5 por 100 en 2030 y del 63 por 100 en 2050. El acuerdo servirá para situar a España como un referente en el suministro de SAF a las compañías aéreas.

En el marco de su estrategia 2030, Positive Motion, la compañía está impulsando el desarrollo de un ecosistema centrado en acelerar su descarbonización y la de sus clientes, mediante la producción de moléculas verdes, principalmente hidrógeno renovable y biocombustibles 2G, para convertirse en un referente de la transición energética.

En su plan estratégico, Cepsa ha establecido una hoja de ruta para recortar sus emisiones, que se sitúa entre

las más ambiciosas de su sector. En concreto, en 2030, reducirá sus emisiones de CO₂ (alcance 1 y 2) en un 55 por 100 y su índice de intensidad de carbono en un 15-20 por 100, con el objetivo de conseguir emisiones netas cero en 2050. Cepsa quiere ir más allá del cero neto y alcanzar un impacto positivo, aportando valor en las comunidades donde está presente al permitir que sus clientes y otros grupos de interés avancen en la dirección correcta.

El desarrollo y utilización de biocombustibles contribuye a varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible de la Agenda 2030: ODS 7 (Energía asequible y no contaminante), ODS 8 (Trabajo decente y crecimiento económico), ODS 12 (Producción y consumo responsables) y ODS 13 (Acción por el clima).



bp presentaba el pasado 28 de febrero el Clúster del Hidrógeno de la Comunidad Valenciana (HyVal) en su refinería de Castellón. Liderada por bp y basada en la colaboración público-privada, esta iniciativa se centra en el desarrollo de hasta 2 GW de capacidad de electrólisis de aquí a 2030 para producir hidrógeno verde.

Se prevé que HyVal desempeñe un papel decisivo en la descarbonización

de las operaciones de la refinería de bp en Castellón, cuya transformación -que incluye la producción y el uso de hidrógeno verde, biocombustibles y energías renovables- podría suponer para bp una inversión total de hasta 2.000 millones de euros.

El hidrógeno verde, que se genera por electrólisis de agua a partir de energía renovable, sustituirá el uso actual de hidrógeno gris en la refinería de bp, producido con el reformado de gas natural. El hidrógeno renovable también se utilizará como materia prima en la producción de biocombustibles, concretamente combustible de aviación sostenible (SAF por sus siglas en inglés). Se prevé que la producción de biocombustibles se triplique, hasta alcanzar las 650.000 toneladas anuales en 2030.

Durante la presentación, el presidente de bp Energía España Andrés Guevara indicó que "Hyval es clave para la transformación de Castellón y fundamental para apoyar la descarbonización de toda la Comunidad Valenciana. Nuestro objetivo es desarrollar hasta 2 GW de capacidad de electrólisis de aquí a 2030 para la producción de hidrógeno renovable, contribuyendo a descarbonizar nuestras operaciones y las de nuestros clientes. Y también tenemos previsto triplicar la producción de biocombustibles en la refinería para satisfacer la creciente demanda de combustibles bajos en carbono, como el SAF. El Clúster del hidrógeno de la Comunidad Valenciana será clave en el objetivo de descarbonizar la economía y mantener miles de puestos de trabajo industriales en toda la región".

Además de ser utilizado por bp en su refinería, el hidrógeno renovable también se empleará en industrias clave de la Comunidad Valenciana difíciles de descarbonizar, como el sector cerámico, que podrá sustituir el gas natural utilizado en sus procesos por hidrógeno renovable; la industria química, para la producción de amoníaco verde, y el transporte pesado.

En palabras de Francisco Quintana, vicepresidente de refino de bp en Castellón, "nuestra experiencia de décadas en la operación de infraestructuras de hidrógeno de forma segura y fiable en la refinería constituye un activo de cara al desarrollo de proyectos de hidrógeno verde".

En definitiva, HyVal apoyará el desarrollo de la Comunidad Valenciana para convertirla en líder de la producción de hidrógeno verde en España.

Está previsto que la producción de hidrógeno renovable en las instalaciones de bp en Castellón se desarrolle por fases.

La primera de ellas, que se prevé esté operativa en 2027, consistirá en la instalación de una planta de electrólisis con una capacidad mínima de 200 MW en la refinería de Castellón. En esta primera etapa está previsto alcanzar una producción de 31.200 toneladas de hidrógeno verde al año. El uso de este hidrógeno renovable en sustitución del gas natural evitará más de 300.000 toneladas de emisiones de CO₂ al año. Este hidrógeno verde se utilizará primero en la refinería, posteriormente en industrias termo intensivas y en el transporte pesado y como materia prima para producir SAF en la refinería.

En la segunda fase, que se completará en 2030, la capacidad de electrólisis se ampliará hasta alcanzar los 2 GW de potencia neta instalada. El hidrógeno renovable producido podrá abastecer la demanda tanto regional como nacional, además de posicionar la Comunidad Valenciana como región exportadora de hidrógeno verde al resto de Europa a través del corredor mediterráneo del hidrógeno H2Med, así como otros derivados.

Motor de crecimiento

En este sentido, la Comunidad Valenciana puede ejercer un rol clave en el desarrollo de la economía del hidrógeno, ya que cuenta con infraestructuras e instalaciones estratégicas, como son sus puertos y cuenta con una notable capacidad renovable. Además, la refinería de bp en Castellón dispone de una óptima conexión con los mercados nacionales e internacionales, lo que permite apoyar la reducción de emisiones de carbono en sectores difíciles de descarbonizar, como el transporte y la industria química.

Carolina Mesa, vicepresidenta del Negocio de Hidrógeno para España y Nuevos Mercados en bp, ha añadido que "la producción de hidrógeno renovable será un paso más en la autonomía energética estratégica de España y de Europa".

HyVal es una iniciativa liderada por bp que incluye la participación de empresas

de diversos sectores de la región, instituciones públicas y centros de investigación y formación. El desarrollo de HyVal generará en su entorno hasta 5.000 empleos directos, indirectos e inducidos.

bp aspira a ocupar una posición de liderazgo mundial en el sector del hidrógeno renovable con la producción de entre 0,5 y 0,7 millones de toneladas anuales de hidrógeno verde de aquí a 2030, para lo cual está llevando a cabo diferentes proyectos de hidrógeno renovable en todo el mundo, como en el Reino Unido, Australia y Alemania.

SAF con certificación ISCC EU producido en la refinería de Castellón

Por otra parte, Air bp, proveedor internacional de productos y servicios de combustible de aviación, ha anunciado en marzo la primera venta de SAF con Certificación Internacional de Sostenibilidad y Carbono (ISCC) en la UE. Fabricado por coprocesamiento de materias primas sostenibles junto con materias primas fósiles, el SAF procedente de la refinería de bp en Castellón ha surtido un vuelo realizado por LATAM Cargo Chile desde Zaragoza con destino a Norteamérica, un proceso en el que también han participado partners como Aena y Exolum.

"Este anuncio marca otro hito importante para Air bp en su esfuerzo por aumentar la disponibilidad de SAF. Como paso clave en la sustitución de combustibles fósiles por materias primas renovables en las refinerías existentes, el coprocesamiento desempeña un papel integral en la ampliación de la producción de SAF de la manera más económica y eficiente", ha declarado Andreea Moyes, directora de sostenibilidad global de Air bp. "Se requerirá de todas las tecnologías y vías, para ayudar a la industria a descarbonizarse y alcanzar su objetivo de cero emisiones netas para 2050, y el suministro de SAF ISCC EU desde Castellón abrirá nuevas oportunidades tanto en España como internacionalmente".

"Este vuelo representa uno de los avances más concretos en la agenda del grupo acerca del uso de SAF. En LATAM adquirimos el compromiso de aportar a la protección y cuidado del medio ambiente y el uso de este tipo

de combustibles es una herramienta clave en este esfuerzo. Estamos muy contentos con este logro porque el uso de SAF requiere la cooperación de múltiples actores y el éxito de esta operación refleja que estas colaboraciones son posibles. Este fue un primer paso y seguiremos buscando alternativas que nos permitan hacer una contribución significativa al medio ambiente y a las comunidades donde operamos”, comentó Andrés Bianchi, CEO de LATAM Cargo.

El SAF ISCC EU suministrado por Air bp se fabrica a partir de materias primas sostenibles basadas en residuos que se obtienen en la refinería de Castellón y se coprocesan junto con el combustible fósil. En la actualidad está permitido el coprocesamiento de materias primas sostenibles hasta un 5% en el terreno del combustible de aviación, y bp ha puesto en marcha un grupo de trabajo dentro de la industria para aumentar este porcentaje hasta el 30 por cien. El SAF genera un 80 por cien menos de emisiones de carbono a lo largo de su ciclo de vida que el combustible de aviación convencional.

bp pretende aumentar aún más la producción de SAF en el futuro y ha anunciado que, como parte del Clúster del Hidrógeno de la Comunidad Valenciana (HyVal), se espera que su producción de biocombustibles, incluido el SAF, se triplique hasta alcanzar las 650.000 toneladas anuales en 2030 en Castellón. El hidrógeno verde se utilizará como materia prima para la producción de SAF en una unidad independiente.

Air bp lleva desde 2008 realizando vuelos de prueba pioneros e invirtiendo en alternativas sostenibles. Hasta la fecha, la empresa ha suministrado SAF a más de 30 lugares.

GALP

La reestructuración de las actividades de refino de Galp, después del cierre, en 2021, de la refinería de Matosinhos, ha permitido que “durante 2022, Galp ha cumplido la mayoría de sus objetivos operativos”, según señalaba el consejero delegado de la compañía, Filipe Silva, en la presentación de los resultados de la com-



Refinería de Galp en Sines (Portugal)

pañía, destacando “el sólido rendimiento” de su base de activos y sus prácticas de sostenibilidad.

Galp continúa enfocándose en maximizar la creación de valor en este segmento, aumentando la eficiencia de sus operaciones y adaptando su cartera a la visión del compromiso de neutralidad de carbono en Europa para el año 2050. Galp está desarrollando un programa de seguridad completo e integrado centrado en sus instalaciones industriales y basado en dos dimensiones diferentes: cultura de seguridad, que tiene como objetivo desarrollar una cultura de cuidado y disciplina en sus activos industriales, y gestión de seguridad de procesos, con el objetivo de definir reglas y lineamientos claros sobre cómo manejar los procesos de seguridad en los activos de Galp.

Galp posee la única refinería operativa en Portugal, ubicada en Sines, y también opera múltiples terminales marítimas y parques de almacenamiento en la península ibérica.

La refinería de Sines tiene una capacidad de destilación de aproximadamente 226 kbpd y es un activo clave para la economía portuguesa y uno de los mayores de la península. La complejidad y capacidad de conversión, así como la ventaja estratégica por su ubicación costera y la infraestructura portuaria de aguas profundas de Sines, tanto para el suministro de crudo como para la exportación de productos, hacen que esta refinería sea altamente

competitiva y esté bien posicionada para enfrentarse con éxito a los desafíos que plantea el sector en el futuro.

La compañía anunciaba recientemente que la empresa francesa de materiales de construcción Saint-Gobain utilizará un subproducto generado en la refinería de Galp en Sines para producir morteros (materiales de construcción a base de cemento) mediante un innovador proceso circular. Este nuevo mortero, utilizado, por ejemplo, en el pegado de elementos cerámicos, contribuye a reducir la huella ambiental, preservando los recursos naturales no renovables, reduciendo las emisiones de CO₂, así como el consumo energético. Además, permite unas prestaciones mejoradas en cuanto a comodidad en la aplicación respecto a los morteros convencionales.

El proyecto ECO Zement ha generado un conocimiento fundamental y el desarrollo de investigación aplicada, competitiva a nivel internacional, con actividades de I+D+i orientadas a las necesidades de cumplimiento de los objetivos y compromisos ambientales asumidos por el estado portugués. Además, permite a ISEL participar en la transferencia y mejora del conocimiento tecnológico producido, contribuyendo a la innovación y competitividad del tejido económico portugués, generando fuentes de financiación adicionales –a través de royalties y otros ingresos– para apoyar las actividades de I+D+i. •

El sistema de refino español en 2022

El sistema de refino español se puede considerar único en Europa ya que por sus características y complejidad en número de plantas, localización y conexión a la red de oleoductos y puertos dispone de una gran flexibilidad de adaptación, permitiendo a los operadores una gran diversidad de orígenes de los aprovisionamientos.

La transformación de los esquemas de refino llevada a cabo por las compañías permite el acceso a distintas calidades de crudo con magníficos rendimientos en productos finales.

Avanzando en el compromiso cero emisiones que la industria ha situado en 2050 o antes (en muchos casos) está motivando un ciclo inversor de carácter eminentemente tecnológico para acometer una verdadera transformación del negocio hacia un modelo capaz de producir productos tanto a partir de crudo y otras materias primas de origen fósil, como procesar otras materias y moléculas para fabricar ecocombustibles y otros productos energéticos renovables.

De hecho, hasta el propio nombre del negocio está evolucionando desde la tradicional industria de refino hacia nuevas denominaciones para estas plantas. En este sentido, Repsol habla de complejos industriales, Cepsa toma la referencia de parques energéticos, mientras que bp hace alusión a su centro integrado de energía de Castellón.

Nuevamente, tal y como ya hizo a principios de este siglo, la industria vuelve a transformarse, esta vez sí desde sus mismos cimientos, con una apuesta inversora que volverá a situar al sistema energético español en posiciones de liderazgo global.

De todo ello se da cumplida información en esta edición.

Como cada año, OILGÁS ofrece un completo informe sobre la evolución de la industria de refino en 2022 elaborado en colaboración con los operadores cuya versión ampliada encontrará el lector el próximo mes de diciembre en el anuario que publica OILGÁS desde 1970.

GRUPO REPSOL

El Grupo posee y opera 6 complejos industriales, 5 en España (Cartagena, A Coruña, Bilbao, Puertollano y Tarragona) con una capacidad de destilación total de 896 miles de barriles de petróleo/día (incluida en Tarragona la participación en Asfaltos Españoles) y una en Perú en donde posee el 99,2 por 100 con una capacidad instalada de 117 miles de barriles de petróleo/día.

La utilización de la capacidad de conversión en España fue del 95,2 por 100 (83,4 por 100 en 2021), mientras que la utilización de la capacidad de destilación de su sistema de refino en España fue del 86,1 por 100 (frente al 76,0 por 100 del año precedente).

El crudo procesado en 2022 ascendió a 42,1 millones de toneladas (38,2 millones en 2021), de las que 38,6 millones se procesaron en Europa y 3,6 millones en el resto del mundo. Por su parte, el conjunto otras materias primas procesadas ascendió a 6.603.000 toneladas (7.895.000 toneladas en 2021).

Con respecto a la producción integrada del conjunto de las plantas del Grupo en 2022, ésta ascendió a 45.518.000 toneladas (+17,95 por 100 con respecto a 2021), conforme el siguiente desglose:

- Destilados medios: 23.669.360 toneladas (52 por 100).
- Gasolina: 8.648.420 toneladas (19 por 100).
- Fuelóleo: 4.096.620 toneladas (9 por 100).
- GLP: 910.360 toneladas (2 por 100).
- Asfaltos: 910.360 toneladas (2 por 100, e incluye el 50 por 100 de la producción de Asesa).

- Lubricantes: 0 toneladas (0 por 100).
- Otros: 7.282.880 toneladas (16 por 100).

COMPLEJO INDUSTRIAL DE CARTAGENA

La planta se encuentra localizada en el Valle de Escombreras, en las proximidades de Cartagena (Murcia), ocupando sus instalaciones una extensión de unas 190 hectáreas, incluyendo tres parques de almacenamiento en recintos independientes.

El complejo de Escombreras comprende:

- Refinería de petróleo con 220.000 barriles de crudo diarios procesados y una capacidad de conversión del 76 por 100. En 2011 se pusieron en marcha nuevas unidades, fruto de una gran ampliación, y en la actualidad destila 11 millones de toneladas al año.

- Planta de lubricantes, que dispone de una capacidad de producción de 155.000 toneladas/año de bases lubricantes. En ella se obtiene una amplia gama de aceites, productos especiales, extractos, parafinas y asfaltos. Está integrada por unidades de destilación a vacío, de desasfaltado, de furfural y de desparafinado.

Dispone de un frente de atraque para descarga de crudo de buques de hasta 315.000 toneladas de peso muerto, además de otros 7 frentes para carga y descarga de buques de hasta 275.000 toneladas de peso muerto. Dispone de planta de tratamiento de deslantes para depurar un caudal de 150 metros cúbicos/hora.

A través de las instalaciones marinas se reciben el crudo y otras materias y se efectúa la expedición de la mayor parte de los productos obtenidos. También existe un oleoducto que une Cartagena con Alicante, por el que se realiza la expedición de productos blancos.

En el año 2000 se puso en marcha un oleoducto de crudo de 351 kilómetros y 22 pulgadas de diámetro, para suministrar a la refinería de Puertollano. Este oleoducto sustituyó al de Málaga-Puertollano.

Posteriormente se puso en marcha un oleoducto de productos claros entre Cartagena y Puertollano. Este oleoducto es reversible y puede enviar producto en ambos sentidos.

Inversiones

Durante el año 2022 continuó la fase de construcción de la primera planta de biocombustibles avanzados de España el proyecto C43, en el que Repsol está invirtiendo más de 200 millones de euros en la nueva unidad de Bios avanzados que tendrá capacidad para producir 250.000 toneladas al año de biocombustibles avanzados como biodiésel, biojet, bionafta y biopropano, que se podrán usar en aviones, barcos, camiones o coches, y que permitirán reducir 900.000 toneladas de CO₂ al año. Las nuevas instalaciones, que entrarán en funcionamiento a finales de 2023, forman parte del proceso de transformación que Repsol ha puesto en marcha en sus complejos industriales para descarbonizar sus procesos y fabricar productos con baja, nula o incluso negativa huella de carbono.

Capacidad de tratamiento de crudos:

11,0 millones de toneladas/año.

Capacidad de generación de energía eléctrica:

78 megavatios de potencia.

Capacidad de almacenamiento:

3,8 millones de metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

1,9 millones de metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos:

1,9 millones de metros cúbicos.

Unidades de producción del complejo industrial de Cartagena 2022	Capacidad nominal toneladas/año
a) Unidades de combustibles	
Crudo.....	11.000.000
Vacío.....	5.000.000
Reformado.....	990.000
HDS nafta [de coker].....	380.000
HDS medios.....	4.520.000
Hydrocracker.....	2.500.000
Coquización.....	3.000.000
Isopentanos (*).....	30.000
Planta de hidrógeno (*).....	149.000
Planta de recuperación de azufre (*).....	223.000
b) Unidades de lubricantes	
Vacío.....	1.000.000
Desasfaltado.....	125.000
Furfural.....	330.000
TDAE (*).....	12.000
Desparafinado.....	175.000
c) Otras unidades	
Cogeneración [megavatios].....	78
Calderas (número y toneladas/hora).....	2/240
Aguas residuales (metros cúbicos/hora).....	515

(*) La capacidad se refiere a la carga a la planta excepto en las marcadas con asterisco, que se refieren a la producción.

Mano de obra:

874 personas.

Total crudo tratado en 2022:

La compañía no proporciona datos.

Producciones de la planta de Cartagena 2022

La compañía no proporciona datos.

COMPLEJO INDUSTRIAL DE PUERTOLLANO

Se encuentra localizado a 4 kilómetros de Puertollano (Ciudad Real) y es el único situado en el interior de España, estando conectado por

oleoducto al terminal marítimo de Cartagena.

Este centro industrial comprende las tres plantas siguientes:

- Refinería de petróleo, dotada de un grado de conversión elevado (MHC, FCC y Coker) que le permite minimizar la producción de productos pesados. Su capacidad de tratamiento de crudos es de 7,5 millones de toneladas/año.

- Planta de lubricantes, que dispone de una capacidad de producción de 110.000 toneladas/año. En ella se obtienen más de 45 tipos de aceites para maquinaria industrial, automoción, marinos, etc. Está integrada por unidades de destilación a vacío, de desasfaltado, de furfural, de desparafinado, de hidroacabado y de mezcla y envasado.

