



► RADEHM • Número 21 • Mayo - Julio • 2019 ◀

DOCTRINA

∞ RUEDA, Pablo y LENZI, Franco: El almacenamiento de gas natural: una actividad con gran potencial a partir del retorno a la racionalidad económica en materia energética. Las concesiones de explotación de hidrocarburos como títulos aptos para la realización de actividad de almacenaje de gas natural.

∞ MARTÍNEZ DE HOZ, José A. (h.) y BLANCO, Marcos: "Project finance" y energías renovables.

∞ BONETTO, Sebastián; DELBON, Gustavo D. y PASSINI, Fernando A.: Mecanismos de determinación de precios del gas natural en la Argentina.

∞ VILLEGAS MORENO, José Luis: Transición energética en América Latina: ¿una opción postergada?

∞ PINTO OLIVEROS, Sheraldine y COLMENTER, Ricardo: Licitaciones para la ejecución de actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos en Brasil y Colombia.

∞ KOKKE, Marcelo: Fontes radioativas de energía e licenciamiento ambiental.

∞ FILIPPINI, Juan Pablo: Generación eólica: el riesgo tierra.

ENSAYOS

∞ PERA, Arturo: "Unitización" de yacimientos.

ISSN: 2362-3187

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"



Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería,
n° 21, mayo-julio de 2019, pp. I-VI.
I.S.S.N.: 2362-3195.

REVISTA ARGENTINA DE DERECHO
DE LA
ENERGÍA, HIDROCARBUROS Y MINERÍA

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

Director editorial

José A. MARTÍNEZ DE HOZ (h.)
(UCA)

Director ejecutivo

Mariano PALACIOS
(UCA)

Subdirector

Tomás LANARDONNE
(Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law & Policy,
University of Dundee, U.K.)

Coordinadora

María Carolina CRESPO
(Sturm College of Law, University of Denver, U.S.)

Consejo académico

Ana Elizabeth BASTIDA (Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law & Policy, University of Dundee, U.K.) . **Alberto B. BIANCHI** (UCA) . **Daniel CASAL** (UCA) . **Germán FERNÁNDEZ LAHORE** (Centre for Energy, Petroleum and Mineral Law & Policy, University of Dundee, U.K.) . **Máximo J. FONROUGE** (UBA) . **Florencia HEREDIA** (Sturm College of Law, University of Denver, U.S.) . **Arturo PERA** (UCA) . **Héctor M. POZO GOWLAND** (UBA) . **Francisco Javier ROMANO** (King's College London, U.K.) . **Rubén O. SABATINI** (UBA) . **Estela B. SACRISTÁN** (UCA) . **Roberto P. SOBRE CASAS** (Universidad Nacional de Tucumán) . **Alejandro VERGARA BLANCO** (Pontificia Universidad Católica de Chile, Chile) . **Mariano C. VIVAS DE LORENZI** (University of Miami, School of Law, U.S.) . **Hernán M. ZABALLA** (Universidad del Museo Social Argentino)

Secretarios de redacción

Juan Cruz AZZARRI (UCA) (adjunto a Coordinación) . **Hugo Anibal CABRAL** (UBA) . **Ignacio M. DE LA RIVA** (UCA) . **Nicolás ELIASCHEV** (Universidad de San Andrés) . **Víctor R. HERNÁNDEZ MENDIBLE** (Universidad Monteávila, Venezuela) . **Beatriz KROM** (UBA) . **Leonardo F. MASSIMINO** (Universidad Nacional de Córdoba) . **Diego PARRAVICINI** (Universidad Nacional de Tucumán) (adjunto a Coordinación) . **Luis Patricio SALADO** (UBA) . **Juan Martín SIANO** (School of Law, University of Pennsylvania, U.S.) . **Claudio Norberto VÁZQUEZ** (UBA) . **Jimena VEGA OLMOS** (UBA)

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"



Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería

Doctrina. Ensayos

Año 6 • Número 21 • Mayo - Julio • 2019



Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma

CIUDAD DE BUENOS AIRES

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

La *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería*
es una publicación trimestral y se publica asimismo en versión electrónica, en
www.radehm.com.ar

La Dirección manifiesta que las opiniones vertidas en los artículos publicados
son responsabilidad de sus autores.

La Dirección no se responsabiliza por el mantenimiento o exactitud de los URL,
hacia páginas web externas o de terceros, citadas en esta revista,
y no garantiza que los contenidos de tales páginas web sean,
o continúen siendo, exactos y apropiados.

Contacto suscriptores: editorialabaco@gmail.com

Contacto autores: radehm.autores@gmail.com

©

EDITORIAL ÁBACO DE RODOLFO DEPALMA S.R.L.

Viamonte 1336, 4° - Ciudad de Buenos Aires

www.abacoeditorial.com.ar

Queda hecho el depósito que previene la ley 11.723

I.S.S.N.: 2362-3195

Impreso en agosto de 2019

Advocatus S.A.
Obispo Trejo 181
(Córdoba)

IMPRESO EN LA ARGENTINA

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

ÍNDICE GENERAL

SIGLAS, ABREVIATURAS Y OTRAS EXPRESIONES EMPLEADAS EN ESTA REVISTA DE USO HABITUAL EN LA REPÚBLICA ARGENTINA.....	XV
---	----

SIGLAS, ABREVIATURAS Y OTRAS EXPRESIONES EMPLEADAS EN ESTA REVISTA CORRESPONDIENTES A OTROS PAÍSES.....	XIX
---	-----

DOCTRINA

EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL: UNA ACTIVIDAD CON GRAN POTENCIAL A PARTIR DEL RETORNO A LA RACIONALIDAD ECONÓMICA EN MATERIA ENERGÉTICA. LAS CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS COMO TÍTULOS APTOS PARA LA REALIZACIÓN DE ACTIVIDAD DE ALMACENAJE DE GAS NATURAL

NATURAL GAS STORAGE: AN ACTIVITY WITH GREAT POTENTIAL SINCE THE RESURGENCE OF ECONOMIC RATIONALITY AT THE ENERGY SECTOR. THE HYDROCARBONS EXPLOITATION CONCESSIONS AS A SUITABLE TITLE IN ORDER TO DEVELOP NATURAL GAS STORAGE ACTIVITIES

Por PABLO RUEDA y FRANCO LENZI

.....	1
1. Introducción.....	2
2. Almacenaje de gas natural. Primeras nociones.....	2
a) Su importancia en el contexto de un mercado mayorista desregulado	2
b) La geología argentina y el almacenaje.....	4
3. Normativa argentina sobre la actividad de almacenaje de gas natural. Competencias.....	5
a) Introducción.....	5
b) Normativa y competencias en materia de seguridad y protección del ambiente.....	6
c) Normativa y competencia en materia de comercialización del servicio de almacenaje.....	6
4. Régimen aplicable a la adquisición de derechos sobre el reservorio natural para la realización de la actividad de almacenamiento de gas natural.....	7
a) Introducción.....	7

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

“Índice general”

b) Alternativas en el “midstream” y “downstream”	10
c) Alternativas en el “upstream”	11
d) Las concesiones de hidrocarburos. Su vinculación con la actividad de almacenaje. La problemática de las regalías en la actividad de almacenaje	11
1. La concesión de transporte	12
2. La concesión de explotación de hidrocarburos	12
3. La problemática de las regalías en la actividad de almacenaje	13
e) La concesión de explotación de hidrocarburos como título legal idóneo para la realización exclusiva de actividad de almacenaje	15
5. Conclusiones	18
BIBLIOGRAFÍA CITADA	19
NORMAS CITADAS	20
JURISPRUDENCIA CITADA	21

“PROJECT FINANCE” Y ENERGÍAS RENOVABLES

PROJECT FINANCE AND RENEWABLE ENERGIES

Por JOSÉ A. MARTÍNEZ DE HOZ (h.) y MARCOS BLANCO

.....	23
1. Introducción.	24
2. Las energías renovables.	24
a) Marco normativo.	26
b) El Programa RenovAr	27
3. “Project Finance”.	32
a) Introducción al “Project Finance”	32
b) Préstamo sin recurso	33
c) Etapas del proyecto y su impacto en el “Project Finance”	33
d) Tipos de garantías	35
e) Formas de contribución de “equity”: aportes de capital y préstamos subordinados a deudas “senior”.	36
4. Condiciones para el “Project Finance”.	37
a) Condiciones macroeconómicas	37
b) Condiciones relativas al proyecto.	38
5. Condiciones de “bankability” y situación bajo el Programa RenovAr.	41
a) Las diez condiciones de OPIC y el PPA RenovAr.	42
1. Riesgo en la entrega	42
I. PPA financiable.	42
II. PPA RenovAr	42
2. Tarifa fija	43
3. Régimen cambiario	43
4. Cambio en la normativa o cambio en impuestos	44
5. Fuerza mayor	45

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

6. Solución de controversias	46
i. Elección de los árbitros	47
ii. Sede del arbitraje	47
iii. Punto de conexión internacional	48
iv. Materia arbitrable	48
7. Rescisión y pagos por rescisión	50
8. Cesión	50
9. Garantías de respaldo del comprador	51
10. Riesgo de transmisión o interconexión	52
b) El Contrato FODER y las garantías en relación con el PPA RenovAr	52
1. Garantía de las obligaciones de pago de CAMMESA emergentes del PPA RenovAr	53
2. Venta del proyecto al Estado Nacional (fondos disponibles y Letras del Tesoro)	54
i. Derecho del beneficiario a vender el proyecto	54
ii. Precio de venta	55
iii. Procedimiento de venta	55
iv. Proceso para el pago del precio de venta del proyecto por el fiduciario	56
3. Venta del proyecto al Estado Nacional (Garantía Banco Mundial)	56
4. Derecho del Estado Nacional de comprar el proyecto	57
6. RenovAr Ronda 2	58
a) Congestión del sistema de transmisión	58
b) Arbitraje	59
c) Garantías	59
7. Conclusiones con vista a rondas futuras	60
BIBLIOGRAFÍA CITADA	61
NORMAS CITADAS	61
OTROS MATERIALES CITADOS	62

MECANISMOS DE DETERMINACIÓN DE PRECIOS DEL GAS NATURAL
EN LA ARGENTINA

Hacia un mercado mayorista eficiente

THE PRICING METHODOLOGY FOR NATURAL GAS IN ARGENTINA

Towards an efficient wholesale market

Por SEBASTIÁN BONETTO, GUSTAVO D. DELBON y FERNANDO A. PASSINI

.	63
1. Introducción	64
2. Experiencias en la Argentina sobre la formación de precios en PIST . .	65
a) El mecanismo de determinación de precio según el marco regulatorio	65
1. Desregulación de precios. Procesos “transparentes, abiertos y competitivos”	66

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

“Índice general”

2. El “pass through” a tarifas –no automático– y el principio de indemnidad	67
3. Composición de la tarifa	68
b) Experiencias prácticas desde la sanción de la ley 24076	69
1. Precios en PIST bajo el régimen de convertibilidad	69
2. Ley de Emergencia Pública y salida de la convertibilidad	71
3. Fin de la emergencia pública. Transición ¿hacia un mercado eficiente?	76
3. Hacia un mercado eficiente en la formación de precios	79
a) Breves consideraciones sobre la base de la experiencia internacional	79
b) Aspectos condicionantes del mercado gasífero argentino	84
1. Impacto de vaivenes macroeconómicos	84
2. La demanda. Segmentación, estacionalidad y concentración geográfica	85
3. Las particularidades de la oferta	86
4. Acceso abierto y asignación de la capacidad de transporte. Limitaciones	87
4. Conclusiones y lineamientos finales	89
BIBLIOGRAFÍA CITADA	92
NORMAS CITADAS	93
OTROS MATERIALES CITADOS	95
JURISPRUDENCIA CITADA	95

TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA:
¿UNA OPCIÓN POSTERGADA?

ENERGETIC TRANSITION IN LATIN AMERICA:
A POSPONED OPTION?

Por JOSÉ LUIS VILLEGAS MORENO

1. Contextualización	97
2. Introducción	98
3. Vulnerabilidad, sensibilidad y adaptación al cambio climático en América Latina	101
4. Medio ambiente y energía	104
5. Energía y cambio climático	107
6. Transición energética en América Latina	109
a) Contexto general	109
b) Eficiencia energética	112
7. La transición energética como desafío	114
8. Conclusión	116
BIBLIOGRAFÍA CITADA	117

“EJEMPLAR PARA EL AUTOR”

LICITACIONES PARA LA EJECUCIÓN DE ACTIVIDADES DE EXPLORACIÓN
Y/O PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BRASIL Y COLOMBIA

RULES FOR BIDDING ROUNDS FOR OIL AND GAS EXPLORATION
AND PRODUCTION IN BRAZIL AND COLOMBIA: AN OVERVIEW

Por SHERALDINE PINTO OLIVEROS y RICARDO COLMÉNTER

.....	121
1. Introducción	122
2. Licitaciones de exploración y/o producción de hidrocarburos en Brasil ..	122
a) Contrato de concesión: licitación	123
1. Publicación del pre-edicto	124
2. Audiencia pública.....	125
3. Publicación del edicto	126
4. Inscripción en la licitación y pago de la tasa de participación ...	127
5. Entrega de la garantía de oferta	128
6. Presentación y evaluación de las ofertas.....	128
7. Calificación de la oferente ganadora de la sesión pública de presen- tación de ofertas	129
8. Adjudicación y homologación de la licitación	130
9. Celebración del contrato de concesión	130
b) Contrato de producción compartida: licitación	132
1. Publicación del pre-edicto	133
2. Audiencia pública.....	134
3. Publicación del edicto	135
4. Calificación y habilitación de las empresas interesadas	136
5. Presentación y evaluación de las ofertas.....	137
6. Adjudicación del bloque y homologación de la licitación	138
7. Celebración del contrato de producción compartida.....	139
3. Licitaciones de exploración y/o producción de hidrocarburos en Co- lombia	140
a) Procedimiento competitivo de selección objetiva de contratistas ...	143
1. Apertura	144
2. Publicación del proyecto de términos de referencia y de los tér- minos de referencia definitivos	144
3. Convocatoria.....	145
4. Habilitación de los proponentes	145
5. Evaluación de las propuestas	147
6. Adjudicación del contrato y asignación del área.....	148
7. Celebración del contrato	149
b) Asignación directa.....	149
4. Conclusión	150
BIBLIOGRAFÍA CITADA	151
NORMAS CITADAS	151
a) Brasil	151
b) Colombia.....	151

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

“Índice general”

FONTES RADIOATIVAS DE ENERGIA E LICENCIAMIENTO AMBIENTAL

FUENTES RADIOACTIVAS DE ENERGÍA Y LICENCIA AMBIENTAL

RADIOACTIVE ENERGY SOURCES AND ENVIRONMENTAL LICENCE

Por MARCELO KOKKE

.....	153
1. Introdução	154
2. Fontes radioativas de energia e regime constitucional brasileiro de regulação	155
3. Regência integradora entre órgão ambiental e nuclear no licenciamento	159
4. Rejeitos nucleares, o desastre do Césio 137 e normatização interna- cional	167
5. Considerações finais	173
BIBLIOGRAFIA CITADA	174
NORMAS CITADAS	176

GENERACIÓN EÓLICA: EL RIESGO TIERRA

Análisis de los aspectos jurídicos y financieros del impacto
de la tierra en un proyecto eólico de generación
de energía eléctrica

WIND GENERATION: THE LAND RISK

Study of the legal and financial matters of the land that may be taken into
consideration by developing a wind generation project

Por JUAN PABLO FILIPPINI

1. Introducción: alcance del trabajo	179
2. Contexto	181
a) Marco normativo de las energías renovables	181
b) El derecho sobre la tierra y los proyectos de energías renovables ..	183
c) Distribución de riesgos y “project finance”	184
3. La tierra	187
a) Instrumentos para acreditar su disponibilidad	187
b) ¿Derecho de superficie o derecho de usufructo?	188
c) Desafíos puntuales	190
1. Coexistencia de actividades sobre la tierra	190
2. Limitación de la tenencia de tierras por parte de extranjeros ...	192
3. Zona de seguridad de fronteras	193
4. Aspectos registrales	194
4. Conclusiones	195
BIBLIOGRAFÍA CITADA	198

“EJEMPLAR PARA EL AUTOR”

NORMAS NACIONALES	199
OTRAS FUENTES CONSULTADAS	200

E N S A Y O S

“UNITIZACIÓN” DE YACIMIENTOS

UNITIZATION OF OIL FIELDS

Por ARTURO PERA

1. Introducción	201
2. Panorama internacional	202
3. Dificultades observadas en el régimen argentino	204
4. Un precedente local interesante	205
5. Una sugerencia final	206
BIBLIOGRAFÍA CITADA	206
NORMAS CITADAS	206
a) República Argentina	206
1. Normas nacionales	206
2. Normas provinciales	206
b) Normas extranjeras e internacionales	206
OTRAS FUENTES CONSULTADAS	207
INSTITUCIÓN DEL PREMIO “RADEHM”	209
NORMAS DE PUBLICACIÓN DE LA <i>Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería</i>	213

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

**SIGLAS, ABREVIATURAS Y OTRAS EXPRESIONES
EMPLEADAS EN ESTA REVISTA DE USO HABITUAL
EN LA REPÚBLICA ARGENTINA**

Ábaco	Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma.
act.	actualizada.
ADLA	Anales de Legislación Argentina.
ampl.	ampliada.
art.	artículo.
arts.	artículos.
B.O.	Boletín Oficial.
cap.	capítulo.
CA	Código Aduanero.
CABA	Ciudad Autónoma de Buenos Aires.
CAMMESA	Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima.
CC	Código Civil.
CCI	Cámara de Comercio Internacional.
CCyCN	Código Civil y Comercial.
CEARE	Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética.
cf.	comparar.
cfr./confr.	confrontar.
conf.	conforme.
CIADI	Centro Internacional de Arreglo de Diferencias relativas a In- versiones.
Cía.	compañía.
cit.	<i>citato</i> , citado.
CM	Código de Minería.
CNACAF	Cámara Nacional de Apelaciones en lo Contencioso Adminis- trativo Federal.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

“Siglas y abreviaturas”

CNACyCF	Cámara Nacional de Apelaciones en lo Civil y Comercial Federal.
CNEA	Comisión Nacional de Energía Atómica.
cons.	considerando.
consids.	considerandos.
Const. nac.	Constitución de la Nación Argentina.
coord.	coordinador.
CPCCN	Código Procesal Civil y Comercial de la Nación.
CPCEPNIH	Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.
CSJN	Corte Suprema de Justicia de la Nación.
decr./dto.	decreto.
Dictámenes	Colección oficial de dictámenes de la Procuración del Tesoro de la Nación.
dir.	director.
DNU	decreto de necesidad y urgencia.
ed.	edición.
<i>ED</i>	<i>El Derecho.</i>
<i>EDA</i>	<i>El Derecho Administrativo.</i>
<i>EDC</i>	<i>El Derecho Constitucional.</i>
ENaRGas	Ente Nacional Regulador del Gas.
EnArSA	Energía Argentina Sociedad Anónima.
ENRE	Ente Nacional Regulador de la Electricidad.
<i>et al.</i>	<i>et alii</i> , y otros.
<i>et seq</i>	<i>et sequens</i> , y páginas siguientes.
etc.	<i>et cetera</i> , y el resto.
Expdte.	expediente.
Fallos	Colección oficial de fallos de la Corte Suprema de Justicia de la Nación.
FonInvEMEM	Fondo para Inversiones Necesarias que Permitan Incrementar la Oferta de Energía Eléctrica en el Mercado Eléctrico Mayorista.
GdE	Gas del Estado Sociedad del Estado.
GLP	Gas licuado de petróleo.
GNL	Gas natural licuado.
<i>i.e.</i>	<i>id est</i> , esto es.
IAPG	Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
<i>ibid.</i>	<i>ibidem</i> , en el mismo lugar.
<i>id.</i>	<i>idem</i> , lo mismo.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

Ing.	ingeniero.
ITBA	Instituto Tecnológico de Buenos Aires.
JA	<i>Jurisprudencia Argentina.</i>
JCAF	Juzgado Nacional de Primera Instancia en lo Contencioso Administrativo Federal.
L.	Ley.
LE	Ley de Régimen Legal de la Energía Eléctrica N° 24065.
Ley Corta	Ley de Reprovincialización de los Hidrocarburos N° 26197.
Ley de GLP	Ley de Gas Licuado de Petróleo.
LG	Ley del Gas N° 24076.
LGA	Ley General del Ambiente N° 25675.
LH	Ley de Hidrocarburos N° 17319.
LIM	Ley de Inversiones Mineras N° 24196.
LL	Revista Jurídica <i>La Ley.</i>
LLO	<i>La Ley Online.</i>
LNPA	Ley Nacional de Procedimientos Administrativos, decreto ley 19549 de 1972.
<i>loc. cit.</i>	<i>loco citato</i> , lugar citado.
Los Procedimientos	Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios, aprobados por la resolución exSEE 61/1992.
MEM	Mercado Eléctrico Mayorista.
MERCOSUR	Mercado Común del Sur.
MinEM	Ministerio de Energía y Minería.
N°	número.
n.	nota.
N. del E.	nota del editor.
N. del T.	nota del traductor.
OED	Organismo Encargado del Despacho.
OFEPHI	Organización Federal de Estados Productores de Hidrocarburos.
OIT	Organización Internacional del Trabajo.
<i>op. cit.</i>	<i>opere citato</i> , obra citada.
p.	página.
par.	parágrafo.
parr.	párrafo.
passim	frecuentemente.
PEN	Poder Ejecutivo Nacional.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

“Siglas y abreviaturas”

PGN	Procuración General de la Nación.
PJN	Poder Judicial de la Nación.
pp.	páginas.
PRONUREE	Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (decreto 140/2007).
PTN	Procuración del Tesoro de la Nación.
PURE	Programa de Uso Racional de la Energía Eléctrica (resolución SE 552/2004).
PUREE	Programa Nacional de Uso Racional y Eficiente de la Energía (decreto 140/2007).
PVA	Presentaciones varias.
<i>RADEHM</i>	<i>Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería</i> (Buenos Aires: Ábaco).
<i>RAP</i>	<i>Revista Argentina del Régimen de la Administración Pública</i> (Buenos Aires, Rap).
<i>ReDA</i>	<i>Derecho Administrativo – Revista de Doctrina, Jurisprudencia, Legislación y Práctica</i> (Buenos Aires: Abeledo-Perrot).
reestr.	reestructurada.
resol.	resolución.
rev.	revisada.
REX	Recurso extraordinario.
RHE	Recurso de hecho o de queja.
RNI	Reglamento Nacional de Interconexión.
SADI	Sistema Argentino de Interconexión.
SEN	Sistema Eléctrico Nacional.
SEP	Sistema Eléctrico Provincial.
<i>Sic.</i>	<i>sic erat scriptum</i> , tal como fue escrito.
SM	Secretaría de Minería.
S.A.	sociedad anónima.
S.E.	sociedad del Estado.
ss.	siguientes.
SSEE	Subsecretaria de Energía Eléctrica.
STJ	Superior Tribunal de Justicia.
t.	tomo.
TFN	Tribunal Fiscal de la Nación.
TI	tratado de promoción y protección recíproca de inversiones.
trad.	traducción.
Transener	Compañía de Transporte de Energía Eléctrica en Alta Tensión Sociedad Anónima.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

UNIREN	Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos.
UA	Universidad Austral.
UB	Universidad de Belgrano.
UBA	Universidad de Buenos Aires.
UCA	Pontificia Universidad Católica Argentina “Santa María de los Buenos Aires”.
UNC	Universidad Nacional de Córdoba.
UNCo.	Universidad Nacional del Comahue.
UNLZ	Universidad Nacional de Lomas de Zamora.
UNPSJB	Universidad Nacional de la Patagonia “San Juan Bosco”.
UNR	Universidad Nacional de Rosario.
UOCRA	Unión Obrera de la Construcción de la República Argentina.
UP	Universidad de Palermo.
<i>v.gr.</i>	<i>verbi gratia.</i>
vers.	versión.
Vide	véase.
<i>viz.</i>	en otras palabras.
vol.	volumen.
vs.	versus, contra.
VV.AA.	varios autores.
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad Anónima.

**SIGLAS, ABREVIATURAS Y OTRAS EXPRESIONES
EMPLEADAS EN ESTA REVISTA
CORRESPONDIENTES A OTROS PAÍSES**

ACER	Agencia de Cooperación de Reguladores de la Energía.
AGUDEMA	Agua, Derecho y Medio Ambiente.
ASME	American Society for Mechanical Engineers.
ASTM	American Society for Testing and Materials.
BIT	Bilateral Investment Treaty.
BOE	Boletín Oficial (España)
CCAA	Comunidades Autónomas.
CE	Comunidad Europea o Tratado Constitutivo de la Comunidad Europea, según el contexto.
CNG	Compressed Natural Gas.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

“Siglas y abreviaturas”

D.F.L.	Decreto con Fuerza de Ley (República de Chile).
D.L.	Decreto-Ley (República de Chile).
D.O.	Diario Oficial (República de Chile).
DO	Diario Oficial de la Unión Europea.
DOP	Deliver-or-Pay.
E&P	Exploration and Production.
(ed.)	editor.
EEE	Espacio Económico Europeo.
EIA	<i>U.S. Energy Information Administration.</i>
FERC	<i>Federal Energy Regulatory Commission.</i>
GBA	Gas Balance Agreement.
GSA	Gas Sales Agreement.
ICC	<i>International Chamber of Commerce.</i>
ICSID	<i>International Centre for Settlement of Investment Disputes.</i>
IEA	<i>International Energy Agency.</i>
JOA	Joint Operating Agreement.
Kcal	Kilocaloría.
LL.M.	<i>Legum Magister</i> , Master of Laws.
LNG	Liquefied Natural Gas.
LPG	Liquefied Petroleum Gas.
LSE	Ley 24/2013 (España), de 26 de diciembre, del Sector Eléctrico (BOE n° 310, de 27 de diciembre)
Ltd.	<i>limited</i> , limitado.
m ³	Metro cúbico.
MBTU	Un millón de Unidades Térmicas Británicas.
MCF	Million Cubic Feet.
MER	Maximum Efficient Rate.
Mm ³	Millones de metros cúbicos.
MMBTU	millones de Unidades Térmicas Británicas.
NOC	National Oil Company.
NPV	Net Present Value.
PIC	Proyecto de Interés Común.
PIST	Point of Entry to the System of Transportation.
RADA	<i>Revista Aranzadi de Derecho Ambiental.</i>
RAP	<i>Revista de Administración Pública</i> (España).
RArAp	<i>Revista Aragonesa de Administración Pública.</i>

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

<i>RDUE</i>	<i>Revista de Derecho de la Unión Europea y Revue du Droit de l'Union Européenne</i> , según el contexto.
<i>REDA</i>	<i>Revista Española de Derecho Administrativo</i> .
<i>RVAP</i>	<i>Revista Vasca de Administración Pública</i> .
SCOTUS	Supreme Court of the United States, Corte Suprema de Estados Unidos.
SEC	<i>Securities & Exchange Commission</i> .
STC	Sentencia del Tribunal Constitucional (España).
TCM	Trillion Cubic Meter.
TOP	Take-or-Pay.
U.K.	United Kingdom.
U.S.	<i>United States Reports</i> o United States of America, según el contexto.
<i>USC</i>	<i>United States Code</i> .
<i>USCA</i>	<i>United States Code Annotated</i> .
U\$S o USD	dólares estadounidenses.
<i>v.</i>	<i>versus</i> , contra.
#	número.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

**EL ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL: UNA ACTIVIDAD
CON GRAN POTENCIAL A PARTIR DEL RETORNO
A LA RACIONALIDAD ECONÓMICA EN MATERIA ENERGÉTICA.
LAS CONCESIONES DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS
COMO TÍTULOS APTOS PARA LA REALIZACIÓN
DE ACTIVIDAD DE ALMACENAJE DE GAS NATURAL***

**NATURAL GAS STORAGE: AN ACTIVITY WITH GREAT POTENTIAL
SINCE THE RESURGENCE OF ECONOMIC RATIONALITY
AT THE ENERGY SECTOR. THE HYDROCARBONS EXPLOITATION
CONCESSIONS AS A SUITABLE TITLE IN ORDER
TO DEVELOP NATURAL GAS STORAGE ACTIVITIES**

Por PABLO RUEDA** y FRANCO LENZI***

Resumen: El presente trabajo pretende analizar algunas de las alternativas a partir de las cuales, de conformidad con el régimen legal vigente en materia de almacenaje de hidrocarburos en la Argentina, podría llevarse a cabo la actividad de almacenaje de gas natural en reservorios naturales, con principal énfasis en las posibilidades que brinda la concesión de explotación de hidrocarburos de la ley 17319.

