



La energía como un todo: el nuevo paradigma

Por Carina Buccieri

Página 5 y 6



Energía & Negocios Internacional

Año XXVII N° 331- Fundado en 1995 - Febrero de 2024 - Petróleo, Gas & Electricidad www.energiaynegocios.com.ar - Precio \$ 1000

Cambios en el modelo regulatorio **energético**



Aumentan las conversiones a GNC

Página 7

Mantendrán por 90 días los precios de la energía

Página 4

La unificación de los entes reguladores de gas y electricidad, se presenta como una tarea compleja, debido a las grandes diferencias técnicas, jurídicas, de competencias y alcances propios de cada ente regulador. Entre los anuncios, se destaca la ausencia de la inclusión del control, fraccionamiento y distribución

(GLP) en la propuesta, a pesar de la necesidad de reordenamiento en este mercado. Todo indica que el eje rector del nuevo paradigma es la descarbonización y la transición energética en el contexto internacional, así como la necesidad de incorporar tecnologías digitales y nuevas fuentes de energía. Un balance energético del hogar sería la medida para asignar el subsidio

a los hogares con menor capacidad de pago. Este nuevo esquema requerirá de la formación de un consumidor racional para lograr la eficiencia y eficacia en la asignación de los recursos en el marco de una regulación eficiente y justa en el sector energético argentino.

Página 2

La demanda nacional de electricidad creció 1,99%

Página 10

La energía se está reinventando, Total evoluciona a TotalEnergies.



ECONOMÍA&POLÍTICA

Cambios en el modelo regulatorio energético

El Gobierno de Javier Milei, tras decretar la emergencia energética, intervino los entes reguladores de gas y electricidad hasta el 31 de diciembre del corriente. La emergencia incluye tanto la generación (de interés público) como el transporte y distribución de energía eléctrica y transporte y distribución de gas natural (servicios públicos).

Para cumplir el objetivo fueron designados por 180 días los interventores Carlos María Casares -en el ENARGAS- y Darío Arrué, en el ENRE, ambos con facultades para supervisar las revisiones tarifarias y restaurar los directorios de ambos organismos (en 180 días), de acuerdo con lo establecido en las normas regulatorias.

La urgencia en las designaciones efectuadas por el secretario de Energía, Eduardo Rodríguez Chirillo, está motivada por la inminente revisión tarifaria integral (RTI) y el restablecimiento de la plena vigencia de los marcos regulatorios que contienen los mecanismos de fijación de precios y tarifas en condiciones competitivas, manteniendo los ingresos que permitan a las empresas amortizar inversiones.

Unificación

La novedad del paquete normativo enviado al Congreso, es la unifica-



cación de los organismos reguladores del gas y la electricidad, una compleja ambición que para adquirir consistencia requerirá de aprobación parlamentaria, habida cuenta de la complejidad normativa entrelazada con voluminosos contratos de licencia y concesión.

No se conoció aún la exposición de motivos que impulsan la amalgama de los reguladores. Todo indica que se busca una reestructuración de ambos organismos, por lo que la unificación en un solo ente, al estilo del Ofgem británico, facilitaría la tarea. Pero también es cierto que las tendencias en materia de regulación de los ser-

vicios públicos de energía están cambiando y teniendo en cuenta la íntima relación entre el precio del gas natural y el costo de generación, hablar de “energía” como un solo concepto para ambos consumos, no parece desatinado.

Subsidios

Según los trascendidos periodísticos, el Gobierno tendría en carpeta un nuevo esquema de subsidios que presentará en los próximos días, conformado por una canasta básica energética. La idea no resulta totalmente novedosa, pero podría ser la base conceptual para la unificación regulatoria.

La “canasta” representaría un tope de 10% de los ingresos de cada hogar destinados a satisfacer las demandas del acondicionamiento térmico, cocción y agua sanitaria. El guarismo no es caprichoso, ya que superado ese umbral, podría ingresarse en la zona de “pobreza energética”.

Lo que se subsidiaría es el excedente de ese tope: si una familia gasta un 12% de lo que gana por mes en energía, el Estado le subsidiará ese 2% adicional. El cálculo se haría sobre todos los consumos de la vivienda, a partir de un determinado monto de consumo que el regulador determine como el mínimo

indispensable para satisfacer las necesidades energéticas de la unidad habitacional.

Un 10% de los ingresos se computarían para el total de la demanda energética: 5% por consumos eléctricos y el otro 5% por el uso de gas natural, proporciones aplicables a la región centro, con las variaciones según las seis zonas bioclimáticas que se estarían estudiando a lo largo del país. En caso de no tener gas por redes, se computará el 10% para electricidad.

Los consumos gasíferos tendrían un tope de 30 m³ mensuales para la temporada estival y 90 m³ para el invierno, tomando como referencia la zona centro.

Cabe recordar que el consumo por mes de un usuario de CABA es de 55 m³, aunque eso promedia los meses de verano con los de invierno.

Para el sector eléctrico no está definido el umbral, pero se calcula que el bloque será de unos 400 kw/h al mes.

La interrelación del precio del gas y la electricidad es determinante, podría decirse que el gas natural en Argentina fija el precio de generación.

Complejidades

A priori resultaría una tarea técnica y jurídicamente compleja, unir dos



organismos con funciones, competencias y facultades tan diversas.

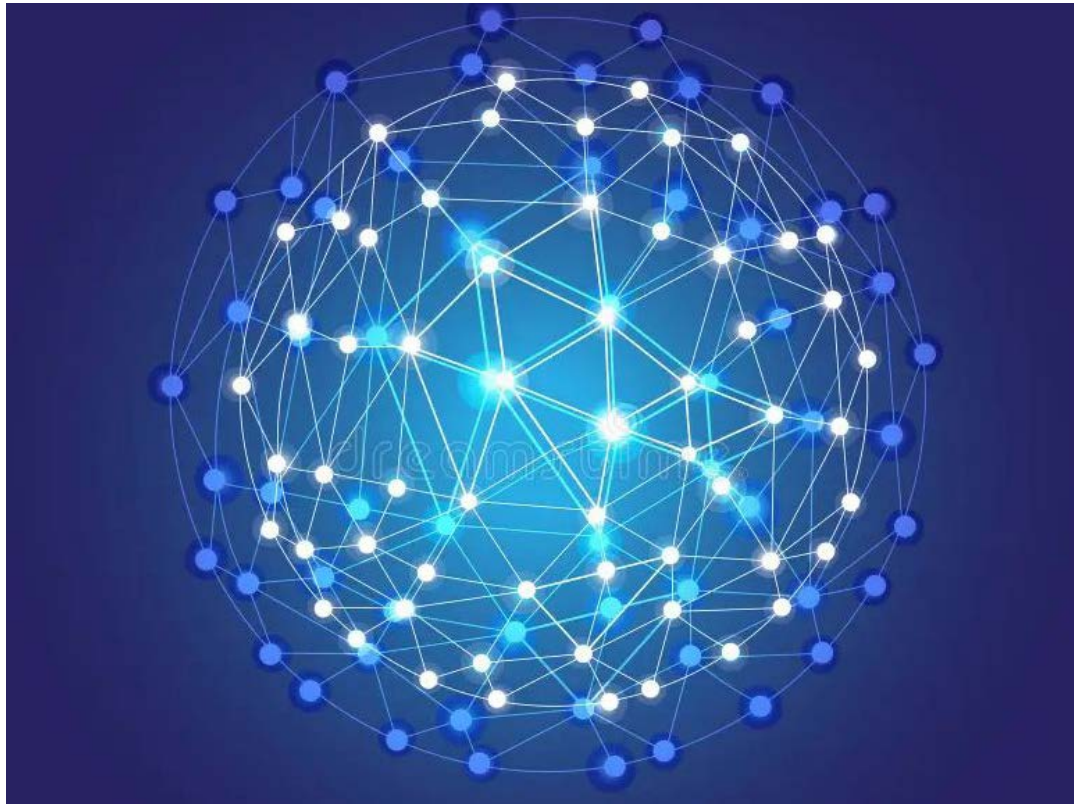
El gas natural se rige por la Ley 24.076 y sus operaciones son de carácter federal, mientras que el transporte y distribución eléctrica (sólo en CABA y gran Buenos Aires) se rige por la 24.065. Hay aquí un diferendo fundamental en cuanto al alcance de las competencias y facultades de cada uno de los entes.

Ambas leyes tienen sus respectivos decretos reglamentarios que junto con las reglas básicas de las licencias, los reglamentos del servicio, las normas técnicas y las resoluciones de cada organismo, integran el denominado "marco jurídico" tanto para el transporte y distribución de gas como de electricidad.

La distribución eléctrica se rige, tanto en la expansión de las redes, calidad del servicio, las tarifas y el control regulatorio, por la ley de cada provincia, con excepción de Edeonor y Edesur.

El ámbito del gas natural presenta una mayor complejidad. Se trata de un servicio de alcance federal, donde la regulación no solo aborda aspectos económicos, sino también técnicos. Este asunto se complica aún más considerando que el ENARGAS, además de supervisar los aspectos económicos tarifarios, se encarga de desarrollar normativas y garantizar la seguridad del sistema, incluyendo al Gas Natural Comprimido (GNC), con casi dos millones de usuarios y dos mil y pico de estaciones de carga distribuidas a lo largo del país.

El servicio eléctrico y el gasífero revisten la condición común de "servicio público", ambos son monopolios naturales y por tanto las funciones teó-



ricas de los reguladores es simular condiciones de mercado a efectos de regular las tarifas, habilitar el Pass Trough y fijar tarifas en base al sistema de incentivo a la eficiencia mediante la fijación de precios máximos (Price cap).

GLP

Resulta llamativo que a la unificación regulatoria, no se incorpore el control del fraccionamiento y distribución del GLP, un mercado que requiere urgentemente el reordenamiento y control, porque es lamentable ver el estado de las garrafas, la falta de control tanto en peso como en calidad del producto y un pésimo servicio de distribución.

Cabe recordar que el Art. Nº 8 de la Ley 26.020 establece que se podrá delegar en el Ente Nacional Regulador del Gas (ENARGAS), las tareas de fiscalización y control técnico del mercado del GLP.