- Área de Petroquímica, donde se producen los monómeros petroquímicos básicos que sirven de materia prima para las plantas de Repsol Química del complejo industrial. Su capacidad de producción es de 102.000 toneladas/año de etileno y 110.000 toneladas/año de propileno.

También se obtienen otros productos como butenos, butadieno, y aromáticos, como benceno y tolueno. Esta unidad está integrada con la refinería, tanto en aprovechamiento de productos como en utilización de servicios y energía.

El suministro de agua se realiza desde el embalse del Montoro de 110 hectómetros cúbicos de capacidad. Dispone de dos plantas de cogeneración, con una potencia total de 70 megavatios y una producción de vapor de 20 bar de 140 toneladas/hora. Cuenta además con cinco calderas productoras de vapor de 100 y 20 bar, que proporcionan hasta 355 toneladas/hora.

Existen dos parques de transformación, conectados a la red nacional de suministro eléctrico, a 132 kilovatios y con una potencia de 150 megavatios.

La recepción del crudo se hace desde la terminal de Cartagena, a través de un oleoducto de 351 kilómetros de longitud y 22 pulgadas de diámetro, con tres estaciones de bombeo. La capacidad es de 7,5 millones de toneladas/año.

Existen tres sistemas para la expedición de los productos fabricados: camiones cisterna, ferrocarril y oleoducto. Los dos oleoductos de expedición de productos blancos, propiedad de Exolum, unen Puertollano con Madrid y enlazan con el resto de las redes de distribución de dicha compañía. A través de ellos se envía la casi totalidad de las gasolinas, querosenos y gasóleos fabricados.

Adicionalmente, Repsol es propietaria de un oleoducto de productos blancos que conecta las plantas de Puertollano y Cartagena y que permite el intercambio de naftas, gasolinas, querosenos y gasóleos.

La refinería dispone igualmente de instalaciones para la descarga de biocombustibles mediante camiones cisterna y ferrocarril.

Capacidad de tratamiento de crudos:

7,5 millones de toneladas/año.

Capacidad de generación de energía eléctrica:

70 megavatios de potencia.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

605.000 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos:

1.957.100 metros cúbicos.

Mano de obra:

1.029 personas.

Total crudo tratado en 2022:

La compañía no proporciona datos.

Producciones de la refinería de Puertollano 2022

La compañía no proporciona datos.

Unidades de producción del complejo industrial de Puertollano 2022	Capacidad nominal toneladas/año
a) Unidades de combustibles	
Crudo.....	7.500.000
Vacío.....	3.300.000
Reformado.....	680.000
HDS Naftas [de coker].....	180.000
HDS Medios.....	4.040.000
MHC.....	1.830.000
FCC.....	1.600.000
Coquización.....	1.420.000
Isopentanos (*).....	75.000
Alquilación (*).....	140.000
ETBE (*).....	64.000
Isobutano (*).....	20.000
Propileno.....	120.000
Planta de hidrógeno [planta propia] (*).....	14.400
Planta de recuperación de azufre (*).....	139.000
b) Unidades de lubricantes	
Vacío.....	640.000
Desasfaltado.....	125.000
Furfural.....	194.000
Desparafinado.....	129.000
Hidroterminado.....	129.000
c) Unidades de petroquímica	
Olefinas (*).....	102.000
Benceno (*).....	100.000
d) Otras unidades	
Cogeneración [megavatios].....	70
Calderas (número y toneladas/hora).....	5/355
Aguas residuales (metros cúbicos/hora).....	3.000

(*) La capacidad se refiere a la carga a la planta excepto en las marcadas con asterisco, que se refieren a la producción.

IES SOLER | Since 1943

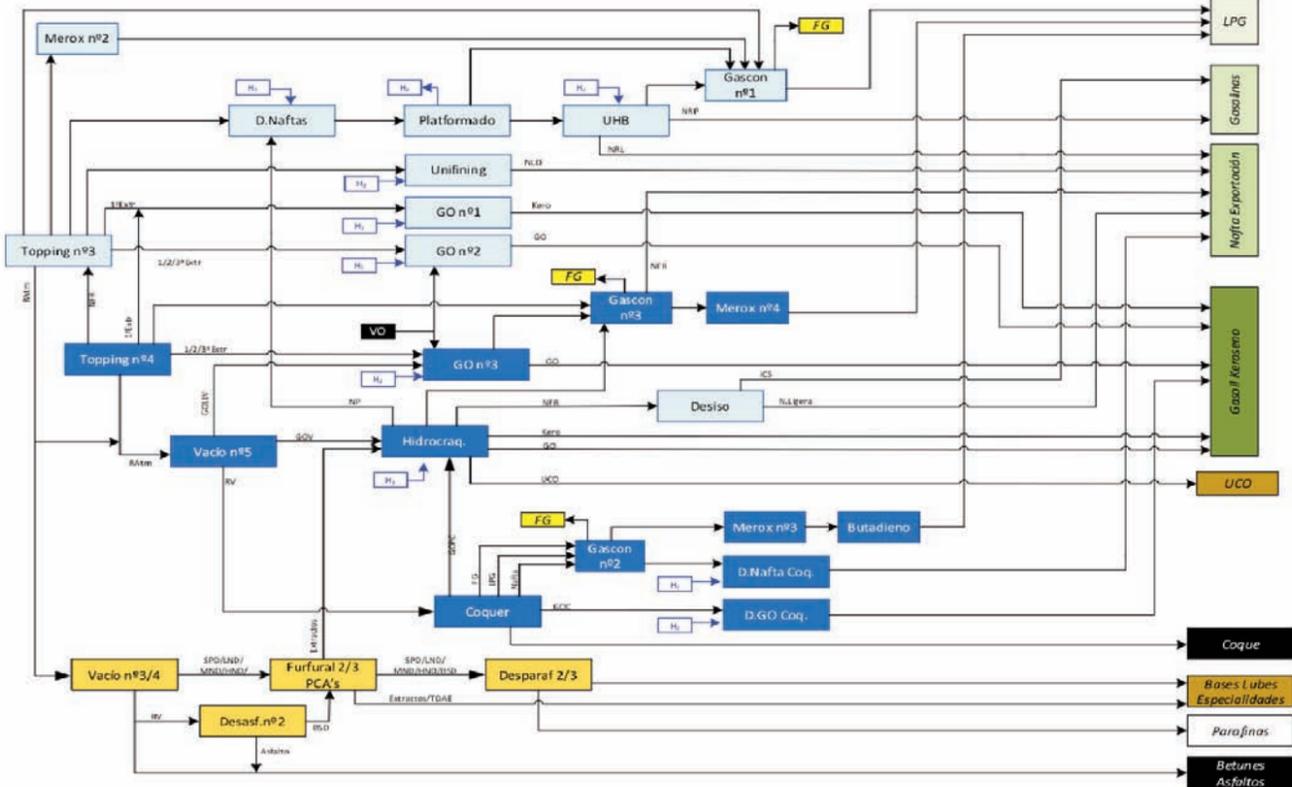
80 años

ELECTRIFICANDO
tus procesos de CALOR

Sistemas de proceso de calentamiento eléctrico para la industria

INDUSTRIAS ELÉCTRICAS SOLER, S.A | www.iessoler.com | BARCELONA | @iessoler

Esquema General CARTAGENA



COMPLEJO INDUSTRIAL DE TARRAGONA

La refinería y el complejo anexo ocupan una extensión de 340 hectáreas, en los términos municipales de las localidades tarraconenses de Pobla de Mafumet, Constantí y Perafort, 13 kilómetros al norte de Tarragona.

El complejo comprende:

- Refinería de petróleo, dotada de un alto grado de integración que le permite la obtención de productos acabados sin almacenamiento intermedio y de un grado de conversión medio, con un rendimiento elevado de productos destilados. Su capacidad de destilación es de 9,0 millones de toneladas de crudo al año, disponiendo de dos unidades de hidrocrackeo y una unidad reductora de viscosidad

- Planta de olefinas, integrada con la refinería. En esta instalación se obtienen productos olefínicos, básicos para la industria petroquímica. La capacidad de producción es de 702.000 toneladas/año de etileno y 372.000 toneladas/año de propileno. También se obtienen otros productos como buteno, butadieno, benceno de grado petroquímico y una fracción aromática TX.

Presas propia sobre el río Gaya, con una capacidad de 60 hectómetros cúbicos. Dispone asimismo de tres calderas para la producción de vapor, con una capacidad de 195 toneladas/hora; tres torres de refrigeración para una circulación de 727.000 metros cúbicos/día; y dos plantas de cogeneración, con una potencia nominal conjunta de 79 megavatios y una producción de vapor de 140 toneladas/hora.

Las instalaciones marinas comprenden:

- Pantalán de 1,6 kilómetros de longitud, con cinco frentes de atraque de buques de hasta 100.000 toneladas de peso muerto, para carga y descarga de gases licuados y productos petrolíferos.

- Monoboya, situada a 3 kilómetros de la costa, para descarga de petroleros de hasta 350.000 toneladas de peso muerto.

- A unos 2 kilómetros de la zona costera donde se encuentra el pantalán, hay un parque de almacenamiento de crudo y productos.

La mayor parte de su producción se suministra a los clientes por tubería: por gasoductos (etileno, hidrógeno, CO₂) y oleoductos (productos líquidos como: propano, butano, propileno, butadieno, benceno, gasolina, gasóleos, queroseno, fueloil, etc.). La refinería está integrada en el sistema de distribución de Exolum con los oleoductos TALEZA (Tarragona-Lérida-Zaragoza) y TABAGE (Tarragona-Barcelona-Gerona).

Inversiones

En el último trimestre de 2022 se llevó a cabo la parada plurianual de mantenimiento de las unidades de combustible (destilación e hidrotratamientos), con una inversión de 100 millones de euros. Durante la parada se realizó la revisión de 730 equipos y la puesta en marcha de proyectos por valor de 70 millones de euros, con el fin de mejorar la competitividad y la eficiencia energética y evitar la emisión de 32.500 toneladas de CO₂ anuales. La instalación de un nuevo precalentador de aire de la unidad de 'platformado' y el nuevo sistema de recuperación de calor en las unidades de destilación, fueron dos de las actuaciones más relevantes.

Capacidad de tratamiento de crudos:

9,0 millones de toneladas/año.

Capacidad de generación de energía eléctrica:

79 megavatios de potencia.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

925.000 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos finales e intermedios:

1.460.000 metros cúbicos.

Mano de obra:

799 personas.

Total crudo tratado en 2022:

La compañía no proporciona datos.

Producciones del complejo industrial de Tarragona 2022

La compañía no proporciona datos.

Unidades de producción del complejo industrial de Tarragona 2022	Capacidad nominal toneladas/año
a) Unidades de combustibles	
Crudo.....	9.000.000
Vacío.....	3.700.000
Reformado.....	1.000.000
HDS naftas.....	1.100.000
HDS medios.....	3.320.000
Isomax.....	900.000
Hydrocracker.....	1.700.000
Reductor de viscosidad.....	1.600.000
ETBE (*).....	157.000
Isobutano (*).....	168.000
Planta de hidrógeno (planta propia) (*).....	20.000
Planta de recuperación de azufre (*).....	89.000
Isomerización (*).....	300.000
b) Unidades de Petroquímica	
Olefinas (*).....	702.000
e) Otras unidades	
Cogeneración (megavatios).....	79
Calderas (número y toneladas/hora).....	3/195
Aguas residuales (metros cúbicos/hora).....	260

(*) La capacidad se refiere a la carga a la planta excepto en las marcadas con asterisco, que se refieren a la producción.

COMPLEJO INDUSTRIAL DE A CORUÑA

La planta se encuentra localizada en los valles de Bens y Nostrián entre los municipios de A Coruña y Arteixo y está enlazada por medio de un oleoducto de catorce líneas con un terminal marítimo, situado en el puerto interior coruñés. Las instalaciones propias de la refinería ocupan una extensión de 150 hectáreas.

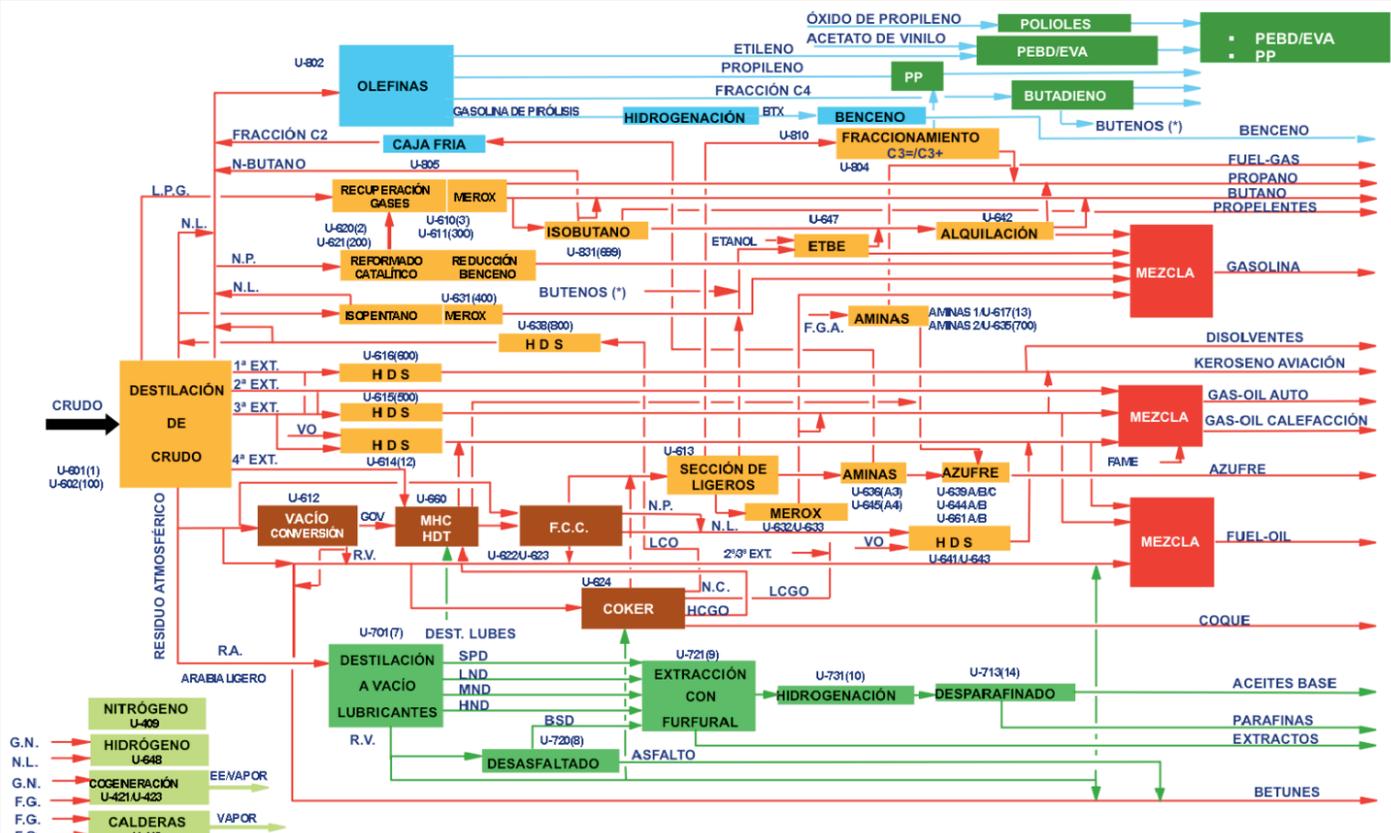
Está dotada del máximo grado de conversión (FCC y Coker), lo que permite funcionar con muy baja producción de fueloils, siendo el resto productos gasolinas, destilados medios, asfaltos, coque y electricidad. Su capacidad de destilación es de 6 millones de toneladas/año de crudo, de las cuales casi dos terceras partes corresponden al esquema de conversión. Es la única planta que hay en España con proceso de calcinación de coque, lo que le permite la obtención de coque de alta calidad.

Hay cuatro pantalanes con posibilidad de un atraque para petroleros, con capacidades de hasta 35.000, 65.000 (dos) y 120.000 toneladas de peso muerto. Este terminal dispone de una instalación para cargar el coque calcinado y el azufre en buques. Desde junio de 2015 el coque verde se carga y descarga en el Puerto Exterior.

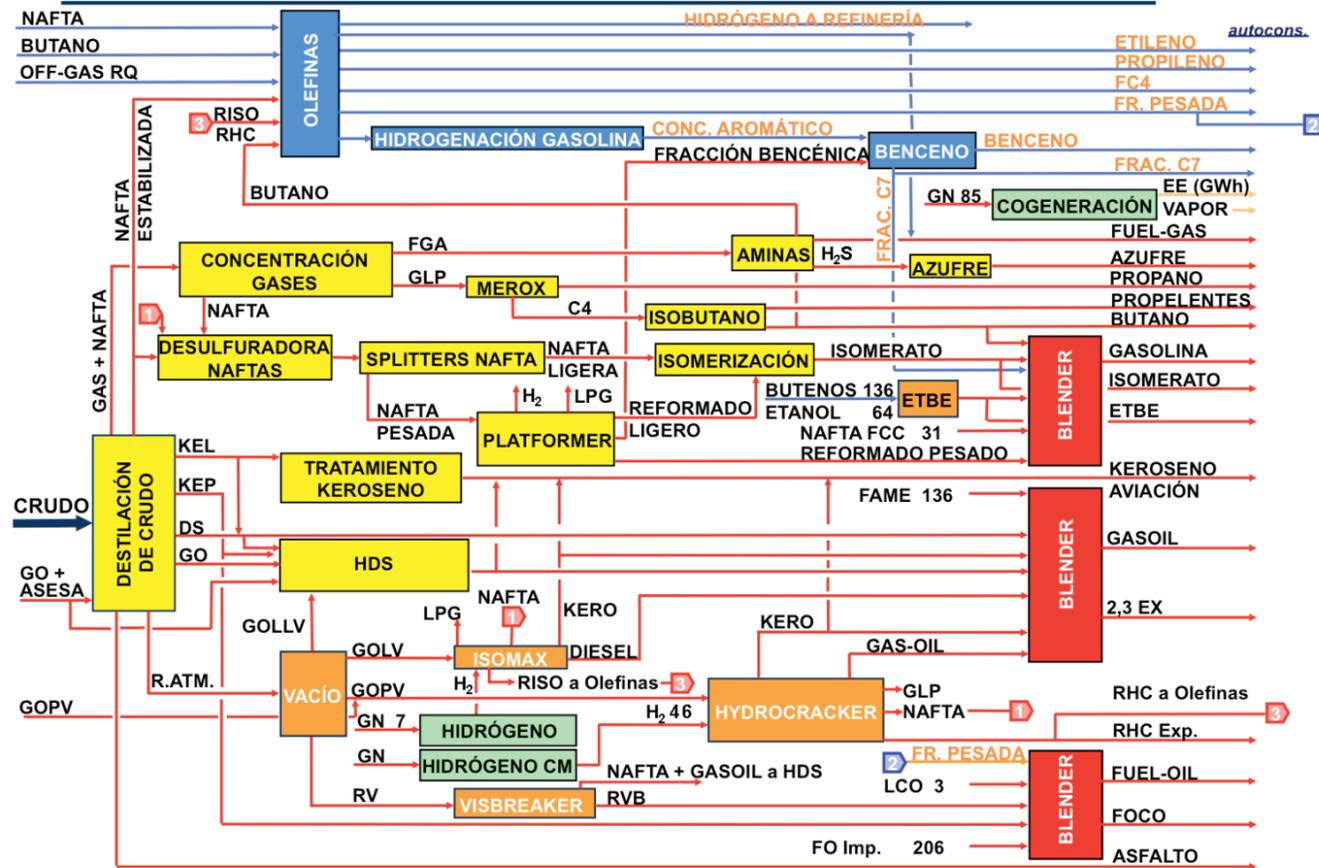
Inversiones

En el año 2022 la refinería de Repsol en A Coruña inició una parada programada en cuatro unidades de su área de Conversión para la que se destinaron 9,7 millones de euros, de los cuales 6,1 millones se invertirán en el mantenimiento de las unidades y 3,6 millones se emplearon en el aumento de la producción de biocombustibles. Una de las inversiones más relevantes que se llevaron a cabo en esta parada fue en la planta de Hidrotratamiento (HDT), dentro del área de Conversión, para procesar aceite vegetal de origen sostenible (VO) y otras materias primas circulares, como el aceite de cocina usado (UCO), con el objetivo de incrementar la producción de biocombustibles con baja huella de carbono.