Palabras clave: Hidrocarburos, almacenaje, concesión de explotación, reservorios naturales, regalías.

Summary: This paper aims to analyze certain alternatives in order to, and pursuant the hydrocarbons' current legal regime in Argentina, develop natural gas storage activities within natural reservoirs, with particular emphasis in the possibilities that hydrocarbons exploitation concession furnishes pursuant hydrocarbons law No. 17,319.

Key words: Hydrocarbons, storage, exploitation concessions, natural reservoirs, royalties.

* Recibido: 17/2/2019. Aceptado: 8/5/2019.

** Abogado (UBA, 1989). Programa de Actualización en Derecho del Petróleo y Gas Natural (UBA, 1998). Fue admitido como Asesor Jurídico Extranjero en Nueva York (1994-1996) y es miembro del Colegio de Abogados de la Ciudad de Buenos Aires. Asociado en Marval, O'Farrell & Mairal (Buenos Aires y Nueva York, 1989-1997). Socio en Pérez Alati, Grondona, Benites, Arntsen & Martínez de Hoz (Buenos Aires, 1998-2017). Actualmente se desempeña como socio de MHR - Martínez de Hoz & Rueda, habiendo sido socio fundador de dicha firma. Correo electrónico: pablo.rueda@mhrlegal.com.

*** Abogado (UNLP, 2018). Actualmente se desempeña como asociado en MHR - Martínez de Hoz & Rueda. Correo electrónico: franco.lenzi@mhrlegal.com.

§ 1. INTRODUCCIÓN

La producción de gas natural –al igual que su almacenaje, transporte, distribución y comercialización– se erige como actividad fundamental, tanto para el desarrollo económico de un país como para la satisfacción de las necesidades elementales de sus habitantes. Desde hace unos años, la República Argentina ha realizado grandes esfuerzos a los fines de lograr una producción de gas natural tal que le permitiese dejar de importar dicho hidrocarburo. Tal empresa se ha llevado a cabo, por ejemplo, a través de los distintos “Plan Gas” que fomentaron la inversión de privados en distintas cuencas, con el objetivo de lograr una producción de gas natural que permitiera satisfacer la demanda doméstica. Sin embargo, y como es sabido, la demanda de gas natural se encuentra supeditada a la estación que se esté transitando, generándose picos de consumo en épocas invernales y provocándose un declive considerable durante el verano, debiéndose recurrir al almacenaje del hidrocarburo para su posterior disponibilidad en las estaciones de mayor demanda. En este sentido, y en lo que hace a la eficiencia del almacenaje de gas natural, es pacífico el entendimiento de los especialistas sobre las enormes ventajas que conlleva la realización de actividad de almacenaje en reservorios de hidrocarburos agotados. Por eso, en el presente trabajo, se analizan con particular atención las alternativas legales vigentes para la realización de la actividad de almacenaje de gas natural en el marco de concesiones de explotación de la Ley de Hidrocarburos 17319.

§ 2. ALMACENAJE DE GAS NATURAL. PRIMERAS NOCIONES

a) *SU IMPORTANCIA EN EL CONTEXTO DE UN MERCADO MAYORISTA DESREGULADO.* — Las variaciones estacionales en la demanda de gas natural doméstica, y la reciente y progresiva vuelta a un mercado mayorista desregulado, hacen del almacenamiento de este hidrocarburo una fase clave en la cadena de valor¹.

El tipo de almacenamiento más ventajoso desde el punto de vista económico y técnico es, sin dudas, el almacenamiento subterráneo en formaciones geológicas adecuadas, aprovechando la compresión del gas a bajas profundidades y la poca porosidad de estas formaciones. Por ello los almacenamientos subterráneos de gas natural se localizan generalmente en reservorios naturales, ya sea de yacimientos de gas o petróleo agotados, yacimientos de agua o acuíferos o en cavernas salinas, que cumplan con las condiciones de porosidad y permeabilidad requeridas para almacenar el gas².

¹ Conf. resolución ENaRGas 258/2018 (B.O. 20/2/2018).

² CORREA y CASTRILLÓN (2008).

En la Argentina, la mayoría del potencial de instalaciones naturales de almacenaje se encuentra cerca de las fuentes de producción de hidrocarburos (principalmente Neuquén y Cuyo), y lejos de los principales centros de consumo (Gran Buenos Aires). Esta situación no es la ideal, ya que obliga al gas de almacenaje a competir con la producción de gas en el uso de los sistemas de transporte para alcanzar el anillo de Buenos Aires. Por este motivo, no se descartan proyectos de almacenaje destinados al abastecimiento de otros centros de consumo que no requieren el uso de los sistemas argentinos de transporte, como por ejemplo Cuyo o incluso Chile.

Desde el punto de vista operativo, las distintas instalaciones de almacenamiento de gas natural en reservorios naturales se diferencian entre sí por la capacidad de almacenamiento y el volumen de “gas colchón” (o lo que es lo mismo, el gas necesario para asegurar una presión y una capacidad de extracción constante), que determinan conjuntamente el volumen de “gas útil” (inyectable y extraíble) y las tasas de inyección y extracción del almacenamiento que definen el tipo de servicios que pueden prestar las instalaciones (p. ej., ajustes de corto plazo o servicios de almacenamiento de carácter más estratégico a mediano plazo).

Asimismo debe resaltarse que se trata de una actividad que, tanto a nivel mundial como en la Argentina, tiene como principal objetivo aprovechar las variaciones estacionales en el precio del gas natural, reservando el gas producido en la estación estival de baja demanda para su posterior comercialización durante el invierno cuando, por razones lógicas, la demanda aumenta considerablemente³.

De esta manera, puede decirse que actualmente asoman razones económicas para el desarrollo de la actividad de almacenaje en la Argentina, y concomitantemente, nacen las dudas regulatorias, que deberán ser resueltas para que la normativa vigente proteja y favorezca el desarrollo sostenible de esta actividad en vez de dificultarlo.

Si bien existen cuestiones regulatorias por resolver, y a pesar de que no existe una norma aglutinante de todo el régimen, no es cierto que la actividad de almacenamiento de gas natural sea una actividad que carezca de marco normativo para su desarrollo. Como muchas otras actividades económicas⁴, se trata de una actividad cuya estructura normativa aplicable incluye diversas y variadas regulaciones, dependiendo especialmente del encuadre jurídico en que se desarrolle⁵.

³ LE FEVRE (2013) p. 4.

⁴ A modo de ejemplo puede mencionarse a las concesiones de transporte de gas natural, cuyo marco normativo se encuentra integrado por la ley de Hidrocarburos 17319 (B.O. 30/6/1967) y la ley de Gas 24076 (B.O. 12/6/1992).

⁵ Por ejemplo, no será la misma normativa la que se aplica al desarrollo de un parque eólico localizado en un inmueble propio sin conexión al Mercado Eléctrico Mayorista (MEM), que el desarrollo de un parque eólico concesionado en tierras fiscales y con un contrato PPA (*Power Purchase Agreement*, por sus siglas en inglés) de las licitaciones RenovAr.

En el caso del almacenaje de gas natural, como veremos más adelante, el título jurídico al amparo del cual se realice la actividad podrá ser una concesión de explotación de hidrocarburos⁶, una concesión de transporte de hidrocarburos o incluso una compraventa de inmueble o un contrato de superficie, usufructo o locación.

Lo mismo sucede respecto del régimen aplicable para la prestación de la actividad. Así como un productor de hidrocarburos debe someterse al régimen de réplica de despacho del Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA) respecto de su negocio de comercialización de gas natural, el almacenador de gas natural debe someterse a la normativa del Ente Nacional Regulador de Gas (ENaRGas) en materia de cuestiones de seguridad de su planta de almacenaje y a la resolución 104/2018 de la Secretaría de Energía⁷, en caso de que pretenda comercializar el gas natural fuera de la República Argentina.

Por eso, y si bien una normativa aglutinante de todas las cuestiones relativas al almacenaje podría, *prima facie*, aparecer como un objetivo loable, la diversidad de posibles títulos al amparo de los cuales podría desarrollarse la actividad, y la diversidad de posibles regulaciones, dependiendo de cada caso, hacen aconsejable mantener el régimen actual, haciendo modificaciones menores para ajustar y aclarar alcances de la normativa vigente para el desarrollo de esta nueva actividad. En tal sentido, y como se advierte más adelante, siendo las provincias quienes detentan el dominio originario de los recursos naturales, cualquier proyecto de normativa uniforme relativa al almacenaje deberá ajustarse a tales limitaciones constitucionales⁸.

b) *LA GEOLOGÍA ARGENTINA Y EL ALMACENAJE*. — El escenario geológico para la realización de la actividad de almacenaje en la República Argentina es similar al de los Estados Unidos de América. Idealmente, los reservorios deberían encontrarse ubicados aguas abajo de los sistemas de transporte, a los fines de no tener que acudir a estos sistemas cuando se comercializa el gas almacenado durante la temporada de alta demanda. Esto último se debe a que, durante la temporada de alta demanda, los gasoductos se encuentran congestionados, provocando escasez en la capacidad de transporte⁹. Sin em-

⁶ Conf. ley 17319, artículo 30: “La concesión de explotación autoriza a realizar dentro de los límites especificados en el respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas; y dentro y fuera de tales límites, aunque sin perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios, *autoriza asimismo a construir y operar plantas de tratamiento y refinación*, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos y, *en general, cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades*. Todo lo anteriormente autorizado lo será con arreglo a lo dispuesto por esta y otras leyes, decretos y reglamentaciones nacionales o locales de aplicación al caso” (el destacado nos pertenece).

⁷ B.O. 22/8/2018.

⁸ Conforme el art. 124 de la Constitución nacional: “. . . Corresponde a las provincias el dominio originario de los recursos naturales existentes en su territorio”.

⁹ ESNALTY (2003).

bargo, hasta el momento, la exploración de reservorios naturales cerca del anillo de Buenos Aires, si bien escasa, no ha dado ningún resultado positivo.

De este modo, lo más probable es que la futura actividad de almacenaje en la Argentina se desarrolle, como sucediera en los Estados Unidos, principalmente en yacimientos que han terminado su período de explotación comercial extractiva¹⁰.

Finalmente, es necesario resaltar que, en el momento de considerar las distintas alternativas para realizar la actividad de almacenamiento de gas natural (como se mencionara previamente: yacimientos agotados, acuíferos o yacimientos salitres), los yacimientos agotados son los económicamente más baratos de acondicionar y los que ofrecen las mejores condiciones geológicas.

§ 3. NORMATIVA ARGENTINA SOBRE LA ACTIVIDAD DE ALMACENAJE DE GAS NATURAL. COMPETENCIAS

a) *INTRODUCCIÓN.* — La regulación de la actividad de almacenaje que se analiza en este párrafo no se refiere al título que otorga los derechos sobre el reservorio natural, sino a la normativa que regula la construcción y operación de las instalaciones, y comercialización de la actividad de almacenaje de gas natural.

En esta inteligencia, debe decirse que la regulación de la actividad de almacenaje, al igual que la regulación de la actividad de refinación de crudo u otras actividades afines a la explotación de hidrocarburos, se divide en dos categorías bien diferenciadas: *i*) la regulación aplicable a cuestiones de seguridad y protección del ambiente durante las etapas de construcción y operación de los respectivos proyectos, y *ii*) la regulación aplicable a la comercialización de los bienes o servicios asociados a dicha actividad. Asimismo las normas de comercialización constan de dos componentes principales, siendo ellos *a*) el régimen de asignación de los bienes o servicios de la respectiva actividad (por ejemplo, la obligación de concurso abierto de asignación y el acceso abierto e indiscriminado) y *b*) el régimen de precios o tarifas aplicables a tales bienes o servicios.

En lo que a competencia refiere, la regulación de la actividad de almacenaje de gas natural podrá corresponder, según el caso, a la Secretaría de Gobierno de Energía, a los organismos provinciales de aplicación de la Ley de Hidrocarburos 17319 (LH), o bien al ENaRGas cuando dicha actividad se desarrolle en el ámbito de la Ley de Gas Natural 24076 (LG).

Debemos reconocer que la frontera entre ambas competencias no resulta clara en todos los casos, ya que depende de los sujetos que realizan la actividad y el lugar en donde esta es practicada, como veremos a continuación.

¹⁰ ALLEMAN *et al.* (2016) filmina N° 15.

b) *NORMATIVA Y COMPETENCIAS EN MATERIA DE SEGURIDAD Y PROTECCIÓN DEL AMBIENTE.* — En el caso de la actividad de almacenaje que llevan a cabo los concesionarios de explotación de hidrocarburos *dentro de sus áreas de concesión*, se encuentra comprendida dentro del ámbito del régimen de seguridad y protección del ambiente de los concesionarios sujetos a la LH¹¹.

En el supuesto de la actividad de almacenaje que pueden hacer los licenciatarios de transporte de gas natural de la LG o los concesionarios de transporte de gas natural de la LH, de conformidad con el decreto 729/1995¹², tales actividades se encuentran bajo la órbita de la normativa de seguridad y protección del ambiente de la LG y su normativa complementaria del ENaRGas, sin dejar de lado que, en aquellos casos en que el gas almacenado se encuentre fuera de especificación¹³, y conforme ciertos precedentes, el ENaRGas podría “desentenderse” de su competencia.

En el caso de reservorios naturales *aguas arriba del Punto de Ingreso al Sistema de Transporte (PIST)* no encuadrados ni en una concesión de explotación de la LH, ni en una concesión de transporte de la LH, la competencia debe corresponder al ENaRGas¹⁴, pudiendo suceder lo remarcado en el párrafo que antecede, esto es, que el ENaRGas se desentienda de su competencia en aquellos casos en que el gas almacenado se encuentre fuera de especificación.

En el caso de reservorios naturales *aguas abajo del PIST*, la actividad de almacenaje que pueden realizar los licenciatarios o concesionarios de transporte o licenciatarios de distribución de gas, o cualquier tercero almacenador de gas natural, estará sujeta a la normativa de la LG y, consecuentemente, a la regulación que dicte el ENaRGas.

Asimismo resulta por demás importante mencionar el reciente dictado de la resolución 235/2018 del ENaRGas¹⁵, que aprueba a través de su artículo 1° la Norma Mínima de Seguridad para Plantas de Almacenamiento de Gas Natural Licuado en tierra (NAG 501), la cual tiene como objetivo establecer los requisitos mínimos de seguridad relacionados con el diseño, el emplazamiento, la construcción, la operación y el mantenimiento de plantas de almacenamiento de gas natural licuado (GNL) en tierra, incluyendo los procesos de licuefacción de gas natural y regasificación de GNL.

c) *NORMATIVA Y COMPETENCIA EN MATERIA DE COMERCIALIZACIÓN DEL SERVICIO DE ALMACENAJE.* — La comercialización del gas producto de la actividad de almacenaje de gas natural que realizan los concesionarios de explotación de la LH dentro del área de sus concesiones se encuentra claramente en el ámbito de la LH¹⁶.

¹¹ Conf. art. 1°, LG.

¹² B.O. 30/5/1995.

¹³ Conf. resolución ENaRGas 259/2008 (B.O. 14/5/2008).

¹⁴ Conf. art. 52, LG.

¹⁵ B.O. 13/9/2018.

¹⁶ Conf. art. 1°, LG.

La comercialización de la actividad de almacenaje que pueden realizar las licenciatarias de transporte de gas natural de la LG resulta ser una actividad desregulada, sin obligación de acceso abierto y de precios libres¹⁷, sin poder el ENaRGas regular tales aspectos. Se exceptúa de lo antedicho la regla de la contabilidad separada¹⁸.

Las actividades de almacenaje que pueden realizar los concesionarios de transporte de gas natural de la LH, de conformidad con el decreto 729/1995, se encuentran en ambos casos bajo la órbita de la normativa de comercialización de la LG. Dicha actividad de comercialización es una actividad desregulada, sin obligación de acceso abierto y de precios libres, sin poder el ENaRGas regular tales aspectos¹⁹.

En el caso de reservorios naturales aguas abajo del PIST, la comercialización de la actividad de almacenaje que pueden hacer terceros será, también, una actividad desregulada, sin obligación de acceso abierto y de precios libres, sin poder el ENaRGas regular tales aspectos²⁰.

Asimismo la LG equipara a los almacenadores con los transportistas, distribuidores y demás sujetos incluidos, en tanto los incluye dentro del abanico de sujetos activos de la industria del gas natural, y los conmina a las limitaciones previstas en su art. 34²¹. También les corresponde abonar, anualmente y por adelantado, una tasa de fiscalización y control²² y, en su carácter de sujetos activos de la industria del gas natural, se encuentran sujetos a la jurisdicción previa y obligatoria del ENaRGas²³.

§ 4. RÉGIMEN APLICABLE A LA ADQUISICIÓN DE DERECHOS SOBRE EL RESERVORIO NATURAL PARA LA REALIZACIÓN DE LA ACTIVIDAD DE ALMACENAMIENTO DE GAS NATURAL

a) *INTRODUCCIÓN.* — A pesar de que una planta de refinación de combustibles se encuentra sometida a estrictas normas en materia de seguridad y protección del ambiente, el dueño de la planta no requiere de una concesión otorgada por algún estado para poder ocupar el sitio en donde se localiza y

¹⁷ Conf. art. 9°, LG.

¹⁸ Conf. art. 34(5) del decreto 1738/1992 (B.O. 23/9/1992).

¹⁹ Conf. art. 9°, LG.

²⁰ Conf. art. 9°, LG.

²¹ Conf. art. 34, LG: “Ningún productor, almacenador, distribuidor, consumidor que contrate directamente con el productor, o grupo de ellos, ni empresa controlada o controlante de los mismos podrán tener una participación controlante, de acuerdo a lo definido en el artículo 33 de la ley 19.550, en una sociedad habilitada como transportista.

”Ningún productor o grupo de productores, ningún almacenador, ningún prestador habilitado como transportista o grupo de los mismos o empresa controlada por, o controlante de los mismos, podrán tener una participación controlante, de acuerdo a lo definido en el artículo 33 de la ley 19550, en una sociedad habilitada como distribuidora”.

²² Conf. art. 63, LG.

²³ Conf. art. 66, LG.

realiza su actividad. Lo que sí necesita es adquirir derechos sobre ese sitio, ya sea el dominio pleno, o un derecho de usufructo, superficie, locación; o cualquier otro título por el cual el titular del dominio del inmueble le permita al interesado construir la planta y aprovecharla.

Sin embargo, de tratarse de una refinería de un productor de hidrocarburos, no resultará necesario contratar con el titular del inmueble, sino que será suficiente la titularidad de los derechos de servidumbres previstos en la LH, ya que la actividad de refinación se encuentra dentro de las actividades comprendidas en su concesión de explotación, conforme lo dispuesto en el artículo 30 de la LH.

Este preludio se realiza a los fines de señalar que, como se verá, una situación jurídica similar se da en el caso de un proyecto de almacenaje utilizando un reservorio natural. Si la actividad de almacenaje es desarrollada por un concesionario de explotación de la LH, el concesionario podrá utilizarlos como parte integrante de tal actividad, pudiendo desplazar al titular de dominio de dicho inmueble a los fines del aprovechamiento del reservorio natural para la actividad de almacenaje asociada a la explotación del concesionario²⁴.

Por otro lado, para el caso de proyectos de almacenaje en reservorios naturales por parte de personas distintas a un concesionario de explotación de la LH o por fuera de una concesión de transporte de hidrocarburos (ver § 3, b, supra), el almacenador deberá negociar su derecho al aprovechamiento del reservorio natural con el titular del inmueble en donde dicho reservorio se encuentra, a través de un contrato de compraventa de inmueble, de un derecho real de usufructo o de superficie, contrato de locación o de otro tipo que le otorgue el derecho a su aprovechamiento.

Tal conclusión surge como consecuencia de que, conforme al derecho argentino, los reservorios naturales pertenecen, en principio, al titular del dominio del inmueble en donde se encuentran. El Código Civil y Comercial de la Nación (CCyCN) establece en el art. 1945 que “el dominio de una cosa inmueble se extiende al subsuelo y al espacio aéreo, en la medida en que su aprovechamiento sea posible, excepto lo dispuesto por normas especiales”. Este precepto menta el principio de la accesoriedad. Las cosas que se encuentran materialmente adheridas a un bien forman un todo y, en esa extensión, se comprende el dominio. En este aspecto, el art. 230 de dicho cuerpo normativo señala que “son cosas accesorias aquellas cuya existencia y naturaleza son determinadas por otra cosa de la cual dependen o a la cual están adheridas. Su régimen jurídico es el de la cosa principal, excepto disposición legal en contrario”. Sin embargo, existen disposiciones que excluyen del dominio de los particulares a determinados bienes, colocándolos bajo el

²⁴ Conf. art. 66, LH: “Los permisionarios y concesionarios instituidos en virtud de lo dispuesto en las Secciones 2º, 3º, y 4º del Título II de esta ley, a los efectos del ejercicio de sus atribuciones tendrán los derechos acordados por el Código de Minería en los artículos 42 y siguientes, 48 y siguientes, y concordantes de ambos, respecto de los inmuebles de propiedad fiscal o particular ubicados dentro o fuera de los límites del área afectada por sus trabajos”.

paraguas del dominio del Estado, ya sea de su dominio público²⁵ o bien de su dominio privado²⁶.

De esta manera, así como los árboles o el suelo, en tanto recursos naturales, pertenecen al titular de dominio del inmueble en donde estos se encuentran, los reservorios naturales pertenecerán al titular de dominio del inmueble en el que se hallen, en la medida en que su aprovechamiento sea posible y excepto lo dispuesto en leyes especiales.

En esta línea puede advertirse lo consagrado por el artículo 236 del CCyCN, puesto que establece que “pertenecen al Estado nacional, provincial o municipal, sin perjuicio de lo dispuesto en leyes especiales (. . .) las minas de oro, plata, cobre, piedras preciosas, sustancias fósiles y toda otra de interés similar, según lo normado por el Código de Minería”.

A su vez, la LH, en su artículo 1°, establece que “los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental, pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado Nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren”.

Consecuentemente, los reservorios naturales que contengan minerales o hidrocarburos se encuentran excluidos del dominio del titular del inmueble en donde se encuentran, y pertenecerán al patrimonio privado del Estado nacional o provincial, según el ámbito territorial en que se encuentren.

De esta manera, y en caso de darse las condiciones previamente mencionadas, siendo los reservorios naturales parte del inmueble en donde se encuentran, el derecho a su aprovechamiento no dependerá de una concesión administrativa. En la medida en que dichos reservorios no contengan hidrocarburos ni minerales o no sean alcanzados por otras leyes especiales, pertenecerán al titular del dominio del inmueble en donde se encuentre dicho reservorio natural; y consecuentemente, deberá celebrarse con el titular del dominio un contrato de compraventa o de locación, o bien constituirse un derecho de superficie o usufructo sobre el inmueble en cuestión, entre otros tipos de contratación.

Dicha conclusión no se altera por lo dispuesto en la Constitución nacional a partir de la reforma de 1994. Entre sus numerosas modificaciones, el artículo 124 *in fine* otorga a las provincias el “dominio originario de los recursos naturales en su territorio”. Resulta evidente que, con dicha norma, la Constitución nacional no quiso estatizar la totalidad de los recursos naturales, sino más bien dirimir tensiones entre la Nación y las provincias acerca del dominio²⁷ y jurisdicción sobre tales recursos. El concepto de “dominio originario” esbozado en nuestra ley fundamental se encuentra estrechamente vinculado con la conocida categoría del “dominio eminente”, entendido como un dominio supremo sobre el territorio, con la noción de soberanía, ejercien-

²⁵ Conf. art. 235, CCyCN.

²⁶ Conf. art. 236, CCyCN.

²⁷ Como en el caso de los yacimientos que contienen hidrocarburos, tales recursos pertenecen al dominio privado de los estados, y no de los particulares.

dose potencialmente sobre todos los bienes situados dentro del Estado, ya sea que se trate de su dominio privado o público o de la propiedad de los particulares o administrados, tratándose entonces de una potestad y no de una propiedad²⁸. Opinar lo contrario lleva necesariamente a interpretaciones absurdas, como la estatización de la pampa húmeda.

b) *ALTERNATIVAS EN EL “MIDSTREAM” Y “DOWNSTREAM”*. — Conforme lo expuesto en § 3, a, las alternativas de adquisición de derechos sobre reservorios naturales dependerán, sin lugar a dudas, del sector en donde tales reservorios se encuentren. Es que mientras en las cuencas de producción (sector *upstream*) podremos encontrar áreas con concesiones de producción que cuenten con reservorios naturales de hidrocarburos de baja o nula productividad aptos para la actividad de almacenaje, lo más probable es que, por razones geológicas, por fuera de las cuencas productivas (sectores *midstream* y *downstream*) solo encontraremos reservorios naturales aptos para la actividad de almacenaje en acuíferos o yacimientos de salitres.

En este sentido, en lo que al sector del *midstream* y del *downstream* respecta, y a los fines de adquirir los derechos necesarios para el aprovechamiento del reservorio natural, el encuadramiento legal de la actividad de almacenaje puede darse a través de tres alternativas, a saber:

1) En el marco de una licencia de transporte en los términos de la LG, en donde quien pretenda realizar la actividad de almacenaje, como tercero interesado, arribe a un acuerdo con una licenciataria para el desarrollo de la actividad de almacenaje como una obra encuadrada en los términos del art. 16(b) de la LG. En este caso, la actividad de almacenaje puede encuadrarse legalmente dentro del objeto de la correspondiente licencia de transporte, y puede exigir y desplazar al titular superficiario en el aprovechamiento del reservorio natural para la actividad de almacenaje asociada al transporte del concesionario²⁹;

2) En el marco de una concesión de transporte de hidrocarburos del artículo 28 de la LH de conformidad con lo dispuesto por la LH a través de los artículos 39 y ss.³⁰: en este caso, la actividad de almacenaje puede en-

²⁸ MARIENHOFF (1960) p. 37 y MARIENHOFF (1998) p. 38.

²⁹ Conf. art. 22, LG: “Los transportistas y distribuidores gozarán de los derechos de servidumbre previstos en los artículos 66 y 67 de la ley 17319”.

³⁰ LH, art. 28: “A todo titular de una concesión de explotación corresponde el derecho de obtener una concesión para el transporte de sus hidrocarburos, sujeta a lo determinado en la sección 4 del presente título”; y LH, art. 39: “La concesión de transporte confiere, durante los plazos que fija el artículo 41, el derecho de trasladar hidrocarburos y sus derivados por medios que requieran instalaciones permanentes, pudiéndose construir y operar a tal efecto oleoductos, gasoductos, poliductos, plantas de almacenaje y de bombeo o compresión; obras portuarias, viales y férreas; infraestructuras de aeronavegación y demás instalaciones y accesorios necesarios para el buen funcionamiento del sistema con sujeción a la legislación general y normas técnicas vigentes”.

cuadrarse legalmente dentro del objeto de la correspondiente concesión de transporte, y puede exigir y desplazar al titular superficiario en el aprovechamiento del reservorio natural para la actividad de almacenaje asociada al transporte del concesionario³¹; y

3) Adquirir los derechos necesarios para el aprovechamiento del reservorio mediante contratación directa con el titular de dominio del inmueble dentro del cual el reservorio natural se encuentra, a través de los medios abordados en § 3, a del presente.

c) *ALTERNATIVAS EN EL “UPSTREAM”*. — En el caso del *upstream*, las alternativas para la adquisición de derechos sobre los reservorios naturales son las siguientes:

1) En el marco de una concesión de explotación de hidrocarburos, la cual, conforme el análisis del artículo 30 de la LH, lleva ínsita la posibilidad de realizar actividad de almacenaje para el titular de dicha concesión³². En este sentido, y así como sucede para el caso de la concesión de transporte, el concesionario puede exigir y desplazar al titular superficiario en el aprovechamiento del reservorio natural para la actividad de almacenaje asociada a la actividad de explotación.

2) En el marco de una concesión de transporte adjudicada al concesionario de explotación, en ejercicio del derecho que la LH le concede³³.