El mercado argentino demanda la mayoría del GLP fundamentalmente en los sectores más vulnerables en el uso residencial

Su producción es excedentaria -unos 2,5 millones de toneladas al año mientras que el mercado interno demanda 1,5 millones- y altamente estacional. La mayoría de la distribución tiene como destino los hogares más pobres y se realiza mediante subsidios contemplados en el denominado "Programa Hogar", que consiste en un monto que se paga directamente a través de la Anses.

La tendencia mundial es a la electrificación, en particular sustituyendo el uso de GLP, un commodity con alta demanda internacional.

Pero este punto aún es controvertido: las instalaciones eléctricas internas de las viviendas de hogares vulnerables, requieren de una revisión técnica profunda y financiamiento para el acondicionamiento técnico e instalación de electrodomésticos eficientes.

Y desde ya, inversiones en líneas de transporte en media y baja tensión, subestaciones y transformadores para distribución, pero lo que falta estructuralmente es financiamien-

to, el nudo gordiano de la Argentina que nadie ha podido cortar aún.

Claro que la readecuación eléctrica podría realizarse a través de un plan que podría financiarse con el incremental producto de las exportaciones de GLP.

Nuevos paradigmas

En la Argentina, el peso de los subsidios en el presupuesto constituye un problema que todos los sectores reconocen, pero que ni por izquierda ni por derecha se ha encontrado una solución viable.

Para poner en dimensión el asunto, es preciso recordar que en 2022, los subsidios a la energía alcanzaron los US\$ 12.427 millones (el 2% del PIB), explicando el 82% del déficit fiscal primario del año, según datos de Presupuesto Abierto. En 2023 se redujeron sustancialmente (menores importaciones de barcos por la construcción del gasoducto PNK) alcanzando los US\$ 8.395 millones, que se explican principalmente por transferencias a la Compañía Administrado-

ra del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. y Enarsa.

Al parecer para comprender la unificación de los entes reguladores, hay que posar la vista más allá de los subsidios, en un aspecto que ha tomado la mayor relevancia en materia energética: la descarbonización y la transición energética.

Cabe recordar, que a través de una serie de acuerdos internacionales, la Argentina se comprometió a alcanzar la neutralidad en emisiones de carbono para 2050 y a disminuirlas un 19 % hacia 2030 (tomando como base 2007) apuntando a mantener un porcentaje de participación del 0,9 % respecto de las emisiones globales.

La descarbonización no es un tema menor: se trata de un objetivo casi obligatorio en el comercio mundial, donde la huella de carbono determinará las nuevas barreras arancelarias de casi todos los productos.

Ambiente y mercado

El avance en el establecimiento de un mercado de créditos de carbono requiere aún el más amplio desarrollo de las fuentes de energía renovables y sobre todo de las posibilidades de almacenamiento de esa energía intermitente para la incorporación al sistema de gas natural, donde el biometano y el hidrógeno podrían tallar fuerte.

Las leyes regulatorias de gas y electricidad son pioneras en materia ambiental y ambas ordenan velar por la protección del medio ambiente.

No obstante, en algunos aspectos -en particular tecnológicos- han quedado un tanto vetustas y la tendencia actual en mate-

Energía&Negocios

Editor Responsable: María del Rosario Martínez: editor@energiaynegocios.com.ar

Publicidad: publicidad@energiaynegocios.com.ar - Editado en Bs. As. - Argentina.

Sarmiento 1889 piso 2 Capital Federal - Tel: + 54 11 4371- 6019 / 6107

whatsapp +54 9 115746697 Miembro de ADEPA.

Las notas firmadas no necesariamente reflejan la opinión del editor.

Prohibida su reproducción total o parcial (Ley 11.723) © E&N.

www.energiaynegocios.com.ar



MARTELLI ABOGADOS

Sarmiento 1230, piso 9, C1041AAZ - Buenos Aires, Argentina

Tel +54 11 4132 4132

info@martelliabogados.com www.martelliabogados.com

ria regulatoria pone el foco no sólo la descarbonización, para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también la tecnología puede contribuir decisivamente mediante la aplicación de la Internet de las cosas (IoT), medidores inteligentes, prepagos, etc.

En este sentido, la digitalización del sector energético contribuiría de forma decisiva, incluyendo la implementación de tecnologías digitales para gestionar de manera más eficiente la generación, distribución y consumo de energía.

Un ejemplo claro son los medidores "inteligentes" que podrían contribuir a modificar las curvas de la demanda si estuviesen disponibles tarifas diferenciadas para "pico" y "valle".

En materia de descarbonización, son conocidos los estudios del ENARGAS en materia de "descarbonización el gas natural" mediante el corte del hidrocarburo circulante con gases análogos al metano (biometano, hidrógeno) de origen no fósil, facilitando la creación de un mercado de créditos de carbono. Claro que esto requerirá la incorporación y modificación de algunas normativas técnicas (NAG) y la reglamentación adicional de ciertos artículos de la ley.

Además, existen otros puntos clave de las nuevas tendencias regulatorias, como los mercados energéticos liberalizados para fomentar la competencia y la eficiencia, permitiendo la entrada de nuevos actores y la liber-

tad de elección del proveedor de energía por parte de los consumidores.

La Ley 24.076 contemplaba un mercado de gas y capacidad de transporte pero la salida de la convertibilidad complicó definitivamente a la actividad.

Transporte

En materia de transporte de bienes y personas, la Argentina tiene un atraso importante. A pesar de la abundancia de gas —el gran combustible de transición— decenas de miles de camiones y ómnibus continúan utilizando gasoil, que en buena parte es importado.

Los subsidios al gasoil han sido el verdadero freno a la conversión del transporte de pasajeros y carga a GNC, donde en otras latitudes —incluso con gas importado— muestran como logro ambiental.

Del mismo modo es imperiosa la necesidad de gasificar al campo, ya sea con gas natural mediante gasoductos virtuales o con GNL o BioGNL, teniendo en cuenta la caída en los valores de las tecnologías de licuefacción.

Formación del consumidor

Para llevar adelante la transformación regulatoria, resulta estratégicamente relevante el impulso a la formación para el consumo del usuario. No sólo en materia de uso eficiente de la energía sino en la promoción de ciertos hábitos y la incorporación de nuevos métodos constructivos del hábitat, teniendo en cuenta que el hogar constituye una unidad de

consumo energético.

Este punto es complicado por el carácter federal del país donde el control está en manos de las provincias. Del mismo modo sucede en el caso eléctrico donde el desarrollo de redes eléctricas inteligentes (smart grids) resulta clave. La excepción son Edenor y Edesur.

No caben dudas de que las novedades tecnológicas contribuyen a una mejor, más eficiente y eficaz regulación y deben ser incorporadas aún a riesgo de modificar el modelo de negocios. En este sentido, la unificación de los entes reguladores debería contribuir definitivamente a la transición energética permitiendo la incorporación de nuevas fuentes de energía y los mercados de carbono.

El nuevo concepto "canasta básica energética" propuesto por esta gestión es un camino interesante desde el punto de vista teórico, pero no está demás recordar que en la práctica, desde hace décadas, los técnicos argentinos buscan infructuosamente implementar una segmentación eficiente, eficaz y justa.

La exploración de alternativas al modelo regulatorio actual se encuentran en permanente evolución y afortunadamente la Argentina cuenta con cuadros técnicos altamente calificados en la materia, preparados para los nuevos desafíos.

*Elaborado
por el equipo técnico
de Energía&Negocios*

Por la emergencia eléctrica

Mantendrán 90 días los precios de la energía

En respuesta a la emergencia eléctrica nacional, la Secretaría de Energía implementó un programa de acciones para mejorar la calidad del suministro eléctrico y ofrecer beneficios a los consumidores: Se van a reprogramar los precios estacionales del verano, que son los meses de mayor demanda, para el período del 1° de febrero al 30 de abril del 2024.

En ese periodo —y para brindar mayor transparencia y estabilidad en los costos— se van a establecer Precios de Referencia de la Potencia (POTREF), Precio Estabilizado de la Energía Eléctrica (PEE) y el Precio Estabilizado del Transporte (PET).

Para evitar impactos bruscos en los costos del servicio para usuarios de ingresos bajos y medios, se van a mantener los precios estacionales subsidiados en esos segmentos, hasta tanto se ponga en vigencia el nuevo sistema de subsidios que considerará la capacidad de pago de cada consumidor.

Las distribuidoras de energía federales y provinciales deberán mostrar en las facturas de sus usuarios el monto del subsidio que recibe cada uno por parte del Estado Nacional.





VICTORIO PODESTA

COMBUSTIBLES - GAS NATURAL - LUBRICANTES

☎ (011) 4700-0171
🌐 www.vpodesta.com
✉ comercial@vpodesta.com

La energía como un todo: el nuevo paradigma

Por Carina Buccieri *

Rendimiento vs. calidad

La crisis climática global está impulsando un nuevo paradigma para entender la energía: ya no sólo interesa cuánto rinde esta energía —es decir, qué tan eficiente es para cumplir un determinado objetivo (calor, electricidad, fuerza motriz)—, sino de qué fuente proviene. Cobra valor la calidad de esta energía en términos de qué impacto produce al medio ambiente.

Tradicionalmente, los combustibles sólidos y líquidos han sido preferidos porque su uso puede ser de carácter intensivo. Su disponibilidad se ajusta perfectamente a la demanda. Esto se debe principalmente a que presentan una ventaja clara respecto de otras fuentes de energía que han sido utilizadas desde los orígenes de la humanidad (como los molinos de agua, los molinos de viento, o la utilización de la fuente solar para secado de productos). Esta ventaja es la posibilidad de ser almacenados.

Por su parte, los combustibles sólidos tradicionales derivados de la biomasa como la leña fueron rápidamente reemplazados por otros de mayor poder calorífico y densidad energética: los combustibles fósiles. Si bien también pueden ser almacenados, los combustibles como la leña no pueden

competir con los combustibles fósiles por su menor rendimiento. Este factor cobró relevancia en una economía creciente que exigía mayores ritmos de producción, y requería recorrer las rutas comerciales en menores plazos y con menores costos.

Dicho de otro modo, los combustibles capaces de ser almacenados y de alto poder calorífico (como el carbón y más tarde los derivados del petróleo) constituyeron el complemento perfecto para acompañar el ritmo productivo de la revolución industrial, independientemente de los factores climáticos. Pero esto últimamente parece que ha empezado a cambiar.