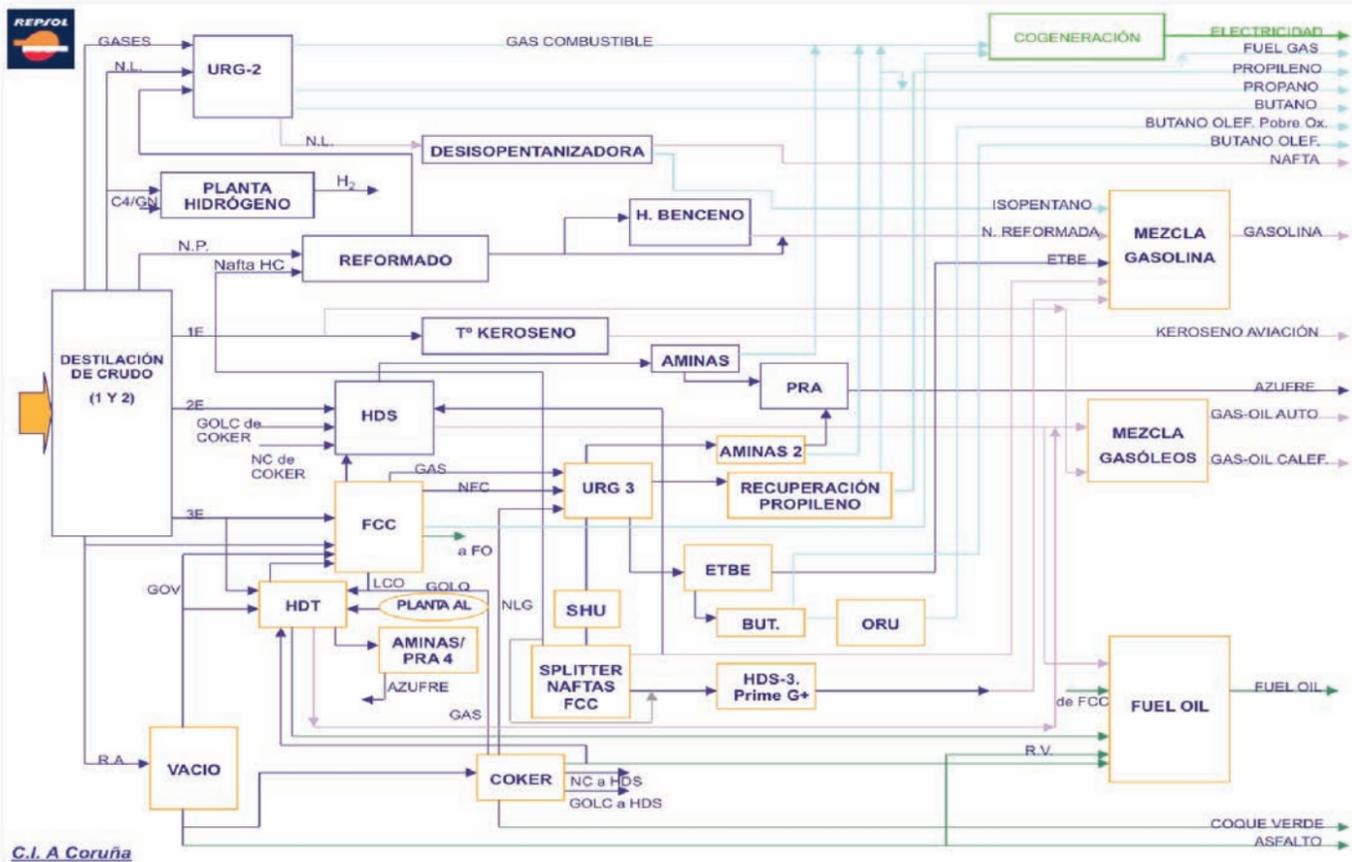
Durante el año 2022 Repsol continuó las obras del puerto exterior de Punta Langosteira, que se inauguraron en febrero de 2023. El proyecto de traslado de la actividad portuaria del complejo industrial al Puerto Exterior de Punta Langosteira (Arteixo) ha supuesto una inversión de más de 126 millones de euros. Entre 2015 y 2017



REPSOL. Planta de Tarragona. Esquema de producción



REPSOL. Planta de A Coruña. Esquema de producción



REFINO ► INFORME

se completaron los graneles sólidos (azufre y coque) que suponen una media de 400.000 toneladas anuales, aproximadamente, un 11 por 100 del total de estos tráficos en el puerto coruñés.

En 2023 culminó el acuerdo firmado con el traslado de las operaciones de crudo que comienza con la inauguración del nuevo terminal marítimo. Estas instalaciones serán claves en la transformación industrial del complejo facilitando la gestión de nuevos productos descarbonizados y dando soporte a nuevos tráficos de materias primas, contribuyendo así a la iniciativa A Coruña Green Port de la Autoridad Portuaria.

Capacidad de tratamiento de crudos:

6 millones de toneladas/año.

Capacidad de generación de energía eléctrica:

100 megavatios de potencia.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

580.000 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos:

1,72 hectómetros cúbicos.

Mano de obra:

693 personas.

Total crudo tratado en 2022:

La compañía no proporciona datos.

Producciones del complejo industrial de A Coruña:

La compañía no proporciona datos.

Unidades de producción del complejo industrial de A Coruña 2022	Capacidad nominal toneladas/año
a) Unidades de combustibles	
Crudo	6.000.000
Vacío	2.980.000
Reformado	860.000
HDS naftas	220.000
HDS medios	2.300.000
FCC	1.710.000
Coquización	1.100.000
HDT	1.510.000
Isopentanos (*)	60.000
ETBE (*)	40.000
Propileno	112.000
Planta de hidrógeno (planta propia) (*)	12.220
Planta de recuperación de azufre (*)	83.000
b) Otras unidades	
Cogeneración (megavatios)	100
Calderas (número y toneladas/hora)	4/240
Aguas residuales (metros cúbicos/hora)	800

– URF: que consiste en una unidad de coquización retardada y sus unidades auxiliares de desulfuración y tratamiento de LPG y de desulfuración de nafta.

– Conversión: Dotada con unidades de destilación a vacío, reducción de viscosidad y FCC, además de sus unidades de tratamiento de productos para alcanzar el objetivo de minimizar la cantidad de derivados petrolíferos pesados. Las instalaciones marinas comprenden:

– Espigón de 3.000 metros con tres atraques para buques de 500.000, 150.000 y 50.000 toneladas.

– Pantalán con 3 atraques, 2 de ellos para barcos de 30.000 toneladas y uno para naves de 3.500 toneladas.

– Tanques de almacenamiento para combustible marítimo (gasol, fueloil).

– Bombas para apoyo a la descarga de buques de crudo.

– Recepción de aguas de desastre.

La refinería está conectada con la terminal marítima mediante un poliducto, compuesto por las siguientes líneas: Propileno (6 pulgadas de diámetro); GLP (8 pulgadas de diámetro); Productos especiales (14 pulgadas de diámetro); 2 de gasolina (2 x 12 pulgadas de diámetro); gasóleo (14 pulgadas de diámetro); 1 de fuelóleo (1 x 20 pulgadas de diámetro) y 1 de crudo (42 pulgadas de diámetro).

Desde 2021, Petronor desarrolla su proyecto de convertirse en una empresa energética de cero emisiones netas en el horizonte 2040, donde van a convivir una refinería altamente competitiva junto al hub de descarbonización que agrupa proyectos relativos a los combustibles bajos en carbono: hidrógeno, combustibles sintéticos y biocombustibles avanzados.

Inversiones

En 2022 han continuado las inversiones y Petronor mantiene su apuesta en los proyectos lanzados en 2020:

- El proyecto del Hub de Descarbonización que sigue avanzando y se encuentra en fase de desarrollo de las plantas que lo configuran (planta de combustibles sintéticos, electrolizador y planta de residuos urbanos) cuya puesta en marcha se estima en 2024. También avanza la planta de mineralización que fijará el dióxido de carbono capturado en la refinería y el reciclado de cenizas de incineradora para elaborar un árido para construcción.

- El proyecto del Corredor Vasco del Hidrogeno BH2C.

- En 2022 Petronor invirtió 58 millones de euros en la parada general del 50 por 100 de la actividad de refino.

- En 2023 la compañía ha invertido 57 millones de euros en mejoras medioambientales entre las que cabe destacar: inversiones relativas a las mejoras de eficiencia energética y reducción de emisiones por importe de 13,2 millones de euros, donde se destaca la instalación de un precalentador de aire. Inversiones de transformación por importe de 6,5 millones de euros destinados a las conexiones para la fabricación de biojet y del electrolizador de 2,5 megavatios y el resto de las inversiones están relacionadas con la mejora de seguridad, impacto ambiental y mantenimiento en las plantas.

Capacidad de tratamiento de crudos:

12 millones de toneladas/año.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

894.000 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos:

922.000 metros cúbicos de productos acabados y 254.600 metros cúbicos de productos intermedios

Total crudo y materias primas tratados en 2022:

Datos no disponibles.

Plantilla:

979 personas.

PETRONOR

COMPLEJO INDUSTRIAL DE SOMORROSTRO

Con una extensión de 220 hectáreas la refinería de Petronor, enclavada en los términos municipales de Muskiz y Abanto-Zierbena, está conectada por oleoducto a los atraques portuarios de uno de los puertos de mayor calado de Europa.

La refinería tiene un esquema de conversión (Reformado, FCC, Viscosreducción y *Mild-hydrocracker*) y una capacidad de destilación de 12 millones de toneladas al año. Este centro industrial comprende tres áreas principales:

- Refinería 1 y 2: Consta de dos refinerías tradicionales, una planta de coquización retardada y sus correspondientes unidades de tratamiento de productos, incluyendo también dos unidades de producción de hidrógeno y una unidad de desulfuración de gasóleos de vacío.

Unidades de producción del complejo industrial de Somorrostro 2022	Capacidad nominal toneladas/año
Desalado (dos)	12.000.000
Crudo (dos)	12.000.000
Estabilizadora de naftas (dos)	2.300.000
Desulfuración de naftas (tres)	2.128.000
Reformado catalítico (dos)	1.319.000
Desulfuración de destilados (cuatro)	4.915.000
Merox de GLP (tres)	652.000
Recuperación de gases (cuatro)	756.000
Vacío	5.582.000
Viscorreducción	1.834.480
FCC	2.483.000
Desulfuración gasóleo de vacío	1.901.000
Hidrógeno (dos)	36.000
Recuperación propileno	186.000
Merox queroseno	423.000
Stripping aguas ácidas (siete)	2.524.000
ETBE	73.000
Disolventes	22.000
Reducción diolefinas en butano (dos)	188.400
Asfaltos	400.000
Azufre (seis)	209.000
Alquilación	203.000
Reducción de benceno	990.000
Hidrogenación selectiva nafta de FCC	1.150.000
Desulfuración de naftas de FCC	651.000
Coquización retardada	2.000.000
Generación de electricidad (Millones KWh)	613,1

CEPSA

En 2022, la producción conjunta de los dos parques energéticos de Cepsa ascendió a 20,7 millones de toneladas con respecto al siguiente desglose:

- Fuelóleo, 9 por 100.
- Gasóleo, 44 por 100.
- Gasolinas, 8 por 100.
- Querosenos, 12 por 100.
- Gas licuado del petróleo (GLP), 4 por 100.
- Otros, 23 por 100.
- Total general, 100 por 100.

Por otro lado, con el fin de cumplir con la normativa española en materia de biocarburantes, en 2021 los parques energéticos han incorporado a sus carburantes 51.841 toneladas de bioetanol, 324.250 toneladas de biodiésel y 50.646 toneladas de aceite vegetal hidrotreatado.

En 2022, Cepsa ha continuado realizando un importante esfuerzo inversor, destinando más de 180 millones de euros para proyectos de mantenimiento, mejora de la eficiencia y conversión de sus parques energéticos.

SITE CANARIAS (ISLAS CANARIAS)

La Refinería Tenerife cesó su actividad de refino en el año 2014, continuando como parque de almacenamiento. Tras 92 años de operación,

en el primer trimestre de 2022 ha comenzado la primera fase de retirada de unidades. Una actuación que se desarrollará de forma gradual y que se extenderá hasta 2025.

Las distintas instalaciones del Site Canarias se caracterizan por una gran flexibilidad de almacenamiento de todo tipo de productos para abastecer las islas del archipiélago.

Tenerife cuenta con los siguientes terminales marítimos:

- En el Dique del Este se suministran únicamente productos con una capacidad de atraque de hasta 100.000 toneladas de peso muerto y un calado de 18 metros.

- Puerto de la Hondura, propiedad de Cepsa, que consta de dos atraques, Duque de Alba, con calado máximo de 14,5 metros, y muelle de la Hondura con un calado máximo de 7,0 metros.

- Esta misma zona está provista de un campo de boyas con un calado máximo de 45 metros y con capacidad de atraque para buques de hasta 220.000 toneladas de peso muerto.

Capacidad de almacenamiento de productos:

767.295 metros cúbicos, incluidos los tanques del Dique Este.

PARQUE ENERGÉTICO SAN ROQUE

El Parque Energético San Roque, propiedad de Cepsa (Compañía Española de Petróleos, S.A.U.), inaugurado oficialmente el día 1 de julio de 1969, se encuentra localizado en la bahía de Algeciras (Cádiz).

Dentro del complejo industrial del parque energético, Cepsa cuenta con otras instalaciones de sociedades filiales:

- Dos plantas de cogeneración, Gegsa I y Gegsa II de 37 megavatios cada una, propiedad de Gepesa (70 por 100 Cepsa Gas y Electricidad, 30 por 100 Sonatrach).

- Una planta de cogeneración, Lubrisur de 39 megavatios, gestionada por Cepsa Gas y Electricidad S.A.U.

- Una planta de ciclo combinado (Puente Mayorga Generación) de 388 megavatios, gestionada por Cepsa Gas y Electricidad S.A.U.

- Una Planta de Mezcla y envasado de Aceites Lubricantes, propiedad de CCP.

Anexas al complejo industrial del parque energético, Cepsa cuenta con otras instalaciones para la producción de productos petroquímicos, propiedad de Cepsa Química, y el envasado de GLP, propiedad de CCP. Así mismo, Gepesa dispone de otra planta de cogeneración, Getesa, de 41 megavatios, que presta sus servicios a la planta de PET, perteneciente a Indorama.

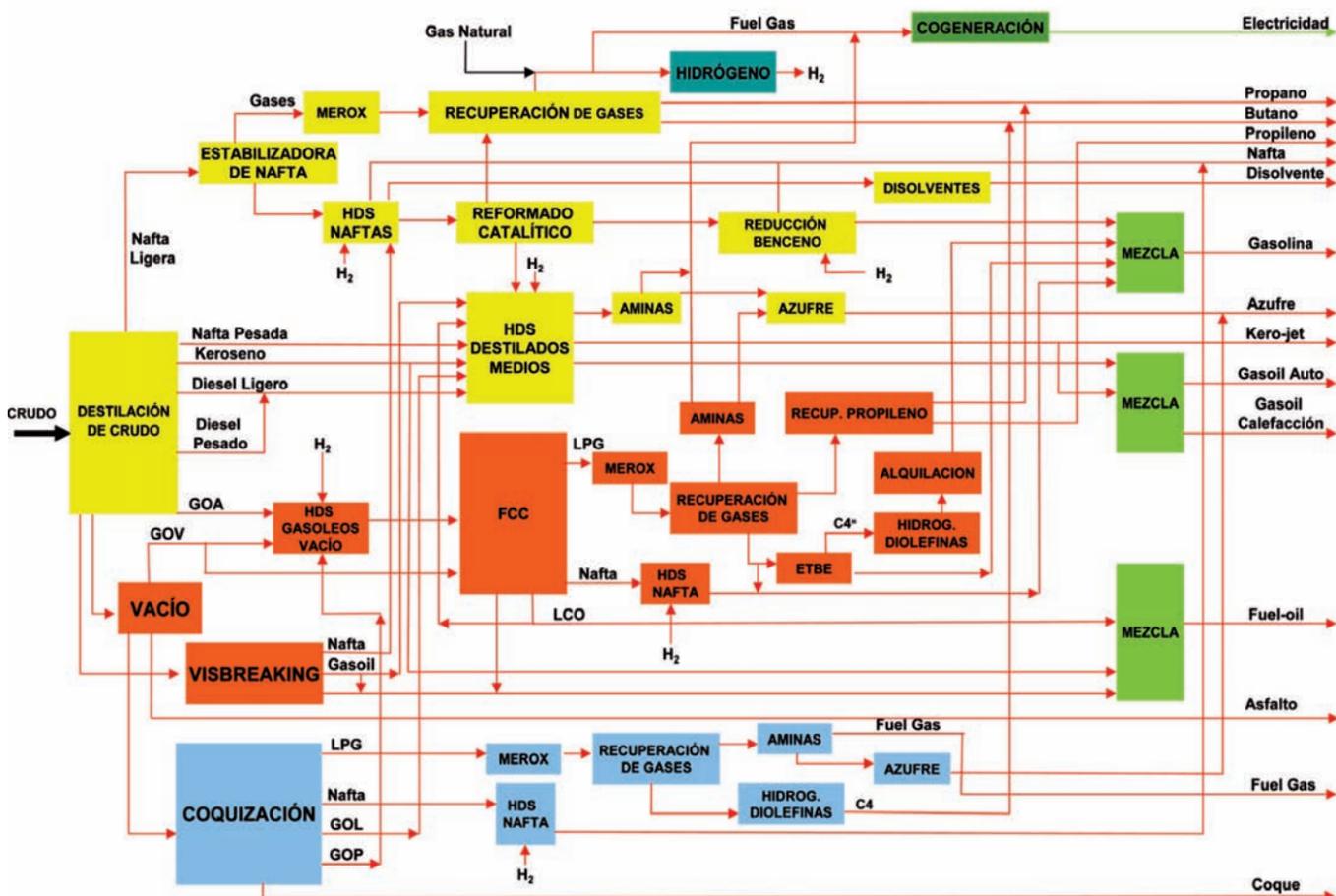
El parque energético cuenta con dos unidades de destilación atmosférica de crudos, además de unidades de conversión: reformado, craqueo catalítico y reducción de viscosidad. Se encuentra integrada en un complejo petroquímico basado en productos aromáticos, donde se producen, además de anhídrido maleico y ftálico en instalaciones propias y alquilbenceno lineal en Cepsa Química (Planta de Puente Mayorga).

El parque energético cuenta con ocho puntos de atraque en su pantalán, de los cuales, cuatro pueden utilizarse para la carga de barcasas para el mercado de combustible marino, y además, de una monoboya para la descarga de buques de crudo de hasta 350.000 toneladas de peso muerto.

Inversiones

En el Parque Energético de San Roque se han aprobado una serie de proyectos de abatimiento de CO₂ que entrarán en marcha

PETRONOR. Planta de Somorrostro. Esquema de producción



Shaping the future.