3) Adquirir los derechos necesarios para el aprovechamiento del reservorio mediante contratación directa con el titular de dominio del inmueble dentro del cual el reservorio natural se encuentra, a través de los medios abordados en § 3, a, supra.

d) *LAS CONCESIONES DE HIDROCARBUROS. SU VINCULACIÓN CON LA ACTIVIDAD DE ALMACENAJE. LA PROBLEMÁTICA DE LAS REGALÍAS EN LA ACTIVIDAD DE ALMA-*

³¹ Conf. art. 66, LH: “Los permisionarios y concesionarios instituidos en virtud de lo dispuesto en las Secciones 2°, 3°, y 4° del Título II de esta ley, a los efectos del ejercicio de sus atribuciones tendrán los derechos acordados por el Código de Minería en los artículos 42 y siguientes, 48 y siguientes, y concordantes de ambos, respecto de los inmuebles de propiedad fiscal o particular ubicados dentro o fuera de los límites del área afectada por sus trabajos”.

³² Conf. art. 30, LH: “La concesión de explotación autoriza a realizar dentro de los límites especificados en el respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas; y dentro y fuera de tales límites, aunque sin perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios, *autoriza asimismo a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos y, en general, cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades*. Todo lo anteriormente autorizado lo será con arreglo a lo dispuesto por esta y otras leyes, decretos y reglamentaciones nacionales o locales de aplicación al caso” (el destacado nos pertenece).

³³ Conf. art. 28, LH: “A todo titular de una concesión de explotación corresponde el derecho de obtener una concesión para el transporte de sus hidrocarburos, sujeta a lo determinado en la sección 4 del presente título”.

CENAJE. — 1. *La concesión de transporte.* Las concesiones de transporte son otorgadas por el Estado provincial o el Estado nacional, según el ámbito territorial en el cual se encuentre el gasoducto.

El Poder Ejecutivo nacional será la autoridad concedente de todas aquellas facilidades de transporte de hidrocarburos que abarquen dos o más provincias (transporte interprovincial), o que tengan como destino directo la exportación; en tanto que aquellas concesiones de transporte cuyas trazas comiencen y terminen dentro de una misma jurisdicción provincial, y que no tengan como destino directo la exportación, corresponderán al ámbito de competencia de la respectiva provincia.

Como se pusiera de manifiesto en apartados anteriores, la concesión de transporte otorgará al concesionario un derecho exclusivo a realizar, no solo la actividad de transporte de hidrocarburos, sino también aquellas actividades entendidas como accesorias o asociadas, incluyendo la actividad de almacenaje.

En lo que al marco normativo refiere, la regulación de la actividad de almacenaje incluida en las concesiones de transporte podría corresponder tanto a la LH como a la LG. La aplicación de una u otra normativa dependerá del régimen aplicable a la actividad de transporte de gas comprendida en la concesión. Si el gas natural transportado fuese gas en especificación, entendemos que corresponderá la jurisdicción de la LG y, consecuentemente, del ENaRGas. Sin embargo, de tratarse de gas natural fuera de especificación, el ENaRGas podría desentenderse de su competencia, debiéndose aplicar la regulación contenida en la LH y, consecuentemente, la fiscalización se encontrará en cabeza del gobierno federal o, en su defecto, de los gobiernos provinciales, según las disquisiciones previamente esbozadas sobre este punto.

En cuanto al plazo, conforme se desprende de la LH, las concesiones de transporte son otorgadas y prorrogadas por plazos equivalentes a los convenidos para las concesiones de explotación vinculadas a tales concesiones de transporte. Una vez vencido el plazo de las concesiones de transporte, las instalaciones pasarán al dominio del Estado nacional o provincial, según corresponda, sin cargo ni gravamen alguno y de pleno derecho³⁴.

2. *La concesión de explotación de hidrocarburos.* Las concesiones de explotación son otorgadas por el Estado provincial o el Estado nacional, según

³⁴ Conf. art. 41, LH.

el ámbito territorial en que se encuentre el yacimiento en cuestión³⁵, estando regidas por los plazos y disposiciones del régimen actualizado de la LH³⁶.

De los términos de la LH se desprende el derecho del concesionario a la realización de la actividad de almacenaje en el marco de su concesión de explotación³⁷.

En materia de regalías y canon, la LH impone en cabeza del concesionario de explotación el pago de un canon anual computado sobre la base de la extensión del área, sin perjuicio del bono de prórroga que debiera abonarse en tal oportunidad. Asimismo, el concesionario de explotación deberá pagar mensualmente a la autoridad concedente una regalía computada sobre el valor de los volúmenes extraídos y efectivamente aprovechados. En relación con esto último, el Poder Ejecutivo nacional o provincial, según corresponda, como autoridades concedentes, podrán reducir la regalía teniendo en cuenta la productividad, condiciones y ubicación de los pozos³⁸.

Sin embargo, el cálculo de las regalías encuentra varias complejidades en cuanto a su determinación en función de la actividad de almacenaje, siendo las más importantes: *i*) el momento del pago de las regalías, y *ii*) la posibilidad de su duplicación.

3. *La problemática de las regalías en la actividad de almacenaje.* El valor en boca de pozo, de conformidad con los artículos 56, inc. c, apart. I; 59, 61

³⁵ Conf. art. 1º, LH: “Los yacimientos de hidrocarburos líquidos y gaseosos situados en el territorio de la República Argentina y en su plataforma continental pertenecen al patrimonio inalienable e imprescriptible del Estado nacional o de los Estados provinciales, según el ámbito territorial en que se encuentren.

”Pertenecen al Estado nacional los yacimientos de hidrocarburos que se hallaren a partir de las doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968, hasta el límite exterior de la plataforma continental.

”Pertenecen a los Estados provinciales los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en sus territorios, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968.

”Pertenecen a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio.

”Pertenecen a la provincia de Buenos Aires o a la Ciudad Autónoma de Buenos Aires, según corresponda a sus respectivas jurisdicciones, los yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en el lecho y el subsuelo del Río de la Plata, desde la costa hasta una distancia máxima de doce (12) millas marinas que no supere la línea establecida en el artículo 41 del Tratado del Río de la Plata y su Frente Marítimo y de conformidad con las normas establecidas en el Capítulo VII de ese instrumento.

”Pertenecen a la provincia de Tierra del Fuego, Antártida e Islas del Atlántico Sur, aquellos yacimientos de hidrocarburos que se encuentren en su territorio, incluyendo los situados en el mar adyacente a sus costas hasta una distancia de doce (12) millas marinas medidas desde las líneas de base establecidas por la Ley N° 23.968, respetando lo establecido en el Acta Acuerdo suscrita, con fecha 8 de noviembre de 1994, entre la referida provincia y la provincia de Santa Cruz”.

³⁶ Ley 27007 (B.O. 31/10/2014).

³⁷ Conf. arts. 27 y 30, LH.

³⁸ Conf. arts. 58 y ss., LH.

y 62 de la LH, se liquidará en función del valor del producto efectivamente obtenido por el concesionario en sus operaciones de comercialización³⁹. En los términos de la Corte Suprema de Justicia de la Nación: “. . . Resulta necesario recordar que el pago en efectivo de las regalías ‘se efectuará conforme el valor del petróleo crudo en boca de pozo, el que se determinará mensualmente por la autoridad de aplicación restando del fijado según las normas establecidas en el inciso c, apartado I del artículo 56, el flete del producto hasta el lugar que se haya tomado como base para fijar su valor comercial’ (artículo 61 de la ley 17319). A su vez, el inciso ‘c’, apartado I del artículo 56, en la parte que aquí concierne, dispone que el precio de venta de los hidrocarburos extraídos será el que se cobre en operaciones con terceros. Por otra parte, y en el mismo sentido, la Secretaría de Energía en su carácter de autoridad de aplicación de la ley 17319 (art. 97), ha dispuesto que el valor para el cálculo de las regalías surgirá de los ‘precios efectivamente facturados’ (artículo 4º, primer y último párrafo de la resolución 435/2003, expresión idéntica a la utilizada en su antecedente resolución 155/1992). Asimismo, esta Corte ha tomado en cuenta que la Secretaría de Energía de la Nación considera una ‘regla de oro en materia de pago de regalías’ la de que ‘el valor boca de pozo (. . .) se liquidará en función del valor del producto obtenido por el concesionario en sus operaciones de comercialización’⁴⁰.”

En este sentido, la inexistencia del precio de venta respecto del gas natural extraído con destino a reinyección para almacenaje hace que no resulte claro qué precio de venta debe computarse para el cálculo de regalías. Con relación a este punto, se han dado casos en los cuales la autoridad obliga al concesionario a pagar, al momento de la extracción original, el precio del segmento de consumo que paga el precio más alto.

Sin embargo, y como vimos, el art. 56 (I) de la LH establece que el valor de boca de pozo será el que se “cobre en operaciones con terceros” y, en caso de no fijarse precios en la respectiva transacción, “el precio se fijará conforme al valor corriente del producto en el mercado interno al tiempo de enajenarse o industrializarse”. Es decir que deberá pagarse el precio promedio y no el más alto del mercado⁴¹.

³⁹ LANARDONNE y GIMÉNEZ GOWLAND (2015) pp. 293 y 294.

⁴⁰ *Chevron San Jorge S.R.L c/ Provincia de Neuquén s/ acción declarativa de inconstitucionalidad* (2015).

⁴¹ Art. 56, (I), LH: “El precio de venta de los hidrocarburos extraídos será el que se cobre en operaciones con terceros. En caso de que exista vinculación económica entre el concesionario y el comprador, no se fije precios o se destine el producto a ulteriores procesos de industrialización, el precio se fijará conforme al valor corriente del producto en el mercado interno al tiempo de enajenarse o industrializarse. En caso de exportación de hidrocarburos, su valor comercial a los efectos de este artículo se fijará en cada oportunidad sobre la base del precio real obtenido por el concesionario en la exportación, o, de no poder determinarse o no ser razonable, fundándose en precios de referencia que se establecerán periódicamente y para lo futuro sobre bases técnicamente aceptables”.

De esta manera, en función del marco normativo existente, resultaría ideal el dictado de una norma por parte de la autoridad federal⁴², a través de la cual se establezca el método de cálculo y liquidación de las regalías, fijando normas claras en cuanto al precio computable del gas natural con destino a almacenamiento, y la exclusión del “gas colchón” como producción computable.

Ahora bien, en el momento de analizar la concesión de explotación de hidrocarburos, resulta necesario analizar en profundidad qué debe entenderse por “explotación”, es decir, qué tipo de actividades se encuentran alcanzadas por dicha conceptualización, y si tal “explotación” podría manifestarse en el almacenaje en tanto actividad exclusiva de la concesión de explotación. Este tema será abordado con profundidad en el siguiente título.

e) *LA CONCESIÓN DE EXPLOTACIÓN DE HIDROCARBUROS COMO TÍTULO LEGAL IDÓNEO PARA LA REALIZACIÓN EXCLUSIVA DE ACTIVIDAD DE ALMACENAJE.* — Como se pusiera de manifiesto a lo largo del presente artículo, la mayor parte de los reservorios naturales aptos para la actividad de almacenaje en la Argentina son los yacimientos de hidrocarburos agotados, en donde la extracción se encuentra suspendida o definitivamente abandonada por ser inviable económicamente. Estos yacimientos se encuentran, en su gran mayoría, dentro de concesiones de explotación vigentes.

Esto último tiene como consecuencia que los proyectos de almacenaje se encuentren supeditados a los plazos de vigencia de las concesiones de explotación que los contienen, lo que genera limitaciones a su viabilidad y desarrollo, ya que su continuación dependerá de la explotación comercial extractiva, o en otras palabras, a que el concesionario “esté produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión”⁴³.

⁴² En la Argentina, la materia referida a la fijación de las regalías hidrocarburíferas constituye legislación de fondo dictada a partir del artículo 75, inciso 12, y concordantes de la Constitución nacional, que por su naturaleza y jerarquía constitucional no puede ser modificada por normas provinciales, y únicamente reglamentada por éstas en cuestiones procesales, lo cual incluye aspectos vinculados a las modalidades de percepción y fiscalización. La legislación de fondo aplicable es la Ley de Hidrocarburos, según fuera modificada y/o complementada en ciertos aspectos por las leyes 25561, 26197, 26217, y recientemente por la ley 27007. La competencia del Estado Nacional para legislar en una materia de derecho de fondo, como es el caso de los hidrocarburos, excluye toda posibilidad de regulación de la misma materia por parte de los estados provinciales por tratarse de un supuesto de competencia exclusiva de la Nación. Así, la reglamentación aplicable se encuentra principalmente integrada por los decretos del Poder Ejecutivo Nacional 1671/1969 (B.O. 15/5/1969) y 1757/1990 (B.O. 6/9/1990) y las resoluciones de la Secretaría de Energía de la Nación 155/1992 (B.O. 7/1/1993); 188/1993 (B.O. 9/8/1993); 73/1994 (B.O. 15/4/1994); 435/2004 (B.O. 12/5/2004) y 5/2004 (B.O. 13/1/2004).

⁴³ Conf. arts. 31 y 35, LH: “De acuerdo a la siguiente clasificación las concesiones de explotación tendrán las vigencias establecidas a continuación, las cuales se contarán desde la fecha de la resolución que las otorgue, con más los adicionales que resulten de la aplicación del artículo 23:

”a) Concesión de explotación convencional de hidrocarburos: veinticinco (25) años.

”b) Concesión de Explotación No Convencional de Hidrocarburos: treinta y cinco (35) años. (. . .)

Sin embargo, a poco que se profundice el análisis del concepto “explotación”, se advertirá que la LH en ningún momento limita su alcance únicamente a la actividad extractiva de hidrocarburos, sino que la extensión de dicho término es mucho más amplia, siendo pasible de capturar distintas formas de aprovechamiento económico de los hidrocarburos, como se verá a continuación.

De acuerdo con el Diccionario de la Real Academia Española, “explotar” es definido como “sacar utilidad de un negocio o industria en provecho propio”. Tal definición puede alinearse perfectamente con el uso que se hace del término “explotación” en otros cuerpos normativos, como es el caso de la ley 26352 de actividad ferroviaria⁴⁴, la cual determina que la Administración de Infraestructuras Ferroviarias Sociedad del Estado tiene, entre otras funciones, “la administración de la infraestructura ferroviaria (. . .) o de los bienes muebles que se resuelva desafectar de la *explotación* ferroviaria. La administración de los bienes muebles que se desafecten de la *explotación* ferroviaria estará a cargo de la Agencia de Administración de Bienes del Estado”⁴⁵. Puede verse claramente que, en lo que al término “explotación” refiere, el mencionado cuerpo normativo refleja que tal concepto apunta principalmente al aprovechamiento o utilización económica de un bien.

En la misma dirección, la ley de Impuesto al Valor Agregado, modificada por ley 24069, en el apartado 28 del inciso h del artículo 7°, establece “la *explotación* de congresos, ferias y exposiciones . . .”, en lo referente a la temática de posibles exenciones de dicho tributo. Nuevamente, puede verse cómo el término “explotación” apunta al aprovechamiento económico de una actividad determinada.

Asimismo, el CCyC contiene copiosa normativa que, en el momento de incluir el concepto de “explotación”, lo hace con el alcance que buscamos darle en el presente; por ejemplo, en lo que al contrato de concesión refiere, dispone que, dentro de las obligaciones del concedente, se encuentra la de permitir el uso de marcas, enseñas comerciales y demás elementos distin-

”Los titulares de las concesiones de explotación (ya sea que a la fecha de inicio de vigencia de la presente modificación hayan sido o no prorrogadas) y siempre que hayan cumplido con sus obligaciones como concesionarios de explotación, estén produciendo hidrocarburos en las áreas en cuestión y presenten un plan de inversiones consistente con el desarrollo de la concesión, podrán solicitar prórrogas por un plazo de diez (10) años de duración cada una de ellas”.

⁴⁴ B.O. 25/3/2008.

⁴⁵ Los destacados nos pertenecen. Conf. el artículo 3° de dicha ley: “La Administración de Infraestructuras Ferroviarias Sociedad del Estado, tendrá las siguientes funciones y competencias:

”a) La administración de la infraestructura ferroviaria, de los bienes necesarios para el cumplimiento de aquella, de los bienes ferroviarios concesionados a privados cuando por cualquier causa finalice la concesión, o se resuelva desafectar de la explotación bienes muebles o inmuebles. Asimismo, administrará el patrimonio ferroviario que se encuentre en jurisdicción del Organismo Nacional de Administración de Bienes el que se transferirá a la Administración de Infraestructuras Ferroviarias Sociedad del Estado, en el plazo y bajo el procedimiento que el Poder Ejecutivo establezca a tales fines”.

tivos “en la medida necesaria para la *explotación*”⁴⁶. De la misma manera, al definir la servidumbre forzosa, el mencionado cuerpo normativo establece que son servidumbres forzosas y reales la servidumbre de tránsito a favor de un inmueble sin comunicación suficiente con la vía pública, la de acueducto cuando resulta necesaria para la *explotación* económica establecida en el inmueble dominante, entre otras⁴⁷. También puede mencionarse lo dispuesto por la ley 15336 para el régimen jurídico de la energía eléctrica, que en su artículo 16 habla de los derechos del concesionario en las concesiones para el aprovechamiento de fuentes de energía hidroeléctrica de jurisdicción nacional, para los trabajos determinados en la concesión o para su *explotación*. Nuevamente, puede verse con total claridad cómo el término bajo análisis es utilizado a los fines de dar cuenta de un aprovechamiento económico.

La finalidad de esta breve enunciación, que por supuesto es meramente ejemplificativa y de ninguna manera agota los ejemplos normativos en los cuales entendemos que la ley, genéricamente hablando, le da al término “*explotación*” un alcance mayor, radica en que, en materia de hidrocarburos, dicho concepto implica entender que las concesiones de explotación reguladas por la LH no se agotan en la mera extracción del mineral, sino que también puede considerarse alcanzada por este tipo de concesión la actividad de almacenaje de gas natural en reservorios naturales, siempre y cuando exista suficiente “gas colchón” para cumplir con la idea del “aprovechamiento” económico, ya que de encontrarse completamente agotado, tal yacimiento quedaría fuera del alcance de esta conceptualización, en tanto no sería económicamente aprovechable⁴⁸.

No escapa al conocimiento de quienes escriben que el artículo 30 de la LH establece que “la concesión de explotación autoriza a realizar dentro de los límites especificados del respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos . . .”⁴⁹, construcción que pareciera limitar el objeto de esta concesión únicamente a tales actividades. Entendemos que tal interpretación resultaría incorrecta, ya que, en su devenir, el artículo en cuestión autoriza a realizar “cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para

⁴⁶ Conf. art. 1504, inc. e, del CCyC.

⁴⁷ Conf. art. 2166 del CCyC.

⁴⁸ En tal supuesto, el reservorio natural sería propiedad del titular de dominio del terreno en el que dicho reservorio se encuentra, por lo que podría realizarse la actividad de almacenaje a partir de la adquisición de los derechos sobre el reservorio a través de alguno de los títulos “privados” que fueran analizados anteriormente.

⁴⁹ Conf. art. 30, LH: “La concesión de explotación autoriza a realizar dentro de los límites especificados en el respectivo título, los trabajos de búsqueda y extracción de hidrocarburos conforme a las más racionales y eficientes técnicas; y dentro y fuera de tales límites, aunque sin perturbar las actividades de otros permisionarios o concesionarios, autoriza asimismo a construir y operar plantas de tratamiento y refinación, sistemas de comunicaciones y de transportes generales o especiales para hidrocarburos, edificios, depósitos, campamentos, muelles, embarcaderos y, en general, cualesquiera otras obras y operaciones necesarias para el desarrollo de sus actividades. Todo lo anteriormente autorizado lo será con arreglo a lo dispuesto por esta y otras leyes, decretos y reglamentaciones nacionales o locales de aplicación al caso”.

el desarrollo de sus actividades”, y esa actividad no es otra que la explotación, la cual, como bien se pusiera de manifiesto, no se encuentra definida o taxativamente delimitada con relación a la actividad hidrocarburífera.

De esta manera, y a partir de un análisis coherente y pragmático de la normativa previamente mencionada, como así también del entendimiento del término “explotación”, se concluye que la actividad pura y exclusiva de almacenaje en un yacimiento que contenga gas natural “colchón” es, en sí misma, una actividad de explotación en aquellos casos en que, si bien insuficiente para su directa producción, exista suficiente “gas colchón” que permita la inyección de gas de trabajo para su almacenaje. De esta manera, la explotación consistiría en la utilización del “gas colchón” remanente del yacimiento a los fines de dotarlo de la solidez y presión necesaria, para eventualmente retirar el gas de trabajo inyectado para su almacenamiento.

Por ello, consideramos ajustado a la normativa vigente que, existiendo gas natural “colchón” apto para la actividad de almacenaje, la autoridad concedente otorgue concesiones de explotación del Título II, Sección 3ª de la LH para la realización de tal actividad. En ese caso sería necesario ajustar el régimen y valores del canon de explotación para dicha actividad, como así también establecer la no aplicación de regalías sobre el gas almacenado y extraído que hubiera pagado en la oportunidad de su extracción.

§ 5. CONCLUSIONES

El principal desafío de los argentinos consiste en terminar con los recurrentes ciclos pendulares en nuestra macroeconomía. Tales ciclos destruyen cualquier tipo de proyecto de largo plazo, además de forzar drásticos cambios en la regulación energética. En relación con esta problemática y si bien no forma parte del presente trabajo, es necesario destacar que cuestiones como la estabilidad de las políticas macroeconómicas, incluyendo el régimen cambiario, entre otras cuestiones, son esenciales para la viabilidad de las inversiones en el sector. El desarrollo de la actividad de almacenaje, como otras tantas actividades que requieren grandes inversiones por parte del sector privado, depende de que existan expectativas razonables de una estabilidad regulatoria en el largo plazo.

La regulación específica de la actividad no requiere de cambios sustanciales. No hace falta una norma que aglutine el régimen, y consideramos además que tal norma podría resultar contraproducente. Como vimos, no es lo mismo –y no debería ser lo mismo– hacer almacenaje en un reservorio natural en el ámbito de una concesión de explotación en Neuquén (*upstream*), que hacer almacenaje en tanques en el puerto de Bahía Blanca (*downstream*). No tiene sentido económico ni fundamento legal forzar un mismo tratamiento regulatorio. Además, existen cuestiones constitucionales que limitan esta alternativa; por ejemplo, que las concesiones de la de LH sólo podrían alcanzar al almacenaje enmarcado en una concesión de transporte de gas natural o en concesiones de explotación cuando existiese “gas colchón” en el reservorio

“EJEMPLAR PARA EL AUTOR”

natural utilizable para almacenaje. En los demás casos, la facultad de legislar sobre los reservorios naturales como recursos naturales pertenece a cada una de las provincias según el lugar en que se encuentren.

En lo que hace a la seguridad en la construcción y operación de instalaciones de almacenaje de gas natural en estado gaseoso⁵⁰ (incluyendo reservorios naturales), la LG otorga una amplia competencia al ENaRGas, solamente excluida por la competencia de la Secretaría de Energía en el caso de instalaciones de almacenaje dentro de una concesión de explotación de la LH.

En lo referido a la comercialización de servicios de almacenaje de gas natural, vimos que la LG la excluye expresamente del régimen tarifario y de acceso abierto que, como servicio público, corresponde al transporte y distribución de gas. Por ese motivo su régimen se encuentra desregulado con el mismo alcance que otras actividades relacionadas con la producción y comercialización de hidrocarburos, como la actividad de separación y procesamiento de líquidos, refinación, etc. Obviamente, en lo que hace a la comercialización del gas resultante de un servicio de almacenaje, dicha comercialización estará alcanzada por el régimen general aplicable a la comercialización de gas natural.

Por último, hemos visto que las concesiones de explotación de la LH son un instrumento apto para habilitar proyectos de explotación del “gas colchón” existente en reservorios agotados mediante el desarrollo de proyectos de almacenaje. Dicho encuadre legal permitirá el desarrollo de proyectos de almacenaje donde exista el mayor potencial geológico para su desarrollo.

Quedaría pendiente clarificar y ajustar la normativa relativa a las regalías y canon aplicables, de forma tal de impedir la duplicación de regalías en las etapas de extracción originaria y secundaria, fijar su base de cálculo sobre la base de los valores en el momento de su extracción originaria y no sobre la de precios de comercialización que incluyan el beneficio de una actividad de almacenaje que incluso podría corresponder a una jurisdicción distinta a la de la extracción original; y finalmente, ajustar y fijar un canon especial para las concesiones de explotación para la realización de actividad de almacenaje.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

ALLEMAN, Nathan; ARTHUR, J. Daniel; SPEC, P.E.; TOMASTIK, Tom y ANDERSEN, Kris (2016): “A Look at Underground Natural Gas Storage Operation and Regulation in the United States” (Denver, ALL Consulting), disponible en http://www.gwpc.org/sites/default/files/event-sessions/Alleman_Nathan.pdf (último acceso: 31/7/2019).

CORREA, Tomás y CASTRILLÓN, Elkin (2008): “Almacenamiento de gas natural” *Tecnológicas*, n° 21: pp. 145-168, disponible en <https://doi.org/10.22430/22565337.247> (último acceso: 31/7/2019).

⁵⁰ Excluimos el almacenaje de GNL por no encuadrar en la definición de gas natural del artículo 1° del decreto 1738/1992, reglamentario de la LG.

- ESNAULT, Benoit (2003): “The Need for Regulation of Gas Storage: the Case of France”, *The International Journal of the Political, Economic, Planning, Environmental and Social Aspects of Energy*, N° 31: pp. 167 a 174, disponible en: https://www.researchgate.net/publication/223501603_The_need_for_regulation_of_gas_storage_The_case_of_France (último acceso: 31/7/2019).
- LANARDONNE, Tomás A. y GIMÉNEZ GOWLAND, Matías (2015): “Canon y regalías: la nueva ‘Sección VII’ del Título II de la Ley de Hidrocarburos”, *RADEHM*, N° 5: pp. 287-316.
- LE FEVRE, Chris (2013): “Gas Storage in Great Britain” (The Oxford Institute for Energy Studies, Oxford), disponible en <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2013/01/NG-72.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- MARIENHOFF, Miguel S. (1998): *Tratado de Derecho administrativo* (Buenos Aires, Abeledo-Perrot, segunda edición) tomo V.
- MARIENHOFF, Miguel S. (1960): *Tratado del dominio público* (Buenos Aires, TEA).

NORMAS CITADAS

- Constitución de la Nación Argentina.
- Ley 15336 (B.O. 22/9/1960). Ley del régimen de la energía eléctrica.
- Ley 17319 (B.O. 30/6/1967). Ley de Hidrocarburos.
- Ley 24069 (B.O. 17/1/1992). Impuesto al Valor Agregado. Modificada por el decreto 280/1997.
- Ley 24076 (B.O. 12/6/1992). Gas natural.
- Ley 25561 (B.O. 7/1/2002). Emergencia Pública y Reforma del Régimen Cambiario.
- Ley 26197 (B.O. 5/1/2007). Hidrocarburos.
- Ley 26217 (B.O. 16/1/2007). Exportaciones hidrocarburos.
- Ley 26352 (B.O. 25/3/2008). Actividad ferroviaria.
- Ley 26994 (B.O. 7/10/2014).. Código Civil y Comercial de la Nación.
- Ley 27007 (B.O. 31/10/2014). Modificaciones al régimen de la ley de hidrocarburos.
- Decreto 1671/1969 (B.O. 15/5/1969). Reglamentación de la ley 17319.
- Decreto 1757/1990 (B.O. 6/9/1990). Comité de Racionalización del Gasto Público.
- Decreto 1738/1992 (B.O. 23/9/1992). Reglamentación de la ley 24076.
- Decreto 729/1995 (B.O. 30/5/1995). Competencias del Ente Nacional Regulador del Gas y de la Secretaría de Energía.
- Decreto 280/1997 (B.O. 15/4/1997). Texto ordenado de la Ley de Impuesto al Valor Agregado.
- Resolución 155/1992 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 7/1/1993). Concesionarios de explotaciones petroleras.
- Resolución 188/1993 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 9/8/1993). Reglamentación del pago de gas natural y gasolina.
- Resolución 73/1994 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 15/4/1994). Modificación de la resolución SE 188/1993.
- Resolución 5/2004 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 13/1/2004). Aprobación de tarifas máximas de transporte de hidrocarburos por oleoductos y poliductos.
- Resolución 435/2004 de la Secretaría de Energía de la Nación (B.O. 12/5/2004). Permisos de exploración y concesionarios de explotación de hidrocarburos.
- Resolución 104/2018 del Ministerio de Energía de la Nación (B.O. 22/8/2018). Explotaciones de gas natural.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

RUEDA, Pablo y LENZI, Franco ❖ “El almacenamiento de gas natural: una actividad . . .”