¿Nuevo período histórico?

El famoso medievalista francés Jacques Le Goff, en su último libro titulado “¿Realmente es necesario dividir la historia en rebanadas?”, plantea que los historiadores suelen dividir su materia de estudio en “períodos”, pero que muchas veces éstos no son más que fragmentos arbitrarios que responden a ciertas nociones teóricas o filosóficas, sin reflejar los verdaderos cambios de paradigma. De acuerdo con su opinión, el verdadero último cambio de período histórico que vivió la humanidad fue a mediados del siglo XVIII.

Como fundamento, cita los progresos de la econo-



mía rural advertidos y teorizados por los fisiócratas, la invención de la máquina de vapor, el nacimiento de la industria moderna, que se extendería de Inglaterra a todo el continente.

En el ámbito filosófico y religioso, este período (lo que él llama una “larga Edad Media”) toca su fin con la Enciclopedia, una obra que introduce el pensamiento racional, la ciencia y la tecnología modernas. Y, finalmente, también el fin del siglo XVIII se corresponde —en el ámbito político— con el movimiento antimonárquico decisivo de la revolución francesa, que implicó cambios profundos en materia religiosa, política e institucional.

En ese momento se produjo una serie de cambios en los distintos campos lo suficientemente decisivos como para afirmar que entonces Occidente entró en un nuevo período: un nuevo orden que venía

a romper con el paradigma vigente por más de un milenio. Éste es el período en el que hemos estado viviendo desde entonces.

¿Y ahora? ¿No resulta cuando menos llamativo que exista quién está dispuesto a consumir un bien más caro porque tiene un menor impacto al medio ambiente? ¿Que existan créditos internacionales para generar “infraestructura verde”, que muchas economías avanzadas se hayan tomado en serio el compromiso contra el cambio climático?

Evidentemente, buscar los mínimos costos y el máximo rendimiento ya no resultan las variables determinantes en la ecuación climática que se impone en nuestro siglo. Importan cada vez más las emisiones al ambiente (computadas en toneladas equivalentes de CO₂), lo cual exige el establecimiento de la industria “consciente” o sustentable.

Y esto viene a modificar los principios que nos rigieron desde la era de las revoluciones.

Es probable que la crisis actual de la energía contribuya a impulsar estos cambios: los principales países impulsores no son productores de los tipos de energía convencionales.

Pero lo cierto es que se observa un cambio en la conciencia colectiva. Por ello cabe preguntarse, ¿está la humanidad entrando en un nuevo período histórico?

El almacenamiento: el quid de la cuestión

La necesidad de atender el cambio climático introduce una nueva variable que modifica el orden establecido: las emisiones de carbono. En los últimos años se nota cada vez más que estamos ante un quiebre, un cambio de concepción de lo que entendíamos hasta ahora por sector energético.

Pero, al hacerlo, nos volvemos a enfrentar con el viejo problema: la disponibilidad de la energía. Los recursos renovables por excelencia, el viento y el sol, no se acoplan con precisión a la demanda. Y mucho menos son capaces de acompañar el ritmo creciente de la economía mundial que requiere de altos rendimientos energéticos. Es por ello que es preciso resolver el problema del almacenamiento de la energía verde, cuando ésta no puede ser inyectada a la red eléctrica. En este contexto, una solución que viene cobrando relevancia es la producción de hidrógeno o combustibles sintéticos renovables para almacenar esa “electricidad verde”.

El hidrógeno es una molécula gaseosa en condiciones normales cuya combustión sólo produce vapor de agua y tiene capacidad de almacenar excedentes de energía en sus enlaces químicos hasta tanto sean requeridos por el consumidor en tiempos de escasez. Por

Haciendo historia.
Construyendo futuro.

GPNK
Provincias de Neuquén, Río Negro, La Pampa y Buenos Aires

Una empresa argentina, líder en ingeniería, construcción y servicios, comprometida con el desarrollo de nuestro país.

f @ y in
sacde.com.ar

sacde



su parte, mediante el concepto Power-to-X (PtX), la potencia eléctrica puede utilizarse para sintetizar combustibles gaseosos o líquidos de carácter renovable. En particular, los combustibles líquidos renovables son atractivos para su aplicación en sectores difíciles de electrificar como lo es la aviación, que además requiere de combustibles de alta densidad de energía por la imposibilidad de tener grandes tanques de almacenamiento.

Vemos entonces que, en el nuevo paradigma – y para resolver el problema del almacenamiento–, la energía va a tener que sufrir numerosas transformaciones desde su generación hasta el momento de su uso final, alternando entre formas de potencia eléctrica instantánea y energía química que se pueda liberar a demanda del consumidor.

¿Por qué hablar de energía a secas?

El mundo atraviesa una tendencia a la electrificación. Esto es principal-

mente porque los vectores renovables como el viento y el sol se encuentran en cualquier parte del planeta y estos recursos se utilizan habitualmente para producir electricidad. Pero su carácter intermitente hace necesario que se recurra a formas de almacenamiento químico.

Estas repetidas transformaciones hacen que ya no sea directa la relación tradicional: energía química como energía primaria y energía eléctrica como energía secundaria. En el nuevo paradigma va a ser preciso entender la energía como un todo. No será más válida –valga la comparación con la arbitrariedad histórica planteada por Le Goff– la división taxativa entre la energía química (por ejemplo, gas natural) y la electricidad, porque ambas formas se irán fusionando para atender el problema de las emisiones.

En este contexto, nos preguntamos en qué medida la actividad regulatoria deberá acompañar este cambio de paradigma. Al observar las funciones

y facultades de ambos entes reguladores nacionales, según constan en las Leyes N° 24.065 y 24.076, se advierte que existen grandes paralelismos que sólo pueden tender naturalmente a la unificación en el nuevo contexto energético. Existen otras experiencias internacionales que ya han avanzado en esta dirección. Tal es el caso del Office of Gas and Electricity Markets (OFGEM), el regulador de la energía de Gran Bretaña, que se ocupa de trabajar con el gobierno y la industria para garantizar el abastecimiento de energía con tendencia net-zero.

Y entonces, ¿estará la regulación argentina preparada para enfrentar esta nueva etapa?

** Ingeniera mecánica especialista en gas natural*

ENARSA-Techint/Sacde

Firmaron contratos para obras de reversión del Gasoducto Norte

Energía Argentina (ENARSA) realizó la firma de los contratos con la UTE Techint-SACDE para la construcción de dos renglones (tramos de obras) de la Reversión del Gasoducto Norte, que permitirá transportar gas natural producido en Vaca Muerta al norte del país.

Los renglones 2 y 3 consisten en 100 kilómetros del gasoducto de integración Federal Tío Pujio-La Carlota, de un diámetro de 36 pulgadas, que unirá el Gasoducto Centro-Oeste con el Gasoducto Norte, en la provincia de Córdoba. El proyecto se completa con un loop (tendido paralelo) al Gasoducto Norte en Córdoba, de 62 km, la reversión de 4 plantas compresoras de ese mismo ducto, y los 22 km restantes del Gasoducto Tío Pujio-La Carlota. El costo original de este proyecto, incluido el Renglón 1 de obras, fue calculado en 710 millones de dólares. El gobierno de Alberto Fernández había gestionado un financiamiento parcial de 450 millones por parte del CAF. El acto, realizado en la sede de la empresa estatal, contó con la presencia de Juan Carlos Doncel Jones, presidente de Energía Argentina, Rigoberto Mejía Aravena, vicepresidente, y Ximena Valle, Directora de Legales. Por Techint asistieron Mariano Rebollo y Alejo Calcagno, mientras que por SACDE lo hicieron Walter Brottier y Daniel Flaks.

La Reversión del Gasoducto Norte es una obra complementaria al Gasoducto Presidente Néstor Kirchner para llevar el gas de Vaca Muerta a las industrias de Córdoba, Tucumán, La Rioja, Catamarca, Santiago del Estero, Salta y Jujuy, también para la generación de energía eléctrica, para la conexión de hogares y el desarrollo a escala de nuevas actividades industriales, especialmente la minería de litio. Asimismo, con esta obra se logrará un importante ahorro de divisas y se podrá exportar más gas a países de la región.

Su realización permitirá reemplazar el gas natural de Bolivia para esa región, dado que Bolivia registra una merma de sus reservas gasíferas. Se prevé encarar la reversión del GN con el objetivo de finalizar las obras en el tercer trimestre del año.

En este proyecto resta ahora volver a licitar el Renglón 1 de obras, para el cual también se había presentado esta UTE, pero la oferta que realizaron fue considerado excesiva por las autoridades de ENARSA del gobierno anterior, de manera que quedó rechazada. Habrá que ver que criterio aplican las seminuevas autoridades para atraer potenciales oferentes.



La liberación del precio de los combustibles líquidos impulsa las conversiones a GNC

Tras dos años de caídas en las ventas, se recupera la demanda de GNC y aumentan las conversiones.

Con la suba del precio de las naftas, de más 140 % desde el mes de noviembre, el GNC volvió a ser protagonista en el sector de transporte medio de uso intensivo. Según las cifras publicadas por el Ente Nacional Regulador de Gas (ENARGAS), el aumento interanual en las conversiones vehiculares ascendió a un 43,3 por ciento en enero.

Según el Organismo Regulador, la instalación de equipos volvió a retomar el rumbo alcista tras 25 meses de caídas consecutivas (noviembre de 2021 fue el último registro positivo). Productores de Equipos Completos (PEC) Talleres de Montaje y estaciones de carga, esperan que la tendencia se profundice en febrero gracias



a que la conversión de vehículos a GNC fue incluida en el programa "Cuota Simpe", que brinda la posibilidad de financiar compras en 3 y 6 cuotas fijas con tarjeta de crédito bancarias y con tasas bajas.

El 31 de enero dejó de tener vigencia el tradicional programa llevado adelante por los gobiernos anteriores "Ahora 6" y "Ahora 12", que durante los tiempos de baja inflación se convirtieron en un incentivo para la adquisición de

kits de gas vehicular.

"Creemos que la tendencia se va a mantener en crecimiento", dijo a Surtidores el presidente de la Cámara de Expendedores de GNC, Pedro González que agregó: "Es una buena oportunidad ya que los precios de los líquidos van a seguir acomodándose".

