

Informe de Coyuntura Energética

Diciembre 2020



Índice de contenidos

Diciembre 2020

05

Tema del mes

La intervención del Estado en el sector petrolero

El rol del Estado a nivel internacional, y la participación en el negocio petrolero a través de empresas nacionales, se ha mantenido sin cambios significativos en las últimas décadas. En el plano local, es evidente que, bajo distintos gobiernos, diferentes formatos empresariales y cambios en sus equipos gerenciales, YPF ha sufrido un proceso de deterioro importante como resultado de la intervención de la política en su gerenciamiento y también a causa de los vaivenes de la economía argentina. Mirando hacia el futuro, el tema que se debería discutir es qué tipo de empresa petrolera de bandera necesitamos los argentinos para desarrollar todo el potencial que tiene el país en materia de recursos hidrocarburíferos. El modelo resultante debería surgir del establecimiento de objetivos ampliamente consensuados por el arco político local, la definición e implementación de una estrategia empresarial clara y sustentable en el largo plazo y con un rol del Estado bien definido, probablemente diametralmente diferente al que se ha venido aplicando hasta ahora.

13

Transición energética

Eficiencia energética en edificaciones

Edificaciones más eficientes pueden generar beneficios económicos, reducir el impacto ambiental, mejorar la calidad de vida de las personas y la productividad de las ciudades. Además de reducir los costos de energía, la eficiencia energética en edificaciones permitirá crear puestos de trabajo y activar las economías regionales, por lo que ha sido incluida en las recomendaciones para la formulación de los paquetes de estímulo destinados a la recuperación económica post pandemia SARS-CoV-2. Más allá de algunos antecedentes locales positivos que sirven de base para la futura implementación de un programa de mejoras en eficiencia energética en construcciones en Argentina, existe una gran oportunidad de mejora que aún no está totalmente aprovechada, debido a que existen diversas barreras que explican la relativamente lenta tasa de adopción de estas tecnologías en los países de la región y limitan la capitalización de los múltiples beneficios que trae aparejado un programa de implementación masivo.

22

Escenario internacional

Las decisiones estratégicas de las empresas petroleras estatales están frecuentemente influenciadas por motivos políticos que afectan su performance y, en muchas ocasiones, la dinámica del mercado en su conjunto

En algunos países, por lo general aquellos con grandes reservas de petróleo y gas natural, la producción de sus recursos hidrocarburíferos se concentra en una compañía estatal, o con participación societaria estatal mayoritaria, creada a tal efecto. En reiteradas ocasiones, dichas compañías alteran sus planes de producción para impulsar políticas públicas, fomentar ciertas relaciones internacionales u ofrecer energía a precios menores a los del mercado, entre otros, por lo que suelen sufrir bajos desempeños en el largo plazo y los mercados donde operan suelen verse afectados por falta de transparencia y competencia, en detrimento de los consumidores finales y, posiblemente, los contribuyentes.

Índice de contenidos

cont.

24

Escenario regional

La creación de empresas de petróleo estatales en la región antecedió al paradigma de nacionalización evidenciado a nivel internacional

La región, caracterizada por un alto nivel de reservas de petróleo y gas, cuenta con empresas petroleras estatales que, además de concentrar la actividad de *upstream*, monopolizan o tienen una participación mayoritaria en la refinación y/o comercialización de hidrocarburos, inclusive en aquellos países donde no desarrollan actividades relevantes de producción de petróleo y gas natural como Chile, Paraguay y Uruguay. La empresa estatal de Venezuela (PdVSA) resulta el caso paradigmático de las consecuencias de la intervención política en el desempeño de una compañía y el sector de un país.

26

Escenario local

Durante las tres últimas décadas, la participación de YPF en el sector hidrocarburífero local estuvo mayoritariamente influenciada por las iniciativas impulsadas por el Poder Ejecutivo Nacional y convalidadas a posteriori por el Congreso de la Nación, en un contexto de intervención de los mercados a partir del año 2005

Sujeto a los ciclos políticos en el país, el control de YPF tuvo numerosos vaivenes, pasando de ser una sociedad del estado a la privatización de su capital y sus activos, para luego funcionar con una mayoría estatal nuevamente. Tanto en petróleo como en gas natural, la participación de YPF disminuyó con la intervención de los mercados a partir del año 2005 para luego incrementarse en el período 2012-2017, con elevados márgenes de refinación, el sostenimiento del Barril Criollo durante los años de bajos precios internacionales y la implementación de los planes de incentivo a la producción de gas de dicha época, todos posteriores a la (re)nacionalización de la compañía. Desde el año 2017, la mayor actividad impulsada por otras empresas implicó el estancamiento en la participación de YPF en la producción de petróleo e, inclusive, su disminución en el caso del gas natural. En mercados libres y competitivos de energía la participación de cualquier compañía (de capitales privados, públicos o mixtos) debería ser el resultado de su desempeño y no de decisiones políticas persiguiendo otros objetivos.

30

Temas principales para seguir en el corto plazo

Índice de contenidos

cont.

31

Análisis de una norma relevante del mes

El nuevo plan de incentivos a la producción de gas aprobado por el DNU 892/2020 para el período 2021-2024. Concurso para la adjudicación de volúmenes de gas en el marco del plan

A través del DNU 892/2020 se formalizó el lanzamiento del nuevo plan de estímulo a la producción de gas natural. El Esquema aprobado sigue, en sustancia, los lineamientos y disposiciones plasmados en el borrador preliminar del plan que había sido difundido extraoficialmente por las propias autoridades entre los actores de la industria. En el presente informe analizamos las diferencias entre el borrador y el esquema finalmente aprobado, así como los principales lineamientos del Concurso Público Nacional para la adjudicación de los volúmenes de gas natural y demás instrumentos aprobados por la Resolución de la Secretaría de Energía 317/2020.

39

Síntesis regulatoria

Resumen de las principales normas

(Leyes, Decretos y Resoluciones).

Aviso Legal

El presente informe, elaborado por **Energy Consilium**, así como los modelos, proyecciones, fórmulas y aplicaciones desarrolladas, son confidenciales y no podrán ser transferidos a terceros o divulgados sin la autorización expresa y por escrito de **Energy Consilium**. El Cliente solo podrá utilizar este informe para fines propios.

Las proyecciones y opiniones de **Energy Consilium** volcadas en este informe están basadas en información disponible sobre la materia objeto del presente, sin que ello implique garantizar la exactitud de tal información ni de las proyecciones y conclusiones alcanzadas a partir de ella. **Energy Consilium** no será responsable en ningún caso por las acciones que el Cliente y/o terceros tomen en función del contenido de este informe.

Tema del mes

La intervención del Estado en el sector petrolero

—Por Daniel A. Redondo, con la colaboración de energyCONSILIUM

En este artículo se propone discutir, como punto de partida de un análisis que no se agota en las siguientes líneas, algunos aspectos relacionados con la participación del Estado en la economía de los países y, en particular, en el sector de los hidrocarburos. El tema ha sido ampliamente cubierto a lo largo del tiempo en múltiples libros, artículos y documentos para justificar modificaciones en el grado de intervención estatal que se han dado como parte de cambios políticos o ideológicos en la administración de los distintos países. Partiendo de una breve reseña histórica, el artículo plantea los temas que deberían discutirse para llegar a cierto grado de consenso sobre el rol del Estado en el sector petrolero global, con singular enfoque en nuestro país, evaluando las formas que podría tener en la nueva realidad global (post pandemia SARS-CoV-2 y ante la necesidad de reducir el impacto del sector energético sobre el cambio climático), particularmente en este momento tan crítico para Argentina. Valga aquí reiterar una aclaración, no se trata de una propuesta para resolver el tema, sino del planteo del inicio de un debate para lograrlo.

La intervención del Estado en la economía

Los economistas han discutido el rol que debería tener el estado en la economía de los países desde mediados del Siglo XVIII cuando Adam Smith planteaba¹ que el Estado solo debía preocuparse de tres obligaciones básicas: la defensa del país, la administración de justicia y establecer o mantener obras o instituciones públicas que sean útiles a la sociedad. Esta última obligación del Estado se puede interpretar como la necesidad de realizar obras para el bienestar de la sociedad y disponer de instituciones sólidas y fuertes que faciliten el comercio y el desarrollo económico. Esta visión que en la actualidad se califica como liberal, no implica necesariamente que el Estado deba aislarse de la realidad económica y dejar actuar a las fuerzas del mercado libremente. Por el contrario, el mismo Adam Smith planteaba

que el Estado debe intervenir para corregir algunos defectos del mercado, reducir aranceles o prohibiciones que pueden resultar en monopolios en beneficio de ciertos grupos y también, para la realización de obra pública que facilite el comercio y un desarrollo económico en favor de la sociedad en general.

A esta altura, la irrupción del comunismo en la vieja Rusia y sus países satélites, y el atractivo que presentaba para algunos pensadores el planeamiento centralizado impulsaron cambios hacia una 'economía mixta', que simplemente significaba una mayor participación del Estado en la redistribución de beneficios a la sociedad.

Las ideas económicas liberales de Adam Smith se impusieron, aunque evolucionando, a lo largo de dos siglos hasta que la Gran Depresión en la década de 1930 dejó en evidencia las debilidades del libre mercado que no podía asegurar el pleno empleo y la estabilidad de precios.

En reacción a estos problemas, el economista británico John Maynard Keynes planteó que en épocas de baja demanda o de depresión económica era justificable la intervención del Estado para aumentar la demanda, la inversión productiva y en general balancear picos y valles de los ciclos económicos. Esta nueva visión donde la política y la economía se complementaban se reflejaron en las resoluciones de la conferencia monetaria y financiera de las Naciones Unidas de 1944, más conocidos como los acuerdos de Bretton Woods, los que resultaron en la creación del Fondo Monetario Internacional, el Banco Mundial y otras instituciones que cobraron protagonismo en las décadas siguientes.

Muchos políticos, adoptaron estas ideas enfatizando la necesaria participación del estado. En palabras del padre de la Alemania moderna, Konrad Adenauer: **“Tanto mercado como sea posible, tanto Estado como sea necesario”**.

¹ Adam Smith-La Riqueza de las Naciones (1776)-Libro V.

El concepto de que hay una fuerte interrelación entre la política y la economía se reforzó en la segunda parte del siglo pasado con los dos shocks petroleros de 1973 y 1979, el colapso del orden monetario instaurado por los acuerdos de Bretton Woods, la caída del muro de Berlín en 1989 que termina con la disolución de la Unión de Repúblicas Socialistas Soviéticas (URSS) y los cambios políticos que se experimentaron en toda Europa.

El proceso de globalización iniciado a partir de 1990, y las olas de privatizaciones que se sucedieron no lograron revertir la tendencia y el crecimiento del rol del estado se mantuvo con intervenciones importantes para la resolución de las crisis financieras de Tailandia y otras economías asiáticas (1997), Rusia (1998), Brasil (1999) y, Turquía y Argentina (2001).

Avanzando en la historia económica y analizando algunas de las publicaciones² de Joseph Stiglitz, Premio Nobel de Economía 2001, la visión en el nuevo siglo cambia sustancialmente incorporando otras funciones al Estado y condicionando la intervención al grado de desarrollo de los países. El planteo de Stiglitz es una tercera posición entre el 'dejar hacer' de Adam Smith y las economías de total control gubernamental, como fueron la URSS y otras de ideología comunista que se establecieron a principios del siglo pasado. En su opinión, el desarrollo económico de Estados Unidos, y posteriormente de algunos países del Este Asiático, se debió primariamente al buen funcionamiento de los mercados, pero también a una participación importante del Estado que aseguró un marco e infraestructura propicia para ese funcionamiento.

Stiglitz define seis funciones básicas para el Estado: a) promover educación universal y de alta calidad, b) impulsar la incorporación de tecnología, c) apoyar al sector financiero, d) construir infraestructura, e) prevenir la degradación ambiental y f) mantener una red social que asegure acceso, entre otras cosas, a servicios de salud para todos.

Uno de los aspectos interesantes de la visión de Stiglitz es que enfatiza la necesidad de que el rol del Estado cambie y se actualice para adaptarse a los cambios tecnológicos y los requerimientos de la sociedad, particularmente en los países en desarrollo o economías en transición. Esta adaptación del rol del Estado a cambios políticos o eventos no anticipados ha sido una constante en los últimos años.

Como ejemplos importantes de eventos que resultaron en cambios en el rol de los Estados, se pueden nombrar los ataques terroristas del 11 de septiembre del 2001, la crisis financiera del 2008 y la pandemia SARS-CoV-2 que se inició a fines del año pasado. En este último caso, las sociedades, a pesar de la diversidad cultural, el distinto desarrollo económico y la diferente estructura política, parecen favorecer la intervención de un Estado protector, que solucione el origen de la pandemia y a la vez intervenga con mayor fuerza en la economía para mitigar los impactos negativos y favorecer su recuperación. La dimensión de una mayor intervención estatal para satisfacer estas demandas de la sociedad y sus resultados son aún tema para el debate político o académico.

Una breve reseña de la intervención estatal en el sector petrolero mundial

El sector energético, y particularmente el de los hidrocarburos, ha sido uno de los sectores de la economía con mayor grado de intervención estatal que fue justificada por su condición de industria estratégica para el desarrollo de las naciones o simplemente para lograr mayores beneficios de la explotación de recursos naturales que son, en la mayoría de los países, de dominio público.

Desde el descubrimiento del primer pozo petrolero en Titusville (Pennsylvania) en 1859, la industria petrolera se desarrolló en base a tecnología primaria y la ambición del capital privado que realizó inversiones en la producción de combustibles con el objetivo de reemplazar al aceite de ballena que se utilizaba en iluminación y el carbón usado para calefacción por un producto de menor costo. El boom petrolero, se inicia a principios del siglo XX con la irrupción del motor de combustión interna y el crecimiento de la demanda de combustibles hasta la década de 1930. Por entonces, la Gran Guerra europea puso en primer plano la importancia geopolítica del petróleo, elemento fundamental para movilizar flotas marinas, ejércitos y aviones; lo que impulsó a algunos Estados a acompañar a las empresas que se identificaban con sus banderas en su expansión a nuevos territorios, en la búsqueda de mercados o de nuevas áreas de producción.

En esa época la industria era esencialmente de capitales privados, sin intervención directa del estado y con un dominio

² J. Stiglitz-The Role of Government in Economic Development-1996 World Bank Annual Conference

casi total de las llamadas '7 hermanas'³ que mediante acuerdos privados mantuvieron al precio del petróleo estable y en un nivel bajo, cooperando en la búsqueda de nuevas reservas y con una limitada competencia en algunos mercados. Un claro ejemplo de este dominio privado con apoyo de los gobiernos -por entonces colonialistas- es el llamado Acuerdo del Lápiz Rojo firmado en junio de 1928 entre las empresas que eran socias en TPC (Turkish Petroleum Company), la compañía petrolera turca⁴, que establecía la cooperación entre ellas para la exploración petrolera en todo el Golfo Pérsico.

El rol del estado, tanto en Europa como en Estados Unidos se limitó a apoyar el desarrollo de las empresas privadas y, a nivel local, imponer derechos de importación e impuestos a la comercialización de combustibles para mejorar los ingresos fiscales.

En Latinoamérica la historia fue diferente. Reaccionando a la llegada de las multinacionales, inicialmente como importadoras de combustibles, algunos gobiernos de corte nacionalista comenzaron a crear empresas con el objetivo original de preservar los recursos petroleros, pero avanzando después en la refinación y la competencia en los mercados de combustibles.

Como se ve en la **Tabla I**, a la creación de YPF en Argentina en 1922, le siguieron empresas estatales similares en Uruguay, Bolivia y México, que a lo largo de los años llegaron a dominar el 100% de los recursos naturales en sus respectivos países.

La segunda ola de creación de empresas estatales tuvo lugar después de la segunda guerra mundial que confirmó la importancia del petróleo como recurso estratégico justificando la participación del estado en su gerenciamiento. Las empresas estatales de Chile, Colombia y Brasil se originaron a principios de la década de 1950 y se mantienen hasta el presente como monopolios estatales en los respectivos países.

Mientras tanto, en el Golfo Pérsico los gobiernos que habían otorgado concesiones de exploración y producción a las petroleras internacionales comenzaron a ganar participación en las empresas como Aramco y eventualmente

Tabla I

AÑO	COMPAÑÍA	PAÍS
1914	BNOC	Reino Unido
1922	YPF	Argentina
1931	ANCAP	Uruguay
1935	KUWAIT OIL	Kuwait
1936	YPFB	Bolivia
1938	PEMEX	México
1944	ARAMCO	Arabia Saudita
1950	ENAP	Chile
1951	NIOC	Iran
1951	ECOPETROL	Colombia
1953	PETROBRAS	Brasil
1956	ONGC	India
1960	KNPC	Kuwait
1965	SONATRACH	Algeria
1969	PETROPERU	Perú
1971	PERTAMINA	Indonesia
1971	NNOC	Nigeria
1972	STATOIL	Noruega
1974	PETRONAS	Malasia
1974	QATAR PET.	Qatar
1975	PDVSA	Venezuela
1976	SONAGOL	Angola
1981	PETROPAR	Paraguay
2002	GEPetrol	Nueva Guinea

a plantear sus derechos a la propiedad de los recursos y la defensa de la renta que estos producían. Estas ideas se concretaron en septiembre de 1960 con la creación de la OPEP (Organización de Países Exportadores de Petróleo) por parte de Arabia Saudita, Irán, Iraq, Kuwait y Venezuela.

³ Las siete Hermanas eran: Standard Oil Company of New Jersey (luego Exxon), Standard Oil Company of New York (Socony, luego Mobil, la cual finalmente se fusionaría con Exxon), Standard Oil Company of California (Socal, luego Chevron), Texas Oil Company (luego llamada Texaco, actualmente filial de Chevron), Gulf Oil (que luego se fusionaría con Chevron), Anglo-Persian (luego British Petroleum) y Royal Dutch Shell (ahora conocida globalmente como Shell).