Resolución ENaRGas 259/2008 (B.O. 14/5/2008). Especificaciones de calidad de gas. Nueva reglamentación.

Resolución ENaRGas 235/2018 (B.O. 13/9/2018). Aprobación de la norma NAG 501.

Resolución ENaRGas 258/2018 (B.O. 20/2/2018). Se modifica la denominación de la Gerencia de Regiones y Expansiones.

JURISPRUDENCIA CITADA

Chevron San Jorge S.R.L. c/ Provincia de Neuquén s/ acción declarativa de inconstitucionalidad (2015): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 1° de noviembre de 2011, Fallos: 334: 1162.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

“PROJECT FINANCE” Y ENERGÍAS RENOVABLES*

PROJECT FINANCE AND RENEWABLE ENERGIES

Por JOSÉ A. MARTÍNEZ DE HOZ (h)** y MARCOS BLANCO***

Resumen: El *Project Finance* es una modalidad de financiamiento idónea para contribuir al desarrollo de proyectos de generación de energías renovables, dividiendo el riesgo entre todos los actores que participan de la inversión. Aunque de nula e imposible utilización en la Argentina durante más de quince años desde la crisis de 2001, ha comenzado a tomar fuerza nuevamente, principalmente para el financiamiento de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía, al amparo del Programa RenovAR.

Palabras clave: energías renovables, *Project Finance*, bankability.

Abstract: Project Finance constitutes an adequate financing method for the development of renewable energy projects, by distributing risks between all players taking part in the investment process. Although inexistent and impossible to implement in Argentina during more than 15 years since the 2001 financial crisis, it has begun to be used once again, mainly in relation to the financing of renewable energy projects awarded under the RenovAR Program.

Key words: renewable energy, Project Finance, bankability.

* Recibido: 26/7/2018. Aceptado: 8/5/2019.

** Abogado (Universidad Católica Argentina, 1980). Master in Comparative Law, *cum laude* (Universidad Illinois, Estados Unidos, 1982). Profesor en el Programa de Actualización en Derecho de Petróleo y Gas (Universidad de Buenos Aires, desde 1995 hasta el presente). Disertante en seminarios y conferencias sobre cuestiones de energía y arbitraje. Activamente involucrado en asuntos de arbitraje, petróleo, gas y electricidad. Miembro de diversas instituciones arbitrales tales como la Corte Internacional de Arbitraje de la Cámara de Comercio Internacional (CCI) en representación de la Argentina; la Asociación de Negociadores Internacionales del Petróleo (AIPN); la Asociación Internacional de Abogados (IBA); la Asociación Latinoamericana de Arbitraje (ALARB); el Grupo Latinoamericano de Arbitraje de la CCI; el Club Español de Arbitraje (CEA); y el Comité Argentino de Arbitraje Nacional y Transnacional (CARAT). Reconocimiento por la *Global Arbitration Review 100* como uno de los profesionales más destacados en el mundo en materia de arbitraje comercial y de inversiones, y por la *International Law Office* con el *Client Choice Award* 2012, 2013 y 2015 por su destacada trayectoria en materia de energía y recursos naturales. Es socio fundador y Director del Departamento de Energía y Arbitraje del estudio *MHR - Martínez de Hoz & Rueda*. Correo electrónico: jose.martinezdehoz@mhrlegal.com.

*** Abogado (Universidad de Buenos Aires, 2012). Carrera de Especialización en Asesoría Jurídica de Empresas, *cum laude* (Universidad de Buenos Aires, 2014); LL.M in International Business Law (IE Law School, Madrid, 2015); LL.M Extension Program (University of Virginia, Estados Unidos, 2015). Autor de diversos artículos en temas de petróleo y gas, Derecho societario, energía y recursos naturales, Derecho administrativo y Derecho ambiental. Actualmente es Asociado Senior en el Departamento de Energía del estudio *MHR - Martínez de Hoz & Rueda*, donde concentra su práctica en petróleo y gas, energía eléctrica y energías renovables, estructuración, desarrollo y financiamiento de proyectos, y arbitraje. Correo electrónico: marcos.blanco@mhrlegal.com.

El presente fue originariamente publicado en el Suplemento de Energías Renovables de la *Revista Jurídica de la Universidad de San Andrés* (Buenos Aires, 2018) y ha sido actualizado a los fines de su publicación en *RADEHM*.

§ 1. INTRODUCCIÓN

La modalidad de financiamiento denominada *project finance*¹, de nula e imposible utilización en la Argentina desde la crisis económica que azotó al país en 2001, debido a las restricciones cambiarias impuestas durante más de quince años, ha comenzado a tomar fuerza nuevamente, principalmente para el financiamiento de proyectos de generación eléctrica a partir de fuentes renovables de energía, al amparo del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica” establecido por la ley 26190² (modificada por la ley 27191³, ambas reglamentadas por el decreto 531/2016⁴).

A modo de introducción, explicaremos seguidamente ciertas nociones generales acerca del contexto regulatorio y de negocios que ha devuelto esta práctica a la Argentina —en particular, los recursos renovables—, para luego analizar en detalle el concepto y funcionamiento del *project finance* y su aplicación a los proyectos de energías renovables.

§ 2. LAS ENERGÍAS RENOVABLES

Las energías renovables son una subespecie de las denominadas *energías alternativas*, dentro del género de las *energías primarias*. Las *energías primarias* son aquellas que provienen *directamente* de una fuente natural, sin modificaciones, a diferencia de las *energías secundarias*, que se generan a partir de ellas⁵.

Las *energías primarias* pueden dividirse en dos grandes familias: las *energías fósiles* (el petróleo, el gas y el carbón), y las *energías alternativas* a las fósiles. Éstas últimas pueden diferenciarse, a su vez, en *renovables* y en *no renovables*: ejemplo de estas últimas son la energía nuclear de fisión (que utiliza uranio o plutonio para los reactores nucleares) y la de fusión (que está en desarrollo)⁶.

¹ Si bien hay quienes utilizan el término español “financiamiento de proyectos” para referirse a este tipo de financiamiento, utilizaremos la expresión en su significación anglosajona de “*Project Finance*”, de uso más común en la práctica, dado que el valor de su estudio reviste un carácter más pragmático que académico. Ello se debe a que, como explicaremos a lo largo de este artículo, el término *Project Finance* es distintivamente utilizado para designar un mecanismo particular de financiamiento de proyectos, basado en el concepto de que, a partir de la fecha en que el proyecto se encuentra construido y puesto en marcha a satisfacción del prestamista (*completion date*), este último ya no tendrá recurso legal alguno contra el organizador o accionista del proyecto (*sponsor*), descansando exclusivamente para el recupero del préstamo en el flujo de caja del proyecto, cuyo titular es un vehículo de propósito específico, afectado exclusivamente a desarrollar y gerenciar dicho proyecto.

² B.O. 2/1/2007.

³ B.O. 21/10/2015.

⁴ B.O. 31/3/2016.

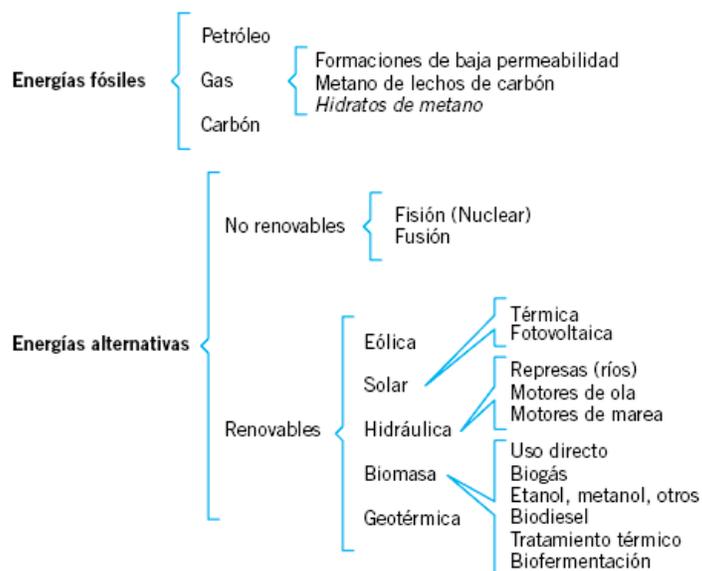
⁵ BARREIRO (2009) pp. 24-34.

⁶ Este proyecto se está llevando adelante en un plan internacional llamado ITER, que demandará una inversión estimada de 12 mil millones de euros. El ITER está diseñado para

Uno de los aspectos más críticos de la generación convencional, comparado por la generación nuclear, es que ambas utilizan recursos que tarde o temprano se agotarán: petróleo, gas, carbón, uranio. Son materiales que se encuentran en la naturaleza y que no tienen posibilidades de renovarse más allá de eficientizarse su extracción mediante nuevas técnicas, como ocurrió, por ejemplo, con los hidrocarburos no comunes (*shale oil* y *shale gas*).

Así, la investigación y el desarrollo tecnológico han procurado la búsqueda dentro de los medios naturales a aquellos elementos que se renuevan continua o cíclicamente. Y a eso se agrega un factor muy importante, que es la gratuidad con que se obtiene la mayoría de ellos (en el sentido de que no se paga un canon o regalía por ellos), así como su abundancia⁷.

El siguiente gráfico es bien ilustrativo de lo recién explicado⁸:



En línea con el Derecho comparado, la ley 26190 define las “fuentes de energía renovables” como “[L]as fuentes renovables de energía no fósiles idóneas para ser aprovechadas de forma sustentable en el corto, mediano y largo plazo: energía eólica, solar térmica, solar fotovoltaica, geotérmica, mareomotriz, undimotriz, de las corrientes marinas, hidráulica, biomasa, gases de vertedero, gases de plantas de depuración, biogás y biocombustibles, con excepción de los usos previstos en la ley 26093”⁹.

calentar un plasma de hidrógeno gaseoso hasta 100 millones de grados Celsius, y debería generar su primer plasma en noviembre de 2020, estando plenamente operativo hacia marzo de 2027.

⁷ BARREIRO (2002) p. 212.

⁸ BARREIRO (2009) pp. 24-34.

⁹ Artículo 4° de la ley 26190.

Respecto de las centrales hidroeléctricas, la ley promovió la generación proveniente de las llamadas “minicentrales”, definidas como aquellas que no superen los 30 MW de potencia. Este tope varía de país en país. Por ejemplo, en Chile y Alemania, el límite es de 10 MW.

a) *MARCO NORMATIVO*. — En diciembre de 2006, el Congreso Nacional dictó la ley 26190, aprobatoria del “Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica” (el “Régimen de Fomento”).

La ley 26190 amplió el espectro de energías renovables comprendidas en el régimen de promoción establecido por la ley 25019¹⁰. Pero más importante aún, si bien no estableció una obligación de compra de parte de los usuarios regulados, fijó el objetivo de alcanzar el 8 % de consumo de energía eléctrica nacional de fuente renovable para fines de 2017.

Así, el artículo 2º determinó el objetivo de lograr una contribución de las fuentes de energía renovables hasta alcanzar el 8 % del consumo de energía eléctrica nacional en el plazo de 10 años a partir de la puesta en vigencia del régimen, esto es, enero de 2007. El cálculo tomaría como base el “Informe del Sector Eléctrico” publicado por la Secretaría de Energía respecto de 2006, y lo compararía con 2017¹¹.

Tras casi una década de inactividad, a fin de reavivar dicha iniciativa, y con el objetivo de materializar aquella política en medidas más atractivas a la inversión, tomando la experiencia de diversos países que desarrollaron el sector de energías renovables en la última década, en diciembre de 2015 fue sancionada la ley 27191, complementaria de la 26190, que fue reglamentada el 31 de marzo de 2016 por el decreto 531/2016.

La insistencia del Congreso en mantener vigente la ley 26190, complementándola con un marco normativo más moderno y ambicioso, y modificándola en lo que fue juzgado conveniente para el avance del régimen, nos lleva a considerar a la ley 26190 como el preámbulo del régimen actual y como parte integral de él. Es decir que no consideramos a la ley 26190 como un segundo intento de promoción de las energías renovables ya superado, sino que el actual régimen es el mismo que dicha norma ha dispuesto, blindado de disposiciones que favorecen la realización de sus objetivos.

Puede decirse que la ley 27191 y su decreto reglamentario relanzaron el sector de las energías renovables en la Argentina, estableciendo mecanismos que fortalecieron el Régimen de Fomento, entre ellos:

a) Establecimiento de un objetivo de consumo renovable a nivel país y de una obligación de compra de energía renovable a cargo de los “grandes consumidores”, esto es, los grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) o aquellos usuarios abastecidos por las distribuidoras, cuya sumatoria

¹⁰ B.O. 26/10/1998.

¹¹ Véase SECRETARÍA DE ENERGÍA (s/f). El último que se encuentra publicado es el que corresponde a 2016.

de todos los puntos de consumo que tuvieran bajo el mismo CUIT alcanzare o superare una potencia media anual contratada de 300 kW, y cuyo incumplimiento deriva una severa penalidad.

b) Beneficios impositivos.

c) Acceso a financiamiento y a garantías de parte del Estado Nacional.

d) Sistema de licitaciones para la adjudicación de contratos de suministro de energía eléctrica (PPA, por sus siglas en inglés: *Power Purchase Agreements*).

e) Despacho prioritario de la energía eléctrica proveniente de recursos renovables intermitentes.

En relación al objetivo de consumo renovable a nivel país, la ley 27191 dispuso la incorporación obligatoria al 31 de diciembre de 2017 de un mínimo del 8 % de la suma de todos los puntos de demanda de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables, y alcanzar el 20 % para el 31 de diciembre de 2025 (el “*target*”). Según las proyecciones de la Secretaria de Planeamiento Energético del Ministerio de Energía y Minería (MinEM), ello equivaldría a la instalación de aproximadamente 3.000 MW durante 2018 y de 10.000 MW hacia 2026.

En febrero de 2016, el pico de consumo eléctrico en la Argentina fue de 25.380 MW, mientras que la potencia disponible del parque generador es de aproximadamente 26.500 MW. Es decir que la reserva de potencia en el país es de apenas 1.000 MW¹². Del total de potencia instalada, el porcentaje de las energías renovables en la matriz eléctrica argentina es de apenas 1,8 %.

b) *EL PROGRAMA RENOVAR*. — La primera aplicación pragmática del Régimen de Fomento se hizo a través de la resolución MinEM 136/2016¹³, que inauguró el denominado “Programa RenovAr”, consistente en una convocatoria abierta nacional e internacional –en el marco de la ley 27191 y su decreto reglamentario 531/2016– para el abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables a través de la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico S.A. (CAMMESA), que actúa en representación de los grandes consumidores.

Como explicamos, la ley 27191 incluye un *target* progresivo y obligatorio que debe ser alcanzado por toda la demanda del MEM. Sin embargo, en los hechos, son los grandes consumidores los verdaderos obligados por dicha norma, ya que su incumplimiento individual y efectivo a partir del 31 de diciembre de 2017 resulta ser el único que deriva en la aplicación de una multa considerable.

¹² La potencia total instalada en la Argentina es de 33.341 MW, pero conforme el Ministerio de Energía y Minería, aproximadamente un 20 % de dicha potencia se encuentra indisponible por razones varias (ej., falta de combustible, rotura de máquinas generadoras, mantenimientos programados o no programados, etc.). Véase CAMMESA (2017).

¹³ B.O. 26/7/2016.

En efecto, antes del 31 de diciembre de 2017 estos deberían acreditar ante el MinEM *i*) la suscripción de contratos, o bien *ii*) presentar un proyecto de autogeneración o cogeneración por desarrollar, para asegurar el suministro de energía renovable, cumpliéndose el respectivo *target*, y el 31 de diciembre de 2018 el MinEM debería realizar la fiscalización sobre el consumo anual (independientemente de los consumos mensuales o de períodos inferiores). Las penalidades aplicables por las cuotas de consumo de energía renovable gozarán de una tolerancia de hasta el 10 %. Este porcentaje es compensable al año siguiente al del incumplimiento.

A los fines de cumplir con los objetivos de consumo, los grandes consumidores pueden proveerse de energía renovable por medio de tres mecanismos alternativos: *i*) la contratación individual con un generador renovable; *ii*) la autogeneración o cogeneración, o *iii*) las licitaciones organizadas por CAMMESA (mecanismo de “compra conjunta”).

Conforme lo establecido en el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable, en el mes de febrero de cada año, CAMMESA publicará, junto con la información transaccional, el listado de los grandes consumidores que se encuentren en condiciones de optar por quedar excluidos del mecanismo de “compra conjunta”, con el fin de cumplir con la cuota. En un plazo no mayor de treinta días contados desde la publicación en el Boletín Oficial de la resolución MinEM 281/2017¹⁴, CAMMESA debía publicar un primer listado, correspondiente a los consumos registrados en 2016¹⁵.

El Programa RenovAr es el instrumento que diseñó el MinEM a fin de implementar, entre otras cosas, el mecanismo de compra conjunta.

A fin de abastecerse de la energía necesaria para suministrar tanto a los grandes usuarios como a las grandes demandas que sean clientes de los prestadores del servicio público de distribución o de los agentes distribuidores, CAMMESA debe convocar a licitación pública¹⁶, cuyos términos y condiciones deben ser aprobados por el MinEM¹⁷.

El precio del megavatio hora (MWh) que abonarán los grandes consumidores que opten por el mecanismo de compra conjunta será definido por CAMMESA a prorrata del monto total al que ascienda la sumatoria de los contratos celebrados por CAMMESA con los generadores a fin de abastecerlos a través del mecanismo de compra conjunta¹⁸. La adquisición de energía por parte de los grandes consumidores mediante el mecanismo de compra conjunta, en particular, no podrá exceder, en cuanto a su precio, de 113 U\$\$/MWh (dólares por megavatio hora)¹⁹.

¹⁴ B.O. 22/8/2017.

¹⁵ Ver artículo 15 del Anexo I de la resolución MinEM 281/2017.

¹⁶ Ver artículos 8° y 9° de la ley 27191 y su decreto reglamentario 531/2016.

¹⁷ Ver artículo 9°, inc. 5, apartado v, del decreto 531/2016. Mediante la reestructuración dispuesta por el art. 12 del decreto 801/2018 (B.O. 5/9/2018), las competencias del MinEM fueron absorbidas por la Secretaría de Energía, dependiente del Ministerio de Hacienda.

¹⁸ Ver artículo 9°, inc. 5, apartados vi y vii, y artículo 12, inc. 6, del decreto 531/2016.

¹⁹ Cfr. artículo 9°, segundo párrafo de la ley 27191, y artículo 9°, inc. 5, apartado vi, del decreto 531/2016. Dentro de dicho límite, se aplicará un cargo en concepto de costos

CAMMESA ha convocado a licitación pública con el objeto de celebrar los contratos de abastecimiento de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables necesarios para abastecer a la demanda de dichos grandes consumidores²⁰.

El precio de los contratos destinados a abastecer a esta última demanda, por su parte, será trasladado al precio de adquisición de la energía que abona dicha demanda en el MEM²¹.

Por otra parte, para los grandes consumidores que compren a CAMMESA, se aplicará, adicionalmente al precio promedio que resulte de la licitación, un cargo de administración y el cargo destinado a la cuenta de garantía del FODER que se adicionará al calculado por CAMMESA a prorrata de los contratos celebrados por esta empresa²². El cargo adicional no había sido fijado por el MinEM (hoy Secretaría de Energía) a la fecha de redacción de este artículo.

Los grandes consumidores que contraten su suministro a través de CAMMESA no serán penalizados de no alcanzar las cuotas de energía renovable, ya que se establece que su incorporación en el mecanismo de compra conjunta y el pago del costo de la energía eléctrica de fuente renovable oportunamente consumida por ellos será suficiente para establecer su cumplimiento con el Régimen de Fomento.

Ahora bien, mediante la citada resolución 136/2016 del MinEM, el gobierno argentino dio comienzo a la primera ronda del Programa RenovAr (la “Ronda 1”), con la intención de adjudicar 1000 MW de potencia nominal, distribuidos de la siguiente manera, entre las tecnologías que se indican:

- i) 600 MW de energía eólica.
- ii) 300 MW de energía solar.
- iii) 65 MW de biomasa.

de comercialización, que incluirá una valoración de riesgos de largo plazo asumidos por CAMMESA, que será aplicado sobre el precio promedio de adquisición y cuyo valor será definido por la autoridad de aplicación. Por fuera de dicho límite, en cambio, se aplicará un cargo en concepto de gastos administrativos que será definido por el MinEM.

²⁰ Ver, en tal sentido, las resoluciones MinEM 136/2016, 252/2016 y 275/2017, mediante las cuales CAMMESA convocó a los interesados a presentar ofertas en las Rondas 1, 1.5 y 2 del Programa RenovAr, respectivamente.

²¹ Artículo 12, inc. 6, del decreto 531/2016.

²² Ver artículo 9°, apartado 5, vi, Anexo II, del decreto 531/2016. Dice expresamente: “La adquisición realizada a la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) o al ente que designe la Autoridad de Aplicación por los sujetos obligados mediante el mecanismo de compra conjunta quedará alcanzada por el límite de precio establecido en el artículo 9°, segundo párrafo de la ley 27191. Dentro de dicho límite, se aplicará un cargo en concepto de costos de comercialización, que incluirá una valoración de riesgos de largo plazo asumidos por la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) o el ente que designe la Autoridad de Aplicación, que será aplicado sobre el precio promedio de adquisición y cuyo valor será definido por la Autoridad de Aplicación. Adicionalmente, sin estar sujeto al límite indicado precedentemente, se aplicará un cargo en concepto de gastos administrativos que será definido por la Autoridad de Aplicación”.

“EJEMPLAR PARA EL AUTOR”

- iv) 20 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH).
- v) 15 MW de biogás.

Los oferentes que resultaran exitosos en la licitación correspondiente a la Ronda 1 debían suscribir dos contratos: *i*) un contrato de abastecimiento (“PPA RenovAr”); y *ii*) un acuerdo por el cual el oferente adjudicado es incorporado como beneficiario del Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (el “FODER” y el “Contrato FODER”, respectivamente), el cual será explicado en detalle más adelante.

El fondo será administrado por un fideicomiso. El fiduciante del FODER es el Estado Nacional, a través del Ministerio de Hacienda y Finanzas Públicas, mientras que el fiduciario es el Banco de Inversión y Comercio Exterior S.A.

Los beneficiarios del FODER son los generadores de energía renovables que celebraron el PPA RenovAr con CAMMESA, los cuales son incorporados al FODER a través de la celebración del Contrato FODER.

El contrato de fideicomiso que debía ser ejecutado entre el fiduciante y el fiduciario fue aprobado por el MinEM mediante la resolución 147/2016²³.

Durante la Ronda 1, fueron adjudicadas 29 de las 123 ofertas presentadas. En particular:

- a) 12 Proyectos Eólicos, por una potencia acumulada de 707 MW, y un compromiso de 2.790 GWh/año, distribuidos entre las provincias de Buenos Aires, Chubut, Río Negro, Santa Cruz, Neuquén y La Rioja.
- b) 4 Proyectos Solares, por una potencia acumulada de 400 MW, y un compromiso de 918 GWh/año, distribuidos entre Salta y Jujuy.
- c) 6 Proyectos de Biogás, por una potencia acumulada de 9 MW, y un compromiso de 67 GWh/año, distribuidos entre las provincias de Santa Fe, San Luis y Córdoba.
- d) 2 Proyectos de Biomasa, por una potencia acumulada de 15 MW, y un compromiso de 117 GWh/año, ubicados en Corrientes y Misiones.
- e) 5 Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos, por una potencia acumulada de 11 MW, y un compromiso de 65 GWh/año, distribuidos entre Río Negro y Mendoza.

Dada la sobreabundancia de ofertas respecto de la potencia total licitada, mediante la publicación de la resolución 252/2016²⁴, el MinEM convocó a una nueva ronda de licitación (la “Ronda 1.5”), en la que se invitaba a aquellos oferentes que no hubieren sido adjudicados en la Ronda 1 a mejorar su oferta económica. Durante la Ronda 1.5, el MinEM adjudicó otros 30 proyectos:

- f) 10 Proyectos Eólicos, por una potencia acumulada de 765 MW, y un compromiso de 3.037 GWh/año, distribuidos entre las provincias de Buenos Aires, La Pampa, Río Negro, Santa Cruz, Chubut, Mendoza, La Rioja y Córdoba.

²³ B.O. 8/8/2016.

²⁴ B.O. 31/10/2016.

g) 20 Proyectos Solares, por una potencia acumulada de 516 MW, y un compromiso de 1.274 GWh/año, distribuidos entre las provincias de Catamarca, Salta, La Rioja, Mendoza, San Juan y San Luis.

Menos de un año después, el MinEM publicó la resolución 275/2017²⁵, convocando a los interesados a presentar ofertas en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr, con la intención de adjudicar 1200 MW de potencia nominal, esta vez distribuidos por región, y entre las tecnologías que se indican:

- h) 550 MW de energía eólica, con un precio máximo de 56,25 U\$/MW.
- i) 450 MW de energía solar, con un precio máximo de 57,04 U\$/MW.
- j) 100 MW de biomasa.
- k) 50 MW de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos (PAH).
- l) 35 MW de biogás.

Durante la Ronda 2, fueron adjudicadas 66 de las 228 ofertas presentadas. En particular:

m) 8 Proyectos Eólicos, por una potencia acumulada de 665,8 MW, distribuidos entre las provincias de Buenos Aires, Chubut, Santa Cruz, La Pampa y La Rioja.

n) 12 Proyectos Solares, por una potencia acumulada de 556,8 MW, distribuidos entre Catamarca, La Rioja, Salta, San Juan, Mendoza, Córdoba y Santiago del Estero.

ñ) 23 Proyectos de Biogás, por una potencia acumulada de 48,1 MW, distribuidos entre las provincias de Buenos Aires, Tucumán, Córdoba, San Luis y Santa Fe.

o) 14 Proyectos de Biomasa, por una potencia acumulada de 117,2 MW, ubicados en Chaco, Córdoba, Formosa, Buenos Aires, Tucumán, Corrientes y Misiones.

p) 9 Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos, por una potencia acumulada de 20,8 MW, distribuidos entre Córdoba, San Juan y Mendoza.

La Ronda 2 también contó con una segunda fase, en la que el MinEM adjudicó otros 22 proyectos:

q) 4 Proyectos Eólicos, por una potencia acumulada de 327,60 MW, distribuidos entre las provincias de Buenos Aires y Chubut.

r) 5 Proyectos Solares, por una potencia acumulada de 259,50 MW, distribuidos entre las provincias de Catamarca, La Rioja, Mendoza y San Juan.

s) 11 Proyectos de Biogás, por una potencia acumulada de 21,20 MW, distribuidos entre las provincias de Buenos Aires, Santiago del Estero, Córdoba, San Luis, La Pampa y Santa Fe.

t) 2 Proyectos de Biomasa, por una potencia acumulada de 26 MW, ubicados en Tucumán y Santa Fe.

²⁵ B.O. 17/8/2017.

§ 3. “PROJECT FINANCE”

a) *INTRODUCCIÓN AL “PROJECT FINANCE”*. — El vocablo anglosajón *Project Finance*, que suele ser traducido como “financiamiento de proyecto”, hace referencia a una amplia gama de estructuras de financiamiento, caracterizadas por una nota común: el financiamiento no se apoya en el respaldo crediticio de los organizadores o accionistas del proyecto (“*sponsors*”) ni en la solvencia o activos de estos. En cambio, las instituciones financieras que otorgan préstamos conforme a esta modalidad se basan exclusivamente en el desempeño —técnico, económico y financiero— del proyecto financiado. En otras palabras, el repago del capital y el servicio de los intereses y demás gastos de la financiación depende exclusivamente de la capacidad del proyecto de generar un flujo de caja suficiente para cubrir la financiación y un retorno para los inversores. De este modo, al colocarse el proyecto en primer plano, se lo analiza minuciosamente en términos de factibilidad, viabilidad financiera, rentabilidad; y, sobre todo, de exposición a factores de riesgo.