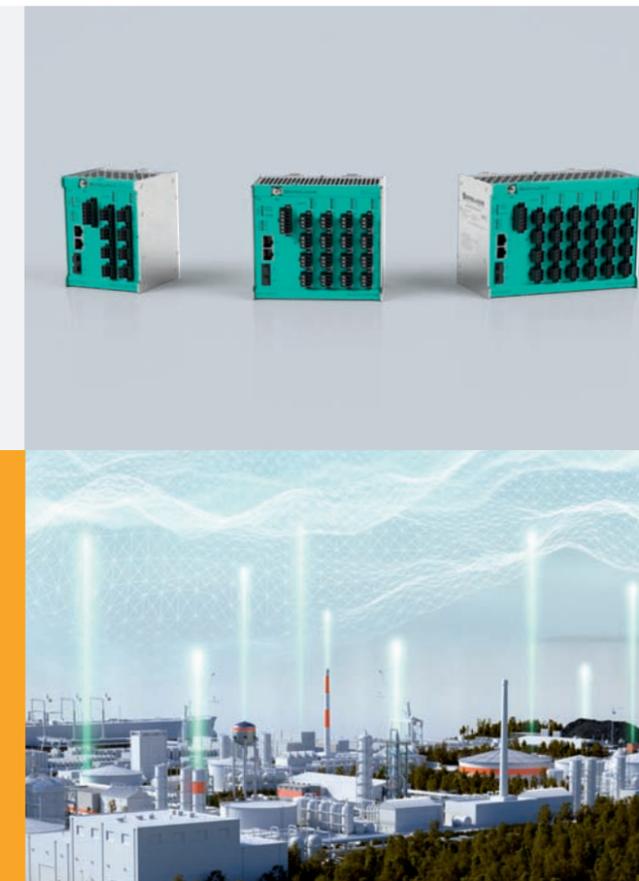
ethernet-apl™
advanced physical layer

El switch Ethernet APL para montaje en campo sobre rail: la última innovación de Field-Connex®



Para más información, visite: pepperl-fuchs.com/tr-APL

El primer switch del mundo que lleva Ethernet a los dispositivos de campo en las plantas de proceso.



Unidades de producción del parque energético de La Rábida 2022

Unidades de producción del parque energético de La Rábida 2022	Capacidad nominal toneladas/año
Crudo I y II	11.000.000
Unifiner Naftas	313.150
Unifiner destilados H	397.850
Unifiner destilados K	275.940
Unifiner destilados H3	2.080.500
Visbreaker	803.000
Vacio 2	2.007.500
SDA	159.688
Gulfinishing (gasóleo)	127.750
Biturox	498.830
Hydrocracker	2.737.500
H4	1.533.000
Vacio III	2.297.894
FCC	1.095.000
HDT (Nafta)	565.750
ETBE	219.365
Platforming	520.125
Aromax	675.250

(*) Donde necesario, se ha reportado producción en lugar de carga

Producciones de la planta de La Rábida 2022

Productos	toneladas/año
Gas	688
Gases licuados	455.581
Naftas	1.233.317
Gasolinas	854.692
Querosenos	1.241.251
Gasóleos	4.490.853
Diésel	-
Fuelóleos	956.676
Asfaltos	509.270
Disolventes, alcoholes y ácidos	-1.628
Bases	-
Parafinas	-
Otros aromáticos	-
Benceno y otros aromáticos	417.565

Ciclohexano	-
Azufre	37.609
Propileno	-
Otros productos	-346
Mermas	-
Total	10.195.528

PLANTA DE CEPSA EN EL PARQUE ENERGÉTICO DE ASES (TARRAGONA)

Crudo destilado en 2022: 420.470 toneladas correspondientes al 50 por 100 que posee CEPSA de esta sociedad.

bp ENERGÍA ESPAÑA

CENTRO INTEGRADO DE ENERGÍA DE CASTELLÓN

La refinería de Castellón se está transformando en un hub de energía integrada, capaz de suministrar una amplia cartera de productos energéticos y de bajas emisiones de carbono a clientes regionales e internacionales, en consonancia con la estrategia de cero emisiones netas de bp.

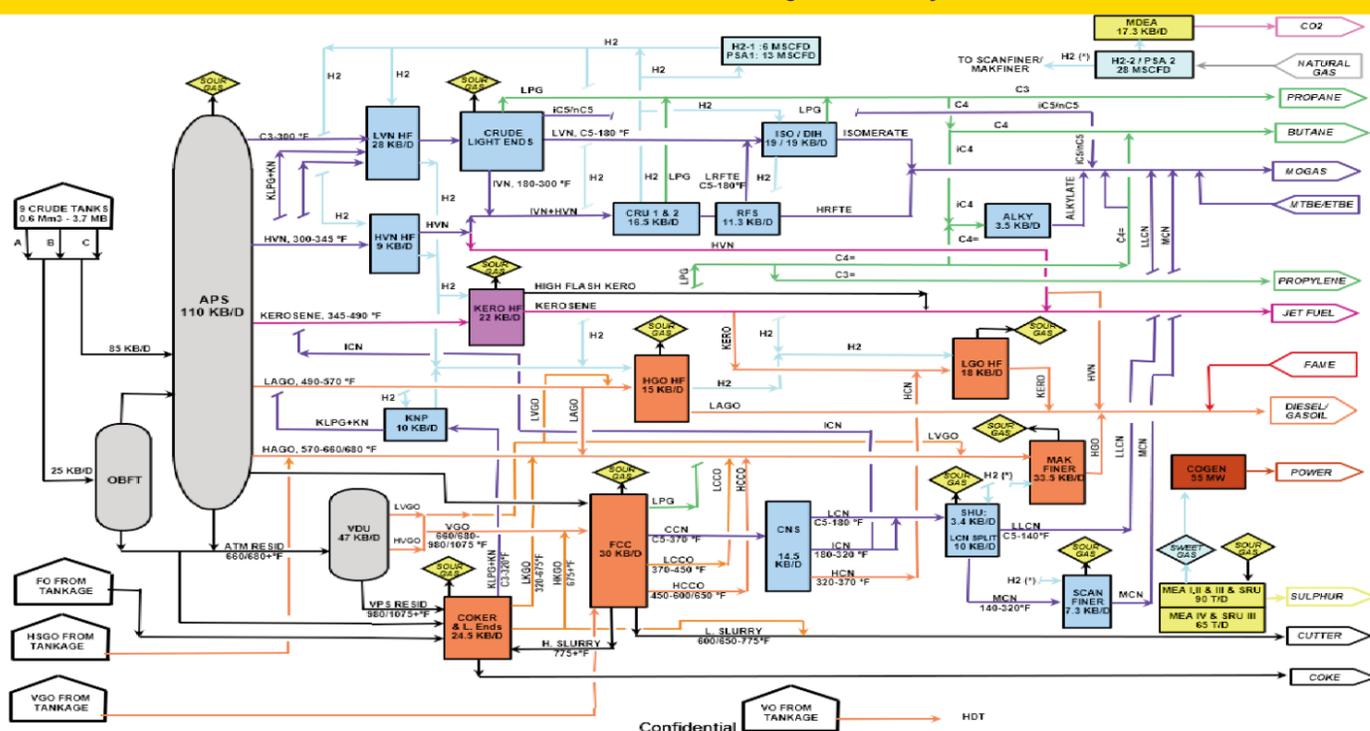
La planta de Castellón está plenamente centrada en la reducción de emisiones para contribuir al objetivo de cero emisiones netas, incluyendo inversiones en procesos de descarbonización basados principalmente en:

- La producción de hidrógeno verde.
- La producción de biocombustibles.
- La eficiencia energética para reducir las emisiones y los costes energéticos.

bp Energía España, S.A.U. es propietaria de la planta situada en la Comunitat Valenciana, a 4 kilómetros de la capital de Castellón. Los terrenos donde se ubica la refinería tienen una extensión de 200 hectáreas, dando cabida a las instalaciones existentes y permiten su ampliación y la posibilidad de construcción de plantas conexas.

Construida en 1967, inicialmente tenía una capacidad de 3 millones de toneladas/año, habiendo sido ampliada a 4 millones de toneladas en 1972 y a 6 millones de toneladas en 1980. La refinería de Castellón es fruto de uno de los más modernos diseños de Exxon Research and Engineering. Posee una gran flexibilidad operacional para el tratamiento de muy diferentes tipos de crudos.

BP OIL. Planta de Castellón. Diagrama de flujo



A mediados de los 90 las inversiones llevadas a cabo en refinería fueron: una unidad de cogeneración, capaz de generar 22 megavatios, una planta de isomerización para obtención de gasolina, expansión de las unidades de desulfuración de destilados medios, una planta de recuperación de azufre, de 90 toneladas/día, y la ampliación de capacidad de la unidad de craqueo catalítico (FCC).

Además, en 1998 finalizaron los trabajos de construcción de una nueva sala de control resistente a las explosiones, que incorpora los últimos adelantos tecnológicos. La transferencia del control de unidades de la antigua sala a la nueva instalación finalizó a principios de 1999.

Los proyectos realizados, que permiten que las instalaciones se adapten a los requerimientos productivos y medioambientales que demanda la industria del refino, han sido: una planta de alquilación de 3.300 barriles/día, cuya puesta en servicio se llevó a cabo a finales de 1999 (esta unidad permite transformar el GLP en componentes de gasolina sin plomo de alto valor añadido); modificación de las instalaciones de hidrot ratamiento de gasóleos, ampliación de la unidad de isomerización, y por último, en el año 2000, se puso en marcha una planta de producción de hidrógeno, con una capacidad de 9 MMSCF, y se instaló una nueva torre fraccionadora de nafta de alimentación a las unidades de reformado catalítico, para atender las nuevas calidades de gasolinas.

En el año 2002 se inició la construcción del Proyecto de Combustibles de Última Generación, PCUG, con una inversión de 125 millones de dólares, que permite la fabricación de gasolinas y gasóleos con un contenido en azufre inferior a 50 ppm, para cumplir con las especificaciones europeas que entraron en vigor en el año 2005. En este proyecto se instalaron las nuevas unidades siguientes: nuevo hidrot ratamiento para desulfurar naftas del FCC de una capacidad de 7 Kb/sd, Scanfiner, nuevo hidrot ratamiento de gasóleo de una capacidad de 29 Kb/sd, Makfiner, una nueva planta de hidrógeno de 28M SCFD alimentada por gas natural, así como los diferentes equipos asociados a estas nuevas unidades. La puesta en marcha de las mismas se llevó a cabo en el último trimestre del 2004, de acuerdo con el plan inicial previsto.

La refinería invirtió en torno a 300 millones de euros en la unidad de coquización retardada. Esta nueva unidad permite adecuar la producción de la refinería a las necesidades del mercado y está operativa desde principios de 2009.

La coquización es un proceso utilizado principalmente para reducir los excedentes de fuelóleo pesado, de bajo valor, transformándolo en carburantes de automoción como es el diésel. Además, mediante este proceso, también se obtiene coque, materia muy demandada por la industria cementera española, y de la que España es deficitaria. Gracias al coker, la refinería de Castellón es la única productora de coque en la Comunidad Valenciana.

Para la optimización y el control de la producción, se dispone de un control avanzado de procesos por ordenador (CPO), dotado de la más avanzada y moderna tecnología.

En 2018 la refinería puso en servicio las modificaciones necesarias en la Unidad de Destilación a Vacío para dotarla mayor capacidad de fraccionamiento aumentando su valor añadido. La unidad modificada cuenta con una nueva extracción de gasóleo ligero de vacío y mayor capacidad de recuperación de gasóleo pasado de vacío.

La planta posee unas instalaciones que la sitúan entre las más punteras por la atención que presta a la seguridad, al medio ambiente, al control de la calidad y a la eficiencia operativa, lo que queda refrendado con la obtención de la Certificación de Calidad Industrial ISO 9002 para queroseno, e ISO 14001 para medio ambiente, ambas concedidas por AENOR.

Instalaciones de carga y descarga

Terminal marítimo: constituido por un campo de boyas situado a 4,2 kilómetros de la costa, tiene un calado aproximado de 25 metros, y es capaz de recibir petroleros de hasta 165.000 toneladas de peso muerto. El terminal consta de 5 boyas y está conectado a la refinería por dos tuberías submarinas, una de 42 pulgadas de diámetro, para crudo, y otra de 10 pulgadas de diámetro, para el suministro de combustible a buques.

– Isla de atraque: fuera de servicio y cuyo desmantelamiento está previsto en los próximos años.

– Atraques en el Muelle de líquidos de la dársena sur del Puerto de Castellón: compuestos por dos atraques de similares características para operar buques entre 2.000 y 115.000 toneladas de peso muerto. El atraque Norte permite buques de entre 2.000 y 60.000 toneladas y el Sur de entre 2.000 y 115.000 toneladas. En cuanto a las esloras van desde 75/180 metros para el Norte, hasta 75/253 metros para el Sur. La manga máxima permitida son 45 metros y la profundidad en toda la Dársena Sur (área del Terminal) es de 16,50 metros. El calado permitido está limitado a 14,65 metros.

Cada atraque tiene brazos de carga y colectores individuales de 14 pulgadas (18 pulgadas oscuras, en el Sur) para los siguientes tipos de carga:

Claros

– GLP, por el momento sólo en el atraque Norte. Brazo de carga de 6 pulgadas y altura máxima de operación 6,50 metros desde la superficie del agua.

– Queroseno. Brazo de carga de 12 pulgadas y altura máxima de operación de 14,00 metros desde la superficie del agua.

– Gasolina. Brazo de carga de 12 pulgadas y altura máxima de operación de 14,00 metros desde la superficie del agua.

– Gasoil. Brazo de carga de 12 pulgadas y altura máxima de operación de 14,00 metros desde la superficie del agua.

Oscuros

– Crudo y fueloil + slops: brazo de carga de 12 pulgadas (16 pulgadas en el Sur) y altura máxima de operación de 14,00 metros desde la superficie del agua (16 metros en el Sur). El promedio de carga es de 1.500 metros cúbicos/hora, exceptuando el GLP (450 metros cúbicos/hora) y el crudo y fueloil (3.600 metros cúbicos/hora). La presión máxima de trabajo son 9 bares.

– Terminal terrestre: La refinería dispone de un sistema de oleoductos para el envío de productos a la nueva terminal de CLH que está próxima a refinería y, asimismo, a través del oleoducto Castellón-Valencia, con la terminal de CLH en Valencia. Dispone de oleoducto para el suministro de fuelóleo directamente a la central térmica y de un gasoducto que conecta con la planta embotelladora de Repsol Butano, S. A. anexa a la refinería. El terminal terrestre se completa con las instalaciones para carga de combustibles, tanto líquidos como gaseosos, en camiones.

Inversiones

En 2023 bp ha dado un paso importante en sus planes con la presentación de HyVal. El Clúster del Hidrógeno de la Comunidad Valenciana es una iniciativa que busca impulsar y favorecer el desarrollo de la economía del hidrógeno renovable y contribuir a la transición energética de la región por medio de la colaboración tanto pública como privada.

El objetivo pasa por desarrollar hasta 200 megavatios de capacidad de electrólisis de aquí a 2030 para la producción de hidrógeno renovable, contribuyendo a descarbonizar las operaciones de bp y las de los clientes. También contempla triplicar la producción de biocombustibles en la refinería para satisfacer la creciente demanda de SAF.

Capacidad de tratamiento de crudos:

5,4 millones de toneladas/año o 110.000 barriles/día.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

916.994 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos terminados, intermedios y aditivos:

920.053 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento auxiliar:

24.759 metros cúbicos.

Plantilla:

538 personas.

Total, crudo tratado en 2022:

5.019.217 toneladas.

**RESERVE AHORA
SU EDICIÓN 2023**

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

EL ESTUDIO DE ANÁLISIS DE REFERENCIA PARA LA INDUSTRIA ENERGÉTICA

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

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

La **ENCICLOPEDIA 2022** 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

INFORMACIÓN
☎ 91 556 5004



Enciclopedia Nacional
del Petróleo,
Petroquímica y Gas

oilgas

INFORMACIÓN RELEVANTE PARA LIDERAR EL NEGOCIO
www.oilgas.es

Unidades de producción del centro integrado de energía de Castellón 2022	Capacidad nominal toneladas/año
Crudo.....	5.400.000
Vacío.....	2.700.000
FCC.....	1.600.000
Hidro craqueo.....	-
Viscorreducción.....	-
Mildhydrocracker.....	-
Coquización.....	1.500.000
Desulfuración destilados medios.....	4.400.000
Desulfuración naftas.....	2.300.000
Reformado.....	711.000
ETBE.....	-
Alquilación.....	139.000
Isomerización.....	750.000
Lubricantes.....	-
Asfaltos.....	-

Producciones de la planta de Castellón 2022	
Productos	toneladas/año
GLP.....	159.100
Naftas.....	-
Gasolinas.....	1.261.270
Keroseno.....	421.700
Gasóleo.....	2.883.600
Fuelóleo.....	-
Asfaltos.....	-
Intermedios (Slops).....	-
Coque.....	403.700
Total.....	5.129.370

ASFALTOS ESPAÑOLES (ASESA)

Instalada en el complejo químico de Tarragona desde 1965, Asfaltos Españoles, S.A., la refinería de ASESa procesa crudos de petróleo pesados y extrapesados, con el objeto de obtener destilados y betunes asfálticos. Con una capacidad de refino de 1,5 millones de toneladas anuales de crudo y 250.000 toneladas de otros derivados del petróleo, produce 1,5 millones de toneladas anuales de betún asfáltico.

Paralelamente a su actividad de refino, dispone de una planta de cogeneración de alta eficiencia, con una potencia de 11 megavatios hora.

La refinería cuenta con las siguientes unidades de producción:

- Unidad de destilación de dos fases (atmosférica y de vacío).
- Unidad de desulfuradora de fuel gas.
- Unidad de blending de betún
- Unidad de cogeneración ciclo combinado (11 megavatios/hora).

Es un importante operador logístico del Puerto de Tarragona que gestiona, bajo concesión, una instalación portuaria a través de la que

recibe y expide la gran mayoría de sus materias primas y productos acabados, respectivamente. Opera anualmente una media de 200 buques tanque, con los que recibe y expide unos dos millones de toneladas al año. El pantalán operado por ASESa, colindante con el Muelle Andalucía, dispone de tres plataformas de atraque con calado para diversos tipos de buque:

-Plataforma 6, con capacidad para buques de hasta 8.600 TPM y un brazo de carga.

-Plataforma 20, con capacidad para buques de hasta 26.000 TPM y dos brazos de carga.

-Plataforma 100, con capacidad para buques de hasta 180.000 TPM y cuatro brazos de carga.

Además, opera buques para terceros y un cargadero de camiones cisterna de betún asfáltico con una capacidad de carga de 250.000 toneladas anuales con cuatro plataformas de carga independiente.

Inversiones

El pasado año realizó inversiones por importe de 5,3 millones de euros y en la actualidad ASESa está realizando inversiones por valor de 30 millones de euros, previstas dentro de su Plan Estratégico 2021-2025, con el objetivo de renovar, realizar mejoras y nuevas instalaciones en la planta de Tarragona.

Capacidad de tratamiento de crudos:

1,5 millones de toneladas año.

Capacidad de almacenamiento de crudos:

260.000 metros cúbicos.

Capacidad de almacenamiento de productos:

350.000 metros cúbicos.

Total crudo tratado en 2022:

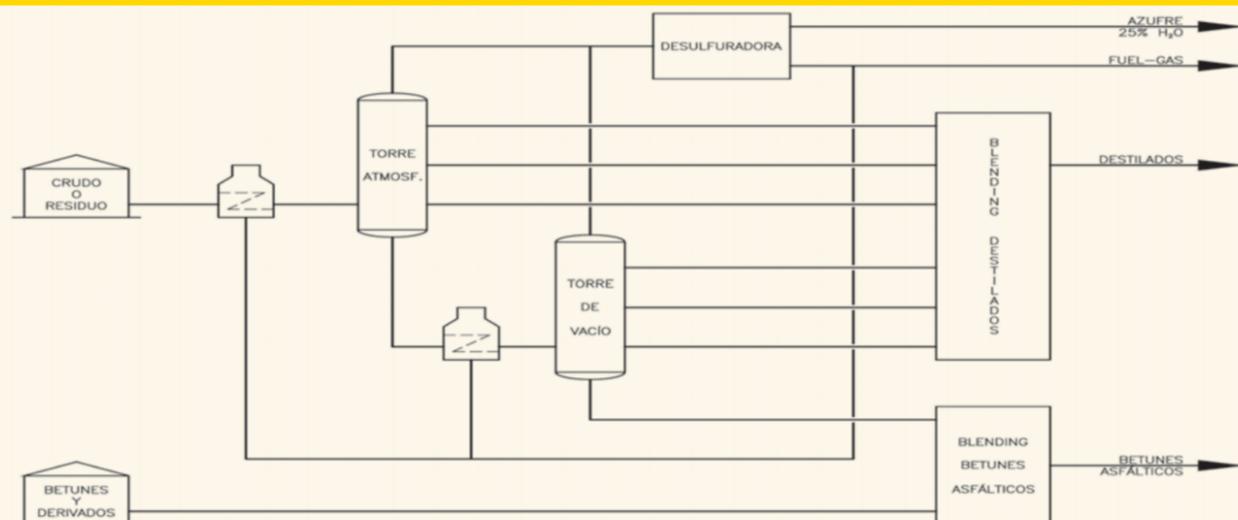
840.940 toneladas.