El sector crece fuertemente en momentos de crisis, como las que sucedieron en 2001, 2002, 2003. "Si bien ahora las subas en el surtidor no fue

de un día para otro, como en aquellos años, estamos en una situación muy similar", indicó González.

En relación al impacto en las Estaciones de Carga, el directivo dijo que para que se note en la venta "tiene que pasar un piso de 6 meses de subas constantes de desarrollo" y pronosticó que "deberíamos estar en marzo en niveles de 10.000 o 12.000 mensuales como mínimo, para que realmente haya

un crecimiento notorio".

Por su parte, el presidente de la Cámara Argentina del GNC señaló que el momento resulta propicio para impulsar acciones innovadoras y estratégicas para promover el desarrollo del mercado "es el momento propicio para trabajar junto a los estacioneros" dijo.

Para ello, propone tanto a los operadores como a las petroleras, ofrecer beneficios para fomentar con consumo de gas equivalente las instalaciones de equipos que se hagan en sus establecimientos de manera profesional y segura. "Esto se realiza en otras partes del mundo, como en Perú, Bolivia y Colombia, logrando resultados positivos para clientes y empresarios, al mismo tiempo que se impulsa un mejor vínculo con el medioambiente, reduciendo la emisión de CO2", señaló a Surtidores.

CONFEDERACIÓN DE ENTIDADES DEL COMERCIO DE HIDROCARBUROS Y AFINES DE LA REPUBLICA ARGENTINA



ENTIDADES ADHERIDAS

A.M.E.N.A.
Asociación Mendocina de Expendedores de Nafta y Afines de Mendoza.

C.A.P.E.G.A. Cámara de Comerciantes de Derivados de Petróleo, Garages y Afines de Tucumán.

C.E.C. NEUQUEN Y RIO NEGRO.
Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de Neuquén y Río Negro

C.E.C.A. SAN JUAN. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de la Provincia de San Juan.

C.E.C.A. SAN LUIS Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines de San Luis

C.E.C.A.CH. Cámara de Expendedores de Combustibles y Afines del Chaco.

C.E.C.A.E.R Cámara de Estaciones de Combustibles Anexos de Entre Ríos.

C.E.C.L.A. LA PAMPA Cámara de Expendedores de Combustibles, Lubricantes y Afines de La Pampa

C.E.C. JUJUY
Cámara Expendedores de Combustibles de Jujuy

C.E.P.A.S.E.
Cámara de Expendedores de Subproductos del Petróleo y Anexos de Santiago del Estero

C.E.S.A.N.E. Cámara de Estaciones de Servicio y Afines del Nordeste

C.E.S.COR
Cámara de Estaciones de Servicio de Corrientes

C.E.S.E.C.A. Cámara de Estaciones de Servicio Expendedores de Combustibles y Afines de Salta.

F.A.E.N.I. Federación Argentina de Expendedores de Nafta del Interior - Santa Fe

F.E.C.A.C. Federación de Expendedores de Combustibles y Afines del Centro de la República - Córdoba -

F.E.C.R.A. Federación de Expendedores de Combustibles de la República Argentina

Av.de Mayo 633 Piso 2 Oficina 12 (1084)
Capital Federal Buenos Aires Argentina -Telefono: 4342-4804 - Fax 4342-9394

cecha@cecha.org.ar
www.cecha.org.ar

Sensible reducción de los subsidios al agua, transporte y energía

Según el Reporte de Tarifas y Subsidios elaborado por el Observatorio de Tarifas y Subsidios IIEP (uba-conicet) en enero 2024, los principales subsidios económicos (transferencias para gastos corrientes) a los sectores Agua, Energía y Transporte tuvieron en diciembre, un crecimiento acumulado anual del 94,5% a.a. en el año 2022 y por lo tanto su variación real muestra una reducción del 15,4% a.a. en el período. Se acumula una ejecución presupuestaria del 97% respecto del crédito vigente, incluida la modificación presupuestaria de finales del año (Decisión Administrativa 1/2023).

Energía

Los subsidios a la Energía, que representan el 75% de los subsidios totales, crecen nominalmente 89,6% a.a. mientras se reducen 17,6% a.a. real. En términos absolutos, es el rubro con mayor incremento nominal (\$1.465.935 millones) lo cual explica el 73% del aumento en las transferencias acumuladas en el año.

La Decisión Administrativa 1/23, del 26 de diciembre de 2023, introdujo modificaciones presupuestarias. Entre ellas, la más relevante es para CAMMESA debido a que incrementa su crédito vigente en \$127.720 millones sobre un total de \$355.777 millones.

Las transferencias devengadas de Energía Argentina S.A. (ENARSA) acumuladas en los 12 meses de 2023 aumentaron 194,3% a.a. nominal (+35,1% a.a. real), explicado fundamentalmente por la compra de barcos de GNL. A su vez, las transferencias más importantes son a CAMMESA que suman \$ 1.758.176 millones y aumentan 52,3% nominales a.a (disminuyen 36,2% a.a. en térmi-

	Acumulado a diciembre 2023	Acumulado a diciembre 2022	Var. % a.a nominal	Var. % a.a real
AGUA	20.315	18.957	7,2%	-45,3%
AYSA	20.315	18.957	7,2%	-45,3%
ENERGÍA	3.101.557	1.635.621	89,6%	-17,6%
CAMMESA	1.758.176	1.154.383	52,3%	-36,2%
ENARSA	1.128.808	383.577	194,3%	35,1%
FONDO FID. PARA EL CONSUMO DE GLP Y GAS POR REDES	74.859	41.938	78,5%	-23,8%
PLAN GAS.AR	139.714	42.454	229,1%	51,7%
PLAN GAS I, II y III	0	15	*	*
PLAN GAS NO CONVENCIONAL - R/46	0	13.255	*	*
TRANSPORTE	998.137	463.210	115,5%	-6,4%
AEROLÍNEAS ARGENTINAS	40.500	72.908	-44,5%	-74,6%
FONDO FID. DEL SISTEMA DE INFRAESTRUCTURA DEL TRANSPORTE	479.216	175.720	172,7%	18,5%
ADM. DE INFRAESTRUCTURAS FERROVIARIAS S.E. (ADIF S.E.)	116.384	30.076	287,0%	54,3%
DESARROLLO DE CAPITAL HUMANO FERROVIARIO S.A.	18.877	7.330	157,5%	6,4%
FERROCARRILLES ARGENTINOS S.E	979	264	271,1%	77,5%
OPERADOR FERROVIARIO S.E.	342.180	176.913	93,4%	-13,5%
TOTAL	4.120.009	2.117.789	94,5%	-15,4%

Fuente: elaboración propia en base a Presupuesto Abierto e INDEC

+145% a.a. nominal y +6,5% a.a. real

PRECIO DEL GAS PROMEDIO PAÍS EN USD/Mmbtu						
	PIST DICIEMBRE 2023	COSTO DICIEMBRE 2023	COBERTURA DICIEMBRE 2023	PIST ENERO 2024	COSTO ENERO 2024	COBERTURA ENERO 2024
N1	\$ 1,19	\$ 3,36	35%	\$ 0,94	\$ 4,14	23%
N2	\$ 0,35	\$ 3,36	10%	\$ 0,27	\$ 4,14	7%
N3	\$ 0,45	\$ 3,36	13%	\$ 0,35	\$ 4,14	8%
PROMEDIO PONDERADO	\$ 0,63	\$ 3,36	19%	\$ 0,50	\$ 4,14	12%

Fuente: elaboración propia en base a ENARGAS, BCRA y Secretaría de Energía

nos reales). Las transferencias por el Plan Gas.Ar, incentivos a la producción de gas natural, aumentaron 229,1% a.a. (+51,7% en términos reales).

Por otra parte, el sector Transporte explica el 24% de las transferencias totales y crece 115,5% a.a. nominales (-6,4% a.a. en términos reales). Exceptuando a Aerolíneas Argentinas, los subsidios al transporte (ferrocarriles y automotor) crecen 145% a.a. nominal y 6,5% a.a. real. Dentro de la misma

partida, la partida más relevante es el Fondo Fiduciario del Sistema de Infraestructura del Transporte (FFSIT) que tiene como finalidad el financiamiento de la cobertura de los subsidios al transporte automotor de pasajeros y crece 172,7% a.a. en términos nominales (+18,5% real).

El precio del Gas

El precio del gas natural por redes incluido en la factura del usuario resi-

dencial se encuentra pesificado mientras el costo del gas está nominado en dólares. Es por esto que el salto del tipo de cambio del 118% en diciembre no es neutral respecto de la cobertura de costos. Lo que paga el usuario se mantuvo sin cambios mientras los costos, medidos en pesos, siguen al tipo de cambio.

El costo de abastecimiento para diciembre de 2023 fue de US\$ 3,36 por millón de btu y se observó un tipo de cambio ma-

yorista promedio de \$642 por dólar. Por otra parte, en enero, el costo de abastecimiento del gas es de US\$ 4,14 por millón de btu mientras el tipo de cambio se encuentra en \$816 por dólar al día 12 del mes. La variación en el Precio en el Ingreso al Sistema de Transporte (PIST, lo que pagan los usuarios) del gas en dólares se presenta en la Tabla N°2.

Audiencias

En la Audiencia Pública N° 104, se propuso la actualización del precio del gas y las tarifas de transporte y distribución para todo el país.

Entre enero y febrero de 2024, una factura promedio de Metrogas para la categoría R1, en el AMBA, podría tener incrementos del 386%, 595% y 553% para los usuarios N1, N2 y N3 respectivamente.

Por su parte las tarifas de transporte en enero, llevaron el boleto mínimo de colectivo en el AMBA a \$76,9 mientras que en las provincias en promedio, el valor alcanza los \$216,6.

A partir de febrero, el boleto en el AMBA podría aumentar 251%, hasta alcanzar un valor de \$270.

El boleto mínimo de tren en el AMBA es de \$37,4 y \$48,4 según la línea. Estos valores podrían aumentar en el mes de febrero un 169% y 248% hasta alcanzar \$130 por pasaje en función del resultado de la Audiencia Pública.

Sin contabilizar Aerolíneas Argentinas, los subsidios al transporte crecieron 145% a.a. nominal y 6,5% a.a. en términos reales en 2023 respecto del año anterior. Los subsidios reales cayeron 15,4% acumulado a diciembre, incluida la modificación presupuestaria de fin de mes, el guarismo se explica por una reducción real en transporte del 6,4% a.a. en energía del 17,6% a.a. y en agua del 45,3% a.a.

