

Pozo Sirius, con más del doble de las reservas de gas del país

Petrobras confirmó ayer que el potencial de este yacimiento sobrepasa los 6 terapiés cúbicos y se convierte de esta forma en el mayor hallazgo en aguas profundas del país.

Jessika Rodríguez M.

MIENTRAS que el proyecto exploratorio offshore Sirius (antes Uchuva-2), está a la espera de que tribunal falle la apelación que hicieron Gobierno, petroleras y otras entidades, ayer se confirmó que este resultó ser el mayor hallazgo de gas en aguas profundas del país.

Así lo confirmó ayer Rogerio Soares, gerente general de activos exploratorios de Petrobras, compañía socia de Ecopetrol en el proyecto, al revelar que el potencial establecido de recursos sobrepasa los 6 terapiés cúbicos, es decir 2,6 veces el saldo con el que cerró el país en el 2023, según los datos de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

“Petrobras y Ecopetrol son responsables del principal descubrimiento ‘offshore’ de Colombia. Solo el descubrimiento de Sirius tiene un volumen mayor de seis tcf”, explicó, en el marco de la VII Cumbre de Petróleo, Gas y Energía, que finalizó ayer en Cartagena.

Es decir, que al ritmo de consumo actual, que es cercano a los 0,3 terapiés por



Rogerio Soares, gerente de activos exploratorios de Petrobras. Foto: Pedraza Producciones

117

KILÓMETROS DE EXTENSIÓN tendrá el gasoducto que será necesario construir para que el gas del pozo Sirius, en el campo GUA-OFF-0, entren al mercado del país. Solo en la etapa de producción se necesitarán inversiones de US\$2.900 millones según los datos de las petroleras Petrobras y Ecopetrol, socias en el bloque GUA-OFF-0.

año, este yacimiento podría aportar al uso de este energético otros 20 años, en promedio. El ejecutivo también comparó la magnitud de esta iniciativa con la de Chuchupa. El campo, que inició su actividad a finales de los 70, contaba con unas reservas de gas iniciales de entre 5 y 5,6 terapiés cúbicos. Y si bien este continúa entregando este combustible, está cerca de su ciclo final de producción.

“Los proyectos costa afuera tienen un potencial que puede brindarle a Colombia seguridad energética por varias décadas, así como en su momento lo hicieron Cusiana, Cupiagua, Ballena y Chuchupa”, destacó.

EL PLAN DE DESARROLLO

Para emprender el camino hacia su fase de producción, este yacimiento debe superar primero la suspensión que ordenó un juez de Santa Marta, el cual ordenó que en dos meses el pozo Sirius debe estar cerrado, hasta que se haga una consulta previa con una comunidad de la región. Esta decisión está en apelación ante un tri-

bunal, instancia superior.

Con este potencial, los planes iniciales de Petrobras y Ecopetrol son comenzar la etapa de producción entre 2029 y 2030 con cuatro pozos productores.

Se estima una producción de 13,3 millones de metros cúbicos día de gas natural durante un periodo de 10 años, equivalente a 470 millones de pies cúbicos día, cerca de la mitad del gas natural hoy se consume en el mercado nacional.

Para traer las moléculas de gas al sistema de transporte, se requerirá un gasoducto submarino de 117 kilómetros para transportar el gas natural desde el fondo del mar hasta tierra firme, al igual que una nueva unidad de tratamiento de gas en la estación Ballenas (La Guajira).

El presidente de Ecopetrol, Ricardo Roa, explicó que en la primera semana de diciembre se entregarían más detalles de este potencial y de la posibilidad de colocar este gas natural en el sistema nacional.

Se calcula que la etapa de producción de gas del campo requerirá inversiones de US\$ 2.900 millones, que se suman a los cerca de US\$820 millones de dólares para las actividades exploratorias en Sirius y a un monto adicional, antes de la producción, de US\$1.200 millones.

A largo plazo el desarrollo de Sirius también tendrá una fase complementaria a partir de 2031, que incluiría uno o dos pozos productores y una producción de 15 millones de metros cúbicos día de gas natural desde el primer momento. ☞

Más medidas ante el riesgo de racionamiento de electricidad

Jessika Rodríguez M.

LA COMISIÓN de Regulación de Energía y Gas (Creg) emitió una serie de medidas orientadas a garantizar el abastecimiento de energía eléctrica, en busca de impulsar la recuperación de los embalses que integran el Sistema Interconectado Nacional (SIN).

En primera instancia, la Creg estableció las reglas para que los usuarios pue-

dan ofertar, de manera transitoria, desconexiones de demanda en el mercado de energía, que comenzaron a aplicarse el 27 de septiembre. De acuerdo con la entidad, el procedimiento se repetirá hasta el 2 de noviembre de 2024, con posibilidad de extenderlo un mes más.

También se busca facilitar la activación de mecanismos complementarios para asegurar la confiabilidad

del suministro de energía. “Estos mecanismos están diseñados para apoyar la recuperación de los embalses mediante la activación de generación térmica, que los modelos energéticos del operador del sistema identifican como necesaria y eficiente”, explicó la entidad.

Igualmente, se aprovechará la capacidad de las plantas de generación que aún no están registradas en el mercado, mediante la im-



El nivel de los embalses continúa bajo. Foto: AFP

plementación de procedimientos rápidos, al tiempo que se simplificarán los requisitos técnicos para las plantas que están próximas a operar.

No obstante, tras las medidas, la Bolsa Mercantil de Colombia remarcó que para esta fase de precios altos es clave que la Creg apruebe el mecanismo para

la contratación de suministro de energía, desarrollado por su filial Conexión Energética, que permitirá a los distribuidores contar con precios estables, evitando así que los usuarios paguen por la volatilidad de los precios en la bolsa de energía.

Ante la crítica situación que afecta especialmente a los usuarios de la costa Caribe, María Inés Agudelo Valencia, presidenta de la Bolsa Mercantil de Colombia, calculó que “esto se hubiera podido evitar si el mecanismo que hemos propuesto desde 2019 hubiera estado operando, y que aún se encuentra en estudio y aprobación”.