

## **Después del barril criollo II se viene el Plan GAS IV**

Por Alejandro Einstoss.

Bajo amenaza que el próximo invierno (2021) faltara gas y que con los precios actuales la producción no convencional no es viable, el gobierno ajusta detalles para lanzar el quinto plan de estímulo a la producción de gas natural en 7 años. Estos planes no son otra cosa que una política de promoción sectorial en base a un precio mínimo o sostén financiado por subsidios económicos del presupuesto nacional o el bolsillo de los consumidores.

Todos ellos persiguieron los mismos objetivos: aumentar la inversión, proteger a la industria, mantener puestos de trabajo y generar certidumbre de largo plazo. Pues bien, en sus cuatro versiones anteriores no se logró ¿Por qué esta vez será diferente?

El hilo de causalidad parece simple: La industria incentivada por precios altos y demanda cautiva se lanzaría a un proceso de inversión y producción que sacara al país de su decadencia en la producción de energía, generara excedentes exportables y como “yapa” solucionamos el problema de balance de pagos reduciendo importaciones y generando al mismo tiempo los dólares que tanta falta hacen a la economía.

La realidad es un poco más compleja, la macroeconomía también juega. Los programas lanzados en contextos de restricciones a la remisión de dividendos, fuertes regulaciones a la importación de equipos e insumos y cepo cambiario, entre otras regulaciones han fracasado y tuvieron alto costo fiscal. En este análisis podemos incluir al “barril criollo” que por casi 3 años garantizó en el mercado interno un precio del petróleo superior al internacional, y tampoco consiguió aumentos ni en la inversión ni en la producción.

En el mejor de los casos, se logran impulsos temporarios de inversión”. El programa conocido como la Resolución 46 – que garantizó un sendero de precios decrecientes que comenzó en 2018 en USD/MMBTU 7,5 y finaliza el año próximo en USD 6 - logro canalizar en los 3 años que lleva de vigencia casi USD 12.500 millones que incrementaron significativamente la producción de gas no convencional.

Sin embargo, este impulso inversor tiene plazo fijo, el vencimiento del programa o el próximo resultado electoral – lo que ocurra primero - y así se verifica al observar los niveles de inversión en Vaca Muerta post PASO 2019.

En resumen, estos programas no generan procesos de inversión de largo plazo, por el contrario, solo puede aspirarse a generar impulsos temporarios de inversión, pero solo en contextos adecuados, sin embargo, algo es seguro: el costo fiscal será alto.

Los subsidios destinados a la producción de gas superan los USD 9.700 millones en los últimos 7 años, pero si sumamos el costo estimado por la implementación del barril criollo (unos USD 15.000 millones en 3 años), las transferencias por estímulos a la producción de hidrocarburos superan a las inversiones declaradas en la Secretaria de Energía:

Año	Plan Gas	Inversiones anual No Convencional
2013	1.138,8	1.922,6
2014	1.390,7	2.793,8
2015	1.283,3	3.261,2
2016	2.913,2	2.678,9
2017	1.322,3	3.187,2
2018	696,8	3.989,8
2019	978,6	5.293,3
<b>Total 2013 - 2019</b>	<b>9.723,7</b>	<b>23.126,9</b>

Fuente: **Plan Gas:** SIDIF / ASAP - devengado anual.  
**Inversiones:** Secretaría de Energía de la Nación

El próximo Plan Gas IV, promete asegurarle a la producción un precio de USD/MMBTU 3.5, para un volumen equivalente a la mitad de la producción promedio diaria, con destino al abastecimiento de distribuidoras (es decir usuarios residenciales, comerciales y MiPyMEs) y a usinas eléctricas a través de las compras de CAMMESA.

El nuevo plan no distinguiría entre producción convencional o no convencional, lo que configura un regreso al esquema de sus primeras versiones y comprometería a los productores a una curva de producción por cuenca con piso en los niveles de mayo 2020 (un mes de plena cuarentena, en principio un compromiso poco exigente).

La idea es compensar la diferencia entre el precio que paga la demanda en sus facturas (que al tipo de cambio oficial es USD/MMBTU 2.45) y el precio garantizado por el plan. Como es lógico si las tarifas se mantienen congeladas y se modifica el tipo de cambio, esta brecha será mayor y también lo será el costo fiscal. Por otra parte, será necesario definir cual será el precio que pague la demanda.

Llegados a este punto surgen una serie de preguntas: En relación con el precio de referencia: ¿de dónde surgen los USD/MMBTU 3,5? ¿reconoce alguna estructura de costos? ¿surge de información de los productores o de una negociación con actores del sector? En relación con el costo fiscal ¿fue mensurado en base a distintos escenarios de precios y volúmenes? En relación con el precio de la demanda: ¿Cómo se definirá?, ¿mediante subastas, por acuerdos entre distribuidoras y productores? ¿Si fuera a través de subastad la implementación de un precio sostén donde deja las ganancias por competencia?

En síntesis, un mar de preguntas, pocas o ninguna respuesta a temas que ganan relevancia en vistas a la utilización de fondos públicos vía subsidios para un gobierno que en futuro cercano deberá minimizar errores a la hora de priorizar el gasto.

### **¿Cuál debería ser el valor del gas natural?**

Es claro que estos programas de estímulo resultan en parches o remiendos que intentan tapar el problema de fondo: la combinación de macroeconomía inestable y alta discrecionalidad institucional en el marco de una emergencia permanente en la que vivimos 16 de los últimos 18 años.

La implementación de este nuevo programa de promoción industrial implica persistir en un instrumento que ha demostrado incapacidad para canalizar un proceso de inversión de largo plazo que garantice un abastecimiento sostenible y a precio competitivos.

Entonces, ¿Por qué no cumplir la normativa vigente? El precio del gas debe surgir de un proceso competitivo y en este punto la realización de subastas en el mercado electrónico de gas en la bolsa de comercio de Buenos Aires son un enorme avance regulatorio que no debe ser abandonado.

Si bien es necesario definir en esta coyuntura el precio del gas de invierno, nada impide realizar una subasta anual y “plana”, es decir que incluya gas residencial (con alta estacionalidad de consumo) y CAMMESA, garantizando la competencia y quizás algún precio de referencia que proteja a los usuarios de un mercado de alta concentración.

El problema principal para la determinación de un precio competitivo en esta coyuntura es el riesgo de devaluación de un precio en dólares fijado a un año vista y que debe ser trasladado a la factura de los usuarios finales. Aquí, si quizás es necesario un seguro de cambio temporario de cobertura pública.

Sin embargo, si la decisión política es regular el precio del gas, dicho precio debería justificarse debidamente en base a parámetros objetivos (¿costos?).

Finalmente, un proceso de inversión de largo plazo no solo requiere que el tipo de cambio no vuele por los aires periódicamente, sino es imprescindible alcanzar un piso de acuerdos mínimos que permitan la continuidad en el tiempo de algunas políticas públicas, como lo es en este caso, un programa de incentivo o de formación de precios del petróleo y gas natural.

25 de junio de 2020.