ELECTRICIDAD

Cayó 9,7 % la demanda eléctrica en diciembre

Merms en Residencial, Comercial e Industrial

La demanda de la energía eléctrica en diciembre último registró una caída de 9,7 por ciento interanual totalizando 11.762,6 GWh, mientras que en el mismo mes de 2022, había sido de 13.024,7 GWh. reveló el informe periódico de la Fundación Fundelec.

En tanto, en el acumulado de 2023 se registró un ascenso de la demanda de la energía eléctrica de 1,5 por ciento comprada con la del 2022, se indicó.

Las distribuidoras de Capital y GBA tuvieron en diciembre una suba en la demanda de 6,8 %, aunque no llegó a compensar la caída de la demanda de los sectores residencial, comercial e industrial a nivel nacional. En diciembre último se registraron temperaturas 2 °C inferiores a las de diciembre de 2022.

Estos registros se producen en las semanas previas a nuevas subas tarifarias para el sector que se apresta a disponer el gobierno nacional, principalmente por efecto de la reducción de subsidios a las tarifas de este servicio.

En diciembre de 2023, la demanda neta total del MEM fue de 11.762,6 GWh; mientras que, en el mismo mes de 2022, había sido de 13.024,7 GWh, por lo tanto, la comparación interanual evidencia un descenso de -9,7 %.

Asimismo, en diciembre 2023, se dió un crecimiento intermensual del 6,5 % respecto de noviembre, cuando había alcanzado los 11.040,7 GWh. En cuanto a la demanda residencial de diciembre, representó el 46 % del total país, con una caída de -14,4 % respecto al mismo mes del año anterior. En tanto, la demanda comercial bajó en diciembre -4,4 %, representando el 29 % del consumo total. Y la demanda industrial fue del 25 %, con un descenso en el mes del orden del -6,4 %, aproximadamente.

Asimismo, el informe in-



dica que se registró una potencia máxima de 25.688 MW el 28 de diciembre de 2023 a las 15:40, lejos de los 29.105 MW del 13 de marzo de 2023, récord histórico.

Evolución del consumo

La demanda de energía eléctrica registró en los últimos doce meses (incluido diciembre de 2023), 7 meses de baja (abril de 2023, -1 %; mayo, -7,8 %; junio, -7,7 %; julio, -1,3 %; agosto, -0,2 %; noviembre, -2,5 %; y diciembre de 2023, -9,7 %), y 5 meses de suba (enero de 2023, 4,1 %; febrero, 12,7 %; marzo, 28,6 %; septiembre, 6,3 %; y octubre de 2023, 2,3 %). El año móvil (últimos doce meses) presenta una suba del 1,5 %.

Además, los registros muestran que el consumo de enero de 2023 llegó a los 13.592,5 GWh; febrero, 11.904,6 GWh; marzo, 13.993,6 GWh; abril, 10.042,9 GWh; mayo, 10.815,3 GWh; junio, 12.069,7 GWh; julio, 12.471,8 GWh; agosto, 11.756,02 GWh; septiembre, 10.962,2 GWh; octubre, 10.453,3 GWh; noviembre, 11.040,7 GWh; y diciembre de 2023 alcanzó los 11.762,6 GWh.

En base a datos provisionarios, durante 2023 la demanda neta total del MEM fue de 140,8 TWh; mientras que, en el 2022, había sido de 138,7 TWh. Por lo tanto, la comparación interanual evidencia un ascenso de 1,5 por ciento. Por otro lado, y en cuanto a la desagregación por tipo de usuario, siempre en base a datos provisionarios, el consumo residencial representó 46,4 % y creció 5,7 % en comparación con el año anterior, mientras que el consumo comercial alcanzó 27,7 % y subió 0,8 %. El consumo industrial llegó al 25,9 % y cayó -0,8 por ciento.

Consumo mensual a nivel nacional

En cuanto al consumo por provincia, en diciembre, 13 fueron las provincias y/o empresas que marcaron descensos: Corrientes y San Luis (-7%), Misiones (-6%), Formosa (-5%), EDES, La Rioja y Chaco (-3%), San Juan (-2%), Tucumán, Salta, Neuquén, Mendoza y Catamarca (-1%). Por su parte, 14 provincias y/o empresas presentaron ascensos en el consumo: Chubut (33 %), Santa Cruz (8 %), EDEN (8 %), Santa Fe, Santiago del

Estero y La Pampa (7 %), Entre Ríos (6 %), EDELAP (5 %), Río Negro (4 %), Jujuy y Edea (3 %), Córdoba (2 %), entre otros.

En referencia al detalle por regiones y siempre en una comparación interanual, las variaciones fueron las siguientes:

Nea -Chaco, Formosa, Corrientes y Misiones- presentó un decrecimiento: -5,3 %.

CuyoO -San Juan y Mendoza- bajó el consumo -0,6 %.

Centro -Córdoba y San Luis- la suba en la demanda fue de 0,3 %.

Noa -Tucumán, Salta, Jujuy, La Rioja, Catamarca y Santiago del Estero- presentó una suba de 0,6 %.

Comahue -La Pampa, Río Negro y Neuquén- creció 2,4 % con respecto a diciembre de 2022.

BAS -todo el interior de la provincia de Buenos Aires (incluyendo La Plata y sin contar Capital

Federal y GBA)- marcó un 4,5%.

Metropolitana-Ciudad de Buenos Aires y GBA - tuvo un ascenso de 6,8 %.

Litoral -Entre Ríos y Santa Fe- mostró un crecimiento de 7,1 %.

Patagonia -Chubut y Santa Cruz- el consumo ascendió 26,7 %. En lo que

respecta al detalle de las distribuidoras de Capital y GBA, que representaron el 36 % del consumo del país, totalizaron un ascenso conjunto de 6,8 %, los registros de Cammesa indican que Edenor tuvo una suba de la demandada de 6,3 %, mientras que en el caso de Edesur la demanda ascendió 7,4 por ciento.

Si se observan las temperaturas, el mes de diciembre 2023 tuvo un registro inferior al de diciembre de 2022. La temperatura media fue de 22,9 °C, mientras que en el mismo mes del año anterior fue 25,1 °C y la histórica es de 23,1 °C.

Datos de generación

La generación térmica e hidráulica son las principales fuentes utilizadas para satisfacer la demanda, aunque se destaca el crecimiento de las energías renovables.

En diciembre, la generación hidráulica se ubicó en el orden de los 4.171 GWh contra 2.881 GWh en el mismo período del año anterior, lo que representa una variación positiva del 31 por ciento. Producto de las fuertes lluvias ocurridas durante el mes, se observó un aumento en los caudales de las principales cuencas del Comahue, al igual que el río Uruguay y Paraná, comparado con el mismo mes del año anterior, incluso en algunas cuencas se presentaron valores mayores a los esperados.

Así, en el año 2023 siguió liderando ampliamente la generación térmica con un aporte de producción de 49,47 % de los requerimientos. Las centrales hidroeléctricas aportaron el 26,65 % de la demanda, las nucleares proveyeron 6,07 %, y las generadoras de fuentes alternativas un 13,58 % del total. La importación de electricidad representó el 4,23 % de la demanda total., indicó Fundelec.

Según el informe anual de ADEERA respecto 2023

La demanda nacional de electricidad creció 1,99%



El consumo de energía eléctrica a nivel nacional aumentó en 2023 el 1,99 % respecto a 2022, se indicó en el informe anual de demanda que elabora la Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina (Adeera).

El documento señala que la demanda residencial creció 3,09 %, la no residencial menor a 300 kW subió 0,81 % y la no residencial igual o mayor a 300 kW disminuyó 2,01 %. Por otro lado, el segmento de grandes usuarios del MEM registró un incremento de demanda del 2,09 por ciento. En CABA y Gran Buenos Aires, donde se concentra la mayor participación en el total de energía consumida en el país, la demanda se am-

plió 2,26 por ciento, y representó 38,51 % del total. El mes con mayor crecimiento interanual de consumo fue marzo, ya que alcanzó un pico excepcional de 30,18 % más respecto al mismo mes de 2022 debido a altas temperaturas.

El descenso más notorio de la demanda de electricidad fue durante diciembre, con una caída relativa de 8,67 %, concentrada principalmente en el interior del país, se indicó.

Las provincias con mayor aumento de demanda de energía eléctrica durante 2023 fueron Santa Cruz, Santiago del Estero y Formosa, todas con una suba superior al 7 %, mientras que los menores niveles se detectaron en San Luis,

Santa Fe y Chubut, describió el informe de la Addeera.

El reporte completo de la asociación se puede consultar en la sección de Informes técnicos de la web de Adeera.

La Asociación de Distribuidores de Energía Eléctrica de la República Argentina está conformada por 50 distribuidoras de energía eléctrica de origen público, privado y cooperativo. En conjunto brindan servicio a 14,5 millones de clientes en todo el país.

Operan 465.000 km de redes, emplean a 60.000 personas de manera directa y distribuyen más de 132.000 GWh al año, que representa el 98 % del total de la energía eléctrica que se consume en el país.

Construyen una planta de hidrógeno verde en puerto alemán

Lhyfe construye una planta de H2 verde y renovable en la ciudad portuaria de Brake, en Baja Sajonia, Alemania. Producirá hasta cuatro toneladas diarias de H2.

El líder europeo en la producción de H2 verde y renovable para el transporte y aplicaciones industriales, está construyendo una planta de producción de H2 en Alemania, en Brake (Unterweser). El proyecto se ubica en terrenos de la zona portuaria de Niedersachsen Ports (NPorts), el mayor operador público de puertos marítimos de Alemania.

La planta sería la primera de la región del norte de Alemania en poner H2 verde a disposición de un mercado más amplio.

La planta producirá hasta 1.150 toneladas de H2 verde al año (capacidad de electrólisis instalada de 10 MW). La electricidad procederá de plantas eólicas y fotovoltaicas del país, a través de PPA corporativos. Entre los posibles compradores se encuentran diversas aplicaciones industriales y de movilidad.

El proyecto de Baja Sajonia desempeñará un papel fundamental en la descarbonización del complejo industrial portuario y del transporte marítimo.