De tal manera, un *Project Finance* implicará necesariamente una distribución de los riesgos asociados al proyecto entre los diferentes participantes, tanto del proyecto como de la operación de financiamiento. Efectivamente, el riesgo puede y suele ser distribuido no sólo entre el *sponsor* y el prestamista, sino, además, mediante su distribución entre proveedores, contratistas, operadores, compradores, aseguradoras y entidades gubernamentales, quienes asumirán ciertos niveles de riesgo de acuerdo a sus expectativas.

Existe, sin embargo, una etapa intermedia previa a la liberación del *sponsor* de cualquier tipo de obligación crediticia. En efecto, no es inusual que las instituciones financieras que actúan como prestamistas requieran de aquel una inversión de capital propio en el proyecto y en el vehículo afectado al proyecto, o algún otro tipo de garantía adicional e independiente del rendimiento del proyecto, que garantice en determinada medida, y hasta determinado momento (típicamente la finalización de la construcción y hasta la puesta en marcha), la devolución del préstamo, independientemente de la viabilidad de aquel.

Superada la etapa de construcción del proyecto durante el cual aún no tiene autonomía, y una vez puesto en marcha, alcanzando lo que se denomina el *completion*, que involucra tanto i) el *completion* técnico, consistente en la puesta en marcha del proyecto cumpliendo con todas las exigencias regulatorias y ambientales, y de *performance* técnico, como ii) el *completion* financiero, que incluye la firma de los diversos documentos de financiación y el perfeccionamiento del paquete de garantías, se produce la liberación o la existencia de la garantía de los *sponsors*. A partir de ese momento, el proyecto de titularidad vehículo de objeto específico toma vida independiente, se “desacopla” de los *sponsors*, quienes a partir de ese momento se liberan de las garantías otorgadas, y los prestamistas pasan a depender, para el recupero de su financiación, exclusivamente de la generación de caja y los activos del proyecto.

“EJEMPLAR PARA EL AUTOR”

La consecuencia práctica de esta modalidad financiera es que una vez liberadas las garantías intermedias del *sponsor*, este último no registra la deuda del proyecto como deuda propia en sus estados contables (*off-balance sheet*)²⁶; ello sin perjuicio de que deba registrarse en los estados contables de la sociedad que desarrollará el proyecto²⁷.

De tal modo, el *Project Finance*, además de evitar que el fracaso del proyecto traiga aparejada la ruina del *sponsor*, otorga independencia y autonomía financiera a cada proyecto, permitiendo la afectación de los demás bienes y capacidad financiera del *sponsor* a la operación y desarrollo de otros proyectos y negocios, así como reducir su propio costo y capacidad de endeudamiento a tal efecto.

A esta altura, resulta más o menos evidente que el *Project Finance* escapa a todo intento de conceptualización específica. A pesar de ello, pueden identificarse, en todas sus facetas, determinadas características, de corte más práctico que conceptual. Entre ellas:

- a) la realización de evaluaciones regulatorias, técnicas y económicas del negocio del prestatario y del proyecto;
- b) un seguimiento minucioso y continuo de todos los aspectos del proyecto por parte del prestamista; y
- c) la abundancia de documentación compleja relativa al proyecto, los contratos asociados a él, los préstamos y sus garantías, elaborados a la medida de cada transacción.

b) *PRÉSTAMO SIN RECURSO*. — Las primeras operaciones negociadas en este nuevo auge del *Project Finance* en el marco del Programa RenovAr están demostrando una inclinación hacia la modalidad de préstamo sin recurso.

El “préstamo sin recurso” consiste en la modalidad de financiamiento ya descrita que descansa exclusivamente en la capacidad de repago del flujo de caja del proyecto, y cuya única garantía una vez alcanzado el *completion* es el proyecto en sí mismo. Es decir, bajo la modalidad de préstamo sin recurso, no es el *sponsor* quien garantiza el pago del préstamo, una vez superada la etapa intermedia de construcción y puesta en marcha del proyecto, sino que el prestamista deberá cobrarse exclusivamente de las ganancias que genere el proyecto y con respaldo de las garantías que se otorgan sobre los activos y generación de caja o cobranzas del proyecto. En tal sentido, se trata de un préstamo “sin recurso” contra el patrimonio del *sponsor*.

c) *ETAPAS DEL PROYECTO Y SU IMPACTO EN EL “PROJECT FINANCE”*. — Por lo general, la estructura contractual preverá, por lo menos, dos etapas diferen-

²⁶ HOFFMAN (1989) pp. 185-186.

²⁷ NEVITT y FABOZZI (1995) p. 3.

ciadas en la vida del proyecto: *i*) la “etapa de construcción”²⁸, y *ii*) la “etapa de operación”.

El desembolso del préstamo ocurrirá típicamente durante la etapa de construcción, mientras que la obligación de devolver el préstamo (más sus intereses) será exigible únicamente a partir del inicio de la etapa de operación del proyecto, es decir, cuando posea un flujo de efectivo.

Siendo que la etapa de construcción constituye el período de mayor riesgo para el prestamista (dado que corre el riesgo de que el proyecto nunca termine de construirse o que no se cumplan con condiciones técnicas aceptables), es usual, como explicamos, que en esta etapa el *sponsor* actúe como garante del préstamo. De lo contrario, el prestamista sería el único sujeto enteramente expuesto a los riesgos de la construcción, sin ninguna garantía sustancial que respalde su préstamo. Ello en tanto la sociedad vehículo, los equipos del proyecto, e incluso el proyecto instalado, no son de ningún valor si el proyecto no logra ponerse en marcha, con todos los permisos –regulatorios y ambientales– y cumpliendo con las especificaciones técnicas y de *performance*, generando un flujo de dinero sostenido y previsible que permita proyectar el repago de la deuda en las condiciones pautadas.

En cualquier caso, el hito que separa una etapa de la otra es la fecha de finalización de la etapa, que puede coincidir próximamente con la fecha en que el emprendimiento comienza a operar comercialmente (la “fecha de habilitación comercial” o *commercial operation date*, usualmente abreviada como COD).

En el caso de los proyectos adjudicados en el Programa RenovAr, por ejemplo, se ha utilizado la fecha de habilitación comercial como hito de transición entre la etapa de construcción y la etapa de operación, dado que es a partir de allí cuando CAMMESA comenzará a adquirir la energía producida por el proyecto²⁹.

Este hito, de trascendental relevancia en *Project Finance*, se denomina “*Completion Date*” (fecha de finalización). Se trata de un concepto técnico, financiero y regulatorio, dado que requiere la construcción del proyecto a satisfacción del prestamista (*technical completion*), que puede o no coincidir con la habilitación comercial del proyecto por la autoridad relevante (*regulatory completion*), y de la firma y cierre de todos los documentos y contratos de la financiación, incluyendo el paquete de garantías (*financial completion*).

La razón para no necesariamente hacer coincidir la *Completion Date* con la fecha de habilitación comercial radica en que el prestamista previsiblemente exige que el proyecto cumpla determinados requisitos adicionales de *performance* comprobados durante cierto lapso de tiempo desde la puesta en marcha del proyecto, que garanticen su operación eficiente.

²⁸ También llamada “etapa de desarrollo”.

²⁹ El pliego de bases y condiciones del Programa RenovAr definió “Habilitación Comercial” como “la fecha en que CAMMESA, actuando de conformidad con Los Procedimientos, otorga al Vendedor [el prestamista] la habilitación comercial para la operación en el MEM respecto de, por lo menos, el noventa y ocho por ciento (98 %) de la Potencia Contratada”.

El prestamista requerirá, como condición para la liberación del *sponsor* de su garantía sobre el proyecto, que este se encuentre no sólo en marcha, sino cumpliendo también con parámetros de eficiencia mínimos exigidos por el mismo prestamista y acordados en los documentos de financiación, que incluyen también requerimientos ambientales. Los organismos multilaterales de crédito suelen exigir, por ejemplo, que el proyecto se ajuste a los PRINCIPIOS DE ECUADOR³⁰. Además, como explicamos, para la liberación del *sponsor* el prestamista exigirá que se haya completado la instrumentación de la documentación financiera para implementar el préstamo, y en particular que se hayan perfeccionado las garantías sobre los activos y las cobranzas del proyecto.

d) *TIPOS DE GARANTÍAS*. — Resulta claro entonces que, durante la etapa de operación luego del *Completion Date*, el prestamista sólo puede exigir la cancelación de su crédito con las garantías que le han sido otorgadas en el proyecto. Dicha garantía suele materializarse en el otorgamiento de hipotecas, prendas y prendas con registro sobre todos los activos físicos del proyecto y las acciones de la sociedad que lo desarrolle, y en la cesión en garantía tanto del flujo de caja del proyecto como de todos los derechos y contratos en él involucrados.

Esta batería exhaustiva de garantías se ve aún más justificada en proyectos cuyos activos carecen de mayor valor en sí mismos, independientemente de su afectación a una operación determinada, por resultar crucial la posibilidad de que en caso de incumplimiento del repago de la deuda, el prestamista pueda tomar control sobre el proyecto a fin de enajenarlo en marcha y obtener el mayor monto posible para recuperar el préstamo.

La garantía más importante es la cesión del flujo de fondos del proyecto, que normalmente se realiza bajo la modalidad de una cesión fiduciaria con fines de garantía. Los flujos de fondos, es decir los derechos contractuales y derechos a la cobranza del vehículo societario titular del proyecto, se ceden a un fideicomiso administrado por un fiduciario. Las cobranzas cedidas se destinan a una cuenta fiduciaria, a partir de la cual se establecerá un sistema de cuentas sujetas a un orden de prioridad, llamado “sistema de cascada” (*cash waterfall*). El sistema de cascada asegura que cada entrada y salida de fondos ocurra y se distribuya entre y desde las diversas cuentas del fideicomiso de garantía, cada una de ellas afectada a una finalidad distinta, sujeta a un orden de prioridad, y en ciertos casos, a una serie de condiciones necesarias para su activación.

En dicho sistema, los fondos suelen distribuirse según este orden de prioridad³¹:

³⁰ Se trata de un conjunto de pautas de referencia del sector financiero para determinar, evaluar y gestionar los riesgos ambientales y sociales de los proyectos. Ver PRINCIPIOS DE ECUADOR (s/f).

³¹ El Código Civil y Comercial (CCyC) ha allanado el camino a la utilización de fideicomisos locales con fines de garantía. Los fideicomisos, si bien admitidos genéricamente en el

- i) Gastos del fideicomiso;
- ii) Pago de costos operativos del proyecto, incluyendo impuestos;
- iii) Devolución del préstamo: pago de gastos, comisiones, intereses y reembolso de capital;
- iv) Devolución de préstamos subordinados con terceros;
- v) Reservas, y
- vi) Pago de ganancias a los accionistas del vehículo.

Este orden de prioridad tiene sustento en los niveles de necesidad (primero) e importancia (después) de cada categoría de pago. Es decir, primero se cancelan los gastos del fideicomiso y los gastos y costos necesarios para la operación del proyecto (incluyendo los impuestos), sin los cuales no podría seguir generando el flujo de caja necesario para el repago de las demás categorías. Solo una vez cubiertos dichos costos básicos para la operación del proyecto y del sistema de garantía, los prestamistas obtienen el pago correspondiente al pago de los gastos, comisiones, intereses y devolución de capital del préstamo a cuyo cumplimiento se suele obligar la subordinación de cualquier otra deuda tomada por el vehículo societario titular del proyecto, que fuera adicional al préstamo principal en cuya virtud se ha instrumentado el mecanismo de *Project Finance*. Finalmente, una vez acumuladas las reservas razonables para enfrentar contingencias futuras que pudieran afectar el flujo de caja, el dueño del proyecto obtendrá su margen de ganancia.

e) *FORMAS DE CONTRIBUCIÓN DE “EQUITY”: APORTES DE CAPITAL Y PRÉSTAMOS SUBORDINADOS A DEUDAS “SENIOR”*. — Conforme explicamos, no es infrecuente que el prestamista requiera del *sponsor* una contribución a fin de cubrir los

anterior Código Civil, fueron expresamente introducidos al país en 1995, a partir del dictado de una ley especial al efecto (la ley 24441, hoy derogada en lo pertinente a la figura del fideicomiso). Sin embargo, los tribunales argentinos no fueron consistentes en su interpretación de la utilización de esta figura con fines de garantía.

El artículo 1680 del CCyC contempla expresamente los fideicomisos en garantía, así como un mecanismo de ejecución a su medida. En particular, la norma establece que “[s]i el fideicomiso se constituye con fines de garantía, el fiduciario puede aplicar las sumas de dinero que ingresen al patrimonio, incluso por cobro judicial o extrajudicial de los créditos o derechos fideicomitados, al pago de los créditos garantizados. Respecto de otros bienes, para ser aplicados a la garantía el fiduciario puede disponer de ellos según lo dispuesto en el contrato y, en defecto de convención, en forma privada o judicial, asegurando un mecanismo que procure obtener el mayor valor posible de los bienes”.

La importancia de la norma radica en que contempla específicamente la aplicación de los fondos del fideicomiso en garantía al pago de los créditos garantizados por este, el cual puede ser consecuentemente instrumentado a través del sistema de cascada. El fideicomiso resulta una herramienta atractiva en tanto mecanismo de garantía, dado que su efecto esencial implica la constitución de un patrimonio de afectación, separado tanto del patrimonio del fiduciante como del fiduciario (art. 1685, CCyC). Como consecuencia de dicha afectación, los bienes fideicomitados quedan exentos de la acción los acreedores del fiduciario y del fiduciante (en el caso del *Project Finance*, el deudor), excepto por las acciones por fraude y de ineficacia concursal (art. 1686, CCyC).

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

primeros pagos a proveedores y contratistas, así como para hacer frente a eventuales multas por incumplimientos contractuales.

Esta contribución (*equity contribution*), que suele rondar entre un 10 % y un 30 % del valor de construcción proyecto, puede consistir tanto en un aporte de capital en la sociedad vehículo, como en el otorgamiento de préstamos a esta última, cuya devolución estará subordinada al pago del préstamo otorgado por el prestamista financiero (*senior loan*).

§ 4. CONDICIONES PARA EL “PROJECT FINANCE”

El *Project Finance* –tal como posiblemente se haya intuido de lo hasta aquí explicado– no es un mecanismo idóneo para cualquier proyecto o negocio ni contexto macroeconómico. La conveniencia o no de acudir al *Project Finance* puede variar tanto tratándose de un mismo tipo de proyectos en distintos países o regiones (condiciones macroeconómicas), como de proyecto a proyecto aún en condiciones macroeconómicas similares (condiciones relativas al proyecto).

Se requieren determinadas condiciones mínimas para considerar viable esta modalidad de financiamiento.

a) *CONDICIONES MACROECONÓMICAS*. — Ciertas condiciones macroeconómicas son necesariamente tenidas en cuenta tanto para determinar la viabilidad de acudir a financiamiento a través del *Project Finance*.

Como condiciones macroeconómicas básicas tenidas en cuenta particularmente por prestamistas o proyectistas internacionales (incluyendo organizaciones multilaterales de crédito)³² pueden mencionarse:

- i) Cierta nivel de estabilidad política e institucional.
- ii) Acceso a convertibilidad y libre flujo de entrada y salida de divisas.
- iii) Previsibilidad fiscal y regulatoria en relación al proyecto.
- iv) Firma de tratados bilaterales de protección e inversión extranjera por parte del Estado receptor de la inversión.

En el caso de la Argentina, las condiciones macroeconómicas nunca lograron recuperarse luego de la crisis de 2001, prueba de lo cual puede hallarse en las repetidas prórrogas de la ley 25561³³, de emergencia pública en materia social, económica, administrativa, financiera y cambiaria. El punto de inflexión puede encontrarse en el llamado “cepo cambiario”, surgido en noviembre de 2011 como consecuencia de las respuestas del gobierno nacio-

³² Por ejemplo, la Corporación Financiera Internacional –*International Finance Corporation* (IFC)–, dependiente del Banco Mundial, o la Corporación Interamericana de Inversiones (*InterAmerican Investment Corporation*, IIC), dependiente del Banco Interamericano de Desarrollo (BID).

³³ B.O. 7/1/2002.

nal ante el incremento en la llamada fuga de capitales, es decir, la compra de dólares y otras divisas extranjeras por parte de inversores y ahorristas.

Las medidas adoptadas por el gobierno nacional en dicho contexto incluyeron, principalmente:

i) la necesidad de requerir autorización a la Administración Federal de Ingresos Públicos para adquirir divisas extranjeras, instrumentada a través de un mecanismo de filtros poco transparentes, y

ii) la manipulación artificial del tipo de cambio que, junto con la necesidad de requerir autorización indicada en el párrafo anterior, generaron un mercado paralelo en el que el valor de la divisa extranjera excedía ampliamente el valor que se le reconocía en el mercado oficial de cambios.

Por otra parte, en 2008 algunos grupos inversores especializados en inversiones de riesgo adquirieron títulos de deuda argentina en situación de cese de pagos que no habían entrado en el canje que había ofrecido el país en 2005, procediendo a reclamar ante la justicia estadounidense el cobro del 100 % de su valor. La reacción del gobierno argentino fue entablar una batalla mediática interna contra dichos grupos, que pasaron a ser conocidos en la jerga corriente como “fondos buitres”.

A partir de 2015, luego del cambio de gobierno, la administración del presidente Mauricio Macri puso inmediato fin a las medidas cambiarias que habían creado el denominado “cepo”, e inició una negociación con los tenedores de deuda soberana argentina conocidos como “*holdouts*”, que culminó en un acuerdo de pago, dando por terminadas las disputas.

La “normalización” de la situación económica, y la renovación de la confianza en el país originada en la rápida adopción de medidas tendientes a subsanar los problemas macroeconómicos de mayor exposición posibilitó la vuelta al mercado del *Project Finance* y su utilización en una variedad de proyectos que incluyeron a organismo multilaterales de crédito como prestamistas.

Si bien a la fecha de finalización de la actualización de esta nota la situación macroeconómica continúa siendo compleja, en particular por la crisis cambiaria que comenzó en abril de 2018, la financiación de los proyectos adjudicados en el contexto del Programa RenovAR no se ha paralizado. Algunas inversiones han sufrido retrasos, pero las entidades de crédito multilaterales y los bancos de desarrollo –quienes fueran los principales financistas desde el lanzamiento del programa– mantuvieron su respaldo el desarrollo de la industria renovable en el país, y los proyectos que cuentan con la financiación de esas entidades continúan ejecutándose. Sin embargo, el mercado aún no ha logrado atraer a la banca comercial para financiar proyectos de energías renovables, ni existen indicios de que ello vaya a suceder en el futuro próximo.

b) *CONDICIONES RELATIVAS AL PROYECTO*. — También existen recaudos que pueden adoptarse en relación al proyecto y, particularmente, a los pormenores de su entramado contractual. Estos, por su naturaleza, resultan más sencillos de controlar, y es donde mayor énfasis debe ponerse al negociar (entre priva-

“EJEMPLAR PARA EL AUTOR”

dos) o elaborar (en caso de licitaciones públicas) los documentos que darán sustento jurídico y económico al proyecto. Entre ellos, podemos mencionar:

1) Contrato o contratos de largo plazo con uno o más compradores (*off-taker*) para la compra de toda o parte de la energía generada por el proyecto. El objetivo de estos contratos es asegurar acuerdos vinculantes para la venta de cantidades de energía a precios determinados o determinables y así garantizar un flujo de fondos para que permita por sí mismo el pago de la deuda (capital, intereses, gastos) y costos del proyecto³⁴.

2) Precio de venta en “moneda dura” (p. ej., dólares estadounidenses), que debería ser la misma moneda de la financiación a fin de disminuir o evitar el riesgo de diferencias de cambio.

3) Viabilidad económica de las condiciones del contrato.

4) Sistema jurídico que garantice estabilidad y respeto de contratos.

5) Foro neutral para resolver disputas (p. ej., arbitraje internacional).

6) Asignación de riesgos a contratistas y al comprador de la energía abastecida, que limiten la exposición del generador (deudor de la financiación) a riesgos que pudieran afectar la capacidad de repago de la financiación.

Dada su gran importancia, la cuestión relativa a los contratistas del proyecto merece un comentario aparte. Es que el énfasis que suele ponerse en el contrato de abastecimiento de energía (o de venta del producto de que se trate en otra clase de proyectos) —que será, en definitiva, el que provea el flujo de fondos para el repago de la deuda— no debe hacer perder de vista la relevancia de los contratos de suministro de equipos y materiales y construcción del proyecto (llamados “EPC”, por sus siglas en inglés: *Engineering, Procurement and Construction*, literalmente: Ingeniería, Suministro y Construcción). Estos contratos son cruciales, pues son esenciales para la construcción y puesta en marcha del proyecto y el cumplimiento con las condiciones y especificaciones técnicas y de *performance* requeridas. Por ello deben ser tenidos en consideración de manera orgánica, tanto respecto del proyecto en sí como en su relación con las cláusulas de los demás contratos, incluido el de abastecimiento de energía, particularmente cuando, como en RenovAr, sus condiciones son preestablecidas.

Los EPC pueden implementarse bajo la modalidad “llave en mano” (*turn-key*), en que el vehículo titular del proyecto y tomador de la financiación recibe de un único contratista general de obra el proyecto ya en funcionamiento, dejando en manos de aquél la subcontratación de contratistas para cada asignación y segmento del proyecto. Si bien esta modalidad suele resultar más costosa que la alternativa —esto es, la contratación de varios contratistas individuales para cubrir cada aspecto de la obra— ofrece algunas ventajas, como la delegación de la coordinación de actividades en un único especialista, con todos los ahorros operativos que ello implica, y la posibilidad de trasladar

³⁴ El plazo de dichos contratos, como el de los contratos que aseguren los derechos sobre los distintos elementos del proyecto (por ejemplo, el contrato de alquiler del terreno) deben ser tan largos como el plazo de amortización de la deuda del proyecto (*pay out period*), a fin de cubrir enteramente el período de repago.

algunos de los riesgos del contrato de abastecimiento de energía con mayor facilidad en el contrato “llave en mano” que si se contrata con varios contratistas por separado. Por supuesto que entre ambas alternativas de máxima existen alternativas intermedias en las que la sociedad titular del proyecto (el generador de energía renovable, en el caso bajo análisis) pueda distribuir algunos aspectos del proyecto (p. ej., obra civil o construcción, instalación y montaje) a contratistas generales, y contratar por separado otros rubros.

Destacamos a continuación algunos puntos importantes para tener en cuenta al analizar riesgos en contratos EPC:

i) *Focalizar la responsabilidad*: Conviene asignar a un solo contratista general de obra las tareas de diseño, ingeniería, suministro, construcción, contratación y evaluación del proyecto. De tal modo, ante cualquier eventualidad o discrepancia con las especificaciones contratadas, será el mismo contratista a quien deba acudir para recomponer y compensar el daño, defecto o ineficiencia en *performance*, independientemente de su índole. En particular, se procura trasladar al o los contratistas los riesgos de penalidades provenientes de retrasos en alcanzar distintos hitos de construcción y desarrollo del proyecto o de la fecha de inicio de la habilitación comercial y venta de la energía, así como los riesgos provenientes de su funcionamiento deficiente, una vez puesto en marcha. Si se trata de más de un contratista con subcontratistas, se debe intentar establecer su solidaridad en la responsabilidad hacia el comitente, en la medida que resulte razonable.

ii) *Precio fijo*: Resulta conveniente asignar al contratista el riesgo presupuestario (*cost overrun risk*) y, como contrapartida, el beneficio en la eficiencia económica. Sólo debe permitirse un encarecimiento del proyecto a cargo del comitente en casos excepcionales.

iii) *Fecha determinada de entrega del proyecto*: Puede tratarse de una fecha fija o de un período determinado a partir del comienzo de las obras, sometiendo al contratista al pago de una indemnización preestablecida (cláusula penal) (*liquidated damages*), equivalente a una estimación anticipada de los daños ocasionados por el retraso de las obras.

iv) *Garantía de generación mínima*: En tanto el pago del préstamo dependerá enteramente del flujo de fondos del proyecto proveniente de la venta de la energía generada, resulta indispensable que el proyecto se adecúe a los parámetros de funcionamiento, eficiencia y confiabilidad necesarios para asegurar dicho flujo. En tal sentido, suelen establecerse montos indemnizatorios en favor del comitente en caso de que el proyecto no alcance un determinado nivel de generación garantizada.

v) *Garantías*: Es común solicitar garantías líquidas al contratista que aseguren el cumplimiento de sus obligaciones. Estas suelen consistir en garantías bancarias, retenciones de fondos, garantías de pago anticipado, o garantías otorgadas por una sociedad controlante del contratista (*parent company guarantee*).

vi) *Límites de responsabilidad*: Los contratistas no aceptarán asumir responsabilidad ilimitada por los daños ocasionados al comitente. Lo normal

es que éstos exijan establecer un límite equivalente a un porcentaje del precio del contrato.

vii) *Fuerza mayor*: Resulta recomendable establecer con claridad qué eventos serán considerados de fuerza mayor, y cuáles no. Ello no sólo facilita la administración del contrato, sino que permite una estimación clara de los riesgos asumidos en relación con el contrato de abastecimiento, que previsiblemente contará con sus propios eventos de fuerza mayor.

En definitiva, vía las mencionadas condiciones de contratación, la sociedad titular del proyecto (el generador de energías renovables, en el caso bajo análisis), procura limitar sus riesgos por vía de acordar con el o los contratistas EPC el pago de ciertas compensaciones en caso de contingencias que demoren la puesta en marcha del proyecto o impacten negativamente en sus niveles de generación, o demoras que deriven en penalidades que el generador deba pagar al comprador de la energía. En síntesis, el titular del proyecto intentará, por vía de esta alternativa, proteger el equilibrio económico del proyecto. Por su parte, el prestamista de *Project Financing* también estará interesado en que el generador tome estos recaudos, y normalmente exigirá que los contratos que éste firme contengan prestaciones como las descriptas como condición para el desembolso de la financiación.

§ 5. CONDICIONES DE “BANKABILITY” Y SITUACIÓN BAJO EL PROGRAMA RENOVAR

Un “PPA financiable” (*bankable PPA*) es esencialmente un acuerdo de abastecimiento de energía a largo plazo, celebrado con un comprador solvente, con entidad suficiente para asegurar el reembolso de la deuda financiera a través de un flujo de fondos previsible y adecuado. El término *bankability* suele utilizarse en referencia a las condiciones contractuales requeridas por los bancos para el financiamiento de proyectos.

En línea con los lineamientos conceptuales expuestos en § 3, a, *supra*, la Corporación para Inversiones Privadas en el Extranjero (OPIC, por sus siglas en inglés: *Overseas Private Investment Corporation*) publicó una guía llamada *10 Important Features to Include or Consider for a Bankable PPA* (“10 características más importantes para tener en cuenta o considerar para un Contrato de Abastecimiento financiable”)³⁵. El objetivo de estas condiciones es enfatizar aquellos aspectos que las entidades financieras suelen valorar para evaluar la financiación de un proyecto, a fin de determinar su viabilidad, y las condiciones en las cuales estarán dispuestos a efectuarla.

Seguiremos aquellas pautas para comparar un PPA financiable con los términos y condiciones del PPA RenovAr.

³⁵ OVERSEAS PRIVATE INVESTMENT CORPORATION (s/f). Cabe también destacar la “Guía para un Contrato de Abastecimiento Modelo para Electricidad generada a partir del uso de fuentes renovables”. Ver BESHARA (2012).

a) *LAS 10 CONDICIONES DE OPIC Y EL PPA RENOVAR*. — 1. *Riesgo en la entrega*. I. *PPA financiable*. Por lo general, los prestamistas tienen predilección en dos tipos de cláusulas con el fin de mitigar el riesgo de que el comprador incumpla su deber de compra:

i) *Take-or-Pay*: el comprador acuerda pagar una tarifa fija comprometiéndose a una capacidad de carga (un monto fijo que es pagado por potencia disponible), y una carga de salida (un monto pagado respecto de la energía efectivamente entregada). Este pago es efectuado con independencia de que el comprador tome o no en un determinado período la energía contratada. Si no lo hace, debe pagar igual, pero usualmente se le reconoce un crédito y un período para recuperar el pago no obstante no haber tomado la energía contratada. Esto permite al generador de energía asegurar un flujo de caja estable y predecible para cubrir sus costos fijos con la capacidad de carga, incluyendo intereses, costos fijos operativos, y el repago del capital recibido en préstamo.

ii) *Take-and-Pay* (utilizados usualmente para energía eólica y solar): el comprador debe tomar y pagar una tarifa fija por la energía entregada (independientemente de que sea despachada). Si la energía no puede ser físicamente tomada por el comprador y la salida se encuentra restringida (por ejemplo, por congestión o restricciones en el sistema de transmisión eléctrica), la energía será calculada y abonada sobre una base de entrega “estimada”. La finalidad de esta modalidad es similar a la anterior, pero no se reconoce un crédito por la energía tomada y no pagada

II. *PPA RenovAr*. De acuerdo con el PPA RenovAr, el comprador (es decir, CAMMESA, al menos hasta tanto el PPA RenovAr sea transferido a las compañías distribuidoras de energía o grandes usuarios)³⁶ se obliga a tomar y pagar toda la energía generada por la central de generación, mientras que el vendedor se obliga a inyectar la energía en un nodo específico del Sistema Argentino de Interconexión conocido como SADI (el “Punto de Interconexión” o “PDI”), sujeto a determinadas reglas.