Plantilla:

120 personas.

Unidades de producción del complejo industrial de ASESa 2022	Capacidad nominal toneladas/año
Crudo.....	1.800.000
Vacío.....	1.479.000
FCC.....	0
Hidro craqueo.....	0
Viscorreducción.....	0
Mildhydrocracker.....	0
Coquización.....	0
Desulfuración destilados medios.....	0
Desulfuración naftas.....	0
Reformado.....	0
ETBE.....	0
Alquilación.....	0
Isomerización.....	0
Lubricantes.....	0
Asfaltos.....	1.500.000

ASESA. Planta de Tarragona. Esquema de producción



Particularidades del hidrotreamiento de biocombustibles respecto a unidades convencionales de hidrotreamiento



Complejo industrial de Cartagena de Repsol

LUIS M. SMITTER DÍAZ
Ph.D en Ingeniería Química
Ingeniero de Procesos Senior
SACYR PROYECTA

« Sacyr Proyecta cuenta con experiencia en la ingeniería de plantas de generación de biocombustibles »

Uno de los objetivos de la industria es reducir al máximo posible el uso de combustibles fósiles con objeto de disminuir significativamente las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) a la atmósfera. Entre las posibles alternativas destaca el uso de biocombustibles en los que las emisiones asociadas están compensadas por el CO₂ que previamente han absorbido las plantas a partir de las que se han generado esos biocombustibles. Por ello, en condiciones ideales, la emisión neta a la atmósfera sería cero.

Sacyr Proyecta cuenta con experiencia en la ingeniería de plantas de generación de biocombustibles y colabora con sus clientes en el cumplimiento de sus objetivos de descarbonización y sostenibilidad.

Un ejemplo es el proyecto C-43 de Repsol en el complejo de Cartagena (Murcia). La primera planta en España que producirá biocombustibles avanzados a partir de materias primas recicladas, como el aceite de cocina usado y residuos del refinado del aceite de palma (conocidos como UCO y PFAD, respectivamente, por sus siglas en inglés). Este biocombustible podrá usarse en aviones, camiones o co-

ches y permitirá reducir 900.000 toneladas de CO₂ al año.

Particularidades de la planta de generación de biocombustibles

La planta de generación de biocombustibles consiste en una unidad de hidrotreamiento cuyo funcionamiento general es análogo al de una unidad que opere con combustibles fósiles tradicionales.

Usando combustibles fósiles, la materia prima que alimenta a las unidades de hidrotreamiento proviene de unidades de proceso que se encuentran aguas arriba de dicha unidad, como por ejemplo la unidad de destilación de crudo (productos de destilación atmosférica) o la unidad

« La unidad de hidrotreamiento de biocombustibles está diseñada para permitir una gran flexibilidad operativa »

de destilación al vacío. La alimentación suele consistir en una mezcla de corrientes provenientes de distintas unidades y de tanques de almacenamiento, y cuyas proporciones dependerán de la configuración de la refinería.

En el caso de la unidad de biocombustibles que procesa UCO y/o PFAD, la materia prima es pretratada antes de ser procesada. El pretratamiento es necesario para la eliminación de compuestos que puedan polimerizar en el catalizador de la unidad de hidrotreamiento y metales que resulten ser venenos para el catalizador.

La unidad de hidrotreamiento de biocombustibles está diseñada para permitir una gran flexibilidad operativa dependiendo de la alimentación que se utilice (UCO y/o PFAD), y del producto objetivo (biodiésel y/o biojet). La unidad está conformada por 3 secciones:

- Una **sección de hidrotreamiento** diseñada para desoxigenar lípidos renovables en presencia de hidrógeno para producir parafinas lineales.
- Una **sección de hidroisomerización** utilizada para transformar las parafinas lineales producidas en el paso anterior en verdaderos destilados medios biocombustibles. Esta sección incluye una sección de separación, diseñada para producir los distintos productos deseados en función del modo de operación.
- Una **sección de regeneración de aminas** diseñada para regenerar la amina rica que proviene de un absorbente de aminas ubicado en la sección de hidrotreamiento y para tratar las corrientes gaseosas provenientes de los *strippers* que hay en las secciones anteriores antes de ser dirigidas fuera de la unidad.

Para un correcto diseño de las plantas de biocombustibles, es muy

importante tener en cuenta las particularidades que las diferencian de unidades de hidrotreamiento de diésel o de nafta procedentes de combustibles fósiles. Entre ellas cabe destacar:

- El trazoado en las líneas y equipos es necesario donde haya materia prima debido a que esta puede tener (como es el caso del PFAD) un alto punto de fluidez (*pour point*). En caso de utilizar trazoado con vapor, el tipo de vapor debe elegirse de tal forma que no se sobrepase un valor de temperatura en tramos muertos que pueda ocasionar algún efecto adverso sobre las características del fluido. De manera similar, es necesario contar con trazoado en líneas y equipos que contengan hidrocarburo en fase líquida como ocurre mayoritariamente en la sección de hidrotreamiento.

- Es muy importante hacer una selección rigurosa del material a utilizar en líneas y en equipos (incluido el reactor) que estén en contacto con la materia prima, dado que puede haber serios problemas relacionados con corrosión.

- En la unidad de biocombustibles, la reacción de desoxigenación que ocurre en la sección de hidrotreamiento produce parafinas lineales y CO₂. En consecuencia, el absorbente de amina de la unidad de biocombustibles se utiliza para eliminar principalmente CO₂ de la corriente de gas de reciclaje. También se elimina H₂S, pero en menor medida que en las unidades de hidrotreamiento de diésel o naftas, donde la reacción deseada es la desulfuración (eliminación de azufre del hidrocarburo), y se produce ácido sulfhídrico (H₂S).

- En el absorbente del hidrotreamiento de biocombustibles, se utiliza una solución de amina que contiene piperazina para poder favorecer la absor-

ción del CO₂. La solución es distinta que la usada para la eliminación de H₂S de la corriente de gas de reciclaje de un HDS convencional donde es común ponerlo en contacto con una solución acuosa de amina. Cabe mencionar que la solución acuosa de amina y piperazina puede comenzar a presentar turbidez a temperaturas en torno a los 15° C, por lo que en climas fríos se recomienda contar con trazoado eléctrico o con vapor, al menos en tramos de líneas y en equipos donde puedan tenerse bajas temperaturas.

- En la selección de materiales de equipos y tuberías en los que pueda haber presencia de CO₂, se debe tener en cuenta su alto poder corrosivo en presencia de agua. Una buena práctica es la instalación de discos de ruptura aguas arriba de válvulas de seguridad que puedan descargar gases que contengan agua y CO₂, como por ejemplo en la columna regeneradora de amina, y de esta forma se consigue evitar que alguna fuga continua de gas hacia el colector de antorcha fuera de la unidad pueda ocasionar daños en el mismo.

- En la sección de regeneración de amina asociada a un hidrotreamiento convencional, el gas ácido, rico en H₂S, se dirige a una unidad de recuperación de azufre en la que el H₂S se convierte en azufre elemental. En cambio, el gas rico en CO₂ (>90% vol) que se produce al regenerar la amina rica de la unidad de biocombustibles, tiene un alto contenido en compuestos orgánicos volátiles que deben ser tratados para evitar su emisión. Una alternativa es el quemado de la corriente en un incinerador, pero se prefiere el uso de oxidadores térmicos regenerativos que presentan la ventaja de que operan con un bajo consumo de gas combustible. Antes de ser enviada al equipo de combustión, se debe eliminar el H₂S presente en la corriente de gas rico en CO₂, para lo cual se hace pasar el gas previamente por unos lechos de adsorción de H₂S.

- En unidades de hidrotreamiento en las que el catalizador del reactor no está inicialmente en su forma activa,



Complejo industrial de Cartagena de Repsol

En Sacyr Projecta aportamos ideas innovadoras para garantizar el éxito de los objetivos de nuestros clientes en una transición energética responsable ►►

es necesario realizar un proceso de sulfatación del catalizador que requiere la presencia de H₂S e hidrógeno. Para ello se utiliza un agente sulfurante, como por ejemplo dimetil disulfuro (DMDS), el cual genera H₂S en presencia de una atmósfera de hidrógeno. Durante la operación, es necesario mantener una concentración mínima de H₂S en el gas de reciclo dado que a altas temperaturas y en presencia de hidrógeno, podría reducirse la fase activa del catalizador, es decir, habría una pérdida de actividad. En el caso de unidades que funcionan con combustibles fósiles, es normal que haya una presencia continua de H₂S en el gas de reciclo porque este se produce en las reacciones que ocurren en el reactor,

como se ha indicado anteriormente. Sin embargo, en el hidrotreamiento de biocombustibles en donde no se produce H₂S dentro del reactor y, donde igualmente es necesario mantener una concentración mínima de H₂S para que no se desactive el catalizador, se requiere que haya una inyección continua de agente sulfurante.

Participación de Sacyr Projecta

Sacyr Projecta ha participado en diferentes fases del proyecto de Repsol C-43 (ingeniería de detalle, y apoyo en supervisión de construcción) dando su apoyo para que la primera planta de biocombustibles avanzados de España pueda estar operativa durante el último trimestre de 2023.

En la ejecución del proyecto ha participado un equipo multidisciplinar de ingenieros altamente cualificado para contribuir al éxito del mismo.

Sacyr Projecta, como empresa líder en el sector de la ingeniería, ayuda a sus clientes en el desarrollo de proyectos en el sector energético aportando su *know-how* y experiencia para resolver los nuevos retos que plantea el mercado.

Nos sentimos muy orgullosos de poder acompañar a nuestros clientes, como ha sido el caso del Proyecto C-43 de Repsol, para poder superar sus retos energéticos y alcanzar sus objetivos de crear un futuro más sostenible de cero emisiones netas en el año 2050.

En Sacyr Projecta aportamos ideas innovadoras para garantizar el éxito de los objetivos de nuestros clientes en una transición energética responsable hacia un futuro más sostenible gracias a nuestra larga trayectoria profesional y nuestro compromiso con la excelencia. •

La red vuelve a crecer y ya supera los 12.000 puntos de suministro

Un año más la red española de estaciones de servicio ha batido un récord de crecimiento según los datos elaborados por AOP, en su Memoria Anual. En concreto, la red cerró 2022 con 12.084 establecimientos de los que 6.143 (el 50,8 por 100) pertenecen a las operadoras asociadas a AOP (bp, Cepsa, Galp, Gunvor, Repsol y Saras).

5.033 puntos son de 'otras marcas' con una cuota del 41,9 por 100; 322 están localizadas en hipermercados o supermercados (2,6 por 100) y 586 en cooperativas (4,8 por 100).

La evolución interanual fue negativa para la red de grandes operadores que ha perdido 6 establecimientos, mientras que la red independiente, las estaciones en hipermercados y cooperativas han sumado 263,5 y 12 nuevos puntos respectivamente.

A la luz de las cifras cabe afirmar que el estirón está liderado por la incorporación de puntos a la red independiente, muchos de ellos en el formato de estaciones automáticas cuyos operadores han anunciado potentes inversiones en este sentido.

En su conjunto, la red española ganó 274 nuevos establecimientos.

De esta manera, el negocio sigue encontrando oportunidades de crecimiento, tal y como viene siendo la tendencia, a excepción de 2019 año en el que perdió 7 puntos, desde la liberalización del negocio.

Las compañías asociadas a AOP poseen el 50,8 por 100 de la red en diversas fórmulas de propiedad o gestión, repartido de la siguiente manera: Repsol cerró con 3.304 estaciones (el 27,34 por 100 de cuota), Cepsa 1.484 puntos (12,3 por 100), bp 781 establecimientos (6,5 por 100) y Galp opera 574 (esto es el 4,8 por 100).

Con respecto a la evolución del negocio destaca un repunte del consumo de combustibles de automoción que cerró el ejercicio con un avance del 3,1 por 100,

EVOLUCIÓN DE LOS PUNTOS DE VENTA EN ESPAÑA

	2018	2019	2020	2021	2022
ASOCIADAS AOP	6.303	6.209	6.180	6.149	6.143
OTRAS MARCAS	4.360	4.424	4.560	4.770	5.033
HIPER/SUPER	375	391	336	317	322
COOPERATIVAS	571	578	574	574	586
TOTAL	11.609	11.602	11.650	11.810	12.084

Fuente: AOP

con un mayor empuje de las gasolinas, frente a un retroceso de las ventas de gasóleos. Una tendencia que se mantiene al cierre de mayo de 2023.

Por su parte, el consumo de autogás se disparó un 23,7 por 100, con unas ventas de 107.000 toneladas.

En relación al modelo de negocio, el proceso de diversificación se ha acelerado con una rápida y masiva adopción de un modelo multienergético, cada vez más apoyado en los ingresos *non oil*—con la restauración y el lavado ocupando un puesto destacado— y con una rápida penetración de las llamadas estaciones automáticas, que durante 2022 crecieron un 12 por 100.

Denuncia de fraude en la actividad

En cuanto al desarrollo del negocio, la Asociación Española de Operadores de Productos Petrolíferos ha vuelto a señalar la necesidad de poner fin a otras prácticas fraudulentas que se producen en el mercado de distribución de combustibles líquidos. En primer lugar, AOP señala el fraude que lleva produciéndose, especialmente desde el año 2015, en materia de IVA, ocasionando no solo un problema de competencia desleal en el sector, sino también, un perjuicio a las arcas públicas y al consumidor final. En segundo lugar, AOP ha señalado que existe también un fraude en la venta de biocombustibles. Ésta se verifica por un sistema de certificación, de forma

que existe la posibilidad de cumplir parcialmente la obligación de venta de biocombustibles mediante un pago compensatorio. AOP denuncia que conforme han aumentado las obligaciones de venta de biocombustibles, han incrementado los importes no ingresados en concepto de pago compensatorio por el déficit de certificados que a cada sujeto le corresponde obtener.

Por todo ello, AOP cree que es necesario prevenir esta problemática y luchar contra ella, y plantea una serie de medidas. Como primera medida, urge a la aprobación del RD por el que se establece la obligación de presentar una garantía financiera para el ejercicio de la actividad. Contra el fraude en el IVA, además de la intensificación de los esfuerzos de la Agencia Estatal de Administración Tributaria (AEAT) y las fuerzas y cuerpos de seguridad del Estado, en la lucha contra las organizaciones criminales, debe ponerse especial cuidado en una temprana reacción contra los defraudadores para que el impacto económico sea mínimo. Con respecto a la no incorporación de biocombustibles, AOP propone modificar la herramienta de información SICBIOS e introducir un mecanismo de alerta temprana de posibles incumplimientos. Aplicar inmediatamente el régimen sancionador vigente. Y por último, conectar los sistemas de los depósitos fiscales con las entidades de certificación y control (AEAT, SICBIOS, etc.) correspondientes para tener una trazabilidad del producto de cada operador. •

El Consejo adopta un nuevo Reglamento sobre infraestructuras para los combustibles alternativos

Tras ser adoptado el pasado 25 de julio el Reglamento sobre la Infraestructura para los Combustibles Alternativos, en los próximos años se instalarán más estaciones de recarga y repostaje de combustibles alternativos en toda Europa, lo que permitirá al sector del transporte reducir considerablemente su huella de carbono.

El texto del Reglamento establece objetivos específicos de implantación que deberán cumplirse en 2025 o 2030, en particular:

A partir de 2025, deben instalarse estaciones de recarga rápida de al menos 150 kW para turismos y furgonetas cada 60 kilómetros en los principales corredores de transporte de la UE, la denominada «red transeuropea de transporte (RTE-T)».

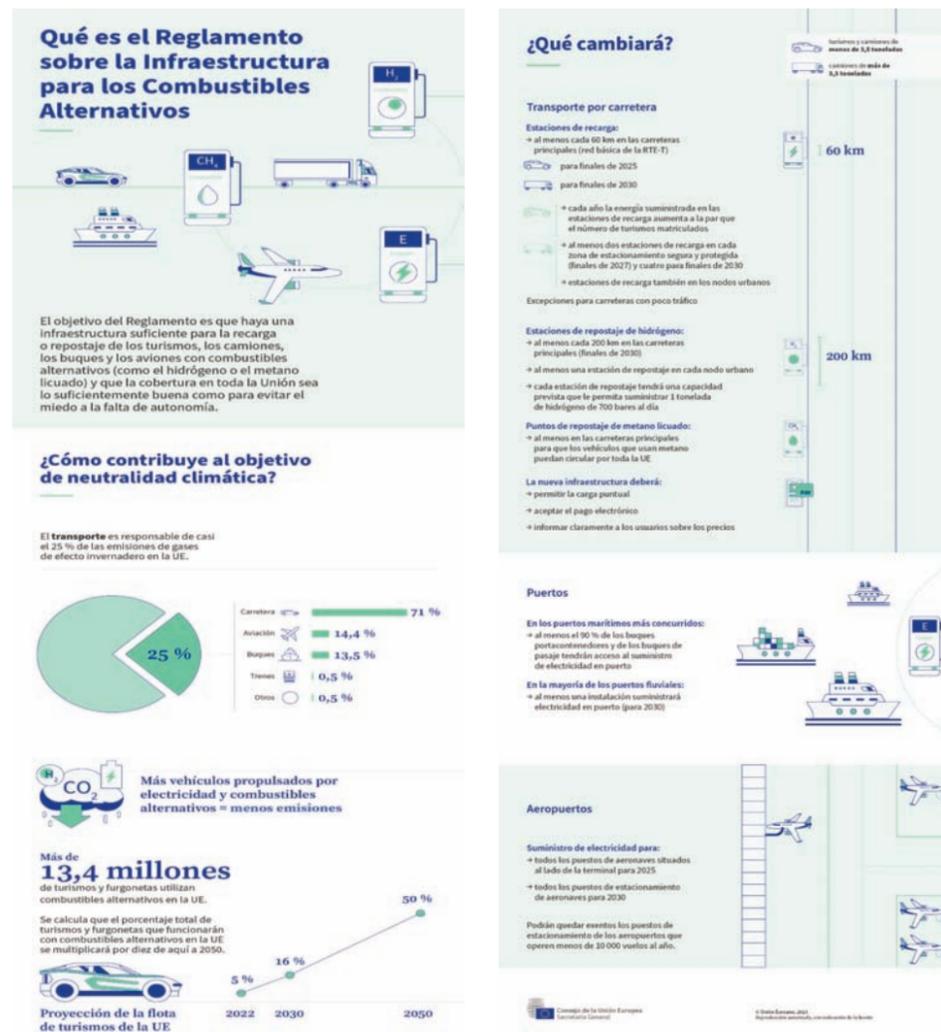
Las estaciones de recarga para vehículos pesados con una potencia disponible mínima de 350 kW deben implantarse cada 60 kilómetros en la red básica de la RTE-T y cada 100 km en la red global de la RTE-T más amplia a partir de 2025, y la red tendrá que tener una cobertura completa para 2030;

Las estaciones de repostaje de hidrógeno que presten servicio tanto a automóviles como a furgonetas deben implantarse a partir de 2030 en todos los nodos urbanos y cada 200 kilómetros en la red básica de la RTE-T.