⁴ En ese momento las socias eran Shell, Anglo-Persian (luego British Petroleum) y la Compañía Francesa de Petróleo, luego llamada Total, que había recibido los derechos de su gobierno.

Posteriormente se unieron Qatar (1961), Indonesia (1962), Libia (1962), Emiratos Árabes Unidos (1967), Argelia (1969), Nigeria (1971), Ecuador (1973). Desde sus orígenes, la OPEP tiene por objetivo la coordinación y unificación de las políticas petrolíferas y la estabilidad de los precios entre los países productores de petróleo. La importancia de esta organización de Estados fue reconocida por la ONU en 1962 y su intervención en el mercado petrolero se ha mantenido a lo largo del tiempo. Como se ve en la **Tabla I**, la crisis petrolera de 1973 volvió a impulsar la intervención estatal en el negocio y la creación de nuevas empresas estatales para ejercer el dominio del recurso. Esta ola estatizadora alcanzó también a algunos países europeos, como Noruega, que buscaron maximizar sus ingresos con empresas como Statoil (ahora Equinor) que fue establecida en 1972 para explotar los recursos de su titularidad en el Mar del Norte.

El rol del Estado, y la participación en el negocio petrolero a través de empresas nacionales, se ha mantenido sin cambios significativos en las últimas décadas a pesar de algunos intentos privatizadores, del crecimiento de los riesgos asociados al terrorismo o de algunos conflictos bélicos que han involucrado a distintos países.

Analizando el desarrollo histórico de la industria de los hidrocarburos y la intervención estatal en ésta, un resumen de aquel podría ser el siguiente:

- La creación de empresas petroleras nacionales (NOCs) ha sido la forma preferida de los diferentes Estados para intervenir en el negocio petrolero, particularmente para proteger su dominio de un recurso estratégico. Esto ha sido sin duda importante en países exportadores de hidrocarburos como los del Golfo Pérsico que han tenido éxito en capturar la renta petrolera y maximizar ingresos a través de acuerdos con otros países productores que comparten este objetivo y necesitan estabilizar el precio del petróleo.
- Hay algunos países, como China, Brasil, Chile, Uruguay, etc. que, siendo netos importadores de petróleo, han creado empresas estatales con el objetivo de asegurar el abastecimiento y permitir la estabilización de los precios locales de los combustibles como una forma de promover la estabilidad macroeconómica. Eventualmente, este esquema puede ser utilizado para subsidiar algunas actividades o sectores que son de interés de los gobiernos de turno.

- A menudo, el rol de las empresas estatales también incluye objetivos políticos, como la participación en proyectos de inversión o desarrollos tecnológicos que no están estrictamente dentro de su actividad, la creación de empleo u otras tareas de carácter social no relacionadas con su perfil empresario, si no más bien con objetivos del Estado al que pertenecen.

La participación del Estado en la industria petrolera argentina

En el caso de Argentina, la participación del Estado en la industria de los hidrocarburos se inicia con el descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia en 1907 y se extiende hasta nuestros días con la utilización de YPF como herramienta fundamental de la política energética por parte de todas las administraciones políticas que se sucedieron.

Como describe Nicolás Gadano en su Historia del petróleo en la Argentina⁵, inmediatamente después de su descubrimiento, el presidente Figueroa Alcorta, a pesar de que la ley de minería original no permitía la participación del Estado en estas actividades, emite un decreto que establece una zona de reserva alrededor del pozo descubridor original con la intención de preservar los derechos del Estado y evitar la entrada de empresas privadas en esa zona.

La política petrolera de los gobiernos conservadores en esos años favoreció la explotación por parte del Estado mediante la creación de una Dirección General encargada de esta tarea, la asignación de un presupuesto específico y el nombramiento de personal técnico capacitado. Obviamente, estas decisiones se dieron en medio de un debate sobre si el gobierno debía promover la participación privada o mantener el control estatal sobre el yacimiento.

La creación de la Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales en 1922, en los últimos meses de la primera presidencia de Hipólito Yrigoyen (1916-1922) reflejó la decisión del gobierno nacional de involucrarse más en la actividad petrolera para oponerse al dominio del mercado local que ejercían las compañías multinacionales como la Standard Oil, Royal Dutch Shell y Anglo-Persian. Esta línea de acción se confirmó con la llegada al gobierno de Marcelo T. de Alvear (1922-1928) mediante la designación del entonces coronel Enrique Mosconi al frente de YPF. Bajo la administración de Mosconi (1922-1930) y en un contexto de

⁵ Nicolás Gadano. Historia del petróleo en la Argentina. 1907-1955: Desde los inicios hasta la caída de Peron. Buenos Aires, Edhasa-2006.

crecimiento del sentimiento nacionalista, YPF expandió sus operaciones a la refinación y comercialización de hidrocarburos para llegar a competir exitosamente en el mercado local. También se debe resaltar que en este período la empresa estatal logró una considerable autonomía del poder político y se constituyó en un modelo de organización empresarial de capital estatal que fue imitado por otros países de la región, como se mencionó anteriormente.

El rol de YPF como regulador del mercado se consolidó, después de la renuncia de Mosconi, bajo los gobiernos de José Félix Uriburu y de Agustín Pedro Justo con la introducción de los impuestos a los combustibles, el aumento de los aranceles de importación y una mayor participación de la petrolera estatal en el mercado doméstico.

A lo largo de las siguientes décadas y bajo gobiernos militares o democráticos de distinto signo político, el crecimiento de YPF y su uso como herramienta para implementar distintas políticas hidrocarburíferas se mantuvo inalterable.

Durante la primera presidencia de Juan Domingo Perón (1946-1952), la empresa expandió el suministro de combustibles a todo el país, realizó algunas inversiones de exploración y producción e intentó desarrollar tecnología y capacidades propias en línea con el modelo económico estatista de los sectores nacionalistas que apoyaban al gobierno. La segunda presidencia de Perón (1952-1955) muestra una flexibilización de esa postura con el objetivo de incorporar capitales privados a la actividad productiva para aumentar la producción de petróleo, reducir el balance comercial negativo y compensar las carencias financieras y técnicas de la empresa estatal⁶.

El gobierno de Arturo Frondizi (1958-1962) intentó profundizar ese camino con sus políticas desarrollistas y logró atraer capitales privados al sector petrolero que en pocos años resultaron en un aumento significativo de la producción y la reducción de las importaciones de combustibles. En gran medida, esa atrevida estrategia desarrollista demostró que era posible implementar políticas donde el capital privado podía complementar, con recursos financieros y tecnología, algunas carencias e ineficiencias del Estado empresario.

Las tres décadas siguientes fueron signadas por el uso político de YPF por parte de los distintos gobiernos -tanto dictatoriales como democráticos- que implementaron políticas cambiantes en un marco de gran inestabilidad económica. La empresa estatal pasó a ser una herramienta política de las administraciones de turno, con muy limitados recursos para la inversión, reflejando precios de combustibles por debajo de los costos de producirlos, con un sobredimensionamiento de su estructura organizativa y un excesivo poder sindical que condicionaba todas las decisiones de la empresa. En esos tiempos YPF fue obligada a invertir los escasos recursos disponibles en proyectos petroquímicos⁷, a endeudarse en moneda extranjera lo que se tradujo en una deuda externa excesiva luego de algunas fuertes devaluaciones de nuestra moneda que ocurrieron en el país y con una estructura que había incorporado personal y tareas que no estaban alineados con sus objetivos empresariales.

Como parte de la ola privatizadora que tuvo lugar en la década de 1990, el gobierno de Carlos Saúl Menem impulsó una reducción de la participación del Estado en YPF convirtiéndola en sociedad anónima de derecho civil, vendiendo el 49% de sus acciones en el mercado y realizando bajo la dirección de José Estenssoro una profunda reestructuración de la empresa. YPF S.A. intentó convertirse en una empresa petrolera independiente del poder político, vendió activos no estratégicos⁸, se focalizó en las áreas de producción primaria vendiendo áreas secundarias a otras empresas y modernizó su estructura organizativa y su imagen convirtiéndose en un competidor relevante en el mercado local. A posteriori, trató de expandirse al mercado internacional con la compra de Maxus Energy y afiliadas en otros países latinoamericanos pero esta estrategia se frustró ante la sorpresiva muerte de su líder, en un accidente aéreo en mayo de 1995.

Posteriormente, la controvertida adquisición del paquete accionario de YPF S.A. por parte de Repsol en 1999, en las postrimerías del gobierno de Menem, y la no menos controvertida irrupción del Grupo Petersen en 2007 para hacerse cargo del gerenciamiento de la empresa financiando su ingreso a la compañía con préstamos del vendedor y de instituciones financieras -que serían repagados con la genera-

⁶ Se hace referencia al contrato con la California firmado en 1952 que establecía una explotación mixta de yacimientos concesionados a YPF para producir en conjunto aproximadamente 9.000.000 de metros cúbicos de petróleo para sustituir importaciones por 300 millones de dólares.

⁷ Se refiere a las inversiones para el desarrollo de los polos petroquímicos de La Plata y Bahía Blanca junto con Fabricaciones Militares a principios de los años 70s.

⁸ Se vendieron participaciones accionarias en las refinerías de San Lorenzo y Campo Durán, áreas petroleras secundarias que no podían ser desarrolladas, participación en oleoductos y terminales que no eran de uso exclusivo de YPF, y se asoció con empresas de gran capacidad financiera y técnica en áreas petroleras centrales.

ción futura de dividendos por parte de la misma YPF- y la posterior expropiación de las acciones en poder de Repsol decidida por el Gobierno de Cristina Fernández de Kirchner en 2012 son demostraciones acabadas del manejo político de la compañía de bandera, que no resultaron en cambios significativos en el rol de la empresa como herramienta de política energética del Estado Nacional.

En los últimos años, YPF expandió su portafolio de áreas de producción⁹, consolidó su posición dominante en el mercado de combustibles local, realizó algunas inversiones adicionales en petroquímica¹⁰ y, más recientemente, entró al mercado de generación eléctrica con la creación de YPF Energía Eléctrica S.A. (ahora YPF Luz) en 2013.

La YPF actual, el rol del Estado y el futuro de la empresa

YPF se acerca a cumplir sus primeros 100 años de vida en 2022 y quizás esta fecha pueda usarse como excusa para hacer un balance de logros y frustraciones, y también debatir las características de la empresa petrolera de bandera que quisiéramos tener los argentinos y el rol que debería jugar el Estado en ella.

Hasta la década de 1960 había un alto nivel de consenso en la sociedad argentina sobre la conveniencia de que la explotación del petróleo y el suministro de combustibles estuvieran en manos de una empresa estatal para asegurar el control sobre nuestros recursos estratégicos. Otras razones que justificaban este pensamiento eran que a través del Estado sería posible desarrollar los recursos sin consideraciones de costos y/o ganancias que son propias de las empresas privadas, lograr una mejor apropiación de la renta petrolera para el conjunto de la sociedad y eventualmente volcar parte de los ingresos a cubrir otras necesidades de ésta. Ese consenso se quebró cuando se hizo evidente que el modelo de monopolio estatal era incapaz de cumplir el objetivo del autoabastecimiento, que el instrumento que debía alcanzarlos, YPF Sociedad del Estado, no podía brindar el nivel de servicios requerido por la sociedad y que modificaba frecuentemente objetivos y estrategias bajo la fuerte influencia de la política de turno.

Es obvio que, durante todos estos años, bajo distintos gobiernos, diferentes formatos empresariales y cambios en sus equipos gerenciales, YPF ha sufrido un proceso de deterioro importante como resultado de la intervención de la política en su gerenciamiento y también a causa de los vaivenes de la economía argentina. El fracaso de la YPF estatal no se puede atribuir a la falta de una visión de sus fundadores, a la ausencia de equipos gerenciales adecuados o la falta de capacidad técnica. Por eso, mirando hacia el futuro lo importante no es discutir el porcentaje de acciones que debe tener el Estado Nacional en YPF o su privatización total. El tema que se debería discutir es que tipo de empresa petrolera de bandera necesitamos los argentinos para desarrollar todo el potencial que tiene el país en materia de recursos hidrocarburíferos, antes que las transiciones energéticas los trasformen en obsoletos o no sustentables.

La YPF actual presenta ciertos elementos que deberían ser parte de una discusión más amplia y detallada, entre los distintos actores económicos y sociales, que permita definir las bases para su desarrollo; entre ellos, los siguientes:

1. La naturaleza jurídica de YPF S.A. desde 1991 corresponde a una sociedad anónima de derecho civil con mayoría del paquete accionario por parte del Estado Nacional (en realidad el 49% de éste está sindicado por varias décadas por las provincias productoras de petróleo al Estado Nacional). Dejando de lado las posiciones políticas, esta condición tiene notables ventajas sobre la 'Sociedad del Estado' que la precedió. Entre ellas, permite la participación de capital privado en la empresa y también en el mercado, evita caer en la tentación de asignarle el monopolio natural a la 'Sociedad del Estado', obliga a mantener cierta disciplina empresarial en auditorías, reportes económico-financieros, transparencia de sus actos y, al mismo tiempo, mantiene cierto grado de control del Estado sobre los objetivos empresariales de largo plazo. La naturaleza jurídica de YPF ha sido motivo de polémica y debate durante los últimos 50 años sin que se llegara a una solución satisfactoria que permita su adecuado desarrollo empresarial.
2. A lo largo de estos primeros cien años de vida, YPF no ha logrado cumplir con el objetivo fijado por su creador, el Gral. Enrique Mosconi, de asegurar el abastecimiento del mercado argentino, excepto en algunos cortos

⁹ Incluyendo la compra en 2012 de los activos de Apache que tenía operaciones en las provincias de Neuquén, Río Negro y Tierra del Fuego con una producción importante de gas natural y reservas de más de 135 MBOE. YPF S.A. pagó 800 millones de dólares en esta operación.

¹⁰ Inversiones en Mega y Profertel S.A. en 2001 en asociación con la canadiense Nutrien.

períodos¹¹. A esta altura, el pensamiento dominante es que, para cumplir ese objetivo, Argentina no debería limitarse a lograr el autoabastecimiento como aún pregonan algunos políticos, si no que debería desarrollar todo el potencial de sus recursos hidrocarburíferos y convertirse en un neto exportador de ellos y así generar mayores ingresos de divisas para el país. YPF S.A. es un actor clave en cualquier plan del sector, pero su rol es aún más importante si el objetivo es crecer rápidamente y abastecer una parte del mercado internacional.

3. La limitación más importante que ha tenido YPF a lo largo de su historia para desarrollarse empresarialmente ha sido la ausencia de capital suficiente para encarar proyectos o actividades esenciales. Esto fue así porque, al ser una empresa integrada, no pudo generar caja suficiente a partir de los precios de los combustibles en el mercado local, ya que éstos han sido permanentemente objeto de intervenciones estatales (de hecho y de derecho) y porque el acceso a financiamiento externo estuvo limitado por las condiciones macroeconómicas del país. Adicionalmente, en muchos casos se forzó a la empresa a encarar proyectos de dudosa rentabilidad o mantener operaciones ineficientes por razones sociales o políticas a las que se destinó parte del escaso capital disponible. Esta limitación financiera de la empresa debería solucionarse a partir de acciones propias que no dependan de aportes del Estado (en este sentido debe mencionarse el tratamiento del proyecto de Ley de Aporte Solidario, más comúnmente conocida como de Impuesto a la riqueza, que destina 25% de lo recaudado al financiamiento de proyectos de producción de gas natural por parte de nuestra empresa de bandera) o de financiamiento externo de más alto costo.
4. A pesar de que YPF tiene un vasto portafolio de áreas petroleras¹², su capacidad de desarrollo es muy limitada y no alcanza para encarar inversiones en todas las áreas que controla en las distintas cuencas o, incluso, solo en Vaca Muerta. YPF debería focalizarse en el desarrollo de las áreas con mayor potencial productivo mediante mecanismos como la asociación con empresas privadas que aporten capital y tecnología, y por otra parte ejecutar un agresivo programa de *farm out*, transfiriendo (total o parcialmente) sus derechos de exploración y explotación a otras empresas que puedan desarrollar las áreas de menor interés para la compañía. Esta estrategia

tiene aún más sentido ante el rápido desarrollo de las energías renovables que parece anticipar el fin de la era del petróleo para mediados de este siglo. Algo similar se hizo en 1991 como parte de la desregulación petrolera con resultados muy positivos para YPF y para el país. La producción de petróleo de Argentina creció de 483 KBD en 1990 hasta alcanzar un pico de 847 KBD en 1997, con inversiones por parte de empresas multinacionales que ingresaron al país o empresas locales que hasta ese momento habían sido contratistas de YPF.

5. Otro de los temas que deberían ser parte del debate es si YPF debe focalizarse en la producción de petróleo y gas para alcanzar su objetivo original de asegurar el abastecimiento o si debiera expandirse verticalmente o en nuevas actividades como lo ha hecho en las últimas décadas. Hay algunos activos de YPF S.A que no hacen al objetivo originalmente planteado y que podrían ser atractivos para el capital privado. Entre ellos, las participaciones de YPF en empresas como Profértil, MEGA, YPF Luz y otras. En ese sentido, recientemente, el presidente de YPF S.A ha anunciado una inversión de 1.200 millones de dólares para una expansión de la capacidad de producción de Profértil. Obviamente la inversión se estima de buena rentabilidad, pero deberíamos preguntarnos si esta inversión por parte de YPF S.A. es realmente prioritaria o si la puede hacer el sector privado sin comprometer los escasos recursos financieros y humanos de la empresa.
6. En el segmento de distribución y comercialización de combustibles, YPF ha cumplido con el objetivo de cubrir con su red de estaciones de servicio la mayor parte del país. Esto ha sido importante ante la decisión de otras marcas de concentrarse en el gran mercado del centro del país. Sin embargo, la posición dominante de YPF en el mercado y la forma en que se instrumenta esa participación tienen algunas implicancias negativas que podrían ser evitadas. Uno de los problemas es la limitada competencia en precios y servicios por parte de las distintas marcas que distribuyen combustibles, lo que se debe al carácter de *price setter* de YPF y al hecho de que muchas veces los importadores no pueden competir libremente por una parte del mercado, frecuentemente para proteger los puestos de trabajo en el sector upstream. En los países desarrollados, las grandes petroleras han transferido el negocio minorista (franquiciando

¹¹ Argentina fue neto exportador de petróleo y gas desde 1996 a 2007 como resultado de las condiciones definidas durante la desregulación petrolera iniciada en 1991.