Si, debido a la congestión del PDI, el vendedor debiera reducir sus inyecciones de electricidad por instrucción de CAMMESA, el comprador no estará obligado a pagar por la electricidad que no fue inyectada en ese nodo. Esto afecta el flujo de fondos del vendedor, y de ser recurrente podría incidir negativamente en su capacidad de repago del préstamo.

Como contrapartida, si existiera congestión, sin embargo, toda la energía que no haya podido inyectarse debido a la congestión en la red se considerará entregada a efectos de no “gatillar” la aplicación de penalidades contractuales por falta de entrega. En efecto, para la aplicación de multas por deficiencias

³⁶ El artículo 19.3 del PPA RenovAr autoriza a CAMMESA a transferir el contrato a favor de uno o más agentes distribuidores y/o grandes usuarios del MEM, de acuerdo con lo que oportunamente establezca la regulación, siempre que tal transferencia no afecte la validez u operatividad de los derechos de cada vendedor en su carácter de beneficiario del FODER conforme a lo previsto en el Contrato FODER.

de abastecimiento, la cláusula 9.2 del PPA RenovAr aclara que se tendrá en cuenta la energía abastecida ajustada, en lugar de la energía abastecida. Mientras que esta última consiste en la energía efectivamente generada e inyectada en el PDI, aquella es calculada como la sumatoria de la energía abastecida y la energía acreditada. La energía acreditada es la energía que el proyecto “hubiera generado e inyectado en el [PDI] (. . .) de no haber sido impedido por causas ajenas al Vendedor”³⁷.

Conforme será desarrollado en detalle en § 6, a de este artículo, el pliego de la Ronda 2 busca reducir, al menos en parte, este riesgo, con especial atención a la proyectada ampliación del sistema de transporte eléctrico. Básicamente, CAMMESA abonará la energía abastecida más la energía complementaria que pudiere corresponder hasta cubrir la energía comprometida mínima (P99) a aquellos proyectos que dependan del plan de ampliación del sistema de transporte para inyectar la totalidad de la energía comprometida bajo el PPA si, transcurridos treinta meses de adjudicadas las ofertas, el corredor al que se conectará el proyecto no se encontrare concluido y habilitado comercialmente por razones distintas a un evento de caso fortuito o fuerza mayor, y el proyecto de generación ya contare con la habilitación comercial. Este pago se efectuará a un valor igual al precio adjudicado y únicamente en aquellas horas en que se haya verificado una limitación en su despacho asociada a la ampliación inconclusa.

2. *Tarifa fija.* Es importante que el PPA financiable –ya sea vía *take-or-pay* o *take-and-pay*– establezca un precio fijo por kW/h o MW/h generado, suficiente para cubrir adecuadamente el costo de operar la instalación, pagar la deuda y proveer una rentabilidad razonable. Asimismo, resulta conveniente que dicho precio sea denominado en la misma moneda del préstamo, a fin de evitar riesgos de cambio.

El PPA RenovAr contempla un precio fijo en dólares estadounidenses (el ofrecido en la oferta por el vendedor), ajustado sobre una doble base anual:

- i) un factor de ajuste, que refleja un pronóstico de alrededor de 1,7 % de inflación anual en U\$S, y
- ii) un factor de incentivo, establecido a fin de incentivar el esfuerzo para alcanzar y/o adelantar la fecha de habilitación comercial.

3. *Régimen cambiario.* A fin de evitar someter al generador de energía (y tomador de la deuda) a riesgos cambiarios, el PPA financiable debe determinarse en la divisa de la deuda del productor. Además no deberán existir limitaciones cambiarias o aprobaciones regulatorias previas para la transferencia de divisas a cuentas en el exterior, para repagar al prestamista que financie el proyecto.

Conforme fuera expuesto *supra*, el precio del PPA RenovAr ha sido fijado en dólares estadounidenses. Sin perjuicio de ello, a los fines de su pago al

³⁷ Cláusula 1.1 del PPA RenovAr.

generador, el precio se convierte a pesos argentinos (ARS), al tipo de cambio aplicable a la fecha en la que se realice el pago.

El contrato FODER, por su parte, establece un mecanismo de protección contra cualquier evento de inconvertibilidad³⁸ de ARS a U\$S que, sin embargo, es insuficiente³⁹. En efecto, el mecanismo no cubre al vendedor de un escenario en el cual, debido a restricciones cambiarias para obtener moneda extranjera en el mercado argentino, y/o restricciones para pagar al extranjero, el Banco Central establezca –como ha ocurrido en el pasado– tipos de cambio diferenciales (por ejemplo: una tasa de cambio baja para operaciones comerciales y una tasa de cambio alta para operaciones financieras), y el vendedor reciba por sus ventas de energía a CAMMESA pagos basados en un precio en U\$S que es convertido a ARS a un tipo de cambio menor a aquel que se aplica para la compra de divisas a fin de pagar deuda.

Asimismo, debe considerarse que la historia reciente ha colocado al mercado argentino frente a situaciones en que el acceso a divisas extranjeras por vía de transferencias bancarias resultaba de hecho imposible (por ejemplo, durante la reciente experiencia del denominado “cepo cambiario” que rigió hasta fines de 2015), pero no mediante operaciones financieras alternativas paralelas y legales, que resultaban más onerosas (como por ejemplo, el llamado dólar “contado con liquidación”⁴⁰). Esta clase de situación podría no encuadrar como un evento de inconvertibilidad del proyecto, ya que, técnicamente, no resultaría imposible convertir ARS a U\$S.

4. *Cambio en la normativa o cambio en impuestos.* Un PPA financiable debería disponer expresamente qué parte del contrato asume el riesgo de un eventual cambio en la normativa o régimen de impuestos aplicable luego de la fecha de entrada en vigencia del acuerdo, que de ser absorbida por el vendedor disminuiría la rentabilidad de la transacción (por ejemplo: incremento de los impuestos para generadores de energía reduciendo sus ingresos). Para

³⁸ El “evento de inconvertibilidad” es definido como cualquier evento, o serie de eventos, que priven al beneficiario de la adquisición de U\$S, o de convertir ARS a U\$S, en la Argentina, por una suma equivalente a *i*) un monto al menos igual a los facturados por el beneficiario conforme al el PPA, durante los seis meses siguientes al acaecimiento del evento, o *ii*) el monto necesario para realizar pagos por intereses exigidos por los documentos de financiación del proyecto, teniendo en cuenta que *no existen otros documentos o procedimientos para la adquisición de U\$S en el mercado*, y teniendo en cuenta que la deuda soberana de la Argentina no está calificada como “investment grade” (grado de inversión). El eventual desdoblamiento del mercado cambiario local y un eventual regreso a un cepo cambiario no se encuentran incluidos en este evento.

³⁹ La ocurrencia de un evento de inconvertibilidad luego de la habilitación comercial del proyecto constituye una causal de venta del proyecto al comprador (Estado Nacional). Véase § 5, b, 2, i.

⁴⁰ El “contado con liquidación” es una operación por la cual una persona o empresa puede convertir ARS a U\$S fuera de la Argentina, mediante la compraventa en el país de acciones o títulos de deuda denominados en dólares, como por ejemplo, los bonos emitidos por el Estado Nacional, y su subsiguiente venta en el exterior por dólares.

que el PPA resulte efectivamente financiable, la mayoría de los financistas exigen que el comprador asuma dicho riesgo.

Según el PPA RenovAr, el cambio en la legislación no es considerado una causal de rescisión por el comprador, ni un evento que autoriza al comprador a obtener un aumento en el precio. Sin embargo, tanto la cláusula 16.1 del PPA RenovAr como la normativa argentina en general (y, en particular, la teoría de la imprevisión), otorgan al vendedor el derecho a solicitar una modificación del PPA RenovAr si el cambio en la normativa ha alterado de manera sustancial las premisas comerciales del PPA RenovAr y se verifican las demás condiciones legales establecidas en el Código Civil y Comercial. Si bien el comprador no se encontrará obligado a aceptar dicha solicitud de modificación, la cuestión podría ser sometida a arbitraje.

Respecto de los incrementos impositivos, la cláusula 11.3 del PPA RenovAr dispone que el precio anual será ajustado inmediatamente luego del reconocimiento por parte de la Secretaría de Energía Eléctrica (SEE) de cualquier incremento fiscal trasladable. Los incrementos fiscales no trasladables, en cambio, serán absorbidos por el generador/vendedor.

No hay en el PPA RenovAr directivas a las que la SEE deba ajustarse para aceptar o rechazar un pedido de ajuste del vendedor por aumentos de impuestos, ni tampoco dispone el PPA RenovAr un plazo dentro del cual dicha autoridad deba expedirse. En última instancia, el vendedor deberá someter a arbitraje esta controversia, sin perjuicio de que, mientras dure el arbitraje, seguirá siendo afectado por el incremento impositivo.

El PPA también omite cubrir al generador (contrariamente a lo inicialmente contemplado por el pliego de bases y condiciones provisorio)⁴¹ de cualquier cambio normativo que redunde en un incremento en los costos de operación o despacho.

5. *Fuerza mayor.* El PPA financiable debería dispensar al productor de energía del cumplimiento de sus obligaciones ante un evento de fuerza mayor que lo impidiese. La distribución de los costos y riesgos asociados a un evento de fuerza mayor debería, a su vez, estar asociada a la disponibilidad de un seguro e incluso, en algunos casos, al grado de riesgo político en el país/región.

El PPA RenovAr contiene una referencia expresa al artículo 1730 del Código Civil y Comercial en cuanto a la definición de fuerza mayor: “el hecho que no ha podido ser previsto o que, habiendo sido previsto, no ha podido ser evitado” (“evento de fuerza mayor”). Sin embargo, el PPA RenovAr excluye expresamente de la definición de evento de fuerza mayor las siguientes situaciones⁴²:

i) cualquier evento que afecte la disponibilidad o calidad de la fuente renovable de energía a ser utilizada por la central para la generación de

⁴¹ Publicado como Anexo a la resolución MinEM 71/2016.

⁴² Cláusula 15 del PPA RenovAr.

energía, incluyendo la instalación de cualquier central de generación u otro tipo de infraestructura en terreno cercano u adyacente;

ii) cualquier condición climática que afecte la central de generación o el sitio en el cual la planta de generación será construida, excepto por terremotos, huracanes, tornados, incendios forestales o inundaciones;

iii) la estabilidad, congestión o capacidad demandada por el SADI; y

iv) en el caso de huelga o evento similar que afecte al vendedor y sus contratistas, pero no a los generadores en la Argentina en general o a sus contratistas.

Estas exclusiones limitan, en los hechos, el alcance de potenciales eventos de fuerza mayor que podría invocar el generador/vendedor.

El evento de fuerza mayor (con las exclusiones citadas cuyo riesgo es asignado al generador) ha sido instituido como un eximente de responsabilidad de las partes por el incumplimiento de sus obligaciones emergentes del PPA RenovAr, siempre que exista un nexo causal entre el evento de fuerza mayor y el incumplimiento.

De tal modo, si el vendedor se ve afectado por un evento de fuerza mayor, sus obligaciones se suspenderán, no existiendo responsabilidad alguna frente al comprador por el incumplimiento ocurrido como consecuencia de dicho evento.

Si el vendedor se encontrare imposibilitado de abastecer al comprador de la energía contratada⁴³ debido a un evento de fuerza mayor, el periodo de abastecimiento⁴⁴ se extenderá por un plazo equivalente al número de días por el que se extienda el evento de fuerza mayor. El precio anual⁴⁵ aplicable a la energía abastecida durante tal extensión será el aplicable al vigésimo año de producción.

Si el evento de fuerza mayor durase más de 180 días, el comprador podrá rescindir el PPA RenovAr.

6. *Solución de controversias.* Un PPA financiable debería establecer el arbitraje como método de solución de controversias, por ser éste un mecanismo de resolución de disputas independiente a las partes y del poder judicial de sus respectivas jurisdicciones. Idealmente la sede del arbitraje debería ser neutral, y las partes deberían someterse a normas comúnmente aceptadas por la comunidad internacional (por ejemplo, UNCITRAL, LCIA o ICC)⁴⁶.

⁴³ El término “energía contratada” es definido como “toda la energía eléctrica generada por la potencia contratada durante veinte (20) años de producción consecutivos a partir de la fecha de habilitación comercial”. “Potencia contratada”, por su parte, se define como la cantidad de megavatios de la central de generación adjudicados al vendedor en el marco del Programa RenovAr.

⁴⁴ Veinte años de producción consecutivos (esto es, 240 meses o 7.300 días) desde la fecha de habilitación comercial (Cláusula 6.1 del PPA RenovAr).

⁴⁵ El “precio anual” es el precio ofrecido para cada año de producción.

⁴⁶ United Nations Commission on International Trade Law (Comisión de las Naciones Unidas para el Derecho Mercantil Internacional), London Court of International Arbitration

Cualquier controversia relacionada al PPA RenovAr será sometida a arbitraje *de iure* conforme las Reglas de Arbitraje UNCITRAL. La sede del arbitraje será determinada por el tribunal arbitral considerando la nacionalidad del vendedor (es decir, la nacionalidad del *sponsor* o quien actúe como socio estratégico financiero, en caso de diferir)⁴⁷ y del comprador (la Argentina, en el caso de CAMMESA).

Asimismo, conforme lo establecido en el Contrato FODER, las controversias entre el beneficiario y el fiduciario, o el beneficiario y el fiduciante, deberán ser sometidas a arbitraje bajo las normas de UNCITRAL, en caso de que no puedan ser resueltas amistosamente por las partes, por medio de negociaciones.

Sin perjuicio de considerar que la intención del gobierno argentino al establecer el arbitraje como mecanismo de solución de controversias constituye un paso en la dirección correcta, las falencias exhibidas por la cláusula arbitral acarrearán problemas que podrían llegar a neutralizar las ventajas de dicho mecanismo.

Las cláusulas arbitrales⁴⁸ presentan principalmente cuatro problemas:

I. *Elección de los árbitros.* Las cláusulas 26.2 (d) y (e) del PPA RenovAr y la 16.3 (d) y (e) del Contrato FODER omiten especificar la autoridad que elegirá al árbitro único o al tercer árbitro (en el caso en el que las partes que designaron a los dos árbitros no hayan llegado a un acuerdo para elegir al tercer árbitro), y refieren a la Regla 6 de UNCITRAL a fin de resolver el problema.

La Regla 6 de UNCITRAL dispone que, excepto que las partes hubieren acordado la autoridad encargada de la designación, cualquiera de ellas podrá, en cualquier momento, proponer el nombre de una o más instituciones o personas, incluyendo el Secretario General de la Corte Permanente de Arbitraje de La Haya (CPA), para que actúe como autoridad de designación. Y si las partes no llegaren a un acuerdo respecto de la autoridad de designación dentro de un determinado plazo, cualquiera de ellas podrá solicitar al Secretario General de la CPA que establezca cuál será la autoridad de designación. Este mecanismo, como puede observarse, se derivará previsiblemente en un significativo retraso en la constitución del tribunal arbitral.

II. *Sede del arbitraje.* La cláusula 26.2 (f) del PPA RenovAr y la 16.3 (f) del Contrato FODER omiten determinar una sede específica para el arbitraje,

(Corte de Arbitraje Internacional de Londres), e International Chamber of Commerce (Cámara de Comercio Internacional), respectivamente.

⁴⁷ El "socio estratégico financiero" es el accionista (o controlante del accionista) de la sociedad vehículo a cargo del proyecto que ha acreditado un patrimonio neto mínimo de U\$S 250.000 por cada MW de potencia contratada, mediante la presentación de sus últimos estados contables del ejercicio cerrado con anterioridad a la fecha de la licitación. El socio estratégico financiero debe mantener el control –ya sea directo o indirecto– del 25 % del vehículo, hasta la fecha de habilitación comercial.

⁴⁸ Cláusula 26 del PPA RenovAr y Cláusula 16 del Contrato FODER.

estableciendo en cambio que deberá ser establecida por el tribunal arbitral, teniendo en cuenta la nacionalidad de las partes.

La ausencia de una sede predeterminada acarrea serios problemas, en tanto el vendedor no podrá acceder a ninguna jurisdicción judicial para solicitar asistencia (por ejemplo: para pedir medidas preliminares) con anterioridad a la constitución del tribunal arbitral. Además, la regla establecida para elegir la sede (es decir, su determinación por parte del tribunal arbitral teniendo en cuenta la nacionalidad de las partes, o de sus controlantes) puede derivar en retrasos significativos al iniciarse el arbitraje, como resultado de las diferencias en las calificaciones del término “nacionalidad” en relación con la entidad controlante (pudiendo surgir, por ejemplo, de la diferencia entre relaciones de control directo o indirecto, del lugar de constitución o de control efectivo, etc.). En efecto, estas son conocidas cuestiones que generan debate en arbitraje internacional, y por ello, fuente de previsibles demoras.

III. *Punto de conexión internacional.* Dado que el PPA RenovAr es suscripto entre CAMMESA y la sociedad de propósito específico, que es una sociedad constituida en la Argentina, resulta discutible si los casos que involucran proyectos en que el socio estratégico financiero sea una sociedad extranjera poseen un punto de conexión internacional suficiente para fijar la sede arbitral fuera del país en los términos de los artículos 1° del Código Procesal Civil y Comercial de la Nación y 2605 del Código Civil y Comercial de la Nación.

Si bien ninguna de las disposiciones legales citadas define cuándo una disputa califica como “internacional”, *una interpretación por la negativa restringiría la posibilidad de fijar arbitraje fuera del país, en los términos que establece el PPA RenovAr. Aún peor, esta cuestión podría dar lugar a objeciones en caso de intentarse ejecutar contra CAMMESA en la Argentina un laudo arbitral adverso a ésta, por medio del argumento de que el laudo arbitral sería violatorio del orden público nacional, por considerarse que en ausencia de elementos internacionales la jurisdicción nacional es improrrogable a favor de jueces o árbitros extranjeros.*

IV. *Materia arbitrable.* La Cláusula 26.3 del PPA RenovAr excluye del arbitraje a todos aquellos conflictos que se susciten por la aplicación de los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios del Mercado Eléctrico Mayorista (“Los Procedimientos”). La Cláusula 12.5 del mismo contrato, por su parte, resultaba vaga respecto de si la obligación de pago de CAMMESA debía o no resolverse por Los Procedimientos⁴⁹.

⁴⁹ Cláusula 12.5 del PPA RenovAr: “En el último día del Plazo de Pago (la ‘Fecha de Vencimiento de la Liquidación de Ventas’), el Comprador depositará en la Cuenta del Vendedor la cantidad de Pesos necesaria para (a) adquirir los Montos en Dólares aplicando el Tipo de Cambio correspondiente al Día Hábil anterior a la Fecha de Vencimiento de la Liquidación de Ventas y (b) pagar por los Costos Fijos MEM. El monto a ser depositado en la Cuenta del Vendedor será (i) incrementado por los montos establecidos en las notas de crédito y (ii)

Analizadas ambas cláusulas en conjunto desde una posición formalista, podía arribarse a la conclusión de que la obligación de pago de CAMMESA debía resolverse por Los Procedimientos, no pudiendo, en consecuencia, ser sometida a arbitraje. Ello resultaba grave, pues hubiese significado la imposibilidad de someter al comprador a arbitraje por incumplimiento de su obligación principal –i. e., el pago por la energía abastecida por el generador–.

En respuesta a comentarios recibidos al respecto de varios interesados, la Subsecretaría de Energías Renovables emitió la Nota N° 00902400/2017, a los efectos de dejar en claro que los conflictos que el vendedor pudiera tener en relación al PPA RenovAr serían resueltos exclusivamente mediante el arbitraje.

La nota aclara, en cuanto a la Cláusula 12.5, que Los Procedimientos solamente se aplicarán con relación al plazo de pago y a los intereses moratorios, conforme lo previsto en la Cláusula 24.1 del PPA⁵⁰. Ello significa que todos los demás aspectos relativos al pago de la energía abastecida, incluida su exigibilidad, constituye materia arbitrable.

Con relación a la Cláusula 26.3 sobre materia arbitrable, la citada Nota aclara que las únicas controversias que se resolverán conforme a Los Procedimientos serán aquellas que el vendedor tenga en su calidad de Agente MEM en su relación con el sistema eléctrico, dejando precisado que todas las disputas que se presenten entre el vendedor y CAMMESA con fundamento en el PPA serán resueltas por arbitraje.

En una tercera aclaración, la nota establece, respecto de la Cláusula 12.2 –que dispone cómo deberán observarse los Documentos de Transacciones Económicas (DTE), que son el mecanismo de facturación de CAMMESA establecido para el PPA RenovAr–, que si CAMMESA no acepta una observación presentada por el generador, la controversia que subsista será resuelta conforme las cláusulas 26.1 y 26.2, es decir, arbitraje.

De esta manera, por vía interpretativa se brindan soluciones favorables al arbitraje en relación con el alcance de la materia arbitrable, no obstante que hubiera sido preferible que la cláusula arbitral del PPA RenovAr hubiera sido por sí misma suficientemente clara sin requerir de ulteriores aclaraciones.

reducido por los montos establecidos en las notas de débito, en cada caso, emitidas por el Comprador de acuerdo con la Cláusula 12.3 (DTE Definitivo. Notas por Observaciones al DTE Provisorio) y la Cláusula 12.4 (Notas por Variaciones en el Tipo de Cambio). En caso de que el Comprador incumpla en su obligación de cancelar cualquier Pago por Energía en los términos establecidos en la Cláusula 12 (Transacciones Económicas), *se procederá conforme lo previsto en Los Procedimientos* complementado por el Artículo 6.1 del Acuerdo de Adhesión al FODER” (el destacado nos pertenece).

⁵⁰ Dicha cláusula remite, a los efectos del cálculo de intereses moratorios por montos debidos por cualquiera de las partes del PPA RenovAr a la otra en virtud del contrato, al Capítulo 5 de Los Procedimientos.

7. *Rescisión y pagos por rescisión.* El PPA financiable debería establecer con claridad las causales por las cuales cualquiera de las partes puede rescindirlo. En particular, como la rescisión por parte del comprador (CAMMESA) excluiría al proyecto del mercado de manera definitiva, debería circunscribirse a una lista limitada de eventos.

Asimismo, debería establecerse que, en caso de terminar el contrato, frente a la transferencia del proyecto al comprador, éste debería abonar al generador, por lo menos, un monto equivalente a la suma total de la deuda remanente de este último y, en el caso de incumplir dicho pago, otorgar derecho al vendedor sobre una porción neta de los ingresos futuros del comprador. Como veremos, ello no ocurre en el contexto del PPA RenovAr.

Las causales de rescisión que pueden conducir a la finalización del PPA RenovAr se encuentran bien definidas. Dicho contrato prevé un periodo de subsanación en dos etapas (extensible a tres etapas en caso de existir acreedores garantizados⁵¹, por contar estos con derecho a subsanar el incumplimiento del vendedor –*step-in rights*–, conforme lo explicado en el apartado siguiente), y un procedimiento detallado que se seguirá en caso de rescisión, que en la práctica torna tediosa dicha rescisión.

Si, en cambio, el generador/vendedor rescinde el PPA RenovAr debido a un incumplimiento por parte del comprador, el vendedor tendrá derecho a vender la central de generación al Estado Nacional al precio establecido en el Contrato FODER, que esencialmente cubre el costo de la inversión, pero no el lucro cesante.

Esto último constituye una debilidad cuando se lo compara con un PPA Financiable, pues no asegura que en caso de que el generador deba recurrir a la rescisión del PPA por causas atribuibles a CAMMESA o cambios de condiciones impuestas por el gobierno, aquel puede recuperar, por vía del precio de venta, la suma necesaria para repagar la financiación obtenida⁵².

8. *Cesión.* El PPA financiable debería permitir la cesión del acuerdo a, por lo menos, los prestamistas del generador (incluyendo el derecho a cobrar el precio de venta de energía y otras compensaciones adeudadas al vendedor), quienes deberían tener, además, derecho a recibir cualquier notificación de incumplimiento, y a subsanarlo. A su vez, en muchas ocasiones, los prestamistas y el comprador suelen acordar *step-in rights* en favor de los primeros.

Estos *step-in rights* –a veces llamados “derechos de intervención”– consisten en derechos contractuales acordados en favor de los prestamistas, a fin de asegurar a estos el derecho a intervenir en una relación contractual relacionada al proyecto (p. ej., un contrato de venta de energía o un contrato

⁵¹ El PPA RenovAr llama “acreedores garantizados” a los acreedores o entidades financieras que hubiesen financiado u organizado la financiación de la central de generación (Cláusula 19.1 del PPA). Los acreedores garantizados deberán designar una entidad legal como representante, la cual deberá constituir domicilio legal en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (Cláusula 29.1).

⁵² Ver § 5, b, 2 y § 5, 2, c, relativos a la opción de vender el proyecto a CAMMESA.

EPC) o tomar control del vehículo, o del proyecto mismo, u obtener derechos de control en los mecanismos de toma de decisiones de aquella. Estos derechos suelen encontrarse condicionados a eventos de incumplimiento de la sociedad vehículo respecto de sus obligaciones financieras.

Los llamados *step-in rights* son otorgados en vistas de garantizar a los prestamistas el derecho a remediar un incumplimiento, terminar la construcción del proyecto, y asegurar el flujo de caja previsto para el recupero del préstamo otorgado.

El PPA RenovAr permite su cesión a los acreedores garantizados, sin necesidad de obtener el consentimiento previo de CAMMESA. También prevé *step-in rights* en favor de ellos, conforme fue mencionado anteriormente.

Además, se prevén una serie de actos para los cuales el vendedor deberá requerir el consentimiento del representante de los acreedores garantizados, *inter alia*:

i) el consentimiento del vendedor a la cesión por el comprador (CAMMESA) de sus derechos y obligaciones emergentes del PPA RenovAr en la medida en que tal consentimiento del vendedor sea requerido;

ii) el consentimiento del vendedor a la rescisión de común acuerdo del PPA RenovAr;

iii) el consentimiento del vendedor a cualquier modificación o adenda al PPA RenovAr;

iv) la renuncia del vendedor a cualquiera de sus derechos, y

v) la entrega de cualquier notificación de causal de rescisión, notificación de rescisión, solicitud de cambio de socio estratégico financiero o solicitud de revisión de las condiciones contractuales del PPA RenovAr.

Si el comprador (CAMMESA) hubiera entregado al vendedor (el generador) una notificación de causal de rescisión y el vendedor no hubiera subsanado el incumplimiento en el plazo dispuesto (60 o 30 días, dependiendo del caso), los acreedores garantizados podrán subsanar tal incumplimiento en un plazo de 180 días contados a partir del plazo de subsanación del vendedor.

9. *Garantías de respaldo del comprador.* Dependiendo de la magnitud del proyecto, de la solvencia del comprador, y del nivel de desarrollo del sector eléctrico, en determinados países, el generador y los prestamistas procuran obtener la disponibilidad de un instrumento líquido, como puede ser la emisión de deuda soberana para respaldar las obligaciones de pago del comprador.