Los puertos marítimos que acojan un número mínimo de grandes buques de pasaje o buques portacontenedores deberán suministrar electricidad en puerto a dichos buques de aquí a 2030.

Los aeropuertos deben suministrar electricidad a las aeronaves estacionadas de aquí a 2025 en todas las puertas, y de aquí a 2030 en todos los puestos de estacionamiento remotos.

Los usuarios de vehículos eléctricos o de hidrógeno deben poder pagar fácilmente en los puntos de recarga o repostaje con tarjetas de pago o dispositivos sin contacto



sin necesidad de suscripción, y los precios deben ser totalmente transparentes.

Los operadores de los puntos de recarga o repostaje deben proporcionar a los consumidores información completa a través de medios electrónicos sobre la disponibilidad, el tiempo de espera o el precio en diferentes estaciones.

Siguientes etapas

Tras haber sido adoptado formalmente el pasado 25 de julio por el

Consejo, el nuevo Reglamento se publicará en el Diario Oficial de la Unión Europea después del verano y entrará en vigor a los 20 días de su publicación. Las nuevas disposiciones se aplicarán a partir de los 6 meses de la entrada en vigor del Reglamento.

Este Reglamento sobre la Infraestructura para los Combustibles Alternativos forma parte del paquete de medidas «Objetivo 55».

ASELUBE destaca la fortaleza del sector en un año de dificultades

Las consecuencias derivadas de la invasión de Ucrania por parte de Rusia lastraron durante el año 2022 la recuperación del sector de los lubricantes en nuestro país, que se contrajo un 2 por 100 en relación al ejercicio anterior.

En el acto de presentación de la memoria de ASELUBE, el presidente de la asociación, José Luis Zuazola, destacó las múltiples consecuencias que la guerra ha tenido para la economía, que van desde el aumento de los precios en determinadas materias primas al incremento de los costes energéticos. Para Zuazola, “se trata de circunstancias que han afectado a multitud de sectores económicos, como viene siendo habitual en un mundo globalizado”.

El presidente de ASELUBE añade que estos factores no son los únicos que afectan al sector del lubricante, una actividad sometida a una regulación cada vez más exigente: “la mayoría de las empresas no solo nos hemos adaptado a ella sin dudar, sino que hemos redoblado la apuesta con compromisos individuales medioambientales y de consumo sostenible que serán cada vez más ambiciosos”.

Todo ello se verá influido por una menor disponibilidad de ciertas materias primas, junto a unos costes energéticos y logísticos al alza. También cambiarán las necesidades de consumo de lubricantes, tanto por la evolución de los modelos de movilidad como por su implantación en la industria manufacturera y los procesos de adaptación que trae aparejados.

Zuazola admite “un panorama complicado para un sector de los lubricantes que, sin embargo, ha exhi-

bido una gran fortaleza. Las empresas que formamos parte de él sabemos reconocer cuáles son los pilares sobre los que debemos apoyar nuestra actividad: consistencia, sostenibilidad y capacidad de adaptación ante los nuevos retos”, y destaca que “se trata de tres cualidades que el sector de los lubricantes ha sabido — y sabe— ejercer para superar cualquier adversidad. Así ha quedado demostrado en España, donde las compañías que formamos parte de esta industria hemos contado con el apoyo de ASELUBE como actor principal en la coordinación y la transmisión de información para todos: asociados, socios colaboradores, usuarios finales y los diversos canales de distribución implicados en la industria”.

Ventas de lubricantes en España

La memoria de actividades de ASELUBE destaca que la recuperación de los mercados ha encontrado múltiples obstáculos a lo largo de 2022. Si bien a comienzos del año se retomaba la actividad industrial con la expectativa de continuar con los crecimientos experimentados en 2021 al alejarse la crisis de la Covid-19, una serie de elementos en contra de los mercados ha impedido la esperada recuperación. Globalmente, 2022 es un año de retroceso respecto al anterior dentro de las ventas de lubricantes.

Esos factores negativos están vinculados especialmente a las dificultades para conseguir materias primas, penurias en muchos materiales, escasez de componentes, incremento de costes y otros elementos macroeconómicos que han impedido la recu-

peración de los mercados tanto en automoción como en industria. Como consecuencia, lo mismo ha ocurrido con el mercado de lubricantes.

Los datos de ASELUBE, asociación integrada por las principales compañías de lubricantes, con el 81 por 100 de representación del mercado, indican que el mercado de lubricantes en España finalizó 2022 con 411 kt de lubricantes puestos en el mercado. Esta cifra supone 7.000 toneladas menos que el año anterior y una contracción del -1,7 por 100 del mercado de lubricantes.

Se trata de una dinámica que se refleja en las distintas agrupaciones comerciales, con una sola excepción, Marina y Aviación, cuya cifra de ventas aumentó respecto a 2021. Este es un comportamiento esperable, ya que este apartado se había visto especialmente afectado por las limitaciones relacionadas con la pandemia.

Con respecto a 2021, el sector de la Automoción ha registrado un 2,6 por 100 menos de ventas; el de la Industria descendiendo un 3,8 por 100; Proceso marca un retroceso del 1,4 por 100; Grasas sufre una caída del 2,4 por 100; mientras que Marina y Aviación rompen la tendencia negativa incrementando la demanda de lubricantes en un 10,6 por 100.

En cuanto al reparto del mercado de lubricantes en función de la agrupación comercial, se observa estabilidad respecto a años anteriores. Únicamente se aprecia un ligero incremento en el peso de los lubricantes destinados a Marina y Aviación, en parte por la importante reactivación del mercado turístico experimentada durante 2022.

El modelo de SIGAUS y GENCI: generar menos residuo y recoger y valorizar el 100%



EDUARDO DE LECEA
Director General
SIGAUS y GENCI

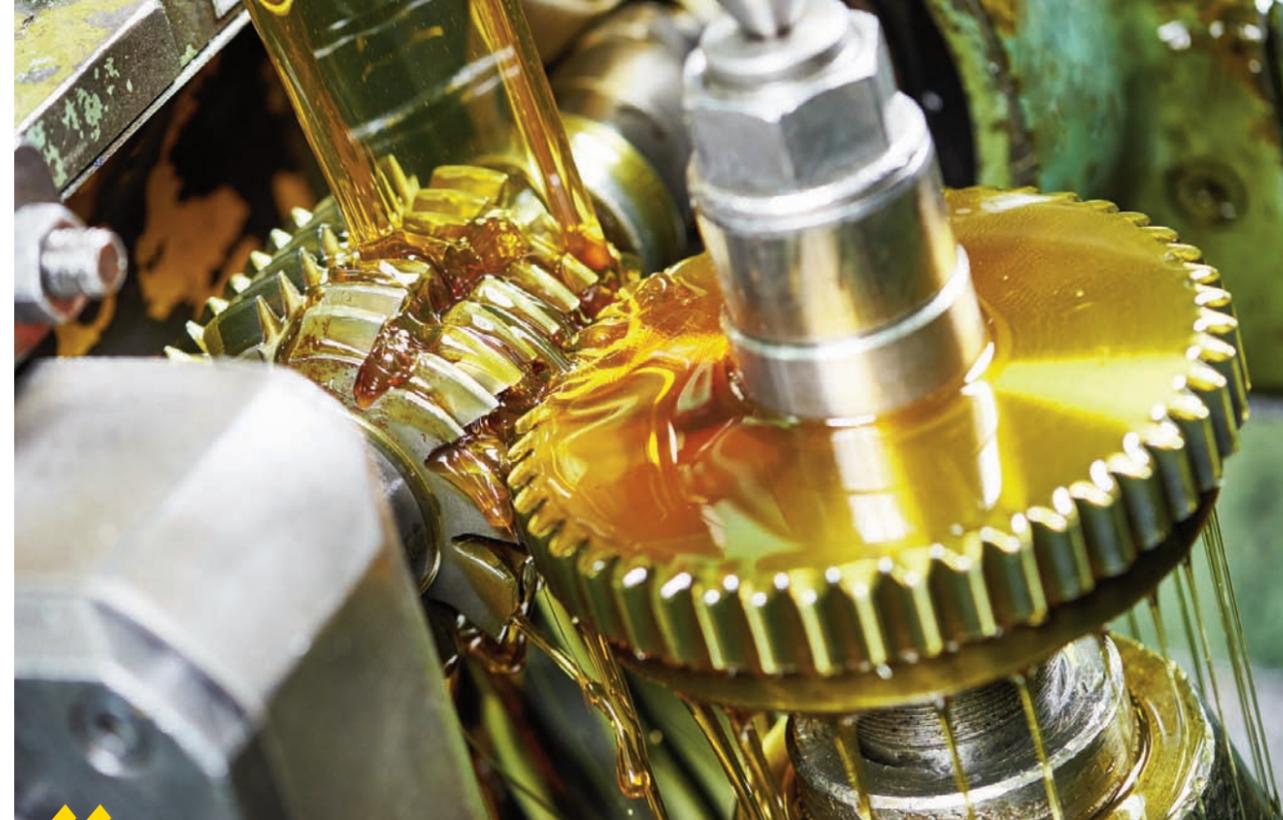
En el año 1972, el Club de Roma publicó el informe *The Limits of Growth*, donde alertaba de las consecuencias medioambientales del modelo económico y productivo de la época, que se basaba en el consumo de 28.600 millones de toneladas de materiales cada año a nivel mundial. 50 años después, lejos de reducirse, la demanda de recursos se ha multiplicado, por lo que el problema que entonces se vislumbraba se ha vuelto hoy una de las grandes preocupaciones a nivel mundial. Solo en 2019, el uso mundial de materiales superó los 100.000 millones de toneladas y la OCDE señala que esta cifra alcanzará los 167.000 millones anuales en 2060.

« La UE debe aumentar sus esfuerzos para reducir el consumo de materiales y la generación de residuos, ya que la tasa de circularidad es aún del 12% »

En este sentido, el pasado mes de mayo la Comisión Europea presentó la revisión de su marco de seguimiento para la Economía Circular, que introduce novedades sobre el marco definido en 2018 y pretende ofrecer un conjunto de indicadores clave sobre los avances de los países comunitarios en este ámbito. En esta revisión se pone de manifiesto cómo la UE debe aumentar sus esfuerzos para reducir el consumo de materiales y la generación de residuos y se introducen nuevos indicadores sobre la huella material, la huella de consumo o la productividad de los recursos. En otras palabras, aunque la gestión de residuos sigue siendo funda-

mental, cada vez debemos orientarnos más a producir y consumir de una manera más sostenible.

Y es que, según este documento, la huella de consumo de la UE (que indica en qué medida los sistemas de producción y consumo se encuentran dentro de los límites del planeta) aumentó un 4% entre 2010 y 2021. En ese último año los materiales reciclados solo cubrían alrededor del 11,7% de la demanda de materiales de la Unión. A pesar de las mejoras evidentes en distintos indicadores que expone la Comisión, como la eficiencia en el uso de los recursos o la gestión de residuos, lo cierto es que la economía de



« Gracias al aceite usado regenerado en 2022 fue posible reintroducir en el mercado 64.000 toneladas de nuevos lubricantes, suficientes para llenar el cárter de 16 millones de vehículos »

la UE sigue siendo mayoritariamente lineal.

En el mismo sentido, y de manera casi coincidente en el tiempo, hablaban las conclusiones de un informe especial que publicó el Tribunal de Cuentas Europeo, en el que se destaca cómo la transición a una economía circular en los Estados miembros está siendo más lenta de lo deseable, a pesar de las medidas adoptadas y las inversiones realizadas por la UE. Por señalar un dato, en el periodo comprendido entre 2016 y 2020, la UE puso a disposición de los Estados miembros más de 10.000 millones de euros para invertir en innovación ecológica y fomentar la economía circular. Sin embargo, la mayor parte de estos fondos se destinaron a la gestión de residuos en lugar de promover su prevención mediante un diseño de los productos más "circular". El Tribunal recoge igualmente la citada cifra del 11,7%, la denominada 'tasa de circularidad', y señala que apenas ha aumentado un 0,4% desde el primer plan de acción comunitario de 2015.

Se vuelve, por lo tanto, a poner la producción en el centro del paradigma de la circularidad. Para lograr modelos productivos verdaderamente circulares, la prevención es un pilar fundamental en el que los actores involucrados en el consumo de recursos, los productores de productos, adquieren un total protagonismo.

En el sector de los aceites industriales históricamente se ha tenido un compromiso firme con la prevención, actuando sobre las fases tempranas del ciclo de vida de los productos y diseñando lubricantes más duraderos, que generan menos cenizas o que son más 'reciclables'. En SIGAUS llevamos desde 2010 trabajando junto a nuestros adheridos para la elaboración de nuestros Planes Empresariales de Prevención con el fin de impulsar y registrar todas estas actuaciones, incluyendo la utilización de bases regeneradas en la formulación de nuevos aceites, y apostando por procesos productivos que faciliten la gestión cuando el producto se convierta en residuo. Solo en 2022, 159 empresas declararon 657 actuaciones

en el marco de nuestro IV Plan Empresarial de Prevención, que permitieron –por ejemplo– utilizar más de 17.000 toneladas de bases regeneradas, comercializar cerca de 2.800 toneladas de aceites industriales con una nueva formulación más ecológica, un volumen similar de aceites biodegradables y 197 toneladas de aceites especiales para técnicas de microlubricación, además de registrar una intensa actividad de comunicación y difusión de buenas prácticas para promover un uso responsable del producto o una adecuada gestión del residuo.

Nuestro modelo de mínimo-máximo

Así pues, en SIGAUS tenemos claro aquello de que el residuo menos contaminante es aquel que no se produce. Junto a estos esfuerzos por minimizar el residuo generado, llevamos 16 años implantando un modelo de máximo aprovechamiento en la gestión del aceite industrial usado. O lo que es lo mismo: generar el menor residuo posible y, a la vez, poner los medios para aprovechar al máximo cada gota que se genere, produciendo nuevos lubricantes y reduciendo así el consumo de una materia prima que, en nuestro caso –el petróleo–, se encuentra entre las materias no renovables más demandadas del mundo.



Para ello, es imprescindible contar con un eficaz sistema logístico que permita garantizar la recogida del aceite usado en todos los puntos de nuestro país, lo que implica numerosos desplazamientos para recoger pequeñas cantidades de residuo, especialmente en áreas rurales o de difícil acceso, donde esta recogida es deficitaria. En 2022, gracias a nuestra red de gestión en la que trabajan más de 160 empresas, se realizaron más de 170.000 operaciones de recogida para recuperar 160.000 toneladas brutas (antes de descontar agua y otros sedimentos) de aceite usado en 67.000 establecimientos repartidos por 4.800 municipios de la geografía española.

Una vez eliminados los sedimentos y otros impropios fue posible gestionar alrededor de 130.000 toneladas netas de aceite usado, de las que 102.000 toneladas se destinaron a regeneración, el tratamiento prioritario desde el punto de vista ambiental y legal, ya que permite convertir el aceite usado en bases lubricantes con las que formular nuevos aceites, que una vez utilizados podrán volver a regenerarse en un proceso circular que es posible repetir infinitamente. La circularidad total.

No en vano, gracias al residuo tratado mediante regeneración fue posible reintroducir en el mercado más de 64.000 toneladas de nuevos lubricantes, con las que se podría llenar el cárter de 16 millones de vehículos. Este proceso permitió, además, un importante ahorro de materias primas, ya que gracias al aceite usado regenerado fue posible evitar el consumo de 30 millones de barriles de petróleo y la emisión de más de 68.000 toneladas de CO₂, además de reducir el consumo de energía en 1.302 GWh. Todo

« Desde SIGAUS hemos creado GENCI, un nuevo SCRAP multisector y multienvase »

ello con respecto a la generación de la misma cantidad de lubricantes a partir del refino del petróleo.

Asimismo, el residuo que por su estado o composición no pudo ser regenerado también se aprovechó, permitiendo la generación de más de 23.000 t de combustible para uso industrial. De esta forma, el 100% del residuo fue valorizado.

Experiencia aplicada a los envases comerciales e industriales

Nuestra amplia experiencia en la gestión de los aceites usados nos ha llevado a afrontar nuevos retos y trasladar este modelo al ámbito de los residuos de envases comerciales e industriales, que comparte muchas sinergias con el de los aceites usados, al tratarse, también, de un residuo básicamente industrial cuyos canales generadores son esencialmente los mismos. Por ello, desde SIGAUS hemos creado GENCI, un nuevo SCRAP (sistema colectivo de responsabilidad ampliada del productor) multisector y multienvase para la gestión de estos residuos, con el fin de dar respuesta a la nueva normativa sobre envases y residuos de envases que entró en vigor el pasado mes de diciembre a nivel nacional.

De acuerdo con esta normativa, las empresas que comercialicen productos envasados en envases comerciales o industriales están obligadas a gestionar los residuos de estos envases a través de sistemas de RAP individuales o

colectivos, como GENCI. Aunque esta normativa se aprobó hace unos meses, GENCI lleva dos años operando en Illes Balears –donde una normativa similar entró en vigor en 2019– y ya estamos preparados para operar a nivel nacional (el pasado 25 de mayo GENCI presentó su solicitud para operar en todo el territorio, siendo el primer SCRAP específico de envases comerciales e industriales en hacerlo).

Desde GENCI, ya estamos ayudando a muchas empresas afectadas sin requerir una cuota previa de adhesión, ofreciéndoles nuestro asesoramiento técnico en las obligaciones previas, como las relativas a la inscripción en el Registro de Productores de Producto, y a la declaración en él de los envases comercializados en años previos. Contamos también con un robusto sistema tecnológico que garantiza la trazabilidad y la seguridad de los datos, y con una sólida relación con multitud de gestores especializados en el servicio al canal industrial.

En definitiva, la experiencia de SIGAUS en la gestión de un residuo industrial y la de GENCI en Baleares en la gestión de residuos de envases comerciales e industriales, nos convierten en un aliado de confianza para afrontar el complejo escenario derivado de la nueva normativa de envases comerciales e industriales. También aquí aplicaremos la receta de minimizar el residuo y maximizar la valorización que tan buenos resultados nos ha dado hasta la fecha. •



20-21
SEPTIEMBRE
MADRID

green
gas
MOBILITY
SUMMIT

EL EVENTO DE REFERENCIA SOBRE TRANSPORTE SOSTENIBLE EN LA PENÍNSULA IBÉRICA

- Expertos de primer nivel
- 4.000 m² de exposición
- Networking



www.greengasmobilitysummit.com

Siete sencillos pasos para un cambio en planta más eficaz



JUAN MANUEL HIDALGO
Ingeniero de Campo
de Swagelok Ibérica

Seguir estos consejos puede ayudar a que la parada planificada de su planta sea más fluida y eficaz.

Las refinерías y las plantas químicas no planifican una parada a la ligera debido a su complejidad inherente. Con frecuencia, una parada de planta puede implicar a cientos de técnicos de múltiples proveedores, todos ellos con el objetivo de finalizar importantes proyectos de mantenimiento, modernización y renovación, ya sea en sistemas específicos o en plantas completas al mismo tiempo.

Además, las paradas de planta suelen obligar a detener la producción, por lo que es de interés para los propietarios y operadores que se efectúen sin contratiempos. Cuanto más tardan las operaciones de reacondicionamiento, más tiempo pasan los contratistas en planta, lo que aumenta los costes y los riesgos para la dirección de la misma. A veces, sobre todo en las grandes plantas, un cambio de ciclo puede requerir años de planificación y suponer una gran inversión para la propiedad. De hecho, no es raro que las paradas planificadas supongan una parte importante del presupuesto anual de mantenimiento de la planta. Por ello, una

mala gestión puede salir cara a los responsables de la planta.

Teniendo todo esto en cuenta, los siete consejos siguientes ayudarán a los propietarios y operadores a asegurar una gestión eficaz de los cambios, lo que les permitirá ahorrar mucho tiempo y dinero, además de dolores de cabeza.

1. Comprometerse desde el principio con proveedores de confianza

Dada la complejidad de muchas reconversiones de plantas, a veces hacen falta años de planificación antes de que empiece el trabajo. Es importante que los propietarios y operadores se preparen lo mejor posible para minimizar las posibles dificultades del proyecto.