¹² YPF, según la información de la Secretaría de Energía posee más de 250 áreas para explotación en las distintas cuencas del país. Solo en Vaca Muerta YPF S.A. posee 23 áreas petroleras en concesión que cubren unos 3.600 Km². Actualmente tiene operaciones en 16 de estas áreas, aunque la producción se concentra en Loma Campana.

el uso de la marca) a distribuidores regionales que son ahora responsables por el transporte, distribución y venta minorista de los combustibles que ellas producen en sus refinerías. Mucho más cerca, Petrobras mismo ha encarado también un proceso de venta de gran parte de sus activos de refinación. En este esquema, las petroleras se concentran en la producción de petróleo y gas natural, hay una mayor libertad de precios en el mercado y los consumidores son favorecidos con nuevos servicios. Un esquema como este permitiría a YPF recuperar capital, reducir costos y evitar inversiones en un sector de menor rentabilidad y que puede hacer el capital privado.

7. La eficiencia operativa es también un área que merece revisarse. A lo largo de su historia, YPF ha tenido políticas de recursos humanos diversas que bajo una fuerte presión sindical llevaron a niveles de empleo muy por encima de lo razonable y que tuvieron como contrapartida, reducciones importantes como la implementada por parte de la gestión transformadora de Estenssoro en 1991. En la actualidad la empresa tiene aproximadamente 20.000 empleados, lo cual compara desfavorablemente con las empresas internacionales que tienen en el rango de 60.000/70.000 empleados para volúmenes de producción superiores a los 2 o 3 millones de barriles por día, o sea unas 8 veces mayor al de YPF. Recientemente, durante su participación en la Conferencia de Energía realizada por el Instituto de las Américas en La Joya, California, el presidente de YPF, Guillermo Nielsen dijo: “En 2010 había 21 personas por barril producido, mientras que en 2019 llegó a 44,6” (NdR: debió haber dicho por cada 1000 barriles por día producidos) lo que remarca la importancia de recuperar la eficiencia operativa de la empresa si quiere ser competitiva e impulsar su crecimiento.

En el pasado, muchos analistas han sugerido que nuestra empresa petrolera de bandera debería seguir el modelo empresarial de la noruega Statoil (Equinor desde 2018) o de la brasileña Petrobras. Quizás se pueden tomar algunos ejemplos de cada una de ellas, pero ninguno de los modelos propuestos es adecuado para YPF S.A.

La petrolera estatal noruega, Statoil, fue creada a posteriori de los grandes descubrimientos de petróleo y gas en el Mar

del Norte por parte de empresas privadas y con el solo objetivo de maximizar la apropiación de la renta petrolera para la sociedad noruega. A lo largo de sus escasos 50 años de vida ha mantenido una estrategia de crecimiento independiente de los cambios políticos, con excedentes de capital fruto de sus participaciones en joint ventures con otras operadoras multinacionales y con una permanente búsqueda de la eficiencia y la modernidad en sus operaciones.

Por su parte, Petrobras creada en 1953 por el gobierno nacionalista de Getulio Vargas es, como la YPF actual, una empresa de capital mixto con mayoría accionaria estatal que a lo largo de su existencia se ha beneficiado de la escala de su mercado local y el acceso a financiamiento, sea estatal o privado, a costos razonables. Una notable diferencia con YPF es que Petrobras, a pesar de algún intento fallido de expandirse internacionalmente y escándalos de corrupción, se concentró en el desarrollo de algunos campos petroleros, particularmente Santos, y ha llegado a niveles de producción que aseguran el abastecimiento del mercado local.

En cualquier caso, es evidente que ni el modelo estatal inicial de Mosconi, ni los modelos de Statoil/Petrobras se adaptan a la realidad argentina actual. Tenemos recursos naturales comparables o mejores que los de Noruega o Brasil, pero las debilidades de una macroeconomía aún inestable, escaso acceso a financiamiento competitivo y condicionantes políticos, no han permitido avanzar en el desarrollo de una empresa de bandera sólida, con inversiones sostenidas y que pueda cumplir con los objetivos que soñaron sus creadores.

Acercándonos al 2022, cuando se cumplen los primeros 100 años de existencia de YPF, los argentinos tenemos la oportunidad de debatir y acordar las bases para que el sector petrolero, y en particular YPF, pueda desarrollarse a su máximo potencial.

El modelo resultante debería surgir del establecimiento de objetivos ampliamente consensuados por el arco político local, la definición e implementación de una estrategia empresarial clara y sustentable en el largo plazo y con un rol del Estado bien definido, probablemente diametralmente diferente al que se ha venido aplicando hasta ahora. ■

Transición energética

Eficiencia energética en edificaciones

—Por Andrea Heins, con la colaboración de ENERGY CONSILIUM

Contexto y oportunidades

Como se ha mencionado en ediciones anteriores del Informe de Coyuntura Energética (ICE), el consumo de energía es la principal fuente de emisión de gases de efecto invernadero (GEI) a nivel global.

Si nos enfocamos en las edificaciones y las energías asociadas, ellas son responsables del 32% del consumo de energía mundial y un cuarto de las emisiones de CO₂, existiendo una enorme oportunidad, muy poco aprovechada, de crear comunidades más sostenibles a través de la eficiencia energética. La mejora de la eficiencia energética de los edificios puede contribuir a reducir las emisiones globales del sector en más de un 80% respecto de un escenario tendencial para el 2050.

Edificios más eficientes pueden generar beneficios económicos, reducir el impacto ambiental, mejorar la calidad de vida de las personas y la productividad de las ciudades. La eficiencia energética en edificaciones no solo reducirá los costos de energía, sino que permitirá crear puestos de trabajo y activar las economías regionales.

La Agencia Internacional de Energía (IEA) lo estableció como una de sus recomendaciones dentro de los paquetes de estímulo para la recuperación económica post pandemia SARS-CoV-2¹. En dicho estudio, la IEA sugiere que alrededor del 60% del gasto en mejoras de la eficiencia energética de los hogares se destina a la mano de obra, lo que genera un fuerte crecimiento del empleo. Los programas impulsados por el sector público centrados en los hogares y en ciertos tipos de edificios relativamente normalizados, como viviendas sociales, hospitales, edificios de oficinas y escuelas, han demostrado su eficacia para generar importantes beneficios económicos.

Las posibilidades de *retrofit*² pueden desarrollarse a partir de programas ya existentes que se potencien o nuevas iniciativas. Por ejemplo, en los Estados Unidos se destinaron más de 11.000 millones de dólares en fondos de estímulo a programas de mejora de edificios entre 2009 y 2011, dirigidos a sectores específicos, como los hogares, las empresas, los edificios gubernamentales y otras instalaciones públicas (por ejemplo, escuelas y hospitales), estos programas permitieron ahorrar 2 dólares en costos de energía por cada dólar invertido en lograrlo y, como resultado, se crearon más de 200.000 puestos de trabajo en todo el país.

En el estudio del *World Resources Institute* (WRI), [Accelerating building efficiency, Eight Actions for Urban Leaders](#), se menciona que un aumento del 27% en la eficiencia energética en Europa para 2030 -en comparación con los niveles de 2005- daría lugar a 2 millones de nuevos empleos.

¹ IEA (2020), Energy efficiency and economic stimulus, IEA, Paris <https://www.iea.org/articles/energy-efficiency-and-economic-stimulus>

² Se utiliza el término retrofit para indicar aquellas mejoras de eficiencia energética en edificaciones existentes.

Situación en Latinoamérica y el Caribe

De acuerdo con un [informe de la Alianza Global para las Edificaciones y Construcciones, la IEA, y el Programa de Naciones Unidas para el Medio Ambiente \(UNEP\)](#), además de generar entornos más saludables, más resilientes y productivos, la descarbonización del sector de la construcción presenta una oportunidad de negocio en Latinoamérica y el Caribe (LAC) con un valor estimado de aproximadamente 4 billones de dólares para 2030. El logro de estos resultados requerirá de un ritmo y escala de implementación que no podrá alcanzarse si no existe una mayor colaboración entre los encargados de la formulación de políticas en todos los niveles jurisdiccionales, así como con los planificadores urbanos, arquitectos, promotores inmobiliarios, inversores, empresas de construcción y empresas de servicios públicos.

Los países de la región se enfrentan a desafíos como la expansión de las zonas urbanas, la deficiencia de infraestructura pública, el crecimiento de asentamientos informales y el alto porcentaje de la población que vive en viviendas inadecuadas, situadas en zonas vulnerables³. Esto se ve agravado por los altos niveles de informalidad en el sector de la construcción, siendo la autoconstrucción una práctica común.

Los edificios eficientes pueden ayudar a aumentar el acceso a la energía y reducir la pobreza energética de los ciudadanos de bajos ingresos, lo que impacta en una mejora de la salud, la productividad y el confort. Los habitantes de viviendas con eficiencia energética gastan menos dinero en iluminación, calefacción o refrigeración, lo que se traduce en un mayor poder adquisitivo para la compra de alimentos y otros artículos esenciales; esto, a su vez, son mayores recursos que se vuelcan a las economías locales. Las mejoras en salud, producto de una menor exposición a condiciones de bajas temperaturas y humedad extremas, reducen la ausencia laboral y la deserción escolar. En todos los aspectos, ambientales, sociales, y económicos, se genera un círculo virtuoso contribuyendo positivamente a varios de los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS).

Situación en Argentina

En Argentina el consumo de energía representa el 53% de las emisiones de GEI. Si nos enfocamos en las edificaciones y la energía asociada a ellas, solo el sector residencial representa el 28,6% del consumo final de energía y es responsable del 12% de las emisiones nacionales de GEI (7,7% por la quema de combustibles fósiles en el sitio y 4,3% por generación de electricidad para el sector residencial⁴).

El territorio nacional se caracteriza por su diverso clima y se lo puede dividir en 6 zonas climáticas⁵, pasando por cálido en el norte, templado en la zona centro y frío con fuertes vientos en la zona sur. Este clima variado presenta la necesidad de aplicar distintas estrategias de construcción para cada zona climática. Durante los meses de invierno en la zona centro y sur se detectan picos de consumo de energía debido al uso de calefacción, y durante los meses de verano estos picos se encuentran en la zona centro y norte debido al uso de refrigeración, poniendo en evidencia la incidencia que tienen

³ The World Bank (2014b). Population Living in Slums (<https://data.worldbank.org/indicator/EN.POP.SLUM.UR.ZS?view=map>)

⁴ Inventario Nacional de GEI, 2016. Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación.

⁵ Determinadas en la norma de alcance nacional IRAM 11603.

las temperaturas extremas en la demanda energética en las edificaciones. Esta diversidad climática nos obliga a plantear diferentes estrategias de eficiencia energética en función de la ubicación geográfica de los edificios bajo análisis, y también en función de la tipología de construcción.

En particular, los hogares de bajo nivel socio económico están más expuestos a las adversidades climáticas debido a la deficiencia en la calidad de construcción. Esto genera que no lleguen a cumplir con el estándar mínimo de confort en el interior de su vivienda (temperatura interior de 20°C en invierno y 26°C en verano, de acuerdo a la Norma IRAM 11.900), y demanden alto consumo de energía para asegurar condiciones mínimas de bienestar, a la vez que producen altos niveles relativos de emisiones de GEI.

De acuerdo con los datos del último censo nacional del año 2010, se detectó un déficit habitacional de 1.822.729 que representa al 16,1% del parque total de viviendas. Este déficit, consta de dos aspectos: uno cuantitativo y otro cualitativo. El déficit cuantitativo es del 4,1% del parque total, y se define por la relación numérica entre viviendas y hogares, y por la residencia en viviendas de tipo irrecuperable⁶. La solución para reducir o eliminar este déficit consiste en la construcción de nuevas viviendas, a través de diferentes programas sociales. Las iniciativas de vivienda social realizadas con fondos públicos deberían incorporar criterios de eficiencia energética desde el diseño, tanto para mejorar la calidad de vida de sus habitantes y reducir el impacto de los gastos en energía sobre sus economías domésticas, como para aliviar los fondos públicos que probablemente deban ser destinados a cubrir parte de la tarifa social de estos sectores. Con este foco, en el año 2019 la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, en conjunto con la Secretaría de Vivienda y la Secretaría de Energía, desarrollaron un [Manual de Vivienda Sustentable](#) en el que se dan los lineamientos y documentación técnica de apoyo a los Institutos Provinciales de Vivienda para la construcción y uso sustentable de barrios y viviendas a desarrollar en el marco del Plan Nacional de Vivienda. El manual incluye una herramienta de autoevaluación que sirve como guía de referencia para identificar los aspectos medibles de los proyectos, y contiene los indicadores que se utilizarán para evaluar los proyectos a presentar. El Manual también está dirigido a arquitectos e ingenieros del ámbito privado que deseen incorporar la variable sustentable en sus proyectos.

Por otro lado, el déficit habitacional cualitativo “Muestra la situación de hogares que habitan en viviendas deficitarias; es decir, aquellas cuyas condiciones de estado y localización requieren reparaciones o se encuentran incompletas. Es un indicador complejo de las condiciones habitacionales, que alerta sobre un tipo de insuficiencia que se puede atenuar dinamizando y mejorando el parque habitacional urbano existente. Considerar el déficit habitacional cualitativo aporta a la definición de Políticas Públicas que faciliten, entre otras cosas, el acceso al crédito promoviendo intervenciones para mejorar las condiciones de las unidades existentes⁷”; de acuerdo a la definición dada en el Atlas ID (herramienta que permite visibilizar los fenómenos y procesos de desarrollo que caracterizan al territorio argentino, mediante indicadores adecuados a cada temática objeto de observación).

Al año 2010, el déficit cualitativo involucraba el 12% del parque total de viviendas del país. Parte de este déficit cualitativo está asociado a falta de aislación y alta demanda energética para alcanzar el

⁶ <https://atlasid.planificacion.gob.ar/indicador.aspx?id=58>

⁷ <https://atlasid.planificacion.gob.ar/indicador.aspx?id=51>

confort térmico en meses de verano e invierno en el interior de las viviendas. Implementar un programa de *retrofit* para estos sectores permitiría reducir el consumo de energía a la vez que se mejorarían las condiciones de confort de sus habitantes y se capturarían todos los beneficios sociales, ambientales y económicos descritos anteriormente.

De todas maneras, la oportunidad de mejora de eficiencia energética atraviesa todos los sectores socio económicos y los potenciales beneficios, también. Seguramente el enfoque y abordaje de los programas deberán adecuarse para cada segmento, y dependiendo si se trata de construcción nueva, cuyos requisitos están definidos por los códigos de construcción locales, o de construcción existente, lo cual requiere iniciativas de *retrofit* más complejas

Existen a la fecha, algunos antecedentes que sirven de base para la futura implementación de un programa de *retrofit* en Argentina. Desde el año 2016, se lleva adelante el [Programa Nacional de Etiquetado de Viviendas](#), que tiene como objetivo introducir la Etiqueta de Eficiencia Energética como un instrumento que brinde información a los usuarios acerca de las prestaciones energéticas de una vivienda y constituya una herramienta de decisión adicional a la hora de realizar una operación inmobiliaria, evaluar un nuevo proyecto o realizar intervenciones en viviendas existentes. En el largo plazo, este instrumento generará un sello distintivo que tiene incidencia en el valor de mercado de un inmueble, promoviendo la inversión, el desarrollo y el trabajo local. Hasta la fecha, se han realizado 7 pilotos de etiquetado de eficiencia energética en edificaciones destinadas a viviendas, en varias ciudades a lo largo de todo el país; alcanzando un total de 1410 viviendas y realizando 14 cursos de capacitación para la formación de 675 profesionales.

Con el objetivo de dar respuesta al segmento de viviendas con déficit habitacional cualitativo y a la vez mejorar la eficiencia energética de las mismas, se comenzó a desarrollar en el año 2018 el 'Programa Mejor Hogar Sustentable', actualmente 'Mejoramientos Sustentables' como una línea del plan PROCREAR, pero al momento no se ha puesto operativo.

La Provincia de Santa Fe, en el año 2019, sancionó la [Ley 13.903 de Etiquetado de Eficiencia Energética de Inmuebles destinados a viviendas](#), mediante la cual establece un régimen de etiquetado de eficiencia energética de viviendas, define la metodología a utilizar, el proceso y la obligatoriedad de la misma en las operaciones de venta de inmuebles.

Existen, a su vez, varios proyectos de Ley Nacional⁸ y Provinciales que tienen por objeto implementar la certificación de sustentabilidad de edificios, establecer la obligatoriedad del etiquetado de eficiencia energética, con distintos matices que van desde medidas voluntarias hasta obligatorias, para obras de construcción nuevas e inmuebles existentes, que se vendan o alquilen, así como generar conciencia y capacidades sobre el potencial existente y promover el desarrollo de un mercado asociado al tema.

Barreras, impulsores e instrumentos

Como se mencionó más arriba, existe una gran oportunidad de mejora que aún no está totalmente aprovechada, debido a que existen diversas barreras que explican la relativamente lenta tasa de

⁸ <https://www.hcdn.gob.ar/proyectos/resultados-buscador.html> - <https://www.senado.gob.ar/parlamentario/comisiones/verExp/889.20/S/PL>

adopción de esas tecnologías en los países de la región y limitan la capitalización de los múltiples beneficios que trae aparejado un programa masivo de *retrofit* en edificaciones. Las barreras varían de un país a otro, dependiendo de varios factores, pero, en términos generales para LAC, son las que se describen a continuación.