En este sentido, a fin de cubrir potenciales incumplimientos del comprador, el gobierno argentino ofrece a los vendedores celebrar el Contrato FODER, que crea un fondo fiduciario compuesto por i) cargos pagaderos por los grandes consumidores; ii) aportes del Estado Nacional; iii) Letras del Tesoro, y iv) una garantía emitida por el Banco Mundial, sujeta a un límite de la cobertura tanto en cuanto a su monto como respecto a su alcance (ver § 4, b). Volveremos sobre estos temas más adelante.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

10. *Riesgo de transmisión o interconexión.* El PPA financiable debería indicar cuál de las partes asume el riesgo de interconectar la instalación con la red, y transportar energía a la subestación más cercana. Cuanto más importante sea el riesgo (debido al terreno, distancia, áreas pobladas, etc.), mayor será la insistencia de los prestamistas en que sea el comprador quien asuma todo el riesgo o una porción significativa de él. Ello se debe a que, en aquellos casos en que el vendedor/generador asume el riesgo de congestión, en caso de producirse dicho evento, se reduciría proporcionalmente la cantidad de energía entregada y el flujo de caja, pudiendo eventualmente afectar el repago de la deuda.

En el PPA RenovAr, el riesgo de transporte hasta el PDI se encuentra a cargo del vendedor. Sin embargo, como explicamos, la energía que no sea despachada debido a una congestión en el PDI se considerará entregada a la hora de determinar el cumplimiento con la obligación de entrega, y evitar la aplicación de penalidades contractuales por diferencias en la entrega de energía.

De acuerdo con lo anticipado en § 5, a, 1, II, y conforme será expuesto en detalle en § 6, a, el pliego de la Ronda 2 contiene ciertas estipulaciones nuevas tendientes a reducir el riesgo de transmisión para aquellos proyectos cuya interconexión dependa de la ampliación del sistema de transporte.

b) *EL CONTRATO FODER Y LAS GARANTÍAS EN RELACIÓN CON EL PPA RENOVAR.* — Como adelantamos en § 5, a, 9, a fin de cubrir potenciales incumplimientos del comprador, el gobierno argentino ofrece a los vendedores celebrar el Contrato FODER, que crea un fondo fiduciario compuesto por *i*) cargos pagaderos por los grandes consumidores; *ii*) aportes del Estado Nacional; *iii*) Letras del Tesoro, y *iv*) una garantía emitida por el Banco Mundial, sujeta a un límite de la cobertura tanto en cuanto a su monto como respecto a su alcance.

A fin de contar con dichas garantías, los ingresos del FODER incluirán, *inter alia*:

1) los recursos del Tesoro Nacional, asignados por el Estado Nacional a través del MinEM (ARS 12.000.000.000 –aproximadamente U\$S 800.000.000 en aquel entonces– fueron asignados al FODER para el 2016); y

2) cargos específicos establecidos sobre ciertos sectores de la demanda de energía⁵³, los cuales serán exclusivamente aplicados para financiar la denominada “cuenta de garantía” para asegurar las obligaciones de pago de CAMMESA en el marco del PPA RenovAr. Los cargos deberán constituir

⁵³ Los grandes usuarios que adquieren energía de fuentes renovables a través de contratos de abastecimiento privados no estarán sujetas a este cargo. Otras fuentes incluyen: *i*) el recupero de capital e intereses por préstamos garantizados; *ii*) dividendos o ganancias recibidos por el propietario de las acciones en proyectos elegibles y ganancias por venta; *iii*) las ganancias provenientes de las operaciones del fideicomiso, ingresos e inversiones en los bienes fideicomitidos.

una cantidad tal que permita a la cuenta de garantía tener acreditado, en cualquier momento, un monto suficiente para garantizar las obligaciones de pago de CAMMESA para, por lo menos, 12 meses⁵⁴.

La cuenta de garantía, la más relevante a los efectos de los PPA RenovAr, fue creada exclusivamente para garantizar el pago de los contratos que suscriba CAMMESA con agentes generadores o comercializadores –entre ellos, los adjudicatarios del Programa RenovAr–.

1. *Garantía de las obligaciones de pago de CAMMESA emergentes del PPA RenovAr.* Como explicamos, uno de los fines del FODER consiste en asegurar que CAMMESA cumpla con sus obligaciones de pago establecidas en el PPA. Sin embargo, conforme se explica más abajo, esta garantía se encuentra limitada a los fondos disponibles en la cuenta de garantía.

A este respecto, si CAMMESA no realizara el pago en tiempo debido por la energía entregada bajo el PPA RenovAr, el beneficiario (el generador) podrá requerir el pago al fiduciario⁵⁵. En tal caso, el fiduciario debe primero confirmar con CAMMESA que esta carece de fondos suficientes para realizar el pago y, en caso de que así fuera, proceder a realizar el pago⁵⁶.

Si los fondos de la cuenta de garantía fueran insuficientes, el fiduciario deberá requerir al MinEM que adopte las medidas necesarias para reponer los fondos en la cuenta⁵⁷. Además, en caso de insuficiencia de fondos, el fiduciario debe priorizar las obligaciones de pago más antiguas que tenga CAMMESA y, en caso que hubiera obligaciones con la misma fecha de vencimiento, el fiduciario debe priorizar el pago a los beneficiarios (generadores) en el orden en que han sido clasificados al momento de su adjudicación, según su componente nacional declarado⁵⁸.

Sin perjuicio de lo dicho hasta aquí, si el beneficiario no recibiere un pago íntegro y en legal tiempo por parte de CAMMESA, tendrá derecho a entregar una notificación de incumplimiento de pago y accionar los distintos remedios disponibles en el PPA RenovAr (rescisión) o en el Contrato FODER (derecho a vender el proyecto), en ambos casos sujeto a arbitraje en caso de que la notificación fuere cuestionada por CAMMESA.

⁵⁴ Nótese que en el marco de la Ronda 2 del Programa RenovAr, y tan sólo para los PPA RenovAr que se celebren en adelante, mediante resolución 275/2017, el MinEM (en ejercicio de las facultades que le fueron conferidas por el artículo 7º, inciso 4, apartado b, numeral vii, del Anexo II del decreto 531/2016) ha reducido la obligación de fondeo de la cuenta de garantía a un monto suficiente para garantizar las obligaciones de pago mensuales de CAMMESA por 180 días –es decir, a la mitad–. Dicha reducción responde al historial de pagos de CAMMESA, que en los últimos 17 años no ha exhibido ningún retraso de pagos mayor a 72 días, y a que desde mayo de 2017 no existe retraso en los pagos.

⁵⁵ Cláusula 6.1 del Acuerdo FODER.

⁵⁶ Cláusula 6.1 (b) y (c) del Acuerdo FODER.

⁵⁷ Cláusula 6.2 del Acuerdo FODER. El acuerdo menciona la redeterminación del valor de los cargos específicos, la contribución de fondos, reasignaciones presupuestarias, la solicitud de incorporación de posiciones presupuestarias o el incremento de las posiciones existentes.

⁵⁸ Cláusula 6.4 del Acuerdo FODER.

2. *Venta del proyecto al Estado Nacional (fondos disponibles y Letras del Tesoro)*. En caso de concurrir determinadas circunstancias, condiciones y procedimientos, el beneficiario (el generador) tendrá el derecho a vender el proyecto al Estado Nacional o, dependiendo del caso, el Estado Nacional tiene el derecho a adquirir el proyecto del beneficiario.

El pago del precio de venta del proyecto o de su precio de compra (definido más abajo) debe ser hecho por el FODER y, en caso de que el beneficiario lo hubiere requerido y adherido a esta garantía, se encontrará indirectamente garantizado por el Banco Mundial.

1. *Derecho del beneficiario a vender el proyecto*. El beneficiario tendrá el derecho a vender el proyecto al Estado Nacional en los siguientes casos:

1) falta de pago de cuatro cuotas consecutivas o seis cuotas no consecutivas en un periodo de 12 meses⁵⁹;

2) la ocurrencia de un evento de inconvertibilidad luego del inicio del COD;

3) terminación anticipada del Fideicomiso por causas atribuibles al Estado Nacional, o modificación del PPA RenovAr, si la garantía provista por el Contrato FODER fuera eliminada sin el consentimiento previo del beneficiario y ninguna garantía alternativa fuere ofrecida en su lugar;

4) el incumplimiento por parte de CAMMESA de cualquier laudo arbitral o decisión emitida en el contexto de una controversia surgida bajo el procedimiento establecido en el PPA RenovAr.

Cada uno de los casos que acaban de ser enumerados se denominan "supuestos de venta"⁶⁰.

En caso de que ocurra alguno de los supuestos de venta, el beneficiario deberá elegir entre *i*) rescindir el PPA, o *ii*) ejercer el derecho de venta del proyecto. Estas alternativas son excluyentes, de manera tal que el ejercicio de una de ellas será considerado como renuncia al derecho de ejercer la otra.

El PPA RenovAr exige que el vendedor renuncie a cualquier derecho a reclamar lucro cesante en caso de que CAMMESA incumpla con sus obligaciones emergentes de dicho contrato de abastecimiento. Por ello, y como el incumplimiento del pago del precio de la energía entregada, durante ciertos plazos, constituye una de las causales de rescisión del PPA, la única manera en virtud de la cual el generador puede recuperar una porción significativa de su inversión, sumado a las ventas impagas, es, como se explica seguidamente, mediante el ejercicio de la opción de venta⁶¹.

⁵⁹ Cláusula 7.1 del Acuerdo FODER.

⁶⁰ Los borradores de los documentos publicados por el gobierno argentino durante el período de consulta también incluían como eventos: *i*) la expropiación, nacionalización, confiscación o medidas similares de una parte sustancial de los activos del beneficiario, la adquisición del proyecto por cualquier autoridad gubernamental o cualquier acción u omisión por parte de la autoridad gubernamental que impidiese al beneficiario cumplir con sus obligaciones emergentes del PPA; *ii*) un cambio en la normativa vigente que incrementare en un 30 % o 50 % el valor del proyecto, o afectare de forma negativa la prioridad de despacho.

⁶¹ Cláusula 7.6 del Acuerdo FODER.

II. *Precio de venta.* El precio al cual el beneficiario tendrá derecho a vender el proyecto al Estado Nacional será el resultado (en U\$S) de la siguiente suma: *i*) el valor de libros del proyecto⁶² (reducido en un 5 % por año de producción entre el inicio de la actividad comercial del proyecto y el día de incumplimiento definido según el Contrato FODER, sobre la base de su amortización en veinte años), más *ii*) cualquier suma adeudada por CAMMESA por energía entregada conforme al PPA (el “Precio de Venta del Proyecto”).

III. *Procedimiento de venta.* En cuanto al procedimiento que culmina en la venta del proyecto, es complejo, con múltiples formalidades y etapas (y posibles subetapas)⁶³. A modo ilustrativo, debemos señalar que puede involucrar hasta ocho pasos, incluyendo notificaciones y cuestionamientos que pueden ocasionar hasta tres arbitrajes en las diferentes etapas.

La obligación del fiduciario de pagar al beneficiario el precio de venta del proyecto se encuentra garantizada por el Estado Nacional, que se obligó a afectar los fondos necesarios a tal efecto.

En tal sentido, el Tesoro Nacional deberá emitir Letras del Tesoro en favor del fiduciario, por un monto que se determinará teniendo en cuenta el valor de referencia establecido para cada tecnología⁶⁴ y la capacidad comprometida en cada uno de los proyectos adjudicados (las “Letras del Tesoro en garantía”).

Las Letras del Tesoro en garantía sólo garantizan la obligación del fiduciario de pagar el precio de venta del proyecto y no el precio de compra cuando el Estado Nacional ejerce su derecho de comprar el proyecto, como será explicado más adelante⁶⁵.

Mediante la resolución 147/2017⁶⁶, el Ministerio de Hacienda ordenó la emisión de las Letras del Tesoro en favor del fiduciario FODER por un monto total de U\$S 4.498.549.000, a fin de garantizar todos los proyectos adjudicados durante las Rondas 1 y 1.5⁶⁷.

⁶² El monto de la inversión es definido como la cantidad de U\$S equivalentes al menor de: *i*) el valor de las inversiones efectivamente realizadas por el beneficiario en el proyecto y *ii*) la cantidad resultante de multiplicar el valor de la inversión de referencia de la tecnología (una cifra en U\$S por MW instalado) por la potencia comprometida bajo el PPA. Los valores de referencia establecidos para los proyectos adjudicados en el marco de las Rondas 1 y 1.5 son los siguientes: *i*) Eólica: U\$S 1.600.000; *ii*) Solar fotovoltaica: U\$S 1.300.000; *iii*) Biomasa (combustión y gasificación): U\$S 2.500.000; *iv*) Biogás: U\$S 5.000.000, y *v*) PAH: U\$S 3.000.000. La resolución MinEM 275/2017 ha reducido los valores de referencia para los proyectos eólicos y solares que resulten adjudicados en la Ronda 2, estableciendo los siguientes valores: *i*) Eólica: U\$S 1.400.000/MW; *ii*) Solar fotovoltaica: U\$S 850.000/MW.

⁶³ Cláusula 7.4 del Acuerdo FODER.

⁶⁴ Ver supra, nota 61.

⁶⁵ Cláusula 10.2 (j) del Acuerdo FODER.

⁶⁶ B.O. 22/8/2017.

⁶⁷ Para la estimación del valor de cada proyecto, el Ministerio de Hacienda ha considerado el valor de referencia por tecnología (ver supra, nota 62). Sin embargo, resulta razonable presumir que dicho monto se ajustará a medida que se presenten informes técnico-contables que determinen valores de libro (*Ibid*) inferiores a los valores de referencia, una vez alcanzada

IV. *Proceso para el pago del precio de venta del proyecto por el fiduciario.* El precio de venta del proyecto deberá ser abonado por el fiduciario en los plazos establecidos en el Contrato FODER, con fondos provenientes de la cuenta especial abierta al efecto respecto de cada proyecto y, en caso de que no hubiera suficientes fondos disponibles en la cuenta especial, el fiduciario deberá requerir al MinEM que le transfiera los fondos necesarios. Si el MinEM incumple en transferir dichos fondos, las Letras del Tesoro en garantía serán consideradas debidas y pagaderas para cubrir el pago del precio de venta del proyecto al beneficiario.

Si el Ministerio de Hacienda incumple en el pago de las Letras del Tesoro en garantía, el beneficiario tendrá el derecho de subrogarse en los derechos del fiduciario y requerir que el MinEM realice las contribuciones necesarias a la cuenta especial o, según corresponda, que el Ministerio de Hacienda pague las Letras del Tesoro en garantía.

3. *Venta del proyecto al Estado Nacional (Garantía Banco Mundial).* Los términos y condiciones principales de esta garantía fueron establecidos en la Carta de Apoyo y en los términos y condiciones de la Garantía Banco Mundial, del 8 de agosto de 2016, publicados por CAMMESA el 9 de agosto de 2016 (la “Carta de Apoyo del BM”).

La Garantía Banco Mundial es una garantía indirecta y limitada que sólo cubre el pago del Precio de Venta del Proyecto⁶⁸ y que solo puede ser ejercida en caso de agotamiento de una larga serie de pasos⁶⁹. Por ello solo se aplica en caso que el Estado Nacional (a través del MinEM o el Ministerio de Hacienda, según corresponda), incumpla, como acabamos de describir, con su obligación de contribuir con los fondos destinados al pago del Precio de Venta del Proyecto o en pagar las Letras del Tesoro, según corresponda⁷⁰.

la habilitación comercial (ver Cláusula 5.2. del PPA RenovAr). De acuerdo con el cronograma de vencimientos publicado como Anexo II de la resolución 147/2017, las Letras del Tesoro en garantía serán canceladas de a un 5 % por cada año calendario, a prorrata de cada proyecto. La primera fecha de cancelación será el 31 de diciembre de 2019, y la última de ellas el 31 de diciembre de 2038, cubriendo así el plazo entero del PPA RenovAr (i. e., 20 años). Sin embargo, conforme lo aclara el decreto 471/2017, la cancelación del 5 % de las Letras del Tesoro en garantía para un proyecto en particular será suspendida si el vendedor enviara una notificación de causal de venta a CAMMESA, a fin de asegurar el pago del precio de venta vigente al momento de denunciado el evento. Las Letras del Tesoro en garantía cuya suspensión sea suspendida continuarán vigentes hasta tanto la disputa resultante sea decidida en contra del vendedor, o las partes lleguen a un acuerdo que no implique la venta del proyecto. En cualquiera de ambos casos, las Letras del Tesoro en garantía en cuestión serán inmediatamente canceladas.

⁶⁸ Véase la definición de “pago elegible” en THE WORLD BANK (2016) p. 4.

⁶⁹ Véase la sección “Reclamos bajo la Garantía IBDR” en THE WORLD BANK (2016) p. 4.

⁷⁰ El pasado 9 de agosto de 2017, el MinEM y el Ministerio de Hacienda suscribieron un acuerdo de indemnidad con el Banco Mundial, con el objeto de asegurar a este último: i) el reembolso total o parcial al Banco Mundial de cualquier suma abonada por este a cualquiera de los proyectos adjudicados como consecuencia del ejercicio de la Garantía Banco Mundial; y ii) el derecho del Banco Mundial a ser mantenido indemne respecto de cualquier acción, procedimiento, deuda, reclamo, pérdida, daño y cualquier otro gasto sufrido o incurrido por éste,

La Garantía Banco Mundial es optativa, y para beneficiarse con ella el generador debe pagar una serie de costos iniciales y de mantenimiento⁷¹, siendo de aplicación determinados descuentos según el componente nacional del proyecto⁷². Estos costos deberán ser pagados al Banco Mundial por el FODER, el cual a su vez recolectará dichas sumas de los beneficiarios⁷³.

En cualquier caso, la garantía del Banco Mundial adjudicada durante las Rondas 1 y 1.5 se encuentra limitada a la suma de U\$S 250.000.000 (“cantidad máxima garantizada del BM”)⁷⁴, de modo que el Banco Mundial no tendrá responsabilidad alguna de respaldar un pago elegible bajo la garantía si el resultado de la suma de todos los pagos realizados por el Banco Mundial bajo la garantía excede la cantidad máxima garantizada del BM⁷⁵. En el marco de la Ronda 2, si bien la garantía se ha limitado a la misma suma (i. e., U\$S 250.000.000), se la ha preasignado por categorías, a saber:

Eólica y solar: U\$S 210.000.000.
Biomasa: U\$S 20.000.000.
Biogás: U\$S 7.000.000.
Biogás de relleno sanitario: U\$S 3.000.000.
PAH: U\$S 10.000.000.

4. *Derecho del Estado Nacional de comprar el proyecto.* El Estado Nacional tendrá derecho a comprar el proyecto del beneficiario en las circunstancias detalladas en la cláusula 20.2 del PPA, que consisten fundamentalmente en incumplimientos del generador/vendedor. En términos generales, el ejercicio de este derecho por parte del Estado Nacional se encuentra sujeto a principios y procedimientos similares a aquellos aplicables al derecho del beneficiario a vender el proyecto.

El Estado Nacional tendrá derecho a adquirir el proyecto del beneficiario a un monto en U\$S equivalente a la suma de *i*) un 75 % del valor de libros del proyecto⁷⁶, reducido en un 5 % por año de producción entre el inicio de la

ya sea directa o indirectamente relacionado con el contrato en que fue acordada la Garantía Banco Mundial.

⁷¹ Estos costos incluyen: *i*) una comisión de garantía pagadera trimestralmente; *ii*) una comisión incremental por inmovilización de fondos pagadera trimestralmente, y *iii*) un pago inicial único.

⁷² Véase la sección “IBDR Cuotas de Garantía” en THE WORLD BANK (2016) p. 7.

⁷³ Cláusula 9.3 del Acuerdo FODER.

⁷⁴ Dependiendo del monto garantizable que haya sido requerido por los adjudicatarios, el total de la garantía podía incrementarse a U\$S 500.000.000 en 2017. Véase THE WORLD BANK (2016) p. 3.

⁷⁵ Véase THE WORLD BANK (2016) p. 3.

⁷⁶ Dado que el derecho del Estado Nacional de comprar el proyecto nace como consecuencia de un incumplimiento del vendedor, la aplicación del descuento del 25 % del valor del proyecto al establecerse el precio de compra opera como una penalidad para el generador incumplidor.

actividad comercial del proyecto y el día de incumplimiento definido según el Contrato FODER, sobre la base de su amortización a veinte años), más *ii*) cualquier suma adeudada por CAMMESA por la energía entregada bajo el PPA (el “precio de adquisición del proyecto”).

El pago por parte del fiduciario del precio de adquisición del proyecto no se encuentra garantizado ni por las Letras del Tesoro en garantía ni por la garantía del Banco Mundial⁷⁷.

§ 6. RENOVAR RONDA 2

La Ronda 2 del Programa RenovAR introdujo algunos cambios que, a nuestro entender, significaron avances positivos respecto a las anteriores rondas, y que consideramos oportuno destacar:

a) *CONGESTIÓN DEL SISTEMA DE TRANSMISIÓN*. — El nuevo pliego agrega, a los datos de PDI y de potencia máxima de PDI existentes, la información sobre PDI y potencia máxima de PDI del Sistema de Transporte Ampliado (STA), sobre la base del plan de expansión del sistema de transporte eléctrico que se estará implementando. El pliego asume que las nuevas instalaciones del STA estarán habilitadas comercialmente en un plazo de treinta meses, contado desde la fecha de adjudicación de ofertas de la Ronda 2 (29 de noviembre de 2017).

Para el caso de que la habilitación del STA se demore, se prevé que a las ofertas que se vean limitadas en su despacho por restricciones de transporte del corredor pertinente de transmisión por incumplimiento de la habilitación comercial del STA, se les asegurará la remuneración de la energía abastecida mediante una cláusula de *take-and-pay* (“T&P”), que será incluida en el nuevo PPA.

En tal sentido, el PPA prevé que, en el caso de proyectos eólicos y solares adjudicados en esta nueva ronda licitatoria que requieran del uso de capacidad de transporte del STA, ya sea a nivel de PDI como de limitaciones de transporte, se incorporará al PPA una cláusula que establezca que si a partir de los treinta meses contados desde la mencionada fecha de adjudicación de las ofertas, el corredor en cuestión del STA no se encontrare concluido y habilitado comercialmente por razones distintas a un evento de caso fortuito o fuerza mayor, y el proyecto de generación ya contare con la habilitación comercial, CAMMESA pagará al vendedor, hasta la fecha de habilitación comercial del STA, la energía abastecida más la energía complementaria que pudiese corresponder hasta cubrir la energía comprometida mínima (P99). Este pago se efectuará, a un valor igual al precio adjudicado y únicamente en aquellas horas en que se haya verificado una limitación en su despacho asociada al STA inconcluso.

⁷⁷ Cláusulas 9.1 y 10.2 del Acuerdo FODER.

b) *ARBITRAJE*. — Tanto el nuevo PPA como el nuevo Contrato FODER establecen pautas para fijar la nacionalidad de las partes de una disputa a los fines de la fijación de la sede del arbitraje. Así, se establece que el vendedor tendrá la nacionalidad de la persona, entidad o beneficiario final (según se define en la resolución IGJ 7/2015) que posea el control del vendedor a la fecha de la notificación de la controversia. Si ninguna persona o entidad o beneficiario final posee dicho control a tal fecha, será la nacionalidad de la persona o entidad o beneficiario final que posea la mayor participación accionaria en el vendedor a tal fecha.

Asimismo, se incorporaron al texto del PPA las aclaraciones emitidas mediante la Nota N° 00902400/2017 en cuanto a los tipos de disputas susceptibles de ser sometidos a arbitraje⁷⁸.

Estos cambios constituyen una mejora respecto de la cláusula arbitral aplicable a las dos primeras rondas licitatorias. Sin embargo no solucionan las demoras derivadas del sistema para integrar el tribunal arbitral, ni las dudas que existen sobre la admisibilidad de prorrogar la jurisdicción a favor de un arbitraje con sede fuera de la Argentina.

c) *GARANTÍAS*. — Con relación a la garantía que deba ser otorgada por el FODER respecto de las obligaciones de pago de CAMMESA, en cada momento, los fondos que deban ser depositados en la cuenta de garantía deberán ser suficientes para cubrir las obligaciones de pago de CAMMESA por un periodo de 180 días. Nótese que en el caso de las Rondas 1 y 1.5, la garantía cubría un período de doce meses.

Por otra parte, sin embargo, se incluye expresamente la posibilidad de que el vendedor designe una cuenta bancaria en el exterior para el cobro del pago del precio de venta del proyecto. A su vez la cláusula 8.1(g) aclara que, en su caso, el Banco Mundial podrá depositar en dicha cuenta el monto correspondiente a la ejecución de la garantía.

Se aclara que, en caso de que el vendedor ejerza su derecho de venta contra el Estado Nacional y transfiera el proyecto mediante el procedimiento de transferencia de fondo de comercio, ello incluirá los activos de la central de generación, el PPA y el contrato sobre el inmueble.

Además, se prevé la posibilidad de que el fiduciario FODER abra una cuenta en el exterior para efectuar los distintos pagos que deba realizar bajo el PPA en caso de que exista un evento de inconvertibilidad o un evento de intransferibilidad.

En cuanto a los valores tenidos en cuenta para limitar el precio de venta del proyecto, se modificaron los valores de referencia para inversiones por tecnología. Así se establece, por ejemplo: *i*) eólica: U\$S 1.400.000/MW (antes, U\$S 1.600.000/MW) y *ii*) solar: U\$S 850.000/MW (antes, U\$S 1.300.000/MW).

⁷⁸ Ver § 5, b, 6, IV supra.

§ 7. CONCLUSIONES CON VISTA A RONDAS FUTURAS

A medida que se avance en el Programa RenovAr, y los precios resultantes sean previsiblemente más competitivos, será indispensable reducir los costos de financiación.

La mejora en las condiciones de *bankability* está asociada a la credibilidad de políticas macroeconómicas, cambiarias, fiscales y regulatorias y a la inclusión de condiciones contractuales consistentes con los requerimientos del *bankability*. Cuanto mayor el riesgo de incertidumbre y volatilidad por historial, situación política y proyecciones, y menos “amigables” con el inversor sean las condiciones contractuales, mayores serán los precios que requiera el mercado para morigerarlo y mayor el costo de la financiación.

Como contrapartida, un círculo virtuoso permitirá un mercado menos exigente al respecto, y con mayor independencia respecto de las iniciativas del Estado Nacional.

Hemos señalado que se han dado pasos importantes en dicha dirección, tales como la redacción de un contrato de abastecimiento de energía (el PPA RenovAr) conceptualmente cercano a las 10 condiciones de OPIC, aunque aún con las deficiencias que describimos a lo largo de este trabajo. A ello se agregan las mejoras previstas para el PPA para la Ronda 2. En particular, pueden mencionarse los siguientes aciertos:

i) La inclusión de una cláusula de pago en U\$S, que en el texto de la Ronda 2 es reforzada por el hecho de trasladar a CAMMESA el riesgo de congestión en el sistema de transmisión.

ii) Una definición y mecanismo de fuerza mayor lo suficientemente sólidos, a pesar del espacio remanente para mejora, particularmente en lo que se refiere al riesgo de congestión.

iii) La enumeración taxativa de causales de rescisión del PPA RenovAr.

iv) La inclusión de *step-in rights* adecuados para los prestamistas en cuanto a la posibilidad de subsanar incumplimientos y, eventualmente, tomar control del PPA RenovAr.

5) La implementación de un sistema de garantías.

Sin embargo, y sin desconocer el mérito de haber vuelto a hacer atractiva la financiación a largo plazo, a través de mecanismos como el *Project Finance*, el desafío real radica en la necesidad de alcanzar un nivel de normalización macroeconómica y política que permita recurrir a dichos mecanismos de financiamiento de manera sostenida y a costos más competitivos. Entre algunas deficiencias que persisten con potencial impacto con las condiciones de financiación, cabe mencionar:

1) El pago del precio de la energía entregada es convertido en moneda nacional a pesar de su denominación en dólares.

2) La definición insatisfactoria de “evento de intransferibilidad” y “evento de inconvertibilidad”, que no alcanza a cubrir riesgos de cambio emparentados a la historia macroeconómica reciente de la Argentina.

3) El traslado ambiguo e insuficiente de riesgos impositivos y normativos.