Parte de la preparación adecuada para una parada es la voluntad del operador de contar con la ayuda de los proveedores de componentes y servicios críticos lo antes posible en el proceso. La complejidad de los principales sistemas de fluidos implica la necesidad de piezas y componentes especializados fabricados con aleaciones específicas para diversos procesos. Estas piezas suelen tener plazos de entrega más largos, por lo que la contratación temprana de proveedores autorizados asegurará que estas piezas de diseño estén disponibles cuando se necesiten. Hablar con los proveedores al principio del proceso permite sincronizar los plazos.

2. Identificar las áreas de nuevas oportunidades

Cuando se planifican las paradas, la expectativa mínima de los propietarios es que los sistemas vuelvan a su estado de funcionamiento original. Sin embargo, las paradas ofrecen también otra oportunidad clave: las plantas pueden actualizar y mejorar sus sistemas, lo que puede traducirse en una mayor fiabilidad y rendimiento.

La mejora de los sistemas no se produce por casualidad. Los propietarios deben aprobar los ajustes de los sistemas con bastante

anterioridad a una parada. Las plantas que tienen contacto con sus proveedores con antelación (véase el consejo número 1) cuentan con la ventaja de poder mejorar sus resultados recurriendo a ellos para obtener recomendaciones de expertos sobre mejoras de los sistemas.

La sustitución de los componentes tradicionales de un sistema de toma de muestras por paneles de toma de muestras prediseñados y ensamblados es sólo un ejemplo de una posible mejora del sistema. Esta práctica opción no obliga a modificar el diseño de la planta. En su lugar, el proveedor adaptará los planos a las especificaciones de la planta y optimizará los componentes internos para mayor precisión y seguridad, lo que simplificará futuras necesidades de mantenimiento y reparación, al tiempo que mejorará la capacidad de la propiedad para extraer muestras adecuadas con mayor facilidad. (Figura 1).

3. Estar preparado para los imprevistos

Como en cualquier proyecto de envergadura, las variables y los imprevistos son inevitables, por lo que anticipar



Figura 1. La sustitución de los elementos tradicionales de toma de muestras por paneles de toma de muestras prediseñados y premontados puede aumentar la eficiencia desde la fase de diseño del sistema hasta la instalación y el mantenimiento.

parse a ellos es otra forma en que los propietarios pueden mejorar la eficacia general de las operaciones.

Debido al gran tamaño y complejidad de los sistemas de fluidos de las plantas químicas y refinерías, es difícil conocer con precisión los componentes que se necesitarán durante una parada. Por ello, es útil disponer de distintas mangueras, válvulas y adaptadores antes de iniciar el proyecto. Ahorrará tiempo y dinero al disponer de las piezas básicas en planta, en lugar de tener que pedir las una vez iniciado el proyecto. A veces, la espera de una simple pieza puede provocar importantes retrasos.

El truco está en compaginar la necesidad de piezas básicas con la prevención de inventarios no utilizados. Los jefes de proyecto deben intentar negociar condiciones con los proveedores que permitan a las fábricas almacenar existencias temporales o en consigna, de modo que las piezas necesarias estén siempre disponibles. De este modo, los operarios de la planta sólo tendrán que pagar por las piezas realmente utilizadas en el proyecto.

4. Asegurar la disponibilidad de apoyo local

Por muy bien que planifique, surgirán imprevistos que le exigirán pedir piezas para solucionarlos. Por eso es fundamental utilizar proveedores que puedan ofrecer apoyo local cerca de su proyecto para que puedan entregar las piezas necesarias a tiempo. Las entregas rápidas son con frecuencia una necesidad para mantener el progreso general, y un proveedor local puede ser capaz de ofrecer una pieza en un día o menos después del pedido.

5. La formación en instalación es crítica

Las paradas suelen implicar a cientos de trabajadores de distintas empresas, lo que hace difícil mantener niveles constantes de conocimientos sobre instalaciones. Pero la falta de consistencia puede favorecer el fracaso de un proyecto de parada y costar dinero a los propietarios.

¿Qué puede hacer para estandarizar las instalaciones y asegurarse de que todos los contratistas que trabajan en las operaciones utilizan las mejores prácticas? Procure incorporar niveles de formación y certificados en sus especificaciones. De este modo, cualquier persona que trabaje en la parada deberá



Figura 2. El uso de sistemas auxiliares al sello mecánico estandarizados puede agilizar las instalaciones, el servicio y las sustituciones, a la vez que mejora la longevidad de los sellos mecánicos.

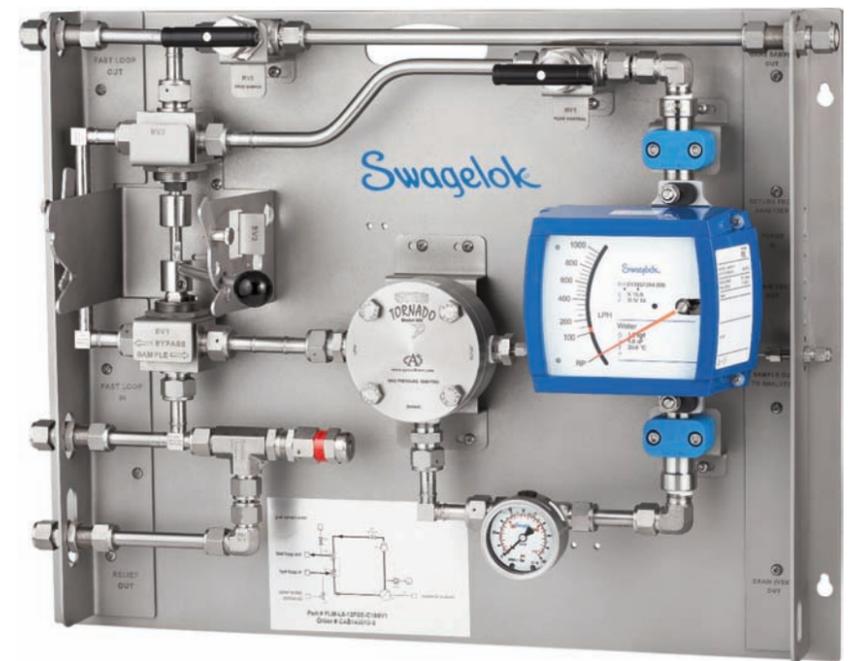


Figura 3. Un sistema de lazo rápido prefabricado y totalmente documentado como éste permite realizar instalaciones uniformes y simplificadas durante las paradas de planta para mejorar la eficiencia.

tener los mismos conocimientos básicos y conocer las mejores prácticas de instalación. El personal interno de la planta que participe en los proyectos de parada también puede beneficiarse de una actualización de la formación, así que piense en asociarse con un proveedor para revisar diversos aspectos básicos de instalación. Por ejemplo, la formación sobre instalaciones de sistemas de fluidos puede incluir un repaso de aspectos básicos como la forma de preparar y doblar correctamente el tubo, así como las mejores prácticas de apriete e inspección de racores.

6. Utilice ensamblajes prefabricados

Los sistemas de fluidos de las plantas químicas y refinерías suelen ser complejos,

pero los responsables de las plantas pueden especificar sistemas prefabricados, pre-montados y probados antes de iniciar la parada, de modo que a los contratistas les resulte mucho más fácil instalarlos.

Con los ensamblajes prefabricados, la preocupación por la inconsistencia de conocimientos y prácticas de instalación entre grupos de proveedores puede atenuarse parcialmente y permitir que los trabajadores se dediquen a otras tareas. Como ya se ha indicado, los ensamblajes y paneles prefabricados de toma de muestra permiten realizar instalaciones "plug-and-play" de forma sencilla, lo que ayuda a acelerar las nuevas implementaciones y sustituciones, asegurando al mismo tiempo que todos los compo-



Colaborar desde el principio con proveedores fiables puede conducir a la aplicación de mejores prácticas que ahorren tiempo y dinero, como evitar posibles retrasos en componentes y sistemas críticos de diseño avanzado.



Los proveedores que ofrecen su apoyo pueden ayudar a los propietarios y operadores de las plantas a estar preparados para lo inesperado, anticipándose a las necesidades de suministro y ofreciendo almacenamiento de existencias temporales o en consigna.

Los sistemas auxiliares al sello mecánico normalizados son otra opción. Estos conjuntos y ensamblajes se ajustan a los diseños aprobados por el Instituto Americano del Petróleo API 682 y tienen en cuenta aspectos como la ubicación cómoda de los venteos y drenajes, las vías adecuadas de caudal y circulación de los fluidos y los mecanismos de seguridad. Su naturaleza estándar permite sustituciones fáciles, mientras que su diseño

integral puede ayudar a mejorar la longevidad de los sellos mecánicos, ahorrando dinero y paradas innecesarias a las plantas. (Figura 2).

Por último, los lazos rápidos, las estaciones de precondicionamiento, los módulos de calibración y conmutación, las sondas de toma de muestras y los bloques de distribución de fluidos también pueden simplificarse y aportar consistencia a sus operaciones. Los proveedores pueden suministrar sistemas de toma de muestras y control de fluidos totalmente documentados que eliminan la necesidad de com-



Los proveedores que ofrecen apoyo local suelen poder entregar las piezas en menos tiempo, a veces en un día o menos, para ayudar a mantener las paradas dentro de los plazos previstos.

prar y ensamblar múltiples componentes. (Figura 3).

7. Mantener un estricto control de calidad

El control de calidad de componentes y equipos es esencial para que la parada sea eficiente. Si las especificaciones son demasiado flexibles, los contratistas podrían utilizar componentes más baratos, pero de menor calidad. La calidad irregular de los componentes implica un rendimiento irregular, requisitos de mantenimiento innecesarios y/o paradas. Unas especificaciones estrictas y actualizadas hacen que se utilicen componentes de mayor calidad en sus sistemas de fluidos, lo que hace que las paradas sean más eficaces y eficientes. Unas especificaciones consistentes reducirán la mezcla de componentes de distintos proveedores, lo que hará mucho más fácil el trabajo de mantener los sistemas en funcionamiento en el futuro.

Recuerde las claves para unas paradas más rápidas y eficientes

La parada de una planta casi siempre supone un gran esfuerzo, pero no tiene por qué ser un quebradero de cabeza, sobre todo si se planifica con antelación. No olvide contar con proveedores fiables desde el principio, no sólo para que estén preparados para entregar a tiempo los suministros y el apoyo, sino también para que le ayuden a planificar la logística y las posibles contingencias para asegurar paradas eficientes. Utilizar estas mejores prácticas como guía puede ayudar a que las paradas de su planta sean mucho más rápidas y eficientes, al tiempo que le permitirán mejorar la fiabilidad y el rendimiento a largo plazo de sus sistemas de fluidos. •

Imágenes © 2023 Swagelok Company

PREPARARSE PARA EL MANTENIMIENTO PREDICTIVO

Uso de *software* y sensores para conocer el futuro de las máquinas



JAVIER DE LA MORENA
Responsable de Grandes Cuentas
WEG Iberia

Si las previsiones son correctas en 2025 habrá 27.000 millones de dispositivos conectados a Internet de las cosas (IoT). En las siguientes líneas conoceremos el papel que desempeña el mantenimiento de los motorreductores en este paradigma.

Los motorreductores son los pesos pesados de la tecnología de accionamiento y son necesarios para gestionar una gran cantidad de datos, de potencia y de par. Proporcionan las secuencias de movimiento necesarias en máquinas y sistemas, ayudando a garantizar un funcionamiento fluido de las líneas de producción. Una avería en un motorreductor puede provocar un efecto en cadena con un elevado coste para la empresa.

Dadas las importantes fuerzas que intervienen, a veces los errores no se detectan a tiempo y se paralizan sistemas completos. Esta situación puede tener efectos perjudiciales, ya que otros componentes operativos importantes también se mantienen inactivos hasta que se instala un motorreductor de sustitución.

Si bien no podemos ver el futuro, sí podemos predecirlo. Mediante una estrategia de mantenimiento predictivo (PdM), el personal de mantenimiento puede recoger datos críticos para ayudar a identificar errores en el rendimiento. Esta información puede ayudar a solucionar los problemas meses antes de que den lugar a averías, evitando tiempos de inactividad, un gasto excesivo en mantenimiento y riesgos operativos.

Un método de mantenimiento más inteligente

El mantenimiento preventivo es una técnica que utiliza equipos de moni-



torización del estado para evaluar el rendimiento operativo en tiempo real. Combinando diagnóstico de estado con fórmulas de predicción, el mantenimiento predictivo crea una herramienta precisa para recoger y evaluar datos.

La idea consiste en anticipar el futuro de un sistema, destacando las posibles averías que puedan producirse y las medidas de mantenimiento que deben tomarse. Esta nueva metodología emplea el análisis predictivo y algoritmos basados en datos en tiempo real para identificar problemas específicos, muchos de los cuales no presentan señales físicas de deterioro.

En algunos casos, aunque las empresas inviertan cuantiosos recursos y tiempo en llevar a cabo comprobaciones de mantenimiento, carecen de datos para saber si su estrategia es efectiva o incluso para abordar sus preocupaciones principales. Pero hay una alternativa mejor.

La metodología preventiva de WEG

WEG Motor Scan es posiblemente el primer paso que dan los motorreductores en el ámbito de Internet de las cosas (IoT). Proporciona mantenimiento predictivo y rentable para ampliar la vida útil de los motorreductores. Combinando WEG Motor Scan y su *software* WEG Motor Scan Gateway, el personal de mantenimiento puede ver inmediatamente el análisis del rendimiento del motor en el telé-

fono, el ordenador o la interfaz hombre-máquina (HMI).

El sensor se puede aplicar tanto a motorreductores antiguos como a nuevos, incluidos motores eléctricos, obteniendo datos completos de diagnóstico del estado del motor que permiten monitorizar la temperatura de la superficie, analizar la vibración general y conseguir información sobre el tiempo de funcionamiento, la velocidad y los intervalos de lubricación, al tiempo que se calcula también cualquier desalineación.

Los datos obtenidos se pueden transferir a través de la aplicación o por *Bluetooth* para almacenarlos en una plataforma segura en la nube, donde se pueden ver los resultados de múltiples sensores a la vez. La plataforma de Internet de las cosas (IoT) del *software* ofrece una visión amplia y general para el diagnóstico y permite configurar alarmas cuando se superan valores establecidos.

¿Podría convertirse en la norma esta forma de mantener los motorreductores? Se calcula que en 2021 estaban conectados 25.000 millones de dispositivos a la IoT, y creemos que los motorreductores deben estar ahí. Los responsables de mantenimiento dispuestos a dar los primeros pasos en el ámbito de IoT disponen de cuatro guías técnicas gratuitas en www.weg-wg20.com, donde encontrarán consejos fundamentales para la compra y el mantenimiento de motorreductores. •

Enagás adjudica a Endesa los servicios logísticos de la planta de El Musel

Enagás ha adjudicado a Endesa los servicios logísticos de la planta de gas natural licuado (GNL) de El Musel, en Gijón. Con este paso finaliza con éxito la fase vinculante del proceso de asignación de capacidad (Open Season), que ha congregado un fuerte interés entre las empresas comercializadoras. En total se han recibido 13 ofertas entre el 5 y el 30 de junio, periodo durante el que se ha desarrollado esta parte última del proceso.

Los servicios logísticos ofrecidos para esta infraestructura son las operaciones de descarga, almacenamiento y carga de GNL. Dentro del régimen de acceso regulado, la planta de El Musel contempla una mínima regasificación para la correcta gestión de la terminal, así como el servicio de carga de cisternas.

Puesta en marcha

La puesta en marcha de El Musel supone un hito para el inicio de las operaciones comerciales de la infraestructura, que forma parte del Plan Más Seguridad Energética del Gobierno, y permitirá reforzar la seguridad de suministro energético en Europa.

La terminal ya recibió hace unas semanas su primer barco, el Cool Racer—de 174.000 metros cúbicos de capacidad—, que realizó una primera descarga, paso previo necesario desde el punto de vista técnico antes de la puesta en marcha comercial de la terminal, que comenzará el pasado 31 de julio.

La planta de Gijón podrá aportar hasta 8 bcm (billion



cubic meters) de capacidad al año de GNL a la seguridad de suministro energético europeo. Permitirá el atraque de buques de entre 50.000 y 266.000 metros cúbicos, cuenta con dos tanques de 150.000 metros cúbicos de capacidad de almacenamiento de GNL, dos cargaderos de cisternas con capacidad para cargar un máximo de 9GWh/d y una capacidad de emisión máxima de 800.000 Nm³/h. •

Argelia, Estados Unidos y Rusia, principales proveedores de gas natural a España en el semestre

Argelia, Estados Unidos y Rusia han sido, por este orden, los principales proveedores de gas natural a España en el primer semestre del año, según el boletín estadístico que publica Enagás.

Argelia suministró 42.204 gigawatios/hora (GWh) de gas natural a través de gasoducto y 7.839 GWh de gas natural licuado (GNL), hasta copar el 24 por 100 del suministro.

Estados Unidos proporcionó 41.295 GWh de GNL, lo que supone el 20,2 por 100 del total, seguido muy de cerca por Rusia, con 41.145 GWh de GNL, el 20,1 por 100 del total.

En el mes de junio, y de manera excepcional en lo que va de año, Rusia, con 7.673 GWh, ha sido el primer país de origen, con el 26,8 por 100 del gas natural suministrado, aunque la can-



tididad importada se redujo respecto a los 8.752 GWh del mismo mes del año pasado y también respecto a mayo de este año.

En junio se ha producido una reducción significativa de importaciones procedentes de Argelia con motivo del mantenimiento anual programado de las instalaciones. Dicho mantenimiento ha concluido con

éxito y los flujos están totalmente restablecidos, de modo que la conexión está en estos momentos a un nivel de utilización próximo al 90 por 100.

En cuanto a la seguridad del sistema, los almacenamientos subterráneos continúan la senda elevada de llenado, alcanzando el 97 por 100 a finales de junio, según los datos facilitados por Enagás. •

CEEES y Sedigás se alían para promover una movilidad sostenible



La Confederación Española de Empresarios de Estaciones de Servicio (CEEES) y la Asociación Española del Gas (Sedigás) han firmado un convenio de colaboración para promover la descarbonización del transporte y favorecer una movilidad sostenible gracias a los gases renovables, biometano e hidrógeno renovable.

El acuerdo, suscrito por Jorge de Benito y Joan Batalla, presidentes de CEEES y Sedigás, respectivamente, contempla además colaborar en la difusión de la tecnología y los mejores ejemplos normativos relacionados con la transición energética y el uso de nuevos combustibles para la movilidad, informaron ambas asociaciones.

En el marco de esta colaboración, ambas organizaciones trabajarán conjuntamente en la organización de conferencias, talleres y desarrollo de publicaciones en los ámbitos de interés para sus respectivos asociados.

Además, la patronal de las estaciones de servicio se adhiere a la Alianza por el Biometano, un mani-

fiesto conjunto liderado por la asociación gasista a favor de este gas renovable para avanzar en la consecución de los objetivos de descarbonización, favorecer la competitividad y la soberanía energética de España.

Gases renovables en la red

De Benito destacó que muchas de las estaciones de servicio agrupadas bajo el paraguas de CEEES ya dispensan gas natural vehicular, ya sea licuado o comprimido, por lo que "podrán suministrar muy pronto biometano, contribuyendo así a la descarbonización de la movilidad".

Por su parte, Batalla se mostró convencido de que la colaboración con CEEES se traducirá "en un mayor conocimiento y sensibilización por parte de los automovilistas acerca de los beneficios que el biometano y el hidrógeno renovable pueden aportar a una movilidad más sostenible, al tiempo que se favorece la competitividad y la soberanía energética de España". •

Presentados más de 120 proyectos de hidrógeno con una inversión 21.000 millones hasta 2030



La Asociación Española de Hidrógeno ha publicado su primer censo de iniciativas de esta fuente de energía. Los 123 proyectos suman ya una inversión de alrededor de 21.000 millones de euros hasta 2030.