Barreras políticas e institucionales:

- Los decisores políticos, las instituciones financieras y los inversores en los países de la región suelen tener dificultades para evaluar la conveniencia, la factibilidad técnica, la viabilidad económica y el riesgo asociado a proyectos de *retrofit*, con un grado suficiente de confianza. Por ende, tienden a mostrarse renuentes a priorizarlos a la hora de incluirlos en un portafolio de proyectos, de aprobar un crédito con ese destino o de tomar decisiones de inversión.
- La falta de continuidad de las instituciones involucradas en la promoción y desarrollo de la eficiencia energética tiende a resultar en la pérdida de personal con experiencia; a lo que se suma en algunos casos la escasa influencia relativa a nivel institucional del área encargada de promover estas políticas.
- Limitada implementación de políticas orientadas a reducir el uso y consumo de energía en edificios, en general se encuentran en etapa piloto.
- Desde el punto de vista institucional, la temática implica un abordaje transversal que involucra distintas áreas de gobierno de distintas jurisdicciones (nacional, provincial y municipal), lo que genera dificultades de implementación.

Barreras económica y financieras:

- El éxito de los programas de *retrofit* en el sector residencial depende en gran medida de la existencia de financiamiento nacional o internacional, de manera que permita introducir instrumentos financieros innovadores para fomentar este tipo de iniciativas. El sector público no siempre cuenta con los recursos necesarios para ello, especialmente en países en vías de desarrollo.
- En varios de los países de la región, la elevada dependencia productiva y fiscal de los principales sectores emisores de GEI, se ha traducido en políticas de fijación de precios que desalientan la mitigación del cambio climático. En Argentina, los subsidios a los combustibles fósiles vigentes que se traducen en tarifas reducidas de gas natural y energía eléctrica frenan el despegue de inversiones asociadas a eficiencia energética en general y a medidas de *retrofit* en particular.
- Falta de líneas de financiamiento específico con condiciones preferenciales, ya sea tasas reducidas o períodos de repago más largos, que incentiven este tipo de inversiones por sobre otras más tradicionales.
- En Argentina, además, existe una inestabilidad macroeconómica histórica, caracterizada por altos niveles de inflación, tipos de cambio fluctuantes, altas tasas de interés que dificultan el acceso a la financiación, desequilibrios fiscales y de balanza de pagos, junto con altos niveles de deuda externa. Todo esto limita la inversión privada y reduce la posibilidad de intervención estatal debido al alto déficit fiscal y al alto costo del financiamiento internacional.

Barreras socioculturales

- El acostumbramiento de la población a contar con tarifas subsidiadas y la falta de información o percepción de los beneficios de la eficiencia energética y los ahorros de energía, dificulta aún más el cambio en los patrones de conducta hacia medidas de *retrofit*.

- La falta de información, conocimiento, entendimiento y cuantificación de los ahorros de energía y los co-beneficios de la eficiencia energética y las energías renovables, suelen dificultar los procesos de cambio sociocultural.

Barreras técnicas

- La inexistencia o limitación de proyectos o iniciativas similares, hace difícil la adquisición de experiencia y generación de capacidades por parte de los profesionales y técnicos, resulta en una muy lenta curva de aprendizaje y dificultan la implementación de un programa a escala⁹.
- La acotada cantidad de proveedores de bienes y servicios con capacidades técnicas específicas para el *retrofit*, sumado la falta de industrialización de muchos de ellos, dificulta la capacidad de respuesta a la demanda implícita en un programa de *retrofit* a escala.

Barreras regulatorias

- La ausencia de normas legales que obliguen o incentiven la implementación de las acciones de *retrofit* y etiquetado de edificaciones se constituye en la principal barrera legal. Además de la falta de normas, se observa también la ausencia de códigos, pautas o estándares que promuevan medidas de *retrofit*.

Impulsores

- Argentina tiene una larga historia en materia de mitigación del Cambio Climático y ha tenido un rol muy activo en esta agenda en los últimos años. En 2016, a un año de la firma del Acuerdo de París, fue el primer país en presentar ante la CMNUCC (Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático) una nueva NDC (Contribución Nacionalmente Determinada), más ambiciosa y que incluía a todos los sectores de la economía. Asimismo generó un marco institucional en la materia con la creación del Gabinete Nacional de Cambio Climático ([Decreto N° 891/16](#)) y elaboró el Plan Nacional de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático que incluye 7 planes de acción sectoriales, entre los que cuales cabe mencionar al Plan de Acción de Energía y Cambio Climático y el Plan de Acción de Infraestructura y Cambio Climático, que cuentan con varias medidas de mitigación de eficiencia energética, energías renovable y específicamente de *retrofit* de viviendas. El país cuenta asimismo con la [Ley N° 27.520](#) de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático, sancionada a finales de 2019.
- Estas iniciativas requerirán, entre otras acciones, de la rápida descarbonización de las edificaciones, mejorando la eficiencia energética y generando una transición hacia fuentes de energía menos intensivas en carbono, sin disminuir, o incluso incrementando, los niveles de confort térmico.
- Conforme los resultados del estudio desarrollado por Beillan *et al*¹⁰ para los casos de Alemania, Suiza, Italia, España y Francia, se observó que la obligación o necesidad de llevar a cabo importantes obras de rehabilitación o adecuación de edificios se encontraba detrás de todos los proyectos de *retrofit* estudiados; aprovechándose en general la oportunidad de la compra o la

⁹ Según el informe "Demanda de Capacidades 2020" desarrollado por el INET (Instituto Nacional de Educación Tecnológica) el 51 por ciento de las empresas nacionales tiene dificultades para contratar perfiles técnicos y las principales causas, en el caso de la construcción se relacionan con la falta de competencia técnica (29%), la falta de experiencia (21%) y la ausencia de candidatos (14%).

¹⁰ Beillan, V.; Battaglini, E.; Goater, A.; Huber, A.; Mayer, I.; Trotignon, R. (2011) *Barriers and drivers to energy-efficient renovation in the residential sector. Empirical findings from five European countries. ECEEE 2011 Summer Study, Energy efficiency first: The foundation of a low-carbon society.*

ampliación de una vivienda individual, o, en el caso de la vivienda colectiva (consorcios), la obligación de realizar trabajos de mantenimiento.

- La perspectiva de aumentar el valor inmobiliario de las unidades de vivienda que se sometan al *retrofit* y/o los beneficios asociados a dichas renovaciones, como gastos energéticos mensuales más bajos y mejoras en la comodidad de la vivienda y en la salud de quienes la habitan, son factores que colaboran con la adopción de intervenciones de este tipo.

Instrumentos

- Debido a las barreras existentes, dependiendo de la madurez del mercado que se analice, se requiere en mayor o menor medida, algún tipo de intervención del estado para llevar adelante y potenciar este tipo de iniciativas.
- El WRI propone ocho acciones para desbloquear la eficiencia energética en las edificaciones, las cuales incluyen los instrumentos y mecanismos de implementación que se deberían articular para desplegar un programa de *retrofit* con resultados concretos, a gran escala y sostenibles en el largo plazo. Esas ocho acciones son resumidas a continuación (**Tabla I**):

Tabla I: Ocho acciones para desbloquear la eficiencia energética en las edificaciones

1. Códigos y normas	Regulaciones que requieren un mínimo nivel de eficiencia energética en el diseño, construcción y operación.
2. Objetivos y metas	Metas de reducción de energía que pueden ser establecidas por el gobierno local o nacional, a nivel mandatorio o voluntario asociado a incentivos.
3. Información y certificaciones	Datos, líneas de base, divulgación y certificaciones para la diferenciación del rendimiento o atributos del edificio.
4. Incentivos y financiación	Programas e incentivos para proporcionar fondos para la implementación de mejoras de eficiencia energética en los edificios.
5. Liderazgo del gobierno mediante ejemplo	Programas para respaldar la eficiencia del gobierno, incluidas las renovaciones de edificios públicos y adquisiciones innovadoras.
6. Compromiso de propietarios, administradores y usuarios	Participación de propietarios e inquilinos de edificios del sector privado mediante asociaciones, concursos y premios, la retroalimentación de los usuarios y actividades de gestión de la energía.
7. Compromiso de los servicios técnicos y financieros	Desarrollo de mercado y mano de obra calificada para proveedores privados de construcción de edificios, servicios y equipos.
8. Trabajar con los servicios públicos	Planificación y programas con las empresas de servicios públicos para la mejora de la eficiencia energética.

Fuente: World Resources Institute.

Medidas de mejora de eficiencia energética

Las medidas de mejora a realizar en el programa de *retrofit* se pueden clasificar (**Tabla II**), en función del tipo de intervención, en:

- **Medidas Pasivas:** aquellas orientadas a reducir la demanda energética a partir de mejorar el comportamiento de la envolvente.
- **Medidas Activas:** aquellas que mejoran el rendimiento y la eficiencia de los sistemas activos asociados de manera directa al uso de energía

Las medidas pasivas impactarán directamente en la demanda de la energía requerida para climatización, tanto frío como calor, y, en menor medida para iluminación y ACS. Las medidas activas son las que habrá que considerar para complementar la prestación de servicios energéticos dentro de la edificación, dada una configuración de envolvente determinada.

Tabla II: Clasificación de medidas de *retrofit*

Medidas Pasivas	Medidas Activas
Aislamiento de muros exteriores	Refrigeración
Aislamiento de cubierta	Calefacción
Protecciones solares	Agua caliente sanitaria (ACS)
Aberturas	Iluminación
Protecciones solares	Cocción
Estanqueidad-Reducción de infiltraciones	Ascensores
	Bombas de agua

Fuente: Elaboración Propia

Dentro de un mismo programa de *retrofit* no todas las intervenciones contemplarán la totalidad de las medidas. Para cada tipología de edificio y/o unidad funcional intervenida, se deberá analizar mediante una metodología predefinida, cuál es el conjunto de medidas más costo-efectivo para el edificio bajo análisis. La metodología de análisis de línea de base, así como la identificación de las medidas costo-efectivas para cada caso, deberán estar claramente establecidas en los programas a desarrollar.

La costo-efectividad dependerá a su vez, de la implantación bioclimática de la edificación, su orientación, el nivel de aprovechamiento de la luz solar, así como de la climatización natural; materiales constructivos y estado de conservación; y el equipamiento de uso directo de energía existente. Con toda esta información se realiza el cálculo del consumo base, que en caso de que se trate de un inmueble destinado a vivienda se puede aplicar el Índice de Prestaciones Energéticas (IPE) que arroja el consumo en kWh/(año*m²). El IPE surge de la aplicación de la norma IRAM 11.900. Por último, se deberá realizar el análisis económico para contrastar el costo de las intervenciones con la energía evitada en la vida útil de las mismas o en el período que se pretenda recuperar la inversión.

Las medidas pasivas suelen ser las más costo-efectivas, y son sencillas de implementar en edificaciones de baja altura o viviendas unifamiliares, mientras que en edificios de viviendas multifamiliares puede ser bastante más engorroso el acuerdo entre todas las partes involucradas e incluso la ejecución y costo de la obra, ya que podría implicar trabajos en altura que encarecerían significativamente la intervención.

No existe una única solución, dado que no existen dos edificaciones iguales, lo cual requiere de una muy buena planificación del programa y definición de las metodologías a seguir en cada caso.

Conclusiones y recomendaciones

Existe un alto potencial de reducción de consumos energéticos y sus emisiones de GEI asociadas, como consecuencia de implementar *retrofit* en edificaciones. Tanto a nivel internacional, como regional y nacional, ese potencial aún se encuentra disponible.

Los beneficios por implementar un programa de *retrofit* son múltiples y existen casos probados donde no solo se mejoró la eficiencia energética, sino que también se crearon empleos y se activó la economía, beneficios clave para una recuperación post pandemia.

Los casos de éxito a nivel internacional son muy buenas referencias pero deben analizarse en el contexto de cada país, identificando claramente las barreras y los *drivers* existentes.

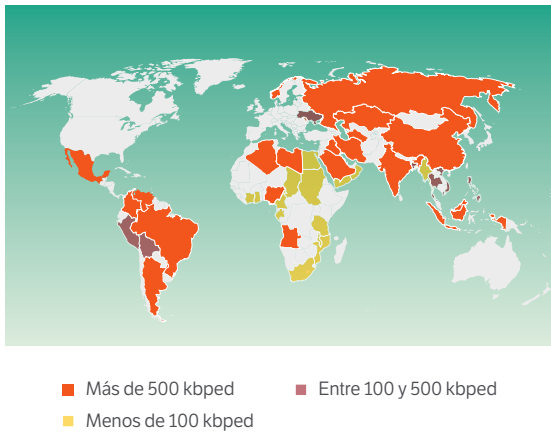
Como en toda política de eficiencia energética, requiere de un enfoque sistemático y transversal, que contemple arreglos institucionales sólidos, marco regulatorio apropiado, información de partida confiable para hacer un buen diagnóstico inicial y poder luego medir y verificar los impactos alcanzados, esquemas de incentivos económico-financieros, generación y fortalecimiento de capacidades, y permanente difusión del tema y sensibilización a todos los sectores involucrados. ■

^
VOLVER
AL INDICE

Escenario internacional

Las decisiones estratégicas de las empresas petroleras estatales están frecuentemente influenciadas por motivos políticos que afectan su performance y, en muchas ocasiones, la dinámica del mercado en su conjunto

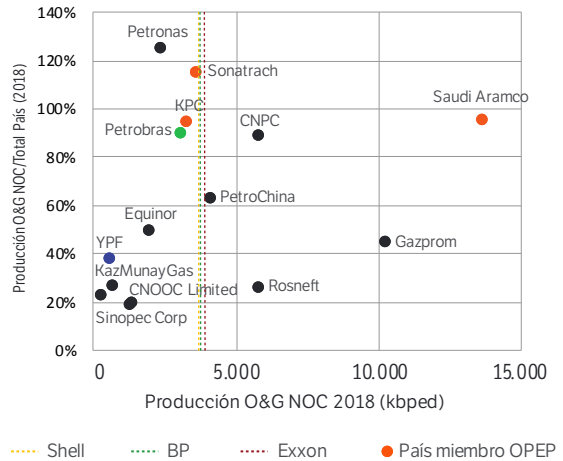
Gráfico I
Distribución mundial de las compañías petroleras estatales



Nota: Los datos corresponden al año 2017.
Fuente: elaboración propia en base a datos del *Natural Resource Governance Institute*.

En algunos países, por lo general aquellos con grandes reservas de petróleo y gas natural (**Gráfico I**), la producción de sus recursos hidrocarbúricos se concentra en una compañía estatal, o con participación societaria estatal mayoritaria, creada a tal efecto (NOCs: *National Oil Companies*). Según el *Natural Resource Governance Institute*, durante el período 2011-2017, los aproximadamente 85 millones de barriles de petróleo equivalente por día (MMbped) producidos por las NOCs representaron 55% de la producción mundial de petróleo y gas natural. En particular, algunas NOCs como Saudi Aramco (Arabia Saudita), Gazprom y Rosneft (Rusia) y CNPC y PetroChina (China) superan individualmente la producción de las principales compañías privadas de petróleo (IOCs: *International Oil Companies*), como Shell, BP y Exxon (**Gráfico II**). Asimismo, existen casos de

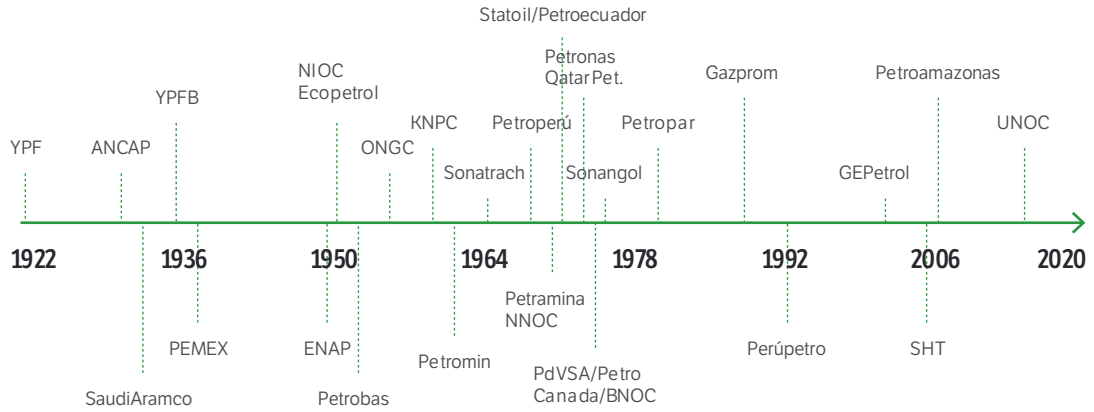
Gráfico II
Producción de las compañías petroleras estatales



Fuente: elaboración propia en base a datos del *Natural Resource Governance Institute*, ANP, Shell, BP y Exxon.

NOCs que han expandido las fronteras de sus operaciones, alcanzando, en algunos casos, producciones inclusive superiores a la de su país de origen, tal el caso de Petronas (Malasia) y Sonatrach (Algeria). A diferencia de las IOCs, cuyo principal objetivo consiste en aumentar el valor para sus accionistas a través de la explotación de los recursos (en la actualidad, ya no sólo hidrocarbúricos, sino energéticos en general), las decisiones estratégicas de las NOCs están frecuentemente influenciadas por motivos políticos que afectan su performance y, en muchas ocasiones, la dinámica del mercado en su conjunto. En ese sentido, en reiteradas ocasiones las NOCs alteran sus planes de producción para, entre otros, impulsar políticas públicas, fomentar ciertas relaciones internacionales u ofrecer energía a precios menores a los del mercado. En consecuencia, muchas de las

Gráfico III
Creación de las NOCs a lo largo del tiempo



Fuente: Elaboración propia.

NOCs suelen sufrir bajos desempeños en el largo plazo y los mercados donde operan suelen verse afectados por falta de transparencia y competencia, en detrimento de los consumidores finales y, posiblemente, los contribuyentes. Por otro lado, Equinor (compañía noruega, con 67% del capital accionario en manos del estado) asoma como un caso de excepción, ya que posee operaciones en más de 30 países, contribuyendo al Fondo de Pensiones del Gobierno noruego, donde se invierte lo recaudado a modo de generar valor inter-generacional.

