

Stéphane Michel Presidente de Totalenergies Gas, Electricidad y Renovables

“Somos el mayor exportador de gas desde EEUU y vamos a incrementarlo”



Rubén Esteller
ENVIADO ESPECIAL A HOUSTON (EEUU)

Stéphane Michel, presidente de Totalenergies Gas, Electricidad y Renovables, participa en CERAWeek by S&P Global en un momento clave para el sector energético. Su compañía es la principal exportadora de gas estadounidense a Europa y se prepara para ampliar esa capacidad con inversiones tanto en la planta de Río Grande como en Alaska. El directivo plantea un debate claro en un escenario de escasez de hidrocarburos: Europa tiene que replantearse la falta de acuerdos a largo plazo para el suministro de gas e insta a adoptar una política mucho más pragmática a la Comisión Europea. En su encuentro con *elEconomista.es* repasa los avances de la compañía en España.

¿Cómo describiría la visión de TotalEnergies para los negocios de electricidad, gas y renovables en el medio y largo plazo?

Nuestra convicción es que el mundo va a atravesar una transición energética, aunque todavía está por definirse su ritmo exacto, porque dependerá de la capacidad de la sociedad para asumirla y de una cuestión clave: la asequibilidad. En ese proceso habrá dos energías que desempeñarán un papel central. La primera es el gas, como combustible de transición, especialmente en generación eléctrica, sobre todo en los países emergentes, donde la alternativa real muchas veces es carbón o renovables acompañadas de gas. La segunda es la electricidad, porque necesitamos electrificar usos y atender además una demanda creciente, incluida la de los centros de datos. Eso exige nueva capacidad de generación, gran parte renovable, pero también capacidad flexible. No se puede construir un sistema solo con renovables: hacen falta renovables, baterías y ciclos combinados.

¿Qué metas concretas se ha fijado la compañía en ese contexto?

En gas natural licuado queremos pasar de un volumen de ventas de alrededor de 40 millones de toneladas actuales a 60 millones en 2030, apoyándonos en más producción en Mozambique, Catar y Estados



CERAWEEK BY S&P GLOBAL

Rentabilidad: “El negocio de electricidad estará este año en positivo o muy cerca”

Alemania: “Nos gustaría poder desarrollar con un socio centrales de gas en Alemania”

Estados Unidos: “El año pasado exportamos 19 millones de toneladas de gas desde EEUU”

Unidos, además de mantener suministro de terceros. En electricidad, hemos alcanzado unos 34 GW de capacidad renovables instalada y cerca de 10 GW de ciclos combinados (CCGT) en todo el mundo. Hoy producimos casi 50 TWh de electricidad y queremos duplicar esa cifra en los próximos cuatro años, hasta situarnos en el entorno de 100 o 120 TWh. Lo vemos como un objetivo realista.

¿Dónde se concentra el crecimiento?

Principalmente en Europa y Estados Unidos, que son mercados clave porque permiten desplegar nuestra estrategia integrada en gas y electricidad. También en Brasil, India y otros mercados emergentes. En Europa y Estados Unidos nuestra idea es combinar renovables, baterías, centrales de ciclos combinados de gas, una fuerte actividad de trading y una amplia oferta comercial a los clientes B2B. En Europa, además, tenemos negocio minorista en Francia, Reino Unido, Bélgica y España, y queremos seguir creciendo también ahí.

¿El negocio de electricidad empezará este año a generar caja positiva?

Sí, ese es el sentido del plan. Este año deberíamos estar en equilibrio o muy cerca de él. Es una etapa importante dentro de un recorrido en el que ya hemos avanzado mucho en renovables, por ejemplo, con adquisiciones como la de EDP de activos de ciclo combinado de gas natural en España, donde ahora también vemos con claridad la necesidad de más capacidad flexible en Europa.

Han dicho que les gustaría desarrollar ciclos combinados en Alemania. ¿Sigue siendo una opción real?

Sí, nos gustaría poder desarrollar capacidad de CCGT en Alemania. Veremos si somos capaces de hacerlo. Hay previstas subastas de capacidad y probablemente acudiríamos con un socio. En paralelo, el grupo mantiene un volumen global de inversión elevado, del orden de 15.000 millones de dólares este año, de los que una parte relevante se destina a lo que llamamos energía baja en carbono, fundamentalmente electricidad.