Del total de inversión, se prevé que el 72 por 100 se destine a la producción de hidrógeno, el 14 por 100 a la distribución y otro 14 por 100 a proyectos con uno o más usos, como los valles y los proyectos integrados.

AeH2 destaca, sin embargo, que la cifra de inversión presentada en el informe no refleja completamente la financiación real debido a la confidencialidad de algunos proyectos, por lo que es posible que la cantidad final sea aún mayor.

El informe estima que la financiación pública total para los proyectos censados alcanza los 200 millones de euros, lo cual representa una pequeña fracción del total de 21.000 millones.

Para AeH2 esto indica la necesidad de fortalecer los

mecanismos de financiación pública disponibles en los próximos años.

Los proyectos irán desde investigación, desarrollo, demostración, implantación y comercialización relacionados con la producción hasta almacenamiento, distribución y aplicación del hidrógeno en diferentes sectores, como transporte, energía, industria y movilidad.

Información detallada

La iniciativa busca proporcionar información detallada sobre cada proyecto.

La base de datos intenta asimismo convertirse en una herramienta valiosa para obtener una visión clara de la industria del hidrógeno en España y aprovechar al máximo la producción y el uso de esta energía renovable.

La asociación apunta a que también permitirá identificar posibles sinergias entre proyectos y fomentar la colaboración entre actores públicos y privados. •

FCH2Rail. primer tren de hidrógeno se ha puesto a prueba en la red ferroviaria española



En la línea de Zaragoza-Canfranc, en los pirineos aragoneses, el tren de hidrógeno de demostración FCH2Rail, que utiliza un sistema de propulsión bimodal, ha llevado a cabo con éxito su primera sesión de prueba.

En las partes electrificadas de la línea, el tren circulaba en modo totalmente eléctrico, mientras que en los tramos no electrificados, el tren funcionaba en modo híbrido, combinando la energía de las pilas de combustible de hidrógeno y las baterías, gracias al sistema híbrido de pila de combustible, con sus seis

módulos de pila de combustible Toyota, con tecnología de segunda generación.

El tren de hidrógeno forma parte del consorcio FCH2Rail, un proyecto que arrancó a principios de 2021 y cuya duración está prevista hasta finales de 2024. El consorcio engloba las empresas españolas Renfe Operadora, Adif, CAF y Centro Nacional de Hidrógeno; la portuguesa IP (Infraestructuras de Portugal); las alemanas DLR y STT, y Toyota Motor Europe (TME), que presta el servicio de integración de las pilas de combustible. •

La Asociación Española del Hidrógeno continúa creciendo en el ámbito internacional

La Asociación Española del Hidrógeno (AeH2), voz de referencia del sector del hidrógeno en España, ha firmado recientemente un Memorando de entendimiento junto a NLHydrogen. De acuerdo con el documento, esta colaboración estratégica entre la AeH2 y NLHydrogen promete generar numerosos beneficios a nivel del mercado, al mismo tiempo que

fortalecerá los esfuerzos conjuntos entre España y Países Bajos en el campo de la energía del hidrógeno y las pilas de combustible.

Esta cooperación permitirá aprovechar las ventajas de trabajar juntos y compartir conocimientos para impulsar el desarrollo y la adopción de tecnologías relacionadas con el hidrógeno. Además, se buscará fomentar la colaboración

Nortegas inyecta con éxito un 10 por 100 de hidrógeno en mezcla con gas natural en su proyecto H2SAREA



Nortegas ha finalizado con éxito la segunda fase de pruebas de su proyecto H2SAREA, en la que ha inyectado una mezcla del 10 por 100 de hidrógeno y 90 por cien de gas natural durante 3.000 horas en una réplica de la red de distribución de gas natural actual, con elementos reales de la red de distribución que llevan más de 20 años en operación, incluyendo las instalaciones de usuario doméstico.

Así lo recoge el estudio “Resultados de evaluación de pruebas para mezclas del 10 por 100 H2 y estudio de casos industriales”, realizado por la compañía, que adelanta que actualmente se están realizando las pruebas al 15 por 100 de mezcla de hidrógeno y el plan es finalizar las pruebas de 20 por 100 de mezcla antes de que acabe el 2023, con el objetivo de ir

probando y analizando la respuesta de la red existente.

El proyecto pretende impulsar el empleo seguro del hidrógeno en la red de distribución de gas natural, junto a otros gases renovables tales como el biometano o el e-metano y descarbonizar, de este modo, los actuales consumidores que se abastecen de la red de distribución.

Este hito demuestra que las redes de distribución de gas natural están preparadas para vehicular una cantidad de hidrógeno superior a la que actualmente está permitido reglamentariamente por la normativa para las redes de distribución, que es de hasta un 5 por 100 de hidrógeno, abriendo la puerta al uso de mayores porcentajes de hidrógeno, clave para acelerar la descarbonización de forma eficiente. •

entre industrias, gobiernos, universidades y centros de investigación de ambos países. A través de actividades conjuntas, intercambio de información y participación en

eventos relevantes, se promoverán los resultados obtenidos y se avanzará hacia una economía más sostenible y con menor emisión de carbono. •

Green Gas Mobility Summit analizará la situación y perspectivas del transporte sostenible

Green Gas Mobility Summit, evento de referencia sobre el transporte sostenible en la Península Ibérica, se celebrará los próximos días 20 y 21 de septiembre en Madrid. Se trata de un punto de encuentro de empresas y administraciones comprometidas con el desarrollo del transporte sostenible.

Durante dos días, expertos de primer nivel analizarán el presente y el futuro de las soluciones tecnológicas que ya hay disponibles para alcanzar los objetivos climáticos y mejorar la calidad del aire, como el biometano, el gas sintético y el hidrógeno.

En esta edición del evento el hidrógeno será uno de los protagonistas principales. El congreso revelará cómo este vector energético está revolucionando no sólo los diferentes modos de transporte (vehículos, barcos y trenes), sino cómo la tecnología está cambiando la forma de producir, almacenar y distribuir este importante vector energético, que es clave para descarbonizar nuestra movilidad.

El hidrógeno en el centro del debate

Durante la primera jornada del certamen se abordarán cuestiones como “La visión de los líderes que están transformando la energía y el transporte” (con la participación de directivos de Naturgy, PreZero, Iveco y Redexis), “Una red de transporte de hidrógeno para impulsar la movilidad sostenible” (con la participación del consejero delegado de Enagás, Arturo Gonzalo Aizpiri), “La visión europea de los gases renovables y su rol en la descarbonización del transporte”, “Descubriendo las estrategias público-privadas de las comunidades autónomas para el desarrollo del biometano”, “Transformando residuos en energía: la apuesta por el biometano de la cadena de distribución



alimentaria”, “La revolución del transporte municipal: historias inspiradoras de éxito con biometano e hidrógeno como combustibles sostenibles” y “Cómo los operadores logísticos están impulsando la innovación con biometano e hidrógeno”.

En el auditorio 2 las ponencias estarán dedicadas a los nuevos combustibles en el transporte marítimo. Abrirá la sesión una ponencia que llevará por título “Implications of EU legislation in shipping. How the Fit For 55 legislation will affect the shipping industry and how you can prepare”, a la que le seguirán “España, un referente internacional en bunkering de GNL” y “Producción de hidrógeno a bordo de buques: transformando la infraestructura de GNL”. A continuación tendrán lugar sendas ponencias sobre “La viabilidad de los nuevos combustibles marinos, una opción de futuro para el sector marítimo en su camino hacia la neutralidad climática” y “Transporte marítimo y bunkering de hidrógeno y sus derivados”.

En la segunda jornada el auditorio 1 se centrará en el hidrógeno en el transporte, con las siguientes ponencias: “Casos de éxito de uso de hidrógeno en movilidad urbana en España y Francia”, “Camiones impulsados por hidrógeno. Transformando la industria del transporte”,

“Generando confianza en proyectos: certificación de hidrógeno y otros vectores renovables”, “Valles de hidrógeno en España, claves para impulsar la producción de hidrógeno y su uso en el transporte” y “Desafíos y oportunidades para el despliegue exitoso de la red nacional de hidrógenos en la península ibérica”.

El auditorio 2 abordará la innovación con gases renovables, incluyendo las siguientes ponencias: “Del residuo al recurso energético: proyectos revolucionarios en la producción de biometano”, “Apuesta por la innovación sostenible. La oportunidad de la tecnología del biometano”, “Regulación y gases renovables en la transición energética”, “Soluciones tecnológicas innovadoras para un ferrocarril más sostenible: el tren de hidrógeno”, “Navegando hacia la sostenibilidad con proyectos innovadores en la producción y distribución de hidrógeno en el sector marítimo” y “Innovando hacia un futuro sostenible: proyectos pioneros en la producción y distribución de hidrógeno”.

Como en anteriores ediciones, habrá cerca de 4.000 metros cuadrados de exposición, interior y exterior, con soluciones de movilidad con combustibles renovables y sintéticos, como el biometano y el hidrógeno. •

Bosch presenta sus tecnologías para toda la cadena de valor del hidrógeno



El hidrógeno verde es indispensable para un mundo climáticamente neutro. Bosch desarrolla tecnologías para la producción, la compresión, el almacenamiento y el uso del hidrógeno. En el Bosch Tech Day 2023, la compañía dará algunas pinceladas sobre su cartera de productos y servicios.

La compañía ha presentado sus tecnologías en este segmento, que son: Pila PEM: hidrógeno para un transporte neutro para el clima; Motor de hidrógeno: eficacia comprobada y neutro en carbono; Depósito de hidrógeno: solución innovadora y compacta para turismos; IVECO Heavy Duty FCEV - el camión europeo propulsado por hidrógeno; eDis-

tance Truck - Tecnología Bosch para camiones climáticamente neutros;

Estaciones de servicio de hidrógeno: soluciones de accionamiento para comprimir H2; Pila y módulo de electrólisis inteligente - Tecnología para electrolizadores de H2; Sistema de pilas de combustible de óxido sólido - generación de energía en función de la demanda.

Reciclaje del platino de las pilas de combustible; Tecnología de fabricación y ensayo: así se fabrican las pilas de combustible; Caldera industrial preparada para H2: calefacción y calor de proceso neutros para el clima; y Calderas preparadas para H2: solución tecnológicamente neutra para una calefacción respetuosa con el clima. •

Siemens construirá una nueva sede en Madrid, referente en digitalización y sostenibilidad

El presidente y CEO de Siemens AG, Roland Busch, de visita en España, anunció recientemente que la compañía reforzará su compromiso con el país invirtiendo 160 millones de euros en la creación de un

nuevo campus inteligente en la zona de Las Tablas, en el norte de Madrid, que albergará la nueva sede central de la compañía en España.

La nueva sede será un referente en la ciudad como edificio

Weg Iberia organiza el encuentro Weg Automatización para distribuidores



Weg, el referente mundial en equipos eléctricos y electro-electrónicos, se reunió el pasado 27 de abril con sus distribuidores en el hotel NH Coslada para poner en común las novedades de la división de Automatización. Este encuentro se celebra de forma bianual para anunciar líneas de productos y nuevas plataformas dentro de las soluciones IoT, como el control de activos Weg Motion Fleet Management.

La jornada comenzó con varias presentaciones donde se expusieron los productos y servicios que saldrán al mercado, y también se abordaron diversos temas relacionados con la sostenibilidad y la transición energética.

En esta edición, se presentaron las líneas de magnetotérmicos y diferenciales, productos de seguridad, el

nuevo convertidor CFW900, las líneas de PLC's y HMI's, las plataformas WPS y MFM y dentro de las tecnologías sostenibles y eficientes, destacaron las soluciones solares y la estación de recarga para coches eléctricos, WEMOB.

Los asistentes se despidieron en una comida que sirvió de cierre del evento, donde pudieron departir distendidamente acerca de lo comentado, estrechar relaciones y consolidar los lazos en común creando un equipo cada vez más fuerte.

Javier de la Morena, responsable de marketing de Weg Iberia, destacó que "esta es una gran ocasión para fortalecer relaciones con los representantes de las empresas que distribuyen nuestros equipos y que hacen posible que puedan llegar a toda España". •

e infraestructura inteligente, digital y neutra en carbono.

Busch señaló que "el nuevo 'Siemens Smart Campus' cumplirá con los más altos estándares ESG (Environmental Social & Governance), en línea con la apuesta estratégica de la compañía para convertirse en una empresa neutra en emisiones en 2030. Además, será un

nuevo símbolo en la ciudad que reflejará la identidad y valores de la compañía".

La futura sede corporativa combinará un suministro de energía respetuoso con el clima, soluciones de movilidad sostenible, una gestión energética eficiente y un espacio inclusivo con la ciudad sin barreras arquitectónicas. •

Covestro, galardonada en los Premio de Seguridad de FEIQUE 2022



Covestro, fabricante líder de polímeros a nivel mundial, ha sido galardonada en los Premios de Seguridad FEIQUE 2022 otorgados por la Federación Empresarial de la Industria Química Española. Los premios distinguen a aquellas compañías del sector que destacan por su excelente labor en materia de seguridad y prevención de riesgos laborales.

La organización ha otorgado a Covestro tres Premios Seguridad FEIQUE en reco-

nocimiento a su excepcional desempeño en las plantas de la compañía en Barcelona, Parets del Vallès y Santa Margarida i els Monjos. Estos galardones premian a aquellas empresas con más de 50 trabajadores que han logrado mantener un índice de frecuencia general cero y, en consecuencia, no han tenido ningún accidente, con o sin baja, según el criterio OSHAS, la norma internacional para la gestión de la seguridad y salud ocupacional. •

Acuerdo de Tecnalia y Birziplastik para desarrollar tecnologías de economía circular en la industria

El centro de investigación y desarrollo tecnológico Tecnalia y la empresa de revalorización de residuos industriales plásticos Birziplastik se han unido para llevar la economía circular a la industria, a través de tecnologías que favorezcan la sostenibilidad de sus procesos y su competitividad. El objetivo es implantar un modelo de producción y consumo circular, que propone reducir al máximo los recursos naturales en los procesos producti-

vos, maximizar el uso de los productos durante el mayor tiempo posible y generar mayor valor al final de la vida útil de los productos mediante la reutilización, remanufactura y reciclaje.

Tecnalia y Birziplastik colaboran en la puesta en marcha de tecnologías para la incorporación de plástico reciclado en automoción y para el reciclado de materiales compuestos en nuevos productos de alto valor añadido.

Cepsa incrementa hasta el 70 por 100 el uso de plásticos reciclados en sus envases de lubricantes



Cepsa ha anunciado que aumentará hasta el 70 por 100 el uso de plásticos reciclados en la fabricación de los envases de sus lubricantes y hasta el 100 por 100 en el caso de las etiquetas para estos envases. A través de estas acciones, la compañía evitará el consumo de 350 toneladas de plásticos vírgenes, lo que también conllevará una reducción de emisiones de 430 toneladas anuales de CO₂.

La compañía, además de haber realizado modificaciones en la composición de sus envases de uno, cuatro y cinco litros, que se reciclan en el contenedor amarillo, sustituirá próximamente los actuales bidones de plás-

tico de 20 litros por otros metálicos.

Asimismo, los envases de tamaño más reducido comenzarán a emplearse en la nueva línea de fabricación y envasado de lubricantes en San Roque, que también representa una mejora en términos de eficiencia y reducción del consumo energético, demostrando el compromiso creciente de Cepsa con la sostenibilidad.

Esta acción supone un nuevo paso adelante de Cepsa, que vuelve a ser pionera en su sector después de que en 2018 comenzara a emplear envases con un 30 por 100 de plásticos reciclados, convirtiéndose así en una de las primeras empresas energéticas en implementar esta medida. •

La primera de las iniciativas cuenta también con la colaboración de Mondragón Sistemas de Información, Matz-Erreka, Larrañaga Plásticos, Automatismos Maser, Xabet Digital y Ekide, y es una tecnología basada en inteligencia artificial para explorar nuevas formulaciones

de origen reciclado fiables y sostenibles. Con su implantación se logrará reducir en un 50 por cien el defectivo en el uso de piezas plásticas; lograr una presencia de al menos un 20 por cien de material reciclado en las piezas; y reducir en un 20 por cien en los consumos. •

2023
VALLADOLID
OCT/3-4

TERCERA edición del evento exclusivo para profesionales orientado a promover las oportunidades de negocio entre empresas vinculadas al **BIOGÁS, BIOMETANO y GAS_RENOVABLE** en España, Portugal y América Latina

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

	JUNIO 2023	JULIO 2023	AGOSTO 2023	SEPTIEMBRE 2023	OCTUBRE 2023	NOVIEMBRE 2023	DICIEMBRE 2023	ENERO 2024	FEBRERO 2024
15 MAYO	71,11	71,09	70,91	70,58	70,19	69,81	69,46	69,12	68,79
16 MAYO	70,86	70,84	70,66	70,33	69,94	69,56	69,22	68,87	68,56
17 MAYO	72,83	72,89	72,70	72,48	72,10	71,71	71,33	70,96	70,61
18 MAYO	71,86	71,94	71,86	71,61	71,28	70,94	70,59	70,26	69,94
19 MAYO	71,55	71,69	71,59	71,31	70,94	70,55	70,17	68,80	69,45

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

	JUNIO 2023	JULIO 2023	AGOSTO 2023	SEPTIEMBRE 2023	OCTUBRE 2023	NOVIEMBRE 2023	DICIEMBRE 2023	ENERO 2024	FEBRERO 2024
15 MAYO	-	75,23	75,02	74,69	74,32	73,98	73,64	73,32	73,03
16 MAYO	-	74,91	74,72	74,40	74,03	73,69	73,35	73,03	72,74
17 MAYO	-	76,96	76,81	76,51	76,15	75,81	75,46	75,11	74,80
18 MAYO	-	75,86	75,80	75,58	75,28	74,97	74,66	74,35	74,06
19 MAYO	-	75,58	75,47	75,19	74,85	74,51	74,17	73,83	73,51

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

	JUNIO 2023	JULIO 2023	AGOSTO 2023	SEPTIEMBRE 2023	OCTUBRE 2023	NOVIEMBRE 2023	DICIEMBRE 2023	ENERO 2024	FEBRERO 2024
15 MAYO	679,50	676,50	679,50	676,50	677,75	679,75	677,75	673,00	672,00
16 MAYO	680,00	676,50	679,50	676,50	677,75	679,50	677,25	672,25	671,25
17 MAYO	694,00	689,00	679,50	687,75	688,75	690,50	688,00	682,50	681,50
18 MAYO	693,00	688,75	679,50	687,50	688,75	679,50	688,00	682,25	681,00
19 MAYO	689,25	684,24	679,50	683,25	687,00	687,00	684,50	679,00	677,75

Evolución y estimación de la oferta/demanda mundiales de petróleo

(En millones de barriles/día)

	2021	4T. 2022	2022	1T. 2023	2T. 2023	3T. 2023	4T. 2023	2023
DEMANDA								
AMÉRICA DEL NORTE	24,3	25,0	25,0	25,0	25,1	25,5	25,1	25,2
EUROPA	13,1	13,3	13,5	13,1	13,6	14,1	13,6	13,6
PACÍFICO	7,4	7,7	7,4	7,9	7,1	7,4	7,8	7,6
TOTAL OCDE	44,8	46,0	46,0	45,9	45,7	47,0	46,6	46,4
TOTAL NO-OCDE	52,8	54,8	54,0	54,3	55,4	56,0	56,9	55,7
DEMANDA TOTAL	97,7	100,8	100,0	100,3	101,3	103,0	103,5	102,0
OFERTA								
TOTAL NO-OPEP	63,8	66,6	65,7	66,7	66,9	67,1	67,0	66,9
CRUDO OPEP	26,4	29,4	29,0	-	-	-	-	-
GNL OPEP	5,1	5,3	5,3	5,4	5,4	5,4	5,4	5,4
TOTAL OPEP	31,5	34,7	34,4	-	-	-	-	-
OFERTA TOTAL	95,4	101,3	100,0	-	-	-	-	-

ORGANIZA

aveBiom
Asociación Española
de la Biomasa

PARTNER TECNOLÓGICO

aebig

www.salondelgasrenovable.com