La evolución de las NOCs se vio influenciada -como se desarrolla en el tema de fondo del presente ICE- por paradigmas políticos mundiales coadyuvados por la situación del mercado del petróleo, en particular en términos de precios. En ese sentido, la creación de

varias de ellas (muchas veces a partir de la estatización de activos de compañías privadas) se concentró en las décadas de 1960 y 1970, en línea con las crisis del petróleo de 1973 y 1979, y el consecuente fuerte incremento del precio del petróleo (**Gráfico III**).

De manera similar al cambio que están experimentando las IOCs, cabe destacar que la operación de algunas NOCs también se ha visto influenciada por el proceso de transición energética, como el caso de la inversión en proyectos de energías renovables de Equinor y, en menor medida, de Saudi Aramco. Entonces, será interesante observar si la incursión en nuevas fuentes de energía promueve cambios en las prácticas habitualmente observadas en las NOCs y en los gobiernos que las administran. ■

Escenario regional

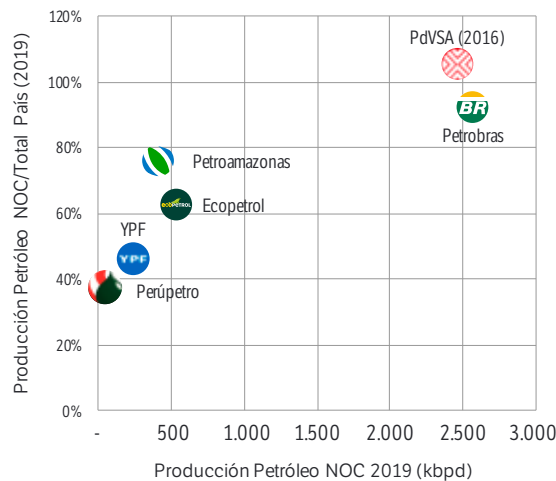
La creación de empresas de petróleo estatales en la región antecedió al paradigma de nacionalización evidenciado a nivel internacional

La región, caracterizada por un alto nivel de reservas de petróleo y gas (19% del total de las reservas probadas de petróleo mundiales, según BP), cuenta con NOCs en casi todos los países y, como analizamos en el ICE de marzo de 2019, ellas monopolizan o tienen una mayoritaria participación en la refinación y/o comercialización de hidrocarburos, inclusive en aquellos países donde no desarrollan actividades relevantes de producción de petróleo y gas natural (ANCAP en Uruguay, ENAP en Chile y Petropar en Paraguay). Cabe destacar que la mayoría de las NOCs de la región fueron creadas previo al auge de nacionalización experimentado en las décadas del '60 y '70 en el resto del mundo, ya que, para finales de la década del '50 –YPF, ANCAP, YPFB, Ecopetrol y Petrobrás– se encontraban en operación en sus respectivos países, siguiendo, en

muchos casos, el modelo de YPF (Gráfico III). En la actualidad, la participación de las NOCs en la producción total de cada país varía entre el 30% y el 100%, con Perúpetro e YPF presentando los menores valores para petróleo y gas natural, respectivamente (Gráficos IV y V).

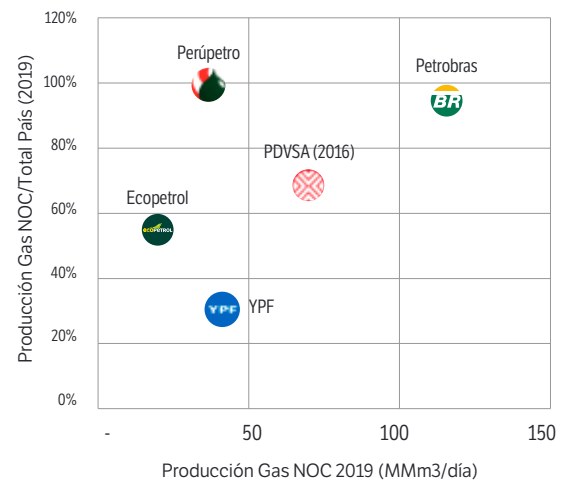
En línea con lo que mencionáramos en el ICE de octubre 2020, si Venezuela es el ejemplo emblemático de que la extracción de recursos fósiles puede influir en el normal desarrollo de las instituciones democráticas, su petrolera estatal, Petróleos de Venezuela Sociedad Anónima (PdVSA), resulta el caso paradigmático de las consecuencias de la intervención política en el desempeño de la compañía. Creada en el año 1976, cuando la producción de petróleo del país alcanzaba los 2,4 MMbpd (4% de la producción mundial), se

Gráfico IV
Producción de petróleo de compañías petroleras estatales de la región



Nota: Último dato disponible PdVSA año 2016.
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Perúpetro, Ecopetrol, Petroamazonas, PdVSA, ANP, SESCO y BP.

Gráfico V
Producción de gas natural de compañías petroleras estatales de la región

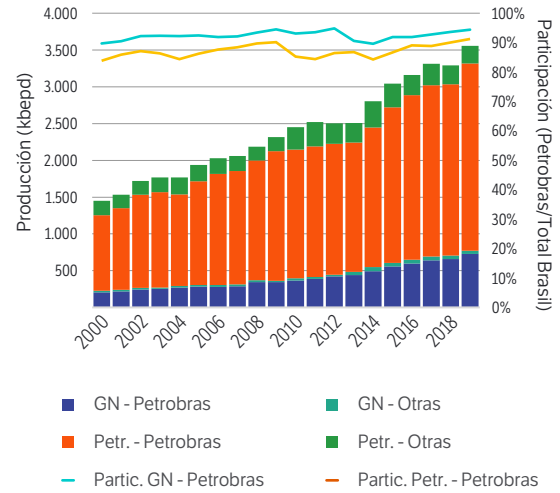


Nota: Último dato disponible PDVSA año 2016.
Fuente: Elaboración propia en base a datos de Perúpetro, Ecopetrol, Petroamazonas, PdVSA, ANP, SESCO y BP.

benefició del impulso que llevaba la producción venezolana, hasta alcanzar 3,4 MMbpd (5% de la producción mundial) en 1998, para luego ser fuertemente influenciada por razones políticas (manteniendo, por ejemplo, precios artificialmente bajos de los combustibles) que ocasionaron, entre otras muchas consecuencias, la actual escasez de combustibles que sufre el país con las mayores reservas probadas de petróleo del mundo (17,5%) y una significativa, aunque deteriorada, capacidad instalada de refinación de petróleo crudo (1,3 MMbpd).

En contrapartida, Petróleo Brasileiro Sociedad Anónima (Petrobras), creada en 1953 y que históricamente ha tenido una participación significativa sobre la producción de hidrocarburos en Brasil (**Gráfico VI**), tanto para petróleo como para gas, incrementó su producción durante las últimas dos décadas y actualmente es la empresa con mayor producción de petróleo y gas en la región. Asimismo, expandió sus operaciones hace ya algunos años a otros países, destacándose su actividad en distintos segmentos del sector energético argentino (*upstream* y *downstream* de hidrocarburos y generación de energía eléctrica) iniciado en la década del 90, que se expandió en el año 2000 con la compra de Eg3 a Repsol y en la venta minorista de combustibles en Uruguay y en Chile con la adquisición de las Estaciones de Servicio de bandera Shell y Esso, en los mencionados países, respectivamente. Sin embargo, en los últimos años, la NOC brasilera no

Gráfico VI
Participación de Petrobras en la producción Brasil



Fuente: Elaboración propia en base a datos de ANP.

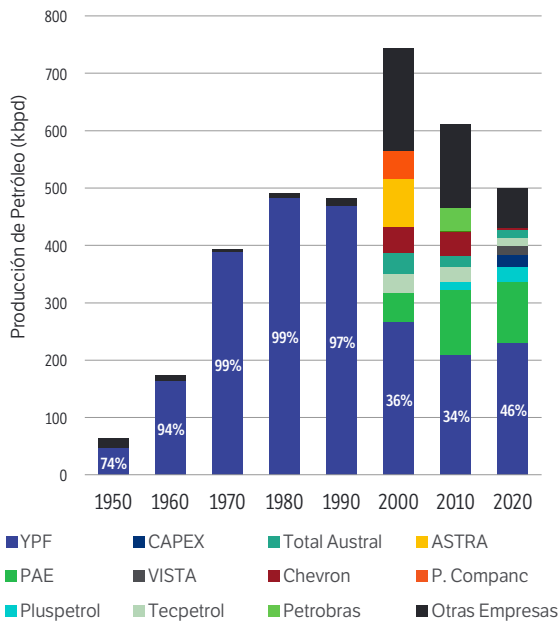
solo vendió sus activos en estos países, sino que comenzó un proceso de venta de sus refinerías en Brasil, en el marco de cambios en la propia compañía y en el sector energético brasilero (incluyendo la reciente apertura del mercado de gas natural), impulsados por cambios en la política local. ■

^
VOLVER
AL INDICE

Escenario local

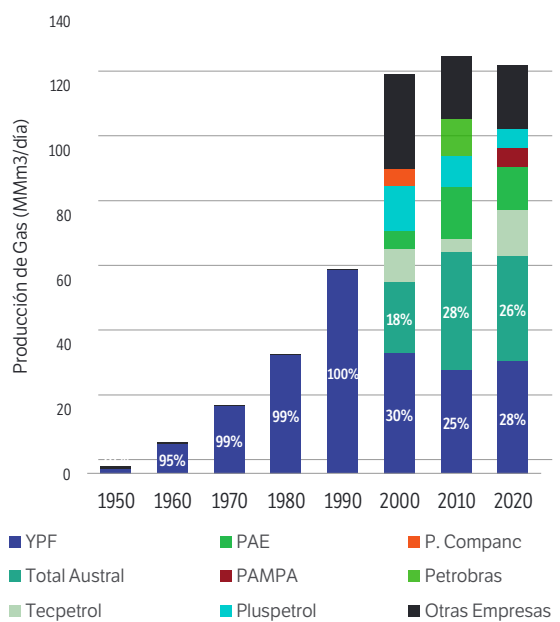
Durante las tres últimas décadas, la participación de YPF en el sector hidrocarburífero local estuvo mayoritariamente influenciada por las iniciativas impulsadas por el Poder Ejecutivo Nacional y convalidadas a posteriori por el Congreso de la Nación, en un contexto de intervención de los mercados a partir del año 2005

Gráfico VII
Evolución del *share* de la producción de petróleo en Argentina



Nota: Los datos corresponden al año de inicio de cada década. Los datos de 2020 son hasta septiembre inclusive. Fuente: Elaboración propia en base a datos de SESCO.

Gráfico VIII
Evolución del *share* de la producción de gas en Argentina



Nota: Los datos corresponden al año de inicio de cada década. Los datos de 2020 son hasta septiembre inclusive. Fuente: Elaboración propia en base a datos de SESCO.

Después del descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia en 1907, en el año 1922 se creó la Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), que luego resultaría en una de las primeras NOC a nivel mundial. Cabe destacar que su creación se estableció a partir de un [Decreto](#) reglamentario

de la Ley de Presupuesto (instancia que resulta recurrente hasta la actualidad para la definición de cuestiones que exceden temas meramente presupuestarios), en el cual se definieron, entre otros, dos potestades para el entonces Ministerio de Agricultura: por un lado, la fijación del precio de venta del petróleo

y de sus derivados y, por otro lado, la aprobación de todo gasto y adquisición de artículos o materiales de cualquier clase.

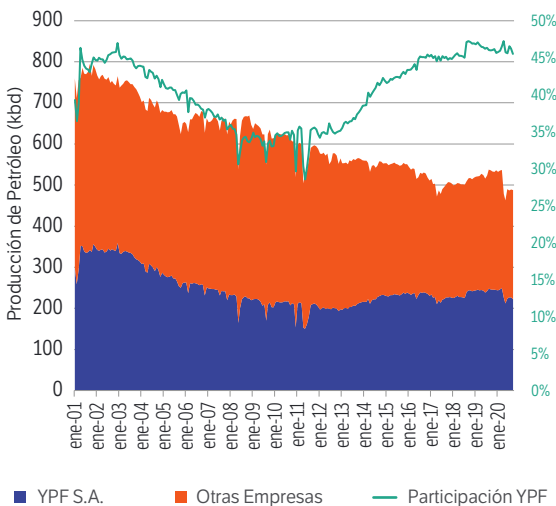
Hasta la sanción del [Decreto 2.778/1990](#), que dispuso su transformación en Sociedad Anónima (SA), YPF funcionó como una sociedad del estado. Posteriormente, mediante la [Ley 24.145](#) del año 1992, además de transferir al dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las provincias (posteriormente incorporado al texto constitucional en la reformada 1994), se privatizó el capital, los activos y las acciones de la compañía. En 1999 la compañía española Repsol, que desde enero de dicho año ya poseía aproximadamente el 15% del paquete accionario, adquirió la mayoría accionaria (85%) de YPF SA. Cabe destacar que durante la década del '90, en línea con la estrategia de las IOCs y de Petrobras, la compañía llegó a internacionalizar parte de su actividad, expandiéndose principalmente en Sudamérica. En el año 2007, el Grupo Petersen adquirió 15% del paquete accionario a manos de Repsol; participación que luego se vería incrementada al 25% con una nueva adquisición en el año 2011.

En el año 2012 y mediante la [Ley 26.741](#), se declaró "de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración,

explotación, industrialización, transporte y comercialización de hidrocarburos, a fin de garantizar el desarrollo económico con equidad social, la creación de empleo, el incremento de la competitividad de los diversos sectores económicos y el crecimiento equitativo y sustentable de las provincias y regiones." Asimismo, a "efectos de garantizar el cumplimiento de los objetivos" allí establecidos, se declaró de utilidad pública y sujeto a expropiación el 51% del paquete accionario de YPF SA, perteneciente a Repsol, que sería luego dividido en 51% para el Estado Nacional y el 49% restante repartido entre las 10 provincias que integraban la Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI), en forma proporcional a los niveles de producción de hidrocarburos y de reservas comprobadas de cada una de ellas. Es decir, en línea con los objetivos de creación de varias NOCs, la (re)nacionalización de los activos petroleros de la mayor compañía petrolera del país respondía a propósitos signados por cuestiones de índole política.

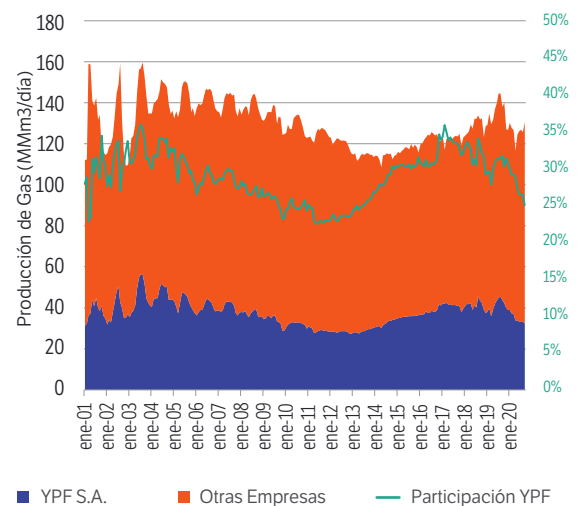
En términos de producción de petróleo, YPF concentró siempre la mayor producción en el país. En el caso del gas natural, la diversificación es aún mayor, con Total Austral, particularmente debido a su producción en la Cuenca Austral, superando por momentos la participación de YPF (**Gráficos VII y VIII**). Durante las tres últimas décadas, la participación de la NOC en el

Gráfico IX
Producción de petróleo de YPF y total país



Fuente: Elaboración propia en base a datos de SESCO.

Gráfico X
Producción de gas natural de YPF y total país



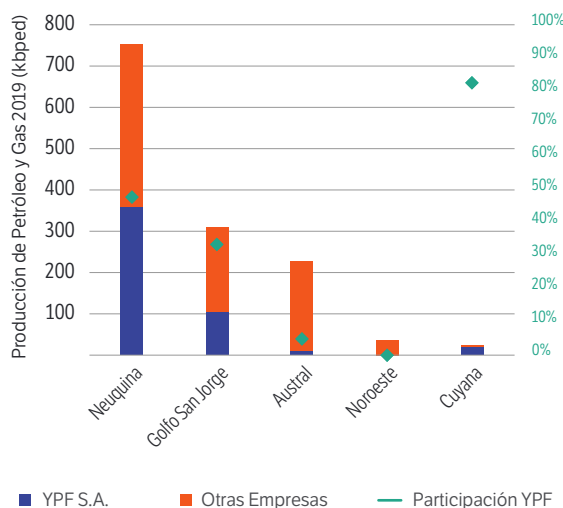
Fuente: Elaboración propia en base a datos de SESCO.

sector hidrocarburífero local estuvo muy influenciada por las iniciativas impulsadas por el Poder Ejecutivo Nacional y convalidadas a posteriori por el Congreso de la Nación, en un contexto de intervención de los mercados a partir del año 2005.

YPF SA aportó el 40% de la producción local durante el año pico de producción de petróleo crudo local (1998). Dicha participación alcanzó el 45% hacia inicios de la década del 2000 para luego, con la transferencia de ingresos de productores de hidrocarburos a consumidores de sus derivados que se generó a partir de la implementación de derechos a la exportación de hidrocarburos creado en 2002 con la [Ley 25.561](#) (Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario) y la definición política de los precios en surtidor que afectó su desempeño, descender hasta el 35% del año 2012, en un contexto de caída general de la industria. Desde entonces, la nacionalización parcial de la compañía vino acompañada, primero, de elevados márgenes de refinación y, luego, de la implementación del Barril Criollo, lo que motivó la inversión de la compañía (en particular a raíz del acuerdo firmado con Chevron en 2013 para explotar Vaca Muerta), logrando disminuir la declinación de la producción local y el aumento de la participación de YPF SA, hasta valores en torno al 45% que actualmente posee (**Gráfico IX**).