El proyecto representa un nuevo hito en la expansión del H2 verde en el mercado y se integra en la creación de valor local de la región gracias a sus diversos ámbitos de aplicación en la movilidad y la industria.

Lhyfe anunció recientemente el inicio de la construcción de la mayor planta de producción de H2 de Baden-Württemberg, en Schwäbisch Gmünd. La ceremonia de colocación de la primera piedra de esta planta de producción de 10 MW tuvo lugar en octubre.

Lhyfe produce hidrógeno verde y renovable por electrólisis del agua, en instalaciones de producción alimentadas por energías renovables. El primer centro de la empresa ya está en funcionamiento desde el segundo semestre de 2021, mientras que otros dos centros en Francia se inauguraron en diciembre de 2023. En la actualidad se están construyendo otros centros en toda Europa.

PALEO HNOS

Más de 50 años transportando líquidos a granel

- Transporte internacional en todo el MERCOSUR.
- Seguimiento permanente a través de despachantes, exportadores, importadores y agentes de frontera.
- Representantes en Buenos Aires, Santiago de Chile, Porto Alegre, Asunción del Paraguay y todos los pasos de frontera del Uruguay.



Teniente Galeano 2366/76 Tel: (598 2) 512 1044 - Montevideo, Uruguay



Un bus eléctrico con chasis de fabricación local comenzará a circular por el AMBA

El prototipo argentino de bus eléctrico ya tiene 30.000 kilómetros de pruebas totalmente satisfactorias y hace un año se iniciaron las gestiones de homologación ante la Secretaría de Industria.

La posibilidad de contar con un colectivo 100% eléctrico con chasis de fabricación nacional circulando por las calles de la ciudad de Buenos Aires podrá ser una realidad dentro de pocos meses, una vez que se completen los trámites de la homologación que permitirá concretar un proyecto de cinco años que estuvo a punto de quedar trunco por la pandemia de coronavirus.

La opción de contar con un vehículo "made in Argentina" de la línea 28, que une Puente de la Noria con Ciudad Universitaria y que altere, al menos mínimamente, el monopolio de unidades chinas en toda América Latina, estará a cargo de Agrale, como primer paso para lo que podría derivar en la fabricación de más unidades.

Sin contar los trolebuses, que elevarían la cifra a 5.076 unidades, en América Latina hay en circulación unos 2.000 buses eléctricos "y los 2.000 son chinos", destacó Ignacio Armendáriz, director y gerente comercial de Agrale.

Por entonces, la empresa fabricó el chasis para un bus eléctrico de dimensiones estándar (12 metros de largo, 17 toneladas de pesos y capacidad para 70 pasajeros parados y sentados) y formalizó un joint venture con la compañía inglesa Equipmake, formada por exingenieros de Fórmula 1 (su director general, Ian Foley, trabajó en Lotus, Benetton y otras escuderías), que en la actualidad se dedican al desarrollo de motores eléctricos de transporte para servicios pesados.

"Allí se hicieron cargo del motor, las baterías y el software que controla el funcionamiento de la uni-



dad", detalló Armendáriz, quien recordó que "cuando comenzaron las pruebas, estalló la pandemia y todo se demoró, porque teníamos que mandar la unidad para que fuera homologada por laboratorios ingleses que, obviamente, estaban cerrados".

Una vez superada la fase crítica de la pandemia, se hicieron las homologaciones correspondientes en el Reino Unido y se trajo la unidad a la Argentina.

Según Armendáriz, "el bus ya tiene 30.000 kilómetros de pruebas totalmente satisfactorias y hace un año se iniciaron las gestiones de homologación ante la Secretaría de Industria, algo que lleva bastante tiempo por la complejidad de los trámites".

Al respecto, explicó que la homologación lleva dos etapas: la primera es por el chasis y se llama Constancia Técnica; en tanto la segunda es por la unidad completa, una vez montada la carrocería y se denomina Licencia de Configuración de Modelo (LCM).

"La primera homologación está lista y estamos trabajando en la segunda con la empresa de carrocerías TodoBus; estimamos que estará en uno o dos meses.

Una vez que esté todo completo, la unidad saldrá a circular en una línea del AMBA, que en principio se-

rá la 28", adelantó.

En cuanto a la performance del vehículo, Armendáriz la calificó como "excelente", con una autonomía de 250 km a 280 km, equivalente al recorrido total de un bus urbano en una jornada.

Armendáriz cree tener la carta de triunfo en la circunstancia que "los chinos ofrecen unidades terminadas, pero en América Latina la costumbre es que el cliente elija la carrocería".

"Por eso, nuestro proyecto es hacer un chasis autónomo y sobre ese chasis el cliente puede elegir la carrocería", explicó, para añadir que Agrale "no tiene ningún problema en cuanto a capacidad de produc-

ción", ya que los chasis se montarían en la planta de la empresa en la localidad bonaerense de Mercedes.

Las complicaciones, en rigor, no se centran en la producción de vehículos sino en la falta de una infraestructura de apoyo y el financiamiento necesario para su desarrollo.

Entre estas últimas, los obstáculos al financiamiento se ubican en los primeros puestos, si se tiene en cuenta que si bien "el costo operativo de una unidad eléctrica es tremendamente menor al de una con motor de combustión interna", el problema estriba en la inversión inicial debido a que "un colectivo común está en unos US\$ 180.000 y uno

eléctrico en US\$ 400.000".

La Argentina tiene un retraso relativo en América Latina respecto de la electromovilidad en general y al impulso de los buses eléctricos en particular, con apenas 22 unidades a batería concentradas en dos ciudades y 77 trolebuses en otras dos, respectivamente el 0,55% y el 7,24% del total de unidades en circulación en la región.

En un contexto marcado por los compromisos asumidos en el plano internacional de cara al 2030 y el 2050, la necesidad de avanzar en el desarrollo de una red de transporte público eléctrico enfrenta el dilema de cómo hacerlo sin comprometer los criterios de producción local.

En la Argentina, fuera de los 18 buses eléctricos en Mendoza y los cuatro en San Juan (además de los servicios de trolebuses en Rosario y Córdoba), el resto del país no cuenta con unidades en circulación, más allá "una iniciativa en CABA con la línea 59, que no prosperó", recordó Sergio Alvaro, presidente de la Asociación Argentina de Vehículos Eléctricos y Alternativos (Aavea).

Para Alvaro, las opciones de incorporación de buses no pueden desprejarse de la situación económica general.

IPH[®] 75
1960-2024
CABLES DE ACERO | ESLINGAS | ACCESORIOS
www.iphglobal.com | (5411) 4469 - 8100

Crosby Distribuidor oficial para Argentina y Brasil
American Petroleum Institute API Monogram. License 9A - 0018.

INTERNACIONALES

La AIE prevé mayor producción de petróleo en 2024

La Agencia Internacional de Energía (AIE) pronostica que la producción mundial de petróleo en 2024, aumentará en 1,24 millones de barriles diarios (b/d). Es decir, 180.000 b/d más que en sus previsiones anteriores.

El mes anterior la AIE pronosticó un crecimiento de la producción petrolera en 2023 en 1,8 millones de b/d hasta los 101,9 millones de b/d.

Tras el crecimiento de la producción petrolera en EEUU y en Irán las estimaciones de la agencia se modificaron. Para 2024 la AIE prevé un crecimiento de la producción de EEUU, Brasil, Guyana y Canadá en 1,5 millones de b/d, hasta el nuevo máximo de 103,5 millones de b/d.



En cuanto al crecimiento de la producción de petróleo en el mundo, adelantará el crecimiento de la demanda mundial, señaló la AIE en el informe. Asimismo, la AIE pronostica que el crecimiento de la demanda global de petróleo disminuirá a 1,2 millones de barriles diarios (mb/d) en 2024, en comparación con los 2,3 mb/d del año pasado. "El au-

mento de la demanda global de petróleo se reducirá a la mitad, desde 2,3 mb/d en 2023 hasta 1,2 mb/d en el año en curso", afirma la agencia.

La AIE explica estas

cifras por una recuperación casi completa después de la pandemia del COVID-19, un crecimiento del PIB por debajo de la tendencia en las mayores economías, y por el uso reducido de petróleo en medio de la electrificación de vehículos.

La nota también señala que el crecimiento de la demanda fuera de China "se desaceleró significativamente, en unos 300.000 b/d en promedio, durante la segunda mitad de 2023". Al mismo tiempo, "China seguirá liderando el aumento de la demanda de petróleo en 2024, mientras su creciente sector petroquímico ganará una cuota cada vez mayor", agrega el comunicado.

Por el conflicto de Oriente Medio la AIE advierte de posibles interrupciones en los suministros globales de petróleo a principios de 2024, sobre todo para los que se realizan a través del mar Rojo y el canal de Suez.

Las inversiones en exploración petrolera de Brasil en 2024 alcanzarían los U\$S 1.960 millones

De acuerdo a un informe de la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) de Brasil, para el año 2024, según datos consolidados al 16/01/2024, se prevén inversiones por alrededor de U\$S 1.960 millones.

La información del panel está sujeta a actualizaciones por parte de las empresas titulares de contratos de E&P y la estimación se refiere únicamente a la etapa inicial de los contratos de E&P, la fase de Exploración. Es decir, no incluye la segunda etapa, Desarrollo y Producción.

De este monto, alrededor del 95% de las inversiones previstas para 2024 se concentran en cuencas marítimas. Para los de la Margen Ecuatorial (cuencas marinas de Foz do Amazonas, Pará-Maranhão, Barreirinhas, Ceará y Potiguar) la previsión



ronda los 1,09 mil millones de dólares. Para las cuencas de la Margen Este (cuencas marinas de Pernambuco-Paraíba, Sergipe-Alagoas, Jacuípe, Camamu-Almada, Jequitinhonha, Cumuruxatiba, Mucuri, Espírito Santo, Campos, Santos, Pelotas), el total podría alcanzar los 772 millones de dólares.

Las cuencas terrestres tienen un monto de inversiones previstas para 2024 de U\$S 100 millones, distribuidos entre las nuevas cuencas fronterizas (Amazonas, Paraná, Parnaíba, São Francisco, Solimões y Tucano Sul), con U\$S 61 millones de inversiones previstas, y el las maduras (cuencas terrestres

Potiguar, Sergipe, Alagoas, Recôncavo, Espírito Santo), con un monto de U\$S 39 millones.