Tras los problemas en Estados Unidos, ¿TotalEnergies se plantea abandonar la eólica marina?

No, en absoluto. No hemos abandonado la eólica marina. Seguimos presentes en Reino Unido, Alemania y Francia, y además tenemos activos operativos en Taiwán y en Escocia. Lo que ocurre es que en Estados Unidos desarrollar offshore es mucho más caro. Allí todo cuesta más: los equipos, la cadena de suministro y también la conexión a red. En algunos proyectos nos encontramos incluso con aumentos de precio por parte de proveedores. Además, el recurso eólico no siempre compensa esos mayores costes y, a diferencia de Europa, en Estados Unidos hay mucha menos escasez de suelo, de manera que existen alternativas terrestres más competitivas. Por eso el offshore resulta bastante menos atractivo.

¿Cómo evoluciona su negocio de GNL en Estados Unidos y en América Latina?

Somos el mayor exportador de GNL estadounidense. El año pasado ex-



portamos unos 19 millones de toneladas, con destino a Europa pero también a América Latina, donde colocamos alrededor de 5 millones. Con nuevas expansiones esperamos añadir al menos 6 millones más, de modo que podríamos alcanzar 25 millones o incluso superarlos. Una parte importante de ese gas ya está comercializado mediante contratos de largo plazo en Asia. No todo está vendido, pero sí una parte muy sustancial.

También están impulsando el suministro renovable para consumo industrial. ¿Qué papel juega España?
España tiene un papel importante. Empezamos con proyectos vinculados a nuestras refinerías y hemos intentado situar la producción renovable lo más cerca posible de esos activos. Pero el enfoque va más allá. Estamos firmando acuerdos con todo tipo de industrias, no solo con los grandes operadores tecnológicos. En España, por ejemplo, hemos cerrado operaciones para suministrar electricidad a Airbus en Alemania. Y en Estados Unidos hemos firmado recientemente un proyecto de gran tamaño con Google. Eso muestra que la demanda corporativa existe y que la electricidad renovable se está convirtiendo en un vector industrial clave.

¿Cómo valora las reformas regulatorias recientes en Europa, con el debate sobre precios eléctricos, mecanismos de capacidad y diseño de mercado?
Europa tiene hoy una situación compleja y muy fragmentada, porque la regulación eléctrica sigue siendo muy nacional. En muchos mercados la alta penetración renovable está empezando a generar problemas de canibalización de precios, con muchas horas de precios negativos. A veces se interpreta que eso es una buena noticia, pero en realidad significa que se ha construido capacidad donde no había demanda suficiente y alguien termina pagando esa distorsión, ya sea el consumidor o el contribuyente. En muchos países los esquemas de contratos por diferencia trasladan el riesgo de mercado desde el promotor al Estado, y eso no parece sostenible a largo plazo.
Además, necesitamos capacidad flexible para gestionar la intermitencia renovable, y no todos los países cuentan con marcos regulatorios que permitan invertir con suficiente visibilidad. También hacen falta más interconexiones. Europa ha demostrado una gran resiliencia, incluso tras perder gas ruso por gasoducto y sufrir problemas en el parque nuclear francés, y una parte de esa resiliencia se explica precisamente por las interconexiones.

¿Qué modelo regulatorio les parece más adecuado el de la UE o EEUU?
Nos parece más sólido el sistema estadounidense de incentivos fiscales, porque mantiene el riesgo de mercado en el inversor y favorece



el desarrollo renovable sin eliminar completamente las señales económicas. En Europa creemos que hay que corregir el rumbo: hacen falta más baterías, mejores mecanismos de capacidad y más interconexión para que el sistema sea robusto.

¿Defiende TotalEnergies un precio alto del CO2?
Sí, pero con un matiz esencial. Apoyamos un precio del carbono suficientemente alto como para incentivar inversiones en descarbonización. Lo que no tendría sentido es pedir un precio alto del CO2 sin proteger al mismo tiempo a las industrias exportadoras que compiten a escala global. La cuestión está en encontrar el equilibrio adecuado entre la señal de precio y la protección a la competitividad industrial. Detener ahora ese proceso sería un error.