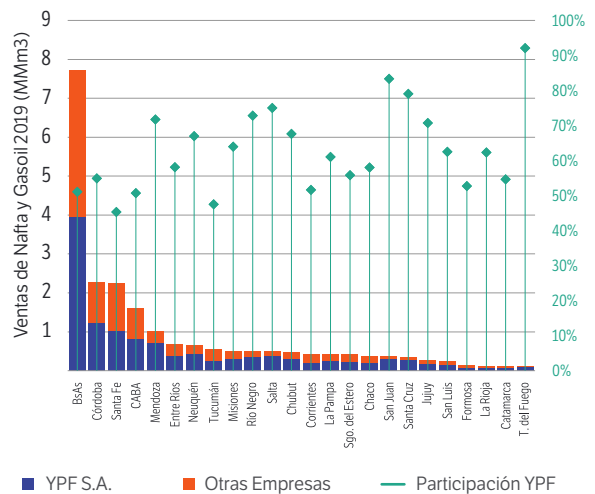
En cuanto al gas natural, la producción de YPF SA representó un 33% del pico de producción local alcanzado en el año 2004. La intervención en el mercado evidenciada desde el año 2002 ocasionó una caída de la producción local de gas natural y de la participación de YPF SA, que se situó en el 23% durante el 2012. Con la implementación de los Planes Gas I y II del año 2013, en un contexto de déficit creciente de gas natural local y coincidentes con la nacionalización mencionada, se logró aumentar la producción local, impulsada principalmente por YPF SA, que alcanzó una participación pico de 34% durante el año 2017. Con el crecimiento de la producción total local evidenciada hasta mediados del año 2019, impulsado principalmente por la inyección de Tecpetrol en el marco del Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales (Resolución del Ministerio de Energía y Minería 46/2017), la participación de la compañía disminuyó hasta el 30%. Desde entonces, la caída de la producción total como consecuencia, primero, de la situación socioeconómica local y, luego, del Aislamiento Social Preventivo y Obligatorio (ASPO) impuesto como consecuencia de la pandemia SARS-CoV-2, afectó principalmente a YPF SA, que disminuyó su participación hasta el 25% (**Gráfico X**).

Gráfico XI
Participación de YPF en la producción de petróleo y gas por cuenca



Fuente: Elaboración propia en base a datos de SESCO.

Gráfico XII
Participación de YPF en la venta de nafta y gasoil por provincia



Nota: Excluye ventas a Búnker, Industria Petroquímica y Usinas.
Fuente: Elaboración propia en base a datos de SESCO.

La participación de YPF SA en la producción de hidrocarburos es dispar en las distintas cuencas (**Gráfico XI**). Su producción se concentra en la cuenca neuquina (361 kbped durante el 2019 – 73%), lo que representa un 48% de la producción de la cuenca, mientras que los 20 kbped producidos en la cuenca Cuyana representan la mayor participación de la compañía a nivel regional (82%). Asimismo, más allá de dominar el mercado de derivados de petróleo a nivel país con el 56% de las ventas, la participación de YPF SA en las ventas de combustibles de las distintas provincias (**Gráfico XII**) varió entre el 45% (Santa Fe) y el 92% (Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur) durante el año 2019.

En línea con la incursión en nuevas fuentes de energía experimentada por otras empresas petroleras (tanto

IOCs como NOCs), desde el año 2013, mediante YPF Energía Eléctrica SA (o YPF Luz), la compañía incurrió en el sector de generación eléctrica térmica y recientemente invirtió en parques eólicos. Por otro lado, ha iniciado investigaciones para el desarrollo de la producción de Hidrógeno en nuestro país.

Como mencionáramos en reiteradas ocasiones, los mercados libres y competitivos de energía son la manera más eficaz de proteger a los consumidores garantizando el abastecimiento al menor costo. En ese marco, la participación de cualquier compañía (de capitales privados, públicos o mixtos) debería ser el resultado de su desempeño y no de decisiones políticas persiguiendo otros objetivos. ■

^
VOLVER
AL INDICE

Temas principales para seguir en el corto plazo

PRÓXIMOS TEMAS RELEVANTES DEL SECTOR ENERGÉTICO		FECHAS ESTIMADAS
1	Concurso Público Nacional en el marco del Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino – Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024.	Diciembre 2020
2	Promulgación del presupuesto de la Administración Pública Nacional 2021.	Diciembre 2020
3	Actualización del Impuesto a los Combustibles Líquidos y del Impuesto al Dióxido de Carbono.	Diciembre 2020
4	Finalización del plazo de la facultad otorgada al Poder Ejecutivo Nacional para intervenir administrativamente el ENRE y el ENARGAS	Diciembre 2020
5	Decisión sobre los derechos adquiridos por las Productoras de gas natural mientras se mantuvo en vigencia el DNU 1.053/2018.	1° semestre 2021
6	Medidas contempladas en Ley 27.541: Medidas complementarias para el congelamiento de tarifas de gas natural y energía eléctrica bajo jurisdicción nacional por 360 días y lanzamiento de Revisiones Tarifarias Integrales Extraordinarias. En ese marco se incluye la resolución de reclamos por diferimientos tarifarios dispuestos con anterioridad a la Ley 27.541. Evolución del traspaso de las concesiones de EDENOR y EDESUR de la órbita del Estado Nacional a CABA y Provincia de Bs. As.	1° semestre 2021
7	Informe final y determinación por parte del ENRE de sanciones en relación con el blackout que afectó a la Argentina, Uruguay y el sur de Brasil el 16 de junio de 2019.	Pendiente (*)
8	Informe final y hoja de ruta resultante de la consultoría internacional contratada por CAMMESA a la empresa NERA sobre la “Normalización de la regulación del sector eléctrico argentino” para continuar con la normalización y ordenamiento del sistema normativo e institucional que rige el sector.	Pendiente (*)
9	Licitación pública nacional e internacional para la adjudicación de una licencia para la prestación del servicio de transporte de gas natural y la construcción de un gasoducto que conecte la localidad de Tratayén (Neuquén) con la localidad de Salliqueló (Buenos Aires), y con las Subzonas Gran Buenos Aires y Litoral, en las proximidades de la ciudad de San Nicolás (Buenos Aires).	Pendiente (*)

^
VOLVER
AL INDICE

(*) En función del cambio de autoridades, la demora en la definición de las políticas para el sector y la situación general en el marco de la pandemia COVID19, los plazos estimados se encuentran bajo revisión.

Análisis de una norma relevante del mes

El nuevo plan de incentivos a la producción de gas aprobado por el DNU 892/2020 para el período 2021-2024. Concurso para la adjudicación de volúmenes de gas en el marco del plan

— Por Juan M. Carassale y Laura Miranda, con la colaboración de **energy**CONSILIUM

Finalmente y después de un largo trayecto desde los primeros anuncios públicos de la medida, el 13/11/2020 se formalizó -con su publicación en el Boletín Oficial- el lanzamiento del nuevo plan de estímulo a la producción de gas natural, a través del [DNU 892/2020 \(en adelante el 'DNU'\)](#). Un borrador preliminar del plan había sido difundido extraoficialmente por las propias autoridades entre los actores de la industria¹, texto que fue objeto de estudio en el artículo "El nuevo plan de incentivos a la producción de gas anunciado por el gobierno nacional para el período 2020-2023", publicado en la sección Análisis de una norma relevante del mes del Informe de Coyuntura Energética (ICE) del mes pasado.

A la semana siguiente del dictado del DNU, la Secretaría de Energía convocó, mediante la [Resolución 317/2020](#), a un Concurso Público Nacional (en adelante el 'Concurso') para la adjudicación de un volumen de gas natural base total de 70.000.000 m³/día por el término de vigencia del mencionado plan de estímulo y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 inclusive, en los términos del Pliego de Bases y Condiciones establecido en esa misma resolución.

En función de lo anterior, en el presente informe se destacan las diferencias principales entre el borrador comentado en el artículo publicado en el ICE de noviembre 2020 y el plan de estímulo finalmente aprobado por el DNU, y se analizan los lineamientos más relevantes del concurso público convocado por la Secretaría de Energía.

I. El plan aprobado por el DNU

El DNU, tras declarar de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural argentino (art. 1), aprueba el "Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino-Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024" (art. 2), basado en "un sistema competitivo en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte-PIST" (en adelante, el 'Esquema').

Por ese mismo acto se faculta a la Secretaría de Energía -a la que se le asigna el carácter de Autoridad de Aplicación (art. 3)- a instrumentar el plan de abastecimiento de volúmenes, plazos y precios máximos de referencia de gas natural en el PIST, aplicable a los contratos o acuerdos de abastecimiento que entre oferentes y demandantes se celebren en el marco del plan, y que garanticen la libre formación y transparencia de los precios conforme a lo establecido en la [Ley 24.076](#), conforme a las pautas, criterios y condiciones elementales allí previstos (art. 4).

Se establece también que el Estado Nacional podrá tomar a su cargo el pago mensual de una porción del precio del gas natural en el PIST, a efectos de administrar el impacto del costo del gas natural a ser trasladado a los usuarios (conf. punto 9.4.2. de las Reglas Básicas de las Licencias de Distribución, art. 5° del [Decreto 2255/92](#)) y se instruye a la Secretaría de Energía a dictar una reglamentación relativa a la discusión y debate de las tarifas de gas natural, a los efectos de determinar el monto que el Estado podrá tomar a su cargo (art. 6).

¹ Documento de fecha 18 de octubre, de la Subsecretaría de Hidrocarburos, titulado 'Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural Argentino Esquema de Oferta y Demanda 2020-2023'

Asimismo, se faculta a la Secretaría de Energía para fijar los precios de gas natural en el PIST, aplicables exclusivamente a los contratos o acuerdos de provisión -incluidas las operaciones spot- que Integración Energética Argentina S.A (IEA-SA) celebre con las empresas distribuidoras y subdistribuidoras de gas natural (art. 5).

Salvo unas pocas diferencias que se detallan más abajo, el Esquema aprobado sigue, en sustancia, los lineamientos y disposiciones plasmados en el borrador previamente comentado, por lo que, en honor a la brevedad, nos remitimos a los comentarios realizados en el citado artículo del ICE de noviembre 2020. Las diferencias halladas en la versión finalmente aprobada son las siguientes:

- El Plazo Base se extendió de 3 a 4 años a partir del Inicio del Esquema, manteniendo la posibilidad de extensión mediante subastas anuales con lo que podrá ampliarse dicho Plazo Base por plazos de 1 año, que se agrega como año quinto, y así sucesivamente (Plazo Base Adicional) (apartados 18 y 19). Se ajusta el plazo adicional para la explotación *Off Shore*, llevándolo a 4 años, con lo que el plazo total para estos se mantiene en 8 años (apartado 17).
- El Inicio del Esquema, previsto inicialmente para el 1° de noviembre de 2020, se postergó al 1° diciembre de 2020 (apartado 16).
- Es decir, el Esquema se extiende hasta el 01/12/2024 y, en el caso de *Off Shore*, hasta el 1/12/2028 (conf. apartado 6.44).
- En el borrador se indicaba que el plan de inversiones en ningún caso podría ser inferior al flujo de fondos, producto de la compensación a recibir del Estado Nacional y agregaba que tampoco podría ser inferior, si correspondiere, del resultante del precio estímulo reconocido en las Resolución 46/2017 (apartado 14). Esta referencia incluida ahora en las reglas del Concurso, y vinculada a la diferencia entre el precio resultante del Concurso y un valor definido allí discrecionalmente, de US\$ 2,30 US\$/MMBTU, por el volumen adjudicado.
- Respecto del límite de los volúmenes comprometidos por cada Productor Firmante para el abastecimiento de las demandas comprendidas en el Esquema -que no podrán ser superiores al 70 % del promedio de la producción comprometida, una vez descontados los consumos propios, para el promedio del trimestre mayo, junio y julio de 2021, y para el caso de *Off Shore*, la referencia es el promedio del trimestre mayo, junio y julio de 2020- se prevé que ese porcentaje puede ser modificado por la Secretaría de Energía en hasta un 15 % por sobre dicho promedio, en lugar del 10% indicado en el borrador (apartado 29). A los efectos de la limitación del 70%, los volúmenes adicionales ofrecidos por el periodo invernal no se computan como parte de los volúmenes comprometidos ([Circular Aclaratoria 1/2020](#)).
- Se estableció una modificación respecto del precio a percibir por el Productor Firmante que tenga comprometidos volúmenes en virtud del Programa Resolución 46/2017, por tales volúmenes. Específicamente, para el caso de los volúmenes asignados a CAMMESA y/o a IEA-SA, se aplicará el Precio Ofertado a partir de la Vigencia del Esquema y no a partir de la finalización del Programa Resolución 46/2017, como se establecía en el borrador (en el que se disponía la aplicación, hasta esa finalización, del Precio Base -precio del gas en el PIST de referencia para CAMMESA) (apartado 38).
- En cuanto a la asignación de volúmenes, el Esquema mantiene, para el caso del Productor Firmante beneficiario del Programa Resolución 46/2017 que no renuncie a los beneficios (por los volúmenes considerados excedentes del Programa Resolución 46/2017), que el Precio Ofertado se ajustará en función del Valor Presente Neto (VPN) de los ingresos correspondientes a los volúmenes propuestos para el Período Base, para lo cual se considera, hasta la finalización del Programa Resolución 46/2017 (31/12/2021), los precios establecidos en esa Resolución -6,50 USD/MMBTU para 2020 y 6,00 USD/MMBTU para 2021- descontados a una tasa del 10% anual, de conformidad con la Metodología de Asignación de Volúmenes (Anexo A del Esquema). Pero exime de esa aplicación los casos en los que el Productor Firmante opte por la alternativa prevista en el Punto 1.4 del mismo Anexo A (explicada en el punto siguiente), en cuyo caso se aplicará la metodología allí descrita a los efectos de la comparación de ofertas y asignación de volúmenes (apartado 39)
- Alternativa para los Productores Firmantes que no renuncien a los beneficios del Programa Resolución 46/2017 (apartado 1.4, Anexo A): tienen la posibilidad de optar por presentar su Oferta (Sobre N° 1) dividida en 2 propuestas, en las mismas condiciones que los otros Productores Firmantes y con un único Precio Ofertado: (i) Propuesta A, por un volumen del Programa Resolución 46/2017 que no podrá ser superior al 50 % de la Inyección Base, y que percibirá los Precios en Cuadros Tarifarios (conf. apartado 38) y la compensación prevista en el citado Programa; (ii) Propuesta B, por un volumen superior al contenido en la Propuesta A, pero que solamente serán asignados en caso de que existan cantidades remanentes del Volumen base total (70 MMm³/d, conf. apartado 6.45) para cada cuenca en cuestión, y luego de haber sido asignadas todas las demás Ofertas correspondientes al Sobre N° 1.

Para los volúmenes asignados de la Propuesta B, hasta la finalización del Programa Resolución 46/2017 (31/12/2021), se aplica el Precio Ofertado, a menos que este sea mayor al Precio Promedio Ponderado de las Ofertas del Sobre N° 1 que no oferten en las condiciones regidas para la Propuesta B, al interior de cada cuenca. Desde el 1/1/2022 aplica el Precio Ofertado en el Sobre N° 1, a todos los efectos. Sin embargo, en caso de que parte de estos volúmenes asignados correspondan a volúmenes del Programa Resolución 46/2017, hasta finalización de ese Programa, percibirá por dichos volúmenes los Precios en Cuadros Tarifarios (conf. apartado 38, con los ajustes que pudieren corresponder por comparación por Precio Promedio Ponderado) y la compensación del Programa Resolución 46/2017. En caso de que no se asignen la totalidad de los volúmenes ofertados en la Propuesta B, la Inyección Base, el Compromiso de Inyección y el Plan de Inversiones (Anexo B), se ajustarán proporcionalmente a los volúmenes asignados (apartado 1.4, Anexo A)

En los casos anteriores, hasta finalización del Programa Resolución 46/2017: i) no aplica el derecho preferencial de exportación en condición firme (conf. apartado 73), ii) el volumen ofertado en la Propuesta B tendrá el último lugar en el orden de asignación y de prioridad de nominación (apartado 1.5, Anexo A)

A partir de la finalización del Programa Resolución 46/2017, se asignará a todos los Productores Firmantes un nuevo orden en función del Precio Ofertado, sin alterar los volúmenes adjudicados a cada uno de ellos (apartado 1.6, Anexo A).

- Se redujo el Precio Máximo que puede alcanzar el precio que surja como resultado de aplicar el VPN de los ingresos correspondientes a los volúmenes propuestos para el Período Base (48 meses desde el inicio del Esquema, según apartado 6.22), ajustado en función del porcentaje de gas retenido que corresponda; el valor pasó de 3,35 USD/MMBTU a 3,21 USD/MMBTU (apartado 4, Anexo A).
- Se especifica que los otros mecanismos de garantía del pago de las compensaciones a los Productores Firmantes bajo el Esquema -distintos del sistema de garantía que creará el Estado Nacional para respaldar el pago del incentivo- estarán basados en el reconocimiento de créditos fiscales, según se determine en la legislación respectiva y conforme sea reglamentado por la Autoridad de Aplicación y por la AFIP, según corresponda (apartado 40).
- A los proyectos *Off Shore* en la Cuenca Austral se los excluye de las penalidades previstas en los Puntos 50.2,

50.3 y 50.4 en dicha cuenca, en tanto hayan dado debido y acreditable cumplimiento al Plan de Inversión acumulado a ese momento, y deberán compensar solamente su falta de volumen respecto a su Inyección Base conforme el Punto 45 (apartado 49)

- El Pago Provisorio previsto para el pago de la compensación no es aplicable para los contratos con CAMMESA quien, en estos casos, efectuará los pagos en forma directa (Circular Aclaratoria 1/2020 del Concurso).

Cabe por último señalar, como una novedad fundamental de la versión aprobada del Esquema, que el DNU prevé que en caso de que existan normas que limiten el acceso al mercado libre de cambios (MLC), para la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de renta o principal de endeudamientos financieros del exterior, el Banco Central de la República Argentina (en adelante, el 'BCRA') deberá establecer mecanismos idóneos con el fin de facilitar el acceso a dicho mercado a tales fines, cuando los fondos hayan sido ingresados por el MLC y sean operaciones genuinas a partir de la entrada en vigencia del DNU y destinados a la financiación de proyectos enmarcados en el Esquema (art. 9). En función de ello, el BCRA dictó la [Comunicación "A" 7168](#), por la que se establecieron medidas cambiarias en ese sentido.