La perforación de pozos es la actividad que más impactará en las inversiones previstas para el año 2024, con U\$S 1,710 millones proyectados para la perforación de 39 pozos exploratorios.

Esto representa el 87% de las inversiones estimadas para este año. Las inversiones en exploración y producción en Brasil podrían rondar los US\$28.000 millones en 2024, según el regulador de petróleo y gas ANP. Alrededor del 93% del gasto de capital (US\$25.900 millones) se destinará a contratos en la etapa de desarrollo de producción.

De ese monto, destacan las cuencas Santos, con el 60,49% de las inversiones proyectadas; y Campos, con el 28,19%.

La producción media de petróleo y gas del Brasil fue récord en 2023

En el Presal también se registró la mayor producción anual de la historia, que correspondió, en promedio, a más del 75% de la producción nacional.

En 2023, la producción media anual de petróleo y gas natural en Brasil marcó un récord, con 4.344 millones de barriles de petróleo equivalente por día (bep/d), alrededor de un 11,69% por encima del récord anterior, alcanzado en 2022.

Fue la primera vez que la producción anual promedio nacional alcanzó una marca superior a 4 millones de boe/d.

También se registró un récord en el año en la producción separada de petróleo, con 3.402 millones de barriles diarios (bbl/d), un 12,57% por encima del valor de 2022 (que había sido de 3.022 millones de bbl/d); y el gas natural, con 150 millones de metros cúbicos diarios (m³/d), alrede-



dor de un 8,7% superior a lo observado el año anterior (138 millones de m³/d).

El volumen promedio producido en el Presal en 2023 también fue el mayor jamás registrado, con 3.304 millones de boe/d, lo que representó, en promedio, el 75,18% de la producción nacional.

Estos y otros datos se pueden encontrar en el Boletín Mensual de Producción de Petróleo y Gas Natural de diciembre de 2023, publicado hoy (02/02), en un encarte que consolida los datos anuales. El informe de 2023, difundido por la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) presenta algu-

nos datos nuevos en relación con las publicaciones de años anteriores. Por ejemplo, algunos gráficos con datos históricos contienen información de los últimos 10 años, en lugar de los cinco años de ediciones anteriores, lo que permite el análisis en un período de tiempo más amplio.

También se incluyeron nuevos gráficos y tablas, como los de los mayores campos productores de petróleo, en el mar y en tierra, en los últimos cinco años, y listados de las instalaciones marítimas que más petróleo y gas produjeron en 2023 y las que comenzaron a operar en el año.

Datos de la producción

En diciembre de 2023, el campo que más produjo petróleo y gas natural fue Tupi, en la Cuenca de Santos, con una producción promedio de 804,44 mil bbl/d de petróleo y 40,01 millones de m³/d de gas natural. El campo con mayor número de pozos productores fue Estreito, en la Cuenca Potiguar, con 865 pozos. El campo marino con más pozos productores fue Tupi, con 60 pozos.

La instalación con mayor producción tanto de petróleo como de gas natural en el mes fue la FPSO Guanabara, en Campo de Mero, que produjo 179.380 bbl/d de petróleo y 11,63 millones de m³/d de gas.

Seguirá bajo el precio del litio

La baja en las ventas de autos eléctricos y el exceso de oferta en el mercado de metales para baterías empujaron a la baja en 80% el valor del litio en 2023.

La producción de litio fue importante en 2022, el mercado pasó de un déficit de oferta en ese año, a un superávit en 2023. Sin embargo la baja en las ventas de autos eléctricos por parte de China también favoreció la caída del precio del metal.

En el segundo trimestre de 2024 podría producirse cierta reposición de existencias, lo que daría lugar a una ligera recuperación de los precios pero "en general tenderán a la baja la cotización del litio durante la segunda mitad del año".

El crecimiento de la demanda se ha ralentizado mientras aumentaban las existencias de metales para baterías, lo que ha presionado a la baja los precios del litio.

Las ventas chinas de autos eléctricos crecieron en 1,5 millones de unidades entre enero y octubre de 2023, frente a los 2,3 millones de unidades vendidas en el mismo periodo de 2022, "lo que apunta a una normalización en las cadenas de suministro", escribieron los analistas de investigación de Goldman Sachs en una nota a finales de noviembre.

"La aceleración de la expansión de la oferta y el aumento del capex de baterías

de los últimos 18 meses ha llevado al balance de baterías de China a un superávit, lo que a su vez ha pesado en la demanda de reabastecimiento de litio", dijo Goldman Sachs.

Según los analistas de Goldman, "la normalización de la cadena de suministro, combinada con la eliminación progresiva de las subvenciones nacionales en China, también erosionó el ritmo de crecimiento de la demanda de autos eléctricos".

El debilitamiento del mercado del litio se ha hecho cada vez más evidente, con una ralentización del crecimiento de la demanda que contrasta directamente con el aumento de la oferta mundial de litio.

Sólo en China, parece haber habido un excedente de más de 200 GWh de baterías de iones de litio el año pasado, dijo Wood Mackenzie en una perspectiva de 2024 sobre las cadenas de suministro de baterías y autos eléctricos.

Los pronósticos de esta consultora señalan que aún hay margen para que el precio caiga, pero recuperará terreno en el mediano plazo si se busca un precio de equilibrio. Asegura que la nueva alza del precio comenzaría en 2028.

El temor de las mineras es que se descubran nuevos y abundantes yacimientos de litio que puedan impulsar más a la baja la cotización del metal.

Inversión en Malasia

TotalEnergies a punto de cerrar un acuerdo con OMV por US\$ 903 M

La petrolera francesa TotalEnergie firmó un acuerdo con la austriaca OMV para comprarle por US\$ 903 millones una participación del 50% de una filial que produce gas en Malasia.

Los US\$ 903 millones que pagará por SapuraOMV incluyen un préstamo de US\$ 350 millones que le concedió OMV a esa empresa de Malasia.

El cierre de la operación, que está condicionada a los procedimientos habituales, en particular las aprobaciones de las autoridades de regulación, se espera para finales del primer semestre de 2024. Los principales activos de SapuraOMV son participaciones del 40% y del 30% en dos bloques situados en aguas de Malasia, frente a la costa de Sarawak.

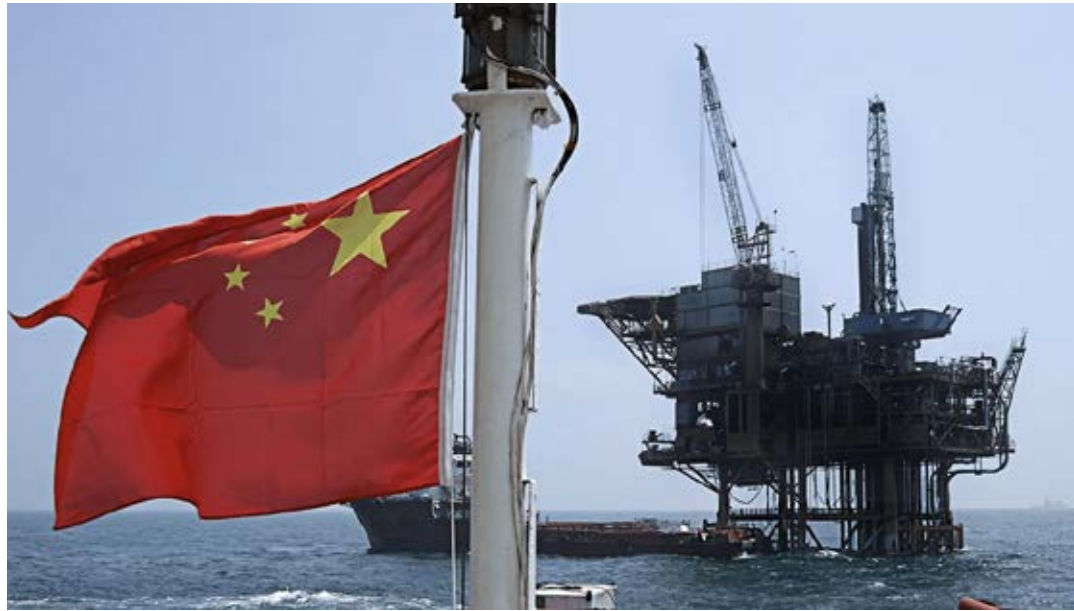
En 2023 su producción fue de unos 500 millones de pies cúbicos diarios de gas natural destinado a la planta de licuado de Bintulu, operado por Petronas, así como 7.000 barriles diarios de condensados. En uno de los dos bloques, en el segundo semestre de este año debe comenzar la explotación de un campo gasístico, el de Jerun.

China descubre un gran yacimiento de crudo en la provincia de Henan

China, uno de los países que más crudo consume, acaba de descubrir un yacimiento de petróleo con unos 107 millones de toneladas, equivalente a más de la mitad de su producción anual, en la provincia central de Henan, informó el diario hongkonés South China Morning Post.

Este campo podría convertirse en "una nueva base de recursos", según la televisión estatal CCTV, mientras que analistas apuntan que aportaría casi un tercio de la producción total de petróleo y gas del país asiático, dependiente en buena medida del crudo importado desde países como Rusia (un 19% del total) o Arabia Saudí (15%).

En 2023, China produjo unos 208 millones de toneladas de crudo e importó otros 564 millones, por lo



que la tasa de dependencia de importaciones supera el 70%.

El país asiático es el mayor comprador a nivel global de petróleo debido a la alta demanda derivada de su condición de número uno en la tabla de produc-

tores industriales del planeta.

Ante las tensiones e incertidumbres en el panorama geopolítico, las autoridades chinas están tratando de impulsar la autosuficiencia en campos estratégicos como el ener-

gético, con esfuerzos renovados por hallar yacimientos de petróleo o fuertes inversiones en fuentes de energía alternativas que ayuden asimismo a cumplir con los compromisos en materia de reducción de emisiones de carbono.

"China también está explorando nuevos tipos de combustibles fósiles como el gas de lutita o el 'hielo combustible', por lo que su demanda de petróleo alcanzará un punto de inflexión", aseguró el presidente del laboratorio de ideas Guangdong Society of Reform, Peng Peng.