¿Cómo ve la seguridad de suministro en Europa tras la crisis del gas y después del apagón en España?
Son cuestiones distintas. En gas, Europa está hoy en una situación mejor que antes de la crisis, porque

Precios cero: “Se ha construido capacidad donde no había demanda y alguien termina pagándolo”

Europa: “Hay que corregir el rumbo en Europa. Faltan mecanismos de capacidad y baterías

Apagón: “No se puede atribuir la culpa a las renovables. El problema es el diseño del sistema”

dispone de más capacidad de GNL y de un sistema más flexible. Durante la crisis se pagó un precio muy alto, pero no hizo falta racionar consumo de forma generalizada. Eso es una diferencia importante. Ahora bien, sigue abierto un debate de fondo: si Europa quiere apoyarse sobre todo en el spot y el corto plazo, o si debe volver a mirar más a contratos de largo plazo, como hacen muchos compradores asiáticos. La energía requiere inversiones de largo plazo y esa reflexión sigue pendiente. En cuanto al sistema eléctrico, lo ocurrido demuestra que todavía estamos aprendiendo a gestionar sistemas con mucha renovable. Mi visión es que no se puede atribuir automáticamente la culpa a las renovables. Un sistema bien diseñado y bien regulado debería poder integrar esas tecnologías. Y si no puede hacerlo, entonces el problema está en el diseño del sistema, no solo en la tecnología.

¿Qué recorrido ve al biometano y el hidrógeno?
Tenemos inversiones en biogás en

Polonia, Francia y Estados Unidos, y pensamos que es una solución útil, especialmente en sectores difíciles de descarbonizar, como parte del transporte marítimo si se combina con GNL. Pero hay que ser realistas: exige mucho esfuerzo e inversión para obtener volúmenes relativamente pequeños, así que seguirá siendo un combustible más bien marginal dentro del sistema.
En hidrógeno nuestra prioridad está en las refinerías. Tenemos planes de producción, importación y *offtake* para descarbonizar el hidrógeno que consumen nuestras refinerías de aquí a 2030. Estamos avanzando, aunque dependemos en parte del marco regulatorio.

¿Qué estrategia siguen en comercialización minorista de gas natural y electricidad?
Queremos seguir creciendo en clientes y en cuota de mercado allí donde ya estamos presentes. Pero, además, estamos transformando el negocio con una fuerte mejora de plataformas y herramientas digitales. Hemos decidido unificar nuestra plataforma. Así la productividad y el uso de los datos serán cada vez más importantes en este segmento. Ese trabajo lo estamos desarrollando en mercados como Francia, España, Bélgica y Reino Unido.

¿Qué relevancia tiene España dentro de la estrategia de TotalEnergies?
España es un mercado muy interesante porque reúne prácticamente todos los elementos de nuestra estrategia: solar, algo de eólica, proyectos de baterías, ciclos combinados y negocio minorista. Además, es uno de los países más competitivos en costes de generación. El siguiente paso para nosotros es integrar mejor todo ese conjunto, seguir desarrollando ventas y aprovechar las oportunidades de crecimiento. España está especialmente bien posicionada por su recurso solar, pero necesita avanzar en regulación, especialmente en baterías y acceso a red, para capturar todo ese potencial. Por eso hemos decidido también reforzar nuestra organización en el país bajo una dirección única, que reúne estas diferentes facetas.

¿Seguirán haciendo rotación de activos renovables?
Sí, porque forma parte del modelo de negocio. Desarrollamos los activos, asumimos el riesgo inicial y, una vez maduran, vendemos una parte para reciclar capital, repartir riesgo y financiar nuevas inversiones. No significa que no nos gusten esos activos ni que estemos abandonando las renovables. Al contrario: es una política deliberada desde el principio y la aplicamos en Estados Unidos y en otros mercados. Es una lógica de reciclaje de capital, no de desinversión estratégica.

¿Van a rotar la planta de Guillena?
Cuando llegue el momento.