II. Concurso público nacional

Como se mencionó más arriba, la Resolución 317/2020, convocó a Concurso Público Nacional para la adjudicación de los volúmenes de gas natural y la aprobación del Pliego de Bases y Condiciones (art. 1 y Anexo I) y aprobó los Modelos de Contrato a suscribir entre las empresas productoras y CAMMESA (art. 3 y Anexo II) y entre las empresas productoras y las licenciatarias de distribución y/o subdistribuidoras (art. 4 y Anexo III), así como el Modelo de Renuncia a los Beneficios del Programa Resolución 46/2017 (art. 5 y Anexo IV).

Estos son los principales lineamientos del Concurso y de los instrumentos aprobados por la Resolución 317/2020:

- El objeto del concurso es la adjudicación de un volumen de gas natural base total de 70 millones de m³ por día (MMm³/día) para los 365 días de cada año calendario de duración del Esquema y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales de los años 2021 a 2024 (art. 1, Anexo I). Los volúmenes adicionales ofertados para el Período Estacional de Invierno deben ser constantes para todos los años, siendo optativo para el Oferente ofertar por esos volúmenes (Circular Aclaratoria

1/2020). El volumen adicional se determinó en:

- **13,11 MMm³/día** mayo (7,10 Cuenca Neuquina y 6,01 Cuenca Austral)
- **24,60 MMm³/día** para junio (16,14 Cuenca Neuquina y 8,46 Cuenca Austral);
- **29,65 MMm³/día** para julio (21,19 Cuenca Neuquina y 8,46 Cuenca Austral);
- **22,72 MMm³/día** para agosto (14,00 Cuenca Neuquina y 8,72 Cuenca Austral);
- **12,82 MMm³/día** para septiembre (6,81 Cuenca Neuquina y 6,00 Cuenca Austral) ([Circular Modificatoria 1/2020](#)).

- El procedimiento de selección se realizará mediante concurso público nacional y bajo la modalidad de etapa única, y la posibilidad de recurrir a una etapa complementaria (art. 1.2, Anexo I).
- Pueden ser Oferentes las personas jurídicas regularmente constituidas en la República Argentina que se encuentren inscriptas en el registro regulado por la [Disposición SSHYC 337/2019](#), o en trámite de reinscripción anual, siempre que no estén comprendidas en los impedimentos e inhabilidades para contratar establecidas en el Pliego (art. 7.1 y 7.2 -art. 28, [Decreto 1023/2001](#)-, Anexo I). Los Oferentes deben constituir una garantía de mantenimiento de oferta por un monto equivalente a USD 1.000.000 (art. 8.4, Anexo I y [Circular Modificatoria 2/2020](#)).
- Las Ofertas se presentan en un único sobre que contendrá, a su vez, dos sobres: Sobre 1-Propuesta Económica y Sobre 2-Propuesta complementaria (art. 9.2, Anexo I). Esta última contemplará una curva de producción que requiera mayores tiempos de desarrollo -a los fines de cumplir con el apartado 25 del Esquema- debiendo el Oferente comprometerse a compensar su falta de volumen inicial, y será abierta solamente en caso de que no se logre cubrir la totalidad del volumen a adjudicar luego de la apertura de los Sobres N° 1 (art. 11, Anexo I). La presentación del Sobre 2 no es obligatoria ([Circular Aclaratoria 1/2020](#)).
- La Comisión Evaluadora tendrá a su cargo la evaluación de las Ofertas y la emisión de los dictámenes de evaluación, que no tendrán carácter vinculante (art. 13.1, Anexo I). Una vez emitido el Dictamen de Evaluación del Sobre 1 (que no tiene definición en el Pliego, pese a que el término se transcribe en mayúscula sostenida) y notificado a los Oferentes (art. 17.2, Anexo I), la Secretaría de Energía emitirá el acto administrativo por el que determinará los Oferentes Preseleccionados (esta instancia solo surge de la definición de estos oferentes en el Pliego, conf. art.

5, Anexo I). De corresponder, se convocará a la apertura del Sobre 2 -Propuesta complementaria- y se efectuará la adjudicación en función del menor precio ofertado, por cuenca, hasta completar el volumen objeto del Concurso (art. 18, Anexo I). En caso de empate -cuando 2 o más Oferentes Preseleccionadas hayan ofertado el mismo valor- se asignará proporcionalmente en función del volumen propuesto por cada una de ellas (art. 14.5, Anexo I).

- Si bien no queda claro si la Comisión de Evaluación vuelve a emitir un dictamen de evaluación con posterioridad a la apertura del Sobre 2, en forma previa a la adjudicación, del Cronograma del Concurso (Anexo I del Anexo I) surgiría que habría un único dictamen de la Comisión Evaluadora (el 11/12/2020), que recién se emite luego de la apertura del Sobre N° 2. No figura en ese cronograma la instancia de preselección mediante acto administrativo. Sin embargo, la apertura de este Sobre N° 2 solo se efectuaría respecto de las Oferentes Preseleccionadas (art. 16.1, Anexo I) que, por definición, es todo Oferente que reúna las calidades y requisitos requeridos en el Pliego y que haya sido así determinado por la Otorgante mediante el acto administrativo correspondiente (art. 5, Anexo I)
- Se establece que el Plan de Inversiones, como mínimo, deberá representar económicamente la diferencia resultante entre 2,30 USD/MMBTU y el precio resultante del Concurso, multiplicado por la cantidad de volumen adjudicado (Anexo IV, del Anexo I) conforme el segmento de demanda del Punto 33 del Anexo I del Decreto 892/20, es decir, la demanda de distribuidoras y subdistribuidoras ([Circular Modificatoria 2/2020](#)).
- Se requiere que los Oferentes presenten un Compromiso con el Valor Agregado Nacional (Anexo VI del Anexo I). Los Adjudicatarios deberán presentar un escenario base con la descripción del último gasto total en bienes y servicios previo a la firma del Esquema que distinga el origen local, regional y/o extranjero de sus proveedores de bienes y servicios -que debe guardar relación con la inversión comprometida, declarada en el marco de la [Resolución SE 2057/05](#)- y comprometerse, año a año, durante la vigencia del Esquema, a alcanzar un incremento de la participación de las empresas locales, regionales y nacionales, de al menos un 30% en el rubro prestación de servicios de perforación, cementación y terminación; y de al menos 40% para el resto de sus contrataciones. El Plan de Desarrollo de Proveedores debe contar con la concreción de instrumentos destinados a extender a sus empresas proveedoras los beneficios financieros asociados a la baja del riesgo por la constitución de la garantía del pago de las compensaciones a los Produc-

tores Firmantes bajo el Esquema (punto 4 del Anexo VI del Anexo I).

- En el Modelo de Contrato a suscribir entre las empresas productoras (Vendedor) y CAMMESA (Comprador), esta última suscribe actuando no en nombre propio, sino en los términos del art. 3 de la [Resolución SE 2022/2005](#)-instrucción por cuenta y orden-, de la [Resolución MDP 12/2019](#) -CAMMESA centraliza gestión comercial y el despacho de combustibles- y del Esquema (art. 1, Anexo I).
- El gas suministrado en el marco de ese contrato será utilizado en las centrales de generación de energía eléctrica del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) (art. 3, Anexo II).
- El plazo de vigencia indicado es a partir del 1/1/2021 y se extenderá hasta el 1/1/2025 o hasta el 1/1/2029, en el caso de explotación *Off Shore* (siendo la Fecha de Primera Entrega el 1/1/2021, art. 4, Anexo II y Circular Modificatoria 2/2020). El Esquema finalizaría el 01/12/2024 o, en el caso de *Off Shore*, el 1/12/2028, por lo que quedaría un mes fuera del Esquema.
- La Cantidad Máxima Diaria (CMD) podrá ser modificada si la Secretaría de Energía autoriza al Vendedor a destinar gas natural a la exportación en condición firme -en cuyo caso deberá restarse la cantidad autorizada de acuerdo al apartado 77 del Esquema- y en los casos en que aquella efectúe reasignaciones en función de variaciones en la demanda de las distribuidoras y/o subdistribuidoras y/o de CAMMESA, o ante cambios en la participación de los Productores Firmantes (conf. apartado 23 del Esquema, y arts. 5.3 y 5.4, Anexo II).
- Obligación de Tomar o Pagar de CAMMESA, con un 'Período ToP' mensual y con una 'Cantidad ToP' igual a la CMD por 75% (restando, en su caso, los volúmenes no tomados por Caso Fortuito, entre otros, conf. art. 6, Anexo II), con la posibilidad del Comprador de recuperar el gas pagado y no tomado (art. 7, Anexo II) y de reducir las obligaciones TOP para el mes inmediato siguiente o subsiguientes, en el caso en que a la finalización de cada mes, las cantidades de gas tomadas y pagadas superasen la Cantidad ToP (con el límite establecido en el art. 8, Anexo II, cláusula *Carry Forward*).
- Obligación de Entregar o Pagar del Vendedor, siendo la 'Cantidad EoP' el 100 % de la nominación diaria (excepto Caso Fortuito y/o Fuerza Mayor y/o Mantenimiento Anual Programado). En caso de incumplimiento deberá compensar al Comprador por cada metro cúbico no puesto a disposición, contabilizado al 100 % del Precio de Venta vigente en cada momento del Período Contractual (art. 9, Anexo II).
- El precio de Venta será el Precio Ofertado (U\$S/MMBTU), se le aplicará el factor de ajuste, según el período estacional que corresponda (0,82 verano, 1,25 invierno, conf. apartados 6.32 y 6.33 del Esquema), y será abonado en Pesos Equivalentes (conf. metodología Nota S.E. N° 5305/2009). El precio podrá sufrir reducciones en el caso de incumplimiento de las obligaciones por parte de los Productores Firmantes (apartado 50.2 o 50.7 del Esquema, conf. art. 14, Anexo II).
- Se establecen causales de rescisión, principalmente a favor del Comprador, previa instrucción de la Secretaría de Energía, para el caso en que, por el plazo de 6 meses, i) la inyección promedio trimestral móvil del Productor Firmante para una determinada cuenca sea inferior a los porcentajes previstos (punto 50.4 del Esquema), o aquél se atrase en el cumplimiento del Plan de Inversiones (50.8 del Esquema), en ambos casos, con la obligación de reintegrar los montos percibidos correspondientes; ii) el Vendedor no aceptase o rechazara la inyección de gas solicitada por el Comprador durante 5 días operativos, excepto Caso Fortuito y/o Fuerza Mayor y/o Mantenimiento Anual Programado, sin derecho a reclamo alguno por parte del Vendedor (art. 18, Anexo II). No se prevé en este instrumento la rescisión ni la suspensión del suministro por falta de pago del Comprador.
- En el Modelo de Contrato a suscribir entre las empresas productoras (Vendedor) y las distribuidoras (Comprador) (art. 1, Anexo II), se prevé una vigencia de 48 meses computado desde la Fecha de Primera Entrega, que será el 1/1/2021 (art. 3, Anexo III), por lo que quedaría también un mes fuera del Esquema. En el caso el caso de la producción *Off Shore* la vigencia será hasta el 1/1/2029 (Circular Aclaratoria 1/2020).
- La Cantidad Debidamente Solicitada por el Comprador deberá realizarse por una cantidad igual o menor a la CMD, de acuerdo al Reglamento Interno de los Centros de Despacho (RICD) (art. 5, Anexo III).
- Obligación de Tomar o Pagar del Comprador: del 75% trimestral de la CMD multiplicada por la cantidad de días que tenga cada Período Trimestral que se trate, con la posibilidad del comprador de recuperar el gas pagado y no tomado (art. 6, Anexo III).
- Obligación de Entregar o Pagar del Vendedor, siendo la 'Cantidad EoP' el 100 % de la CMD (excepto Caso Fortuito y/o Fuerza Mayor). En caso de incumplimiento deberá pagar al Comprador las cantidades no puestas a disposición, valorizadas al precio que efectivamente facture el Vendedor. El Vendedor tendrá la prioridad para conseguir gas alternativo para cumplir con su compromiso de EOP, siempre y cuando no represente mayores costos para el Comprador (art. 6).
- El precio del contrato con las distribuidoras se fija en pe-

tos. Este es un aspecto de suma relevancia ya que implica que la totalidad del riesgo cambiario recaerá sobre el Estado Nacional, según se analiza más abajo. La obligación de pago del precio será igual al monto de la porción del Precio Ofertado que el Estado Nacional decida incluir en los Cuadros Tarifarios (art. 12, Anexo III). Se establece la mora automática por falta de pago, y la aplicación de un interés del 150% de la tasa de pizarra promedio del Banco de la Nación Argentina para plazos fijos en Pesos a 30 días (art. 15, Anexo III).

- Ante la falta de pago total o parcial, y previa intimación, el Vendedor podrá suspender las entregas de gas y, de persistir el incumplimiento, se habilita la resolución del contrato. Para el caso en que el Estado Nacional incumpliere sus obligaciones de pago, por el plazo de 6 meses consecutivos o alternados, y/o por las sumas equivalentes a 3 veces la compensación mensual promedio que el Productor Firmante tuviere derecho a percibir (apartado 99 del Esquema), el Vendedor podrá continuar con el Esquema y no cumplir el Compromiso de Inyección total; con la reducción proporcional de la CMD de los Contratos según su respectiva tasa de declino (apartado 99.2. del Esquema) o darse de baja del Esquema y resolver los Contratos por incumplimiento del Estado del Esquema y la liberación de las cauciones respectivas (apartado 99.4. del Esquema), (art. 16, Anexo III).
- Para la resolución de controversias, se establece el arbitraje de derecho de acuerdo con el reglamento de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (art. 20, Anexo III).
- La Renuncia a Reclamos (Anexo IV) para los adherentes al Programa Resolución 46/2017 implica la renuncia, a partir del efectivo inicio del nuevo Esquema y por los volúmenes de producción allí comprometidos y entregados, a cualquier reclamo vinculado al pago bajo el Programa Resolución 46/2017, por volúmenes de gas entregados a partir de la fecha de la primer entrega de gas bajo los contratos del Esquema, que excedan la proyección mensual de la producción incluida (curva original) considerada en la aprobación de la adhesión de los proyectos al citado Programa. Como mencionamos en el ICE de noviembre 2020, con esta renuncia se pondría fin a las disputas suscitadas durante el año 2019 entre productores adherentes a dicho programa y la SGE con relación a la inclusión del volumen inicial declarado (posición de la SGE) y los adicionales declarados (posición del Productor) para ser remunerados con el precio de estímulo allí establecido, pero solo a partir del efectivo inicio del Esquema, quedando a salvo los reclamos que pudieran corresponder hasta esa fecha. Si bien no resul-

ta del todo claro de las disposiciones, pareciera que esta renuncia es potestativa para el Oferente, es decir, que no sería un requisito para participar del Concurso (art. 10.1., o y p, Anexo I; apartado 7 y 39 del Esquema, punto 1.1 del Anexo A del Esquema; sin perjuicio de lo previsto en el apartado 41 del Esquema)

III. Comentarios finales sobre el Esquema y las reglas del Concurso

Con relación al Esquema, volvemos a destacar, como lo hicimos en oportunidad del ICE de noviembre 2020, que el nuevo plan de incentivos viene a impulsar las inversiones necesarias para incrementar la producción local de gas natural, después de registrarse, durante este año, una caída significativa del volumen producido respecto de 2019 (aproximadamente 17 MMm³/día en promedio) y con la perspectiva de acelerarse el decrecimiento en 2021, de continuar el nivel actual de inversiones, lo que implicaría un mayor requerimiento de importaciones para cubrir las necesidades locales.

Como es sabido, el gas natural es la fuente predominante de nuestra matriz energética nacional y es considerado un 'combustible de transición' en la transición global hacia las energías limpias, ya que si bien no es inocuo, desde ya, en sus efectos ambientales -fundamentalmente, por la emisión de dióxido de carbono en su consumo y de metano en las instalaciones de producción- su aporte de gases de efecto invernadero a la atmósfera es sustancialmente inferior a la de los restantes combustibles fósiles (petróleo y sus derivados, y carbón mineral). Al estimular dicha producción, se promueven además las economías locales de las regiones hidrocarbúferas y se abre la posibilidad de fomentar la exportación de excedentes, con el consecuente ingreso de divisas que nuestra macroeconomía tanto necesita.

Como también hemos señalado, la realización de esas grandes inversiones requiere, además, de un marco de seguridad jurídica e institucional que excede lo que las propias reglas del programa pueden brindar por sí mismo y se vinculan con la consistencia y estabilidad de las reglas y el cumplimiento constante de los compromisos que asume el país, lo que implicaría, entre otras cosas, dejar de vivir en un permanente 'estado de emergencia' y asegurar a los ciudadanos y agentes económicos que el ordenamiento jurídico será respetado a lo largo del tiempo, sin nuevas 'situaciones de excepción' que justifiquen su inobservancia o su alteración intempestiva.

Sobre este punto, y en la búsqueda de crear un marco de seguridad y confianza en los inversores (aunque con la debi-

alidad propia de medidas aisladas), cabe recordar que el proyecto de Ley de Presupuesto para el ejercicio 2021 aprobado por el Congreso (en trámite de promulgación) prevé en su artículo 89 el otorgamiento de incentivos para la producción de gas natural mediante el pago de compensaciones y la emisión de certificados de crédito fiscal en garantía, aplicables a la cancelación de las deudas impositivas que los productores mantengan con la AFIP. Esos certificados podrían emitirse por hasta el importe de las compensaciones que tengan derecho a percibir en el marco del Esquema y ser utilizados si hubiere vencido el plazo de pago de las compensaciones sin que aquellas hubieren sido canceladas. Se destaca especialmente, dentro de las previsiones del referido artículo 89, que tales instrumentos de crédito fiscal serán emitidos en moneda extranjera, y se convertirán a pesos al tipo de cambio comprador del Banco de la Nación Argentina del cierre del día anterior a de su efectiva utilización para la cancelación tributaria para la que sea aplicada, lo que permitirá a sus titulares resguardar hasta ese momento el valor original de la obligación eventualmente incumplida por el Estado Nacional.