El analista alude al impulso de Pekín hacia tecnologías como los vehículos eléctricos, las baterías de litio o las células fotoeléctricas para reavivar la economía, reducir la demanda de petróleo y rebajar las emisiones de carbono.

Según datos del Ministerio de Recursos Naturales, las reservas de petróleo de China alcanzaron unos 3.800 millones de toneladas en 2022, lo que la sitúa en el decimotercer puesto con un 1,58% del total global.

Las reservas chinas equivalen únicamente a un 9% de las de Venezuela o a un 10% de las de Arabia Saudí, los dos líderes de la tabla, apunta South China Morning Post.

El GNL se mete en la campaña de EE.UU

La administración de Biden ha decidido suspender indefinidamente las aprobaciones para nuevas terminales de exportación de gas natural licuado (GNL). Esta medida impacta a una industria en expansión y representa una victoria para los ambientalistas.

Estados Unidos, actualmente el principal exportador mundial de GNL, ha experimentado un rápido crecimiento en los envíos desde la primera exportación en 2016, especialmente ante la crisis energética en Europa desencadenada por la invasión de Ucrania por parte de Rusia.

A pesar del papel más limpio del gas natural en comparación con otras fuentes de energía fósil, la industria estadounidense de GNL ha sido objeto de críticas por parte de activistas climáticos. Estos argumentan que su expansión contribuirá a una dependencia prolongada de los combustibles fósiles.

La pausa anunciada por el Departamento de Energía afectará temporalmente las solicitudes pendientes de 17 proyectos de terminales de exportación de GNL. Me-

diarios republicanos aseguran que la medida es demagógica y llega en un momento estratégico para el presidente Biden, quien busca respaldo de votantes ambientalistas jóvenes para las próximas elecciones.

No está claro aún el impacto sobre el precio que tendrá la retirada del mercado de la ingente producción norteamericana. Algunos expertos sostienen que los EE.UU. podrían estar cediendo terreno a Rusia en un momento delicado del conflicto. Jennifer Granholm, secretaria de energía de EE. UU., explicó que la revisión busca determinar si los volúmenes adicionales de exportación son de interés público, conforme a la ley federal. Sin embargo, se aclaró que la pausa no afectará las exportaciones ya autorizadas ni comprometerá la capacidad de abastecer a aliados en Europa y Asia.

Aunque el gas natural es más limpio en comparación con otras alternativas de combustibles fósiles -por ello considerado el combustible de "transición", aseguran que emite cantidades significativas de dióxido de carbono y metano.



La Casa Blanca destacó que los modelos económicos y ambientales del Departamento de Energía ya no son adecuados y necesitan una actualización. Además, se busca proteger a las comunidades cercanas a las nuevas instalaciones de exportación de los riesgos de contaminación.

La medida también fue comunicada con antelación a la Comisión Europea, y se aclaró que no afectará la seguridad del suministro de la UE a corto y medio plazo. La UE y EE. UU. mantienen su compromiso con la seguridad energética

mientras avanzan en acciones climáticas a nivel nacional e internacional.

A pesar de que EE. UU. superó a Qatar y Australia como el principal proveedor mundial de GNL el año pasado, la suspensión de nuevas aprobaciones plantea interrogantes sobre el futuro de la expansión de la industria y su impacto en la reducción de emisiones a nivel global. Empresas y proyectos, como Venture Global's CP2 en Luisiana, quedan en espera hasta que el Departamento de Energía reinicie las aprobaciones.

BREVES INTERNACIONALES

Chevron reportó menores ganancias en 2023



Chevron registró un beneficio neto atribuido de US\$ 21.369 millones en 2023, un 40,5% por debajo de las ganancias contabilizadas el año anterior.

Los beneficios del negocio de exploración y producción retrocedieron un 42,4% interanual, hasta los 17.438 millones, mientras que los de refinación y marketing disminuyeron un 24,7%, hasta los 6.137 millones. Otros conceptos restaron 2.206 millones.

También comunicó que en el cuarto trimestre sus resultados incluirían un impacto negativo de US\$ 3.625 millones por el deterioro y desmantelamiento de activos de producción de petróleo y gas en el Golfo de México. Además, los tipos de cambio desfavorables detrajeron 479 millones. Los ingresos de la petrolera alcanzaron US\$ 200.949 millones, un 18,4% por debajo de los ingresos correspondientes a 2022. Vale la pena destacar que durante el ejercicio anterior la petrolera adquirió PDC Energy, una participación mayoritaria en ACES Delta y un acuerdo de compra por Hess de US\$ 53.000 millones.

Por otro lado, los dividendos a los accionistas ascendió a US\$ 26.300 millones, un 18% por encima de la cifra récord de 2022. En cuanto a las métricas financieras, Chevron cerró los últimos tres meses de 2023 con un rendimiento sobre el capital empleado (ROCE) del 5,1%, inferior a la media anual del 11,9%.

En el cuarto trimestre, Chevron obtuvo un beneficio neto atribuido de US\$ 2.259 millones, un 64,4% inferior al del mismo tramo de 2022, mientras que sus ingresos hasta diciembre

cayeron un 16,5%, hasta los 47.180 millones

No obstante, el consejo de administración aprobó una mejora del 8% en el reparto del dividendo trimestral para dejarlo en 1,63 dólares (1,50 euros) por acción pagadero el 11 de marzo a los tenedores que figuren como tal el 16 de febrero.

Mermaron las ganancias de ExxonMobil



ExxonMobil registró en 2023 ganancias netas por US\$ 36.010 millones, una merma del 35,4% respecto del resultado récord contabilizado en 2022 y el segundo mayor beneficio anotado por la multinacional desde 2012. Es su segundo mejor resultado en más de una década, a pesar de ganar un 35% menos en 2023

Entre octubre y diciembre, el resultado de la mayor petrolera estadounidense sufrió una caída anual del 40%, hasta US\$ 7.630 millones, después de asumir impactos desfavorables por valor de US\$ 2.300 millones relacionados principalmente con obstáculos regulatorios en California, que fueron parcialmente compensados por impuestos favorables y desinversiones.

La cifra de negocio de ExxonMobil en el conjunto del ejercicio alcanzó los US\$ 344.582 millones, un 16,7% menos que en 2022, incluyendo un retroceso del 11,6% en el cuarto trimestre, cuando facturó 84.344 millones.

Los costos y otras deducciones contabilizados por la empresa en 2023 ascendieron a US\$ 291.799 millones, un 13% por debajo de la cifra de 2022, con un recorte del 13,4% en los gastos de producción y manufactura, hasta 36.885 millones.

Shell reportó caída de ganancias

Shell registró en 2023 un beneficio neto atribuido de US\$ 19.360 millones, un 54,2% menos que en el ejercicio precedente, debido a la caída de los precios del crudo y el gas.

Los ingresos brutos fueron de US\$ 32.638 millones casi un 50% por debajo de su récord en 2022, mientras que el ebitda se situó en US\$ 68.538 millones, un descenso del 19%, según el comunicado remitido a la Bolsa de Londres.

En su informe da cuenta que la caída de ingresos del año pasado reflejan la caída de los precios del petróleo y el gas, así como menores márgenes en el apartado de refinación, que se compensaron parcialmente por un aumento de las ventas de gas natural licuado (GNL).

En 2023 el barril de petróleo cotizó a una media de 82 dólares, frente a unos 100 dólares en 2022 tras la invasión rusa de Ucrania. Actualmente, el crudo Brent, de referencia en Europa, se mantiene en torno a los 80 dólares y se prevé que se mantendrá alrededor de ese nivel.

La facturación de Shell fue en 2023 de US\$ 323.183 millones, frente a 386.201 millones el año precedente, con una deuda neta de US\$ 43.541 millones, un 2,9% menos.

En el cuarto trimestre del pasado año los ingresos de la multinacional petrolera fueron de US\$ 474 millones un 93% menos que en el mismo periodo de 2022, apuntó en su comunicado.

La empresa anunció un programa de recompra de acciones por valor de US\$ 3.500 millones, que se espera que esté completado cuando se publiquen el 2 de mayo los resultados del primer trimestre de 2024. También dijo que espera dar a conocer su estrategia de transición energética para este año el próximo 14 de marzo, cuando difunda detalles a los accionistas y a la sociedad de sus medidas para alcanzar la neutralidad de carbono en 2050.

El consejero delegado de Shell, Wael Sawan, dijo que en 2023 la compañía abonó 23.000 millones de dólares a los accionistas y anunció que ahora aumentará su dividendo un 4%.

Por el aumento de la demanda de estos minerales

Brasil y Bolivia proyectan avanzar en la exploración y producción de tierras raras

La minera Aclara desarrollará en el estado de Gozais, Brasil un proyecto sobre tierras raras que demandará una inversión de US\$ 576 millones para producir 208 toneladas anuales de disprosio y terbio -equivalentes al 13,7% de la producción oficial de China en 2023- y de 1.190 toneladas de neodimio y praseodimio.

El disprosio y el terbio son elementos críticos para la fabricación de imanes de alta potencia, que son esenciales en los motores eléctricos. Mientras, el neodimio y el praseodimio son componentes clave en la composición de las aleaciones de tierras raras utilizadas en las baterías de litio alimentan los autos

eléctricos. Se espera que el proyecto esté operativo en 2029.

Bolivia

Bolivia avanzará este año en estudios de prospección y exploración de las tierras raras, que agrupan a 17 elementos utilizados en autos eléctricos, paneles solares, teléfonos celulares e industria militar. Los yacimientos se ubican en tres departamentos (Cochabamba, Potosí y Santa Cruz) para evaluar las potencialidades de explotación.

Estos minerales, que abarcan 17 elementos de la tabla periódica, se utilizan en forma creciente en la industria electrónica y

en la militar. Uno de estos elementos, el neodimio, es parte del sistema de vibración de los celulares. Con otro de ellos, el lantano, se fabrican lentes de cristal, de cámaras fotográficas y de telescopios. Otros también se utilizan para las pantallas de los teléfonos móviles, así como sus circuitos y micrófonos.

Las tierras raras son escandio, itrio, lantano, cerio, praseodimio, neodimio, prometio, samario, europio, gadolinio, terbio, disprosio, holmio, erbio, tulio, iterbio y lutecio.

Uno de los más importantes es el neodimio, que permite desarrollar motores eléctricos más livianos, eficientes, y de mayor precisión.