Más allá de ello, las propias disposiciones del Esquema intentan dar también una señal de seguridad a la inversión al crear un régimen específico en materia cambiaria, por el que se ordena al Banco Central de la República Argentina medidas que exceptúen a los fondos destinados a financiar inversiones comprendidas en el Esquema de aquellas normas que limiten el acceso al mercado libre de cambios (MLC), para la repatriación de las inversiones directas y sus rentas y/o la atención de servicios de deuda financiera con el exterior. Al margen de los cuestionamientos que este tipo de tratamientos diferenciales suele traer aparejados por parte de agentes de otros sectores económicos que puedan considerar afectado el principio de igualdad, deberá verificarse en la práctica la disponibilidad efectiva de divisas y la posibilidad real de los sujetos adherentes al Esquema de acceder a ellas para los fines indicados en la norma.

Posiblemente, la decisión de instrumentar el esquema a través de una norma de rango legal, como lo es el decreto de necesidad y urgencia –más allá de la dificultad para acreditar la urgencia encontrándose el Congreso en período de sesiones ordinarias- se deba a la incorporación de ese régimen diferenciado, y a la intención de reforzar su basamento jurídico.

Otro aspecto a tener en cuenta, ya presente en el borrador que fue motivo de análisis en el ICE anterior, es la decisión de atribuir a la Secretaría de Energía la determinación de la parte del precio contractual que será trasladada a las tarifas

finales del servicio de distribución. El hecho de que esta facultad se encuentre asignada por la Ley 24.076 (art. 38 inc. c) al ENARGAS, que debe ejercerla en base a los precios de mercado, puede ser otro de los aspectos del programa que haya motivado el dictado de un decreto de necesidad y urgencia.

En cuanto al concurso público, notamos que se ha optado por no instrumentarlo bajo la modalidad de subasta electrónica que viene aplicándose para las compras de gas de CAMMESA y había sido utilizado en las últimas subastas de gas para distribución, utilizando para ello la plataforma electrónica del Mercado Electrónico de Gas (MEG) S.A. Se trata de una herramienta que contribuye a garantizar que los precios del gas natural surjan de mecanismos competitivos y transparentes, aunque, claro está, no es un mecanismo excluyente a esos fines, por lo que nada impide adoptar otras vías siempre que aseguren los principios de transparencia, concurrencia y competitividad.

En otro orden, destacamos que las reglas del Concurso atribuyen a la Secretaría de Energía un doble rol de Concursante y Otorgante (art. 5 -Definiciones-, Anexo I), pero sin que se distinga el sentido de esa dualidad. La Secretaría no otorga en el concurso ningún título; rige el procedimiento y, una vez efectuada la adjudicación, los contratos son firmados por las partes (productores y, según el caso, distribuidores, subdistribuidores, o CAMMESA).

Observamos también que los plazos previstos en el Cronograma del Concurso (aún con la modificación efectuada por la Circular Modificatoria 2/2020) son extremadamente breves, tanto para realizar consultas (solo durante el primer día hábil posterior a la publicación), como para la presentación de ofertas (6 días hábiles), sin prever plazos para efectuar ninguna impugnación (Anexo I, del Anexo I). Además, dentro de estos plazos tan breves, deberán aclararse las cuestiones de procedimiento que no resultan suficientemente claras, indicadas en el apartado II del presente

En otro orden, y en relación con los precios a ser ofrecidos por los productores, notamos que no se contempla la posibilidad de ofertar precios diferentes para los distintos años comprendidos en el Esquema. Entendemos que ello podría haber brindado una mayor flexibilidad que redunde en mayor concurrencia o mejores precios.

Como señalamos más arriba en este análisis, el precio de los contratos entre productores y distribuidoras (Anexo II) se fija en pesos, con lo que, en principio, el Estado absorbería la

totalidad del riesgo devaluatorio, lo que a su vez podría incrementar el nivel de subsidios, en contra de los objetivos fiscales del Gobierno y de sus compromisos con los organismos de financiamiento internacional.

Por otro lado, en estos Contratos se incorpora una cláusula de confidencialidad (art. 19), que –entendemos- no debería alcanzar a instrumentos que son el resultado de un concurso público y a cuyo cumplimiento se destinarán también recursos públicos. Máxime si se considera que, en el Pliego de Bases y Condiciones, se establece que la presentación de Ofertas implica la conformidad de la Oferente de que todo documento e información contenida en aquélla tomará carácter de información pública (art. 9.4, Anexo I, y Carta Oferta, Anexo II del Anexo I).

Otro punto a subrayar es que, si bien en el apartado 77 del Esquema se prevé que el volumen de exportación firme que efectivamente se exporte será detráido de los Contratos vigentes con CAMMESA durante el Período Estacional de Verano, el texto de los Contratos entre productores y CAMMESA, pese a que específicamente remiten al mencionado apartado, disponen que en tales casos se restará de la CMD la cantidad ‘autorizada’ por la Secretaría, con lo que podría detrarse un volumen mayor del efectivamente exportado (art. 5.3, Anexo II).

Respecto del compromiso de Valor Agregado Nacional incremental, el pliego establece porcentajes fijos de incremento en la participación de proveedores locales, regionales y nacionales (de al menos un 30% en el rubro servicios de perforación, cementación y terminación y de al menos 40% para otras contrataciones) aplicables sobre escenarios base preexistentes de los Adjudicatarios (Anexo VI del Anexo I), que en cada caso resultarán disímiles. Ello podría resultar arbitrario, por el hecho de comparar incrementos, sin considerar la línea de partida, e incluso de difícil o imposible cumplimiento en los casos de proveedores que eventualmente ya cuenten con un desarrollo tal que impida el incremento de la participación en los porcentajes fijados.

Por último, y más allá de la importancia de las medidas mencionadas, incluidas en distintas normas referidas al nuevo plan de incentivos, tendientes a brindar certeza jurídica a las inversiones y compromisos que resultan del Esquema, se mantiene la duda acerca de las previsiones presupuestarias (pluri-anales) necesarias para afrontar las obligaciones que recaen sobre el Estado, máxime teniéndose en cuenta la incidencia que tendrá en ello la evolución del valor del dólar estadounidense a lo largo de los cuatro años de duración del Esquema, en especial a partir de la decisión de establecer precios en pesos para los contratos entre productores y distribuidores. ■

SÍNTESIS REGULATORIA

Síntesis de principales normas: Leyes, Decretos y Resoluciones

Resumen de las principales publicaciones de enero 2020, a criterio de **ENERGY CONSILIUM** sobre regulación energética en el **BORA**, Boletines Oficiales Provinciales (**BOP**) seleccionados, en orden cronológico de publicación, por sector. Ocasionalmente se incorporarán normativas relevantes adicionales.

Upstream, Midstream y Downstream de petróleo y biocombustibles

BORA

Resolución Min. Economía - SE 74/2020:

Se sustituye el artículo 18 del Anexo I de la Disposición 337/2019 de la ex Subsecretaría de Hidrocarburos y Combustibles, por el siguiente: "ARTÍCULO 18. Prohibiciones y sanciones en relación con la inscripción y operación de empresas vinculadas con actividades hidrocarburíferas en la Plataforma Continental Argentina que no cuenten con la debida autorización.

Upstream, Midstream y Downstream de gas natural

BORA

Resolución ENARGAS 363/2020: Se deroga la Resolución ENARGAS 3.855/2016 y sus respectivos Anexos y se aprueba la metodología para la determinación de las entregas de gas por categoría de usuario que se produzcan a partir del 1º de julio de 2020, que obra en el Anexo I, el Subanexo I y el Subanexo II, que forman parte integrante de la resolución.

Resolución ENARGAS 369/2020: Se autoriza la implementación en las Estaciones de Carga de GNC la operatoria de pago con QR, dando estricto cumplimiento a las medidas

de seguridad expuestas en los considerandos del presente acto; debiendo las Licenciatarias del área del Servicio controlar los aspectos de seguridad conforme las disposiciones del Anexo XXVII del Contrato de Transferencia correspondiente, como así también de las restantes normas de aplicación y aquellas emitidas por esta Autoridad regulatoria en la materia.

Resolución ENARGAS 373/2020: Se sustituye el Subanexo I.I.1 – "Tabla de márgenes por hectárea" de la Resolución ENARGAS 3.562/15, por el Subanexo I.I.1 que forma parte integrante de la resolución.

Resolución ENARGAS 377/2020: Se crea en el ámbito del ENARGAS, la "Mesa de Innovación Tecnológica - Medidores Inteligentes".

DNU 892/2020: Se declara de interés público nacional y como objetivo prioritario de la República Argentina la promoción de la producción del gas natural argentino. Se aprueba el Plan de Promoción de la Producción del Gas Natural argentino - Esquema de Oferta y Demanda 2020-2024.

Resolución Min. Economía - SE 317/2020: Se convoca a Concurso Público Nacional para la adjudicación de un volumen de gas natural base total de 70 millones de m³ por día para los 365 días de cada año calendario de duración del esquema aprobado por el Artículo 2º del Decreto 892/2020; y un volumen adicional por cada uno de los períodos invernales de los

años 2021 a 2024 inclusive, en los términos del Pliego de Bases y Condiciones que como Anexo I forma parte integrante de la medida. (Con fecha 29 de noviembre de 2020 la Secretaría de Energía publicó la Circular Aclaratoria Nro. 1 y la Circular Modificatoria Nro. 2, donde se hacen aclaraciones y modificaciones al pliego de bases y condiciones del Plan Gas, respectivamente; las cuales aún no han sido publicadas en el Boletín Oficial).

Circular – Min. Economía – SE 1/2020:

Se modifica el Punto 1.1. del artículo 1º del Pliego de Bases y Condiciones integrante de la Resolución SE 317/2020, incorporando al mismo, como segundo párrafo, lo siguiente: "A los volúmenes consignados en el párrafo precedente deberán adicionarse, a los efectos del CONCURSO, los VOLÚMENES ADICIONALES DE INVIERNO que se incorporan al presente PLIEGO por el Anexo A de la Circular N° 1 de fecha 23 de noviembre de 2020."

Energía eléctrica, Energías renovables y Eficiencia energética

BORA

Resolución Min. Economía - SE 73/2020:

Se sustituye el Punto 18.1.1. de la Resolución SE 49/2015 (Metodología para la determinación de cupos de butano y propano por empresa fraccionadora).

Resolución Min. Economía - SE

285/2020: Se autoriza la desvinculación del MEM de las unidades de generación PARATG01 y PARATG02, que forman parte de la Central Térmica Paraná, a partir del actual período estacional, iniciado el 1 de noviembre de 2020.

Aviso Oficial - Min. Econ. – SE

20/11/2020: Se comunica a todos los agentes del MEM, que las empresas citadas en el aviso han informado a la Subsecretaría de Energía Eléctrica que han asumido la titularidad de los establecimientos que se encontraban incorporados a dicho Mercado como GUMEs, y solicitan su habilitación para seguir actuando en el mismo carácter y bajo las mismas condiciones que los anteriores titulares.

Res. MDP - Sec. Ind. Econ. del Conoc.

y Gest. Comer. Extr. 355/2020: Se establece que las empresas terminales radicadas y con producción en el país, interesadas en importar vehículos automotores híbridos, eléctricos y a celdas de combustible (Hidrógeno), conforme lo establecido en el Decreto 331/2017 y el Decreto 846/2020 respecto de los modelos comprendidos y su tratamiento arancelario diferenciado, deberán presentar la “solicitud de cupo de importación de vehículos automotores híbridos, eléctricos y a celdas de combustible (hidrógeno)”, ante la Dirección de Política Automotriz y Regímenes Especiales, de acuerdo al modelo de formulario que como Anexo I, forma parte integrante de la resolución.

Resolución Min. Economía - SE

319/2020: Se autoriza al ENRE para que cree la “cuenta solidaria para adecuaciones domiciliarias de usuarios electrodependientes”, cuyo objetivo será financiar las tareas, construcciones o modificaciones vinculadas con la conexión y seguridad eléctrica desde la línea de distribución hasta la alimentación del equipamiento médico prescrito por un médico matriculado con el fin de garantizar el acceso a la energía eléctrica en las condiciones establecidas en el Artículo 1° de la Ley 27.351.

BOP – Mendoza

Resolución EPRE 130-145-146-148/2020:

Se autoriza a EDESTE S.A., CECSAGAL y EDEMSA para efectuar las acreditaciones correspondientes a la sanción prevista en el punto 5.5.1 de las normas de calidad de servicio público y sanciones.

Resolución EPRE 149/2020: Se convoca a

Audiencia Pública para el día 11 de diciembre de 2020 a las 11:00 con el objeto de considerar:
 a) La Adecuación del Valor Agregado de Distribución (VAD) propio de las distribuidoras de energía eléctrica de la Provincia de Mendoza, para el segundo semestre conforme al procedimiento dispuesto por Decreto Provincial 48/2.017. b) La propuesta elevada por la Secretaría de Servicios Públicos: I. Asignación a Obras de Multas por Calidad de Servicio con destino a usuarios; II. Tarifa Social: II. Ingresos no percibidos.

Resolución EPRE 151/2020: Se establece el valor del PPST Común en 120,4 \$/kW con vigencia a partir del 1° de noviembre de 2020 y hasta el 31 de enero de 2021. Se aprueban los valores del Cuadro Tarifario a Usuario Final - Con y Sin Subsidio Estado Nacional, con vigencia a partir del 1° de noviembre de 2020 y hasta el 31 de enero de 2021. Se aprueban los valores de las “Tarifas de Referencia para el cálculo de la Tarifa Social y Plan Estímulo al Ahorro de Energía Eléctrica”, con vigencia a partir del 1° de noviembre de 2020 y hasta el 31 de enero de 2021.

Resolución EPRE 154/2020: Se proroga hasta el 31 de diciembre de 2020 la vigencia de lo dispuesto por Resolución EPRE 45/2020, con las modificaciones introducidas mediante Resolución EPRE 81/2020 y se instruye a las distribuidoras eléctricas provinciales a realizar los mayores esfuerzos para normalizar las facturaciones adeudadas por parte de los usuarios, a partir de las correspondientes notificaciones y suscripciones de los planes de pagos correspondientes, previo a la suspensión o corte del servicio que eventualmente pudiera

corresponder. (*) Resolución EPRE 81/2020: “Las distribuidoras eléctricas provinciales, no podrán disponer la suspensión o corte del servicio a los suministros de los usuarios enumerados en el siguiente artículo, en caso de mora o falta de pago de hasta 3 facturas consecutivas o alternadas, en el caso de facturación bimestral, y de hasta 6 facturas consecutivas o alternadas, en el caso de facturación mensual, con vencimiento a partir del 1/3/2020, por el término de 180 días corridos desde la fecha de publicación del Decreto 311/2020. Quedan comprendidos los usuarios con aviso de corte en curso”.

Ordenanza Municipalidad de Mendoza

4029/2020: Se crea el Programa para la Gestión de la Energía de la Municipalidad de la Ciudad de Mendoza, que tendrá ámbito de aplicación a toda la jurisdicción municipal, y cuyo objeto primario será optimizar la gestión de la energía eléctrica y de gas que es utilizado por la comuna.

BOP – Chubut

Res. Min. de Infraestructura, Energía y

Planificación 224/2020: Se asigna a las cooperativas eléctricas del interior provincial encuadradas en el Decreto Provincial 1.781/92 reglamentario de la Ley Provincial 26, la suma total de \$17.865.120,51 en concepto de déficit del mes de marzo del año 2020.

Res. Min. de Infraestructura, Energía y

Planificación 275/2020: Se asigna a las cooperativas eléctricas del interior provincial encuadradas en el Decreto Provincial 1.781/92 reglamentario de la Ley Provincial 26, la suma total de Millones \$ 18 en concepto de déficit del mes de abril del año 2020.

Res. Min. de Infraestructura, Energía y

Planificación 154/2020: Se asigna a las cooperativas eléctricas del interior provincial encuadradas en el Decreto Provincial 1.781/92 reglamentario de la Ley Provincial 26, la suma total de Millones \$ 13. en concepto de déficit del mes de mayo del año 2020.

Otros

BOP – Mendoza

Ord. Municipalidad Godoy Cruz

7081/2020: Se aprueba el Plan Local de Acción Climática (PLAC) del Departamento “Godoy Cruz Carbono Neutral 2030” obrante en Expediente 2020-001052/I1-GC.

ENARGAS (adicionales)

Resolución ENARGAS 352/2020: Se crea el Departamento de Economía del Gas, en la órbita de la presente Intervención, quedando definidas sus funciones conforme se detalla en el Anexo, adjunto a la resolución.

Resolución ENARGAS 362/2020: Se instruye a las Licenciatarias del Servicio Público de Distribución de Gas natural por redes y a las subdistribuidoras que adquieran el gas natural directamente del Productor y/o comercializador, a presentar ante esta Autoridad Regulatoria, con vencimiento el día 15 de cada mes o el

hábil inmediato siguiente, una Declaración Jurada basada en la facturación a sus usuarios “Entidades de Bien Público”, con el formato establecido en la planilla “DDJJ EBP” que como Anexos forman parte de la resolución y que se encuentran asimismo disponibles para su descarga en el Sistema Automático de Remisión Informática (SARI) del ENARGAS.

Resolución ENARGAS 378/2020: Se modifican las cuotas del cuarto trimestre asignadas al ENARGAS, de acuerdo con el detalle obrante en el Anexo I que forma parte integrante de la resolución.

Informe de Coyuntura Energética

Diciembre 2020

Directores

Juan José Aranguren
Hugo Balboa

Staff

Bernardo Vignolo
Santiago Alliani
Claudia Plaul

Energy Consilium

Juan Bautista Alberdi 431
(B1636FNI) Olivos
Buenos Aires, Argentina
Tel. +54 11 4897 7118 / 7131
info@energyconsilium.com
www.energyconsilium.com

Diseño Editorial

ÁgredaDG
Editorial . Identidad . Tipografía