4) La adopción de un mecanismo arbitral aún insatisfactorio.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

Más allá de las consideraciones particulares, este artículo intenta transmitir el mensaje de que el éxito de un mercado de energías renovables sostenible en el tiempo dependerá no sólo del mantenimiento de condiciones macroeconómicas, regulatorias y cambiarias adecuadas, sino de la existencia de políticas encauzadas a dar respuesta a las prácticas internacionales de otros mercados ya desarrollados en la materia, que incentiven la llegada de inversores que permitan cumplir con el crecimiento de las fuentes de energía de fuentes renovables, incluso por encima de los objetivos fijados por la legislación.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

- BARREIRO, Eduardo (2009): “La complejidad del negocio de energías alternativas en la Argentina”, *Petrotecnia*, N° 4: pp. 24-34.
- BARREIRO, Rubén A. (2002): *Derecho de la energía eléctrica* (Buenos Aires, Ábaco).
- BESHARA, Adel (2012): *User’s Guide for the PPA Model for Electricity Generated from Renewable Energy Facilities* (El Cairo, Regional Center for Renewable Energy and Energy Efficiency), disponible en http://www.rcreee.org/sites/default/files/users_guide_ppa_reegf.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- HOFFMAN, Scott L. (1989): “A Practical Guide to Transactional Project Finance: Basic Concepts, Risk Identification, and Contractual Considerations”, *The Business Lawyer* Volume 45 (1), pp. 181-232.
- NEVITT, Peter K. y FABOZZI, Frank (1995): *Project Financing* (Londres, Euromoney Publications).

NORMAS CITADAS

- Ley 25019 (B.O. 26/10/1998). Régimen de la energía eólica y solar.
- Ley 25561 (B.O. 7/1/2002). Emergencia pública y reforma del régimen cambiario.
- Ley 26994 (B.O. 8/10/2015). Código Civil y Comercial de la Nación.
- Ley 26190 (B.O. 2/1/2007). Régimen de Fomento de Energías Renovables.
- Ley 27191 (B.O. 21/10/2015). Modificación de la ley 26190.
- Decreto 531/2016 (B.O. 31/3/2016). Reglamenta las leyes 26190 y 27191.
- Decreto 471/2017 (B.O. 3/7/2017). Modifica el decreto 531/2016.
- Decreto 801/2018 (B.O. 5/9/2018). Modificación de la Ley de Ministerios.
- Resolución IGJ 7/2015 (B.O. 31/7/2015). Aprobación de las Normas de la Inspección General de Justicia.
- Resolución MinEM 71/2016 (B.O. 18/5/2016). Inicio del Programa RenovAr (Ronda 1)
- Resolución MinEM 136/2016 (B.O. 26/7/2016). Convocatoria RenovAr (Ronda 1).
- Resolución MinEM 147/2016 (B.O. 8/8/2016). Aprobación del fideicomiso FODER.
- Resolución MinEM 252/2016 (B.O. 31/10/2016). Convocatoria RenovAr (Ronda 1.5).
- Resolución MinEM 275/2017 (B.O. 17/8/2017). Convocatoria RenovAr (Ronda 2).
- Resolución MinEM 281/2017 (B.O. 22/8/2017) Mercado a Término de Renovables.
- Resolución E 147/2017 del Ministerio de Finanzas (B.O. 22/8/2017). Deuda pública. Letras del Tesoro en garantía.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

OTROS MATERIALES CITADOS

- CAMMESA (2017): *Informe anual*, disponible en <http://portalweb.cammesa.com> (último acceso: 31/7/2019).
- OVERSEAS PRIVATE INVESTMENT CORPORATION (s/f): *Important Features of Bankable Power Purchase Agreements For Renewable Energy Power Projects*, disponible en <https://www.opic.gov/sites/default/files/files/10%20Elements%20of%20a%20Bankable%20PPA.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- PRINCIPIOS DE ECUADOR (s/f): “The Equator Principles”, disponibles en <http://www.equator-principles.com/> (último acceso: 31/7/2019).
- SECRETARÍA DE ENERGÍA (s/f): *Informes estadísticos del sector eléctrico*, disponible en <https://www.argentina.gob.ar/energia/energia-electrica/estadisticas/informes-estadisticos-del-sector-electrico> (último acceso: 31/7/2019).
- THE WORLD BANK (2016): “Términos y condiciones orientativos” (Carta de Apoyo y Términos y Condiciones de la Garantía del Banco Mundial), disponible en: portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/Garantía%20Banco%20Mundial%20-%20Términos%20y%20Condiciones%20Indicativas.pdf (último acceso: 31/7/2019).

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

MECANISMOS DE DETERMINACIÓN DE PRECIOS DEL GAS NATURAL EN LA ARGENTINA*

Hacia un mercado mayorista eficiente

THE PRICING METHODOLOGY FOR NATURAL GAS IN ARGENTINA

Towards an efficient wholesale market

Por SEBASTIÁN BONETTO**, GUSTAVO D. DELBON***
y FERNANDO A. PASSINI****

Resumen: El presente trabajo se propone realizar una revisión de los mecanismos de determinación de precios del gas natural en punto de ingreso de transporte en la Argentina, desde la sanción del marco regulatorio vigente del gas natural hasta la actualidad, poner en consideración algunas experiencias internacionales relevantes y analizar las particularidades de la industria gasífera argentina para interpretar el presente de transición hacia lo que debería ser un mercado mayorista eficiente para la formación de precios.

Palabras claves: precios del gas natural, mercado mayorista eficiente.

Abstract: This study assesses the methodology to determine the prices of natural gas supply at the point of entry into the transmission system in Argentina, since the date the current regulatory framework was enacted up to the present, discusses comparable methodologies implemented among relevant countries, and analyzes the inherent features of the industry in Argentina in order to understand the transition path towards an efficient pricing methodology in the wholesale market.

Key words: natural gas prices, efficient wholesale market.

* Recibido: 31/1/2019. Aceptado: 10/5/2019.

** Licenciado en Economía (Universidad Nacional de Córdoba, 2008). Magíster en Políticas Públicas (Universidad Torcuato Di Tella, 2012). Especialista en la Estructura Jurídico-Económica de la Regulación Energética (CEARE-UBA, 2018), ha completado el cursado de la Maestría en Energía (CEARE-UBA, 2015). Actualmente se desempeña como socio en Quarks Soluciones S.A. Correo electrónico: sebabonetto@gmail.com.

*** Licenciado en Mercado de Capitales (Universidad del Salvador, 2005), Abogado (Universidad de Buenos Aires, 2015), Magíster en Finanzas (Universidad Torcuato Di Tella, 2008) y Coach de Equipos (Escuela Europea de Coaching, 2016). Actualmente se desempeña como socio en Quarks Soluciones S.A. Correo electrónico: gddelbon@gmail.com.

**** Licenciado en Administración (Universidad Nacional de La Plata, 2010), Magister en Energía (CEARE-UBA, 2017), Especialista en Economía del Gas y el Petróleo (Instituto Tecnológico de Buenos Aires, 2016). Actualmente se desempeña como socio en Quarks Soluciones S.A. Correo electrónico: fapassini@gmail.com.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

§ 1. INTRODUCCIÓN

Presenciamos actualmente un amplio debate respecto a los precios y las tarifas de la energía y los servicios públicos, contexto en el cual el Estado Nacional se dispone implementar un nuevo esquema para la organización de los intercambios de gas natural entre productores, transportistas, distribuidores y consumidores que contraten directamente con el productor (“grandes usuarios”).

En el artículo nos proponemos analizar la evolución de los mecanismos normativos previstos para formación de precio del gas en el punto de ingreso del sistema de transporte (PIST) desde la sanción del marco regulatorio del gas natural actual, procurando valorizar las experiencias que condicionaron o limitaron dichos mecanismos, y ofrecer conclusiones, sobre la propia experiencia local y el análisis de casos internacionales, que puedan ser de utilidad para la creación de un entorno óptimo para el desarrollo de un mercado mayorista eficiente en la formación de precios; todo en pos de asegurar el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento.

Los precios del gas natural en los mercados de competencia son fijados por la dinámica de la oferta y la demanda. Así, en un momento dado, el precio del gas natural puede estar determinado sobre la base de los precios de un contrato a término o del precio *spot* negociado por los oferentes y consumidores marginales. Factores como la estacionalidad de la demanda de gas, las restricciones de la capacidad de transporte, como también factores culturales, políticos, económicos y regulatorios pueden explicar la variabilidad de precios en un mismo mercado, distorsionando las señales a sus participantes y generando ineficiencias en su funcionamiento.

Sin dudas, el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en general, y de Vaca Muerta en particular, podrán actuar como catalizador principal para avanzar hacia un mercado mayorista de gas más eficiente. Para ello resulta prioritario profundizar el proceso de mejora de la eficiencia del mercado local de gas, dejando sentadas las bases para una integración regional y para potenciales intercambios internacionales de energía.

En § 2 analizaremos la experiencia argentina respecto de la formación de precios en PIST. Se analizarán, en primer lugar, las disposiciones normativas respecto del mecanismo de determinación de precios del gas y los principios regulatorios. Posteriormente, realizaremos un análisis de las experiencias prácticas de la industria gasífera local desde la desregulación dispuesta por el marco regulatorio vigente en 1992, la emergencia pública y reforma del régimen cambiario de 2002, hasta la actualidad, momento en el cual se propone un nuevo paradigma en materia de formación de precios.

En § 3, compararemos, en primer lugar y de forma breve, las experiencias internacionales con la selección de tres casos paradigmáticos de desarrollo de mercados gasíferos, con nivel alto de madurez y eficiencia. Será el objetivo enumerar los factores observados que permitieron el desarrollo de esos mercados. Posteriormente, realizaremos una caracterización breve de la industria, remarcando los condicionantes que podrían afectar el desarrollo

“EJEMPLAR PARA EL AUTOR”

hacia un mercado mayorista eficiente. Finalmente, en § 4, expondremos las principales conclusiones a las que hemos llegado al cabo del presente trabajo.

§ 2. EXPERIENCIAS EN LA ARGENTINA SOBRE LA FORMACIÓN DE PRECIOS EN PIST

a) *EL MECANISMO DE DETERMINACIÓN DE PRECIO SEGÚN EL MARCO REGULATORIO*. — Han transcurrido más de 26 años desde la sanción de la ley 24076¹, que definió el marco regulatorio en el que los servicios públicos de transporte y distribución de gas natural pasaron a ser prestados por el sector privado, y reconfiguró también el *upstream*, principalmente respecto a la determinación de los precios en PIST, dado que a partir de allí resultaría de interés general que los precios sean el resultado del libre juego de oferta y demanda en un mercado competitivo.

Las actividades extractivas y productivas de la industria del gas natural, y de los hidrocarburos en general, se rigen por la ley 17319, sus reglamentos y modificaciones. Esta norma encomienda también al Poder Ejecutivo Nacional la tarea de establecer la política nacional referida a la explotación, industrialización, transporte y comercialización de los hidrocarburos².

Como analizaremos a lo largo de la presente investigación, el mecanismo de formación de precios del gas natural en PIST se desreguló a partir de 1992, cuando se introdujeron importantes modificaciones respecto de la forma en que venía funcionando el sector gasífero en la Argentina.

El marco normativo estableció una desintegración vertical, es decir, separó las diferentes etapas de la actividad: producción, transporte y distribución. De esta forma, las facturas pagadas por los usuarios finales a los distribuidores de gas debían remunerar a cada una de estas etapas de la cadena gasífera.

La ley 24076 definió a los segmentos de transporte y distribución como servicios públicos. El Estado Nacional optó, como mecanismo regulatorio para la determinación de las tarifas de ambos servicios, el sistema por tarifa máxima o *price cap*³. Se fijaron las tarifas máximas iniciales con las cuales

¹ B.O. 12/6/1992.

² La ley 17319 (B.O. 30/6/1967) establece en su artículo 2° que el Poder Ejecutivo Nacional fijará la política nacional teniendo como objetivo principal satisfacer las necesidades de hidrocarburos del país con el producido en sus yacimientos, manteniendo reservas que aseguren esa finalidad.

³ El *price cap* supone la fijación de precios máximos por parte de la autoridad regulatoria, por un período de tiempo determinado y ajustable por índices de precios, a efectos de cubrir los costos de la prestataria (transportista y distribuidor) y ocasionados por la prestación del servicio. Este modelo es conocido con la ecuación $RPI - X + K$. El primer término (RPI) significa *retail price index*: “índice de precio minorista”; el segundo término, X, significa “ganancia de eficiencia”, es decir, la que se estima puede alcanzar la prestataria durante el período considerado. El último término de la ecuación corresponde al factor de inversión para estimular las inversiones para el período en consideración. Otro de los métodos para la determinación

se prestarían los distintos servicios y se describieron los mecanismos de actualización y de revisión tarifaria integral. El marco regulatorio procuró, en su letra y espíritu, garantizar, entre otros conceptos, la igualdad y no discriminación en la prestación de los servicios.

A diferencia del transporte y la distribución, la producción y comercialización del gas natural no constituyen un servicio público y las condiciones de contratación y los mecanismos de fijación de precios del gas en PIST deben surgir de la libre interacción de la oferta y la demanda.

A continuación repasaremos los principios que establece la ley 24076 respecto de las transacciones de oferta y demanda gasífera y la formación de precios del gas.

1. *Desregulación de precios. Procesos “transparentes, abiertos y competitivos”*. El marco regulatorio actual establece como principio que el precio de venta del gas natural por parte de los distribuidores a los consumidores incluirá los costos de su adquisición⁴. Asimismo, como un mecanismo de protección, el Ente Nacional Regulador del Gas (ENaRGas) podrá limitar el traslado de dichos costos si se determina que los precios acordados exceden los negociados por otros distribuidores.

Conforme la normativa, los precios de gas en PIST y las transacciones de oferta y demanda gasífera deben ser libres dentro de las pautas que orientan el funcionamiento de la industria⁵.

El Estado Nacional definió, al reglamentar la norma, que constituye un deber irrenunciable asegurar la existencia de un mercado competitivo cuyas condiciones permitan la formación de precios óptimos para beneficio de los consumidores y se refirió también al requisito de transparencia y de información en tiempo real⁶.

Asimismo, el Poder Ejecutivo Nacional sostuvo que, dada la situación de privilegio de que gozan –tanto por su calidad de operadores de monopolios naturales, como por el acceso privilegiado al sistema de transporte que detentan en función de su obligación de prestación del servicio a clientes no interrumpibles–, los distribuidores de gas natural tienen la obligación de realizar una eficiente gestión de compra de gas natural, en resguardo de los intereses de sus consumidores.

Por lo tanto, instruyó al ENaRGas a que certifique si los distribuidores realizan sus operaciones de compra de gas natural a través de procesos

de las tarifas es el denominado *cost plus*, mediante el cual la empresa le adiciona a sus costos un margen de ganancia y luego lo traslada al usuario. En términos generales, este método, a diferencia del *price cap*, convalida los costos de las prestatarias y no las induce a ser productivamente eficientes.

⁴ Art. 38, inc. c, de la ley 24076.

⁵ Art. 83 de la ley 24076.

⁶ Decreto 2731/1993 (B.O. 7/1/1994).

transparentes, abiertos y competitivos, realizando esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones⁷.

De esta manera, el mandato del marco regulatorio es claro al respecto: el precio al que se adquiriera el gas en PIST y que reciben los productores de gas quedaría definido por la interacción entre la oferta y la demanda. Esta relación se materializaría mediante contratos de compraventa de gas natural que establecen los derechos y obligaciones entre las partes.

En función de ello, quedó definido un mercado mayorista, cuyos principales actores son los productores, los distribuidores, así como también los grandes usuarios industriales y las usinas termoeléctricas que utilizan el gas para la generación eléctrica.

La normativa enunciada y su decreto reglamentario otorgaron a estos consumidores la alternativa de convenir la compra de gas directamente con los productores, mediante contratos (*by pass*, de carácter comercial o físico) que implican una desvinculación, total o parcial, según el tipo de contrato establecido entre el usuario y el sistema de distribución⁸.

2. *El “pass through” a tarifas –no automático– y el principio de indemnidad.* El precio de venta del gas natural por parte de los distribuidores incluirá los costos de su adquisición para el caso de los usuarios de servicio completo⁹. El traspaso del costo del gas natural a la tarifa pagada por estos usuarios, denominado “*pass through*” en la jerga gasífera, no es automático, ya que se previó que el ENaRGas pueda limitar el traslado de dichos costos a los consumidores dada su consideración de que los precios acordados hayan excedido los negociados por otros distribuidores en situaciones que el ente considere equivalentes.

El marco regulatorio prevé que el precio de gas en PIST debe asegurar el mínimo costo para los consumidores compatible con la seguridad del abastecimiento¹⁰. Al respecto la reglamentación de la ley 24076 establece que las variaciones del precio de adquisición del gas natural serán trasladadas a la tarifa que paga el usuario, de tal manera que no produzcan beneficios ni pérdidas al distribuidor ni al transportista¹¹.

Asimismo, dicha reglamentación establece que el ENaRGas no utilizará un criterio automático de menor costo, sino que, con fines informativos, deberá tomar en cuenta todas las circunstancias del caso, incluyendo los niveles de precios vigentes en los mercados en condiciones y volúmenes similares.

⁷ Considerandos y artículo 1° del decreto 1411/1994 (B.O. 23/8/1994).

⁸ Artículo 13 de la ley 24076 y su reglamentación por el decreto 1738/1992 (B.O. 28/9/1992).

⁹ Entre los usuarios de servicios completo se incluyen los usuarios residenciales –se utiliza la categorización dispuesta por la resolución ENaRGas I-409/2008 (B.O. 19/9/2008): R1, R2-1, R2-2, R2-3, R3-1, R3-2, R3-3, R3-4–, y los usuarios comerciales de servicio general P1 - SGP1 (consumo hasta 12.000 m³/año), los SGP2 (consumo desde 12.000 hasta 108.000 m³/año), SGP3 (consumos desde 108.000 m³/año) y los subdistribuidores (SDB).

¹⁰ Artículo 38 de la ley 24076.

¹¹ Ver el artículo 37, inciso 5 del Anexo I del decreto 1738/1992, donde se reglamenta el artículo 37 de la ley 24076.

En ausencia de mala fe, los precios libremente negociados entre partes independientes se presumirán justos y razonables. Frente a tal presunción el impugnante soportará la carga de la prueba del exceso injustificado. El ENaRGas deberá determinar en qué casos debe considerarse que no se trata de partes independientes.

Como dijimos previamente, el ENaRGas deberá certificar lo actuado por los distribuidores en materia de compras de gas, particularmente en lo que respecta a si han realizado esfuerzos razonables para obtener las mejores condiciones y precios en sus operaciones¹². Cabe mencionar que recientemente el ENaRGas dispuso¹³ que se considerará, en principio, satisfecho el cumplimiento de esa certificación, en el caso que los contratos suscriptos por los distribuidores provengan de subastas públicas realizadas en el ámbito del Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA)¹⁴, en tanto cumplan con las previsiones determinadas en el artículo 8° del decreto 1053/2018¹⁵.

El marco analizado establece también, como función del ENaRGas, prevenir conductas anticompetitivas, monopólicas o indebidamente discriminatorias entre los participantes de cada una de las etapas de la industria, incluyendo a productores y consumidores¹⁶.

3. *Composición de la tarifa.* El esquema tarifario con el que se licenciaron las zonas de distribución fue diseñado teniendo en cuenta los costos de prestación del servicio a cada categoría de usuario y la predisposición a pagar por cada categoría (firme o interrumpible). En este marco, las tarifas fueron establecidas de forma tal que permitieran recuperar los costos de prestación y obtener una rentabilidad justa y razonable.

La estructura tarifaria establecida en el artículo 37 de la ley 24076 refleja los costos de cada segmento de la industria. La tarifa que pagan los usuarios finales se descompone en tres partes, según la fórmula *Tarifa = Precio del gas + Tarifa de transporte + Tarifa de distribución*:

i) El costo del gas, que remunera la producción del combustible y cuyo precio no está regulado, aunque su pasaje a la tarifa que abona el usuario no es automático y tiene ciertas limitaciones, antes explicadas.

ii) La tarifa de transporte, que paga el transporte por los gasoductos troncales desde las áreas productoras hasta las áreas de consumo, es regulado por el ENaRGas.

¹² Artículo 1° del decreto 1411/1994.

¹³ Anexo I de la resolución ENaRGas 72/2019 (B.O. 12/2/2019).

¹⁴ El Mercado Electrónico de Gas S.A. (MEGSA) fue creado por el decreto 180/2004 (B.O. 16/2/2004).

¹⁵ El artículo 8° del decreto 1053/2018 (B.O. 16/11/2018) dispone “que a partir del 1° de abril de 2019 los proveedores de gas natural y las prestadoras del servicio de distribución de gas natural por redes deberán prever en sus contratos que en ningún caso podrá trasladarse a los usuarios que reciban servicio completo el mayor costo ocasionado por variaciones del tipo de cambio ocurridas durante cada período estacional”.

¹⁶ Inciso d del artículo 52 de la ley 24076.

iii) La tarifa de distribución, que es la remuneración por el transporte del gas desde el gasoducto troncal hasta el punto de consumo, es también regulada por el ENaRGas.

Para el caso de los usuarios con *unbundling* de gas (es decir, aquellos que adquieren el gas en forma directa a productores o comercializadores), el costo del servicio de gas natural se integra, por un lado, por dos componentes regulados, a saber: el costo de transporte, el cual depende del mix de rutas de transporte contratado por el usuario, y el margen de distribución del servicio que se trate; y un componente desregulado, conformado por el costo del gas natural adquirido por cuenta propia por el usuario.

b) *EXPERIENCIAS PRÁCTICAS DESDE LA SANCIÓN DE LA LEY 24076.* — Desde la sanción del marco regulatorio vigente, existen tres etapas bien marcadas respecto de los mecanismos utilizados para la determinación de los precios del gas natural en PIST.

1. *Precios en PIST bajo el régimen de convertibilidad.* Con la reforma del Estado llevada adelante desde el inicio de los años noventa, junto con la privatización de YPF y Gas del Estado, se modificaron las reglas de funcionamiento del mercado de hidrocarburos. Hasta ese momento el Estado Nacional participaba directamente de la producción de gas natural vía YPF, y del transporte y distribución vía Gas del Estado. Existía un precio de transferencia regulado entre YPF y Gas del Estado para la compra de gas natural, mientras que Gas del Estado, como empresa integrada en transporte y distribución, enfrentaba la regulación de las tarifas finales.

En consonancia con el contexto internacional, el Estado Nacional abandonaría su rol empresarial en estos sectores estratégicos, y pasaría a velar por el interés público y la regulación tal como lo dispuso el marco regulatorio¹⁷. Se buscó promover la competencia en los segmentos del mercado que así lo permitieran, como la producción y comercialización, y regular los segmentos que se presentan como monopolios naturales, el transporte y la distribución, para permitir el acceso sin discriminaciones a la capacidad de transporte, promover la eficiencia económica y proteger a los consumidores de comportamientos monopólicos.

A partir de la desregulación del mercado, los precios del gas natural y las tarifas de los servicios de transporte y distribución se ajustaron, hasta la salida de la convertibilidad y la llegada de la emergencia económica, dos veces al año –mayo y octubre–, de modo de reflejar las variaciones de costos de prestación de los servicios y las variaciones estacionales del precio del gas que compraban los distribuidores.

¹⁷ DE LA RIVA (2014) pp. 26-27.

En líneas generales, el precio del gas aumentaba en invierno (mayo-setiembre) y disminuía en verano (octubre-abril), en correspondencia con los cambios de la demanda.

Como se dijo anteriormente, el mecanismo de *pass through* establece ajustes en las tarifas finales por variación del precio del gas en PIST obtenido por los distribuidores, aunque esto no implicará su ajuste automático. El traslado de costos del *pass through* es el ámbito crítico de la regulación y el principal punto de conflicto y adaptación regulatoria en la industria del gas natural.

La enseñanza del caso del gas natural es que, aun con un buen diseño *ex ante* en materia de separación vertical de la industria, puede ser problemático si la competencia en el segmento de aguas arriba no es lo suficientemente efectiva como para irradiar beneficios aguas abajo¹⁸. Esto se observó en los primeros años post-privatizaciones y derivó en conflictos y decisiones regulatorias que se dieron principalmente respecto del traslado de precios del gas a tarifas.

La liberalización de los mercados y la desregulación del precio del gas en PIST se realizaron en un entorno poco apto para la formación de un mercado competitivo. En aquel momento: *i*) una sola empresa controlaba el 60 % de las ventas; *ii*) la necesidad de grandes inversiones para exploración de reservas frenaba la entrada de nuevos oferentes, pues implicaba costos hundidos de producción y retrasos en la entrada del sector y capacidad de ofertar; *iii*) barreras legales para el ingreso mediante la forma en la cual se adquiere el derecho de propiedad en esta industria que se ven reflejadas en la necesidad de obtener un permiso de exploración y posteriormente una concesión de explotación por parte de la Secretaría de Energía¹⁹.

El Estado Nacional debió buscar alternativas para atacar este foco de conflicto. Por una parte limitaría traslados de precios a tarifas y, por otro lado, crearía el mecanismo de precios de referencia, sobre los que se podía operar automáticamente y según el cual los costos de las fluctuaciones eran compartidos por los distribuidores para darles mayor incentivo a negociar mejores precios²⁰.

Esta experiencia encendió tempranamente alertas acerca de si existe un entorno apto para el desarrollo de un mercado mayorista competitivo y

¹⁸ FUNDACIÓN DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS LATINOAMERICANAS (1998) pp. 456-457.

¹⁹ BONDOROVSKY y PETRECOLLA (2001) pp. 9-10. A la fecha de publicación del artículo citado, la titular del recurso seguía siendo la Nación. Actualmente, el poder concedente puede ser la Nación o las provincias, dependiendo de la localización del recurso.

²⁰ Ver el decreto 1020/1995 (B.O. 24/7/1995). En efecto, ese mecanismo proveía incentivos por dos vías: premiaba a los distribuidores que compraran gas por debajo del precio de referencia (PR), y les permitía conservar la mitad de la diferencia entre el precio de compra y el de referencia, y castigando a aquellas que compran por encima del precio promedio de cuenca (PC), permitiéndoles trasladar sólo una parte de ese mayor precio. De esta manera, los distribuidores recibían un fuerte incentivo para minimizar el costo de sus compras de gas, lo que también redundaba en beneficio de los usuarios. Se establecía también una evolución estacional de los precios promedios de cuenca y precios de referencia determinados por el ENaRGas.

eficiente para la formación de precios óptimos para garantizar la seguridad energética a costo mínimo. Durante esta etapa, funcionaría un precio en PIST unificado para todos los segmentos, con cierto equilibrio y estabilidad (ver GRÁFICO), en línea con la estabilidad de precios de la macroeconomía y del mercado cambiario. Sin embargo, las razones detrás de esa estabilidad se debieron a cuestiones cuya sustentabilidad de largo plazo es cuestionada, tales como la internalización de precios internacionales por medio de una fuerte sobrevaluación monetaria y una explotación intensiva de reservas sin correlato en inversiones en exploración²¹.

2. *Ley de Emergencia Pública y salida de la convertibilidad.* Definiremos una segunda etapa de análisis, respecto a la experiencia argentina sobre formación de precios en PIST, a partir del abandono del régimen de convertibilidad y la sanción de la ley 25561²², de emergencia pública y reforma del régimen cambiario.

Tras un sostenido empobrecimiento de las variables macroeconómicas del país hacia finales de los años noventa, con una sobrevaluación del peso, caída de empleo y recesión económica, el rumbo de la política económica derivaría en el abandono del régimen de convertibilidad en enero de 2002 y la sanción de la emergencia pública.

Se pesificaron por esta vía las tarifas y quedaron sin efecto las cláusulas indexatorias basadas en índices de precios de otros países y cualquier tipo de mecanismo de actualización, lo que implicó en los hechos el “congelamiento” de las tarifas. Se autorizó al Poder Ejecutivo Nacional a renegociar los contratos alcanzados por la pesificación, entre otras. Con esto, suspendía la aplicación plena de los marcos regulatorios vigentes²³.

De esta manera, tras la sanción la emergencia económica, dado el contexto económico y social imperante, sumado a la caída en la producción de gas y las limitaciones para inversiones en infraestructura, sobrevino una corriente de creciente intervención del Estado Nacional en el mercado del gas natural.

En primer lugar, con la renegociación de los contratos con transportistas y distribuidores de gas natural, se ingresó en una fase donde el sistema de revisión periódica de las tarifas previsto por el marco regulatorio quedó virtualmente suspendido, y con ello la posibilidad de trasladar a tarifa *–pass through–* precios de gas que estuvieran ajustados a su valor real. Esta modificación de la dinámica tarifaria condujo a la imposibilidad fáctica de celebrar nuevos contratos entre productores y distribuidores de gas una vez vencidos los plazos de vigencia de los existentes. Se recortarían también a partir de allí los volúmenes de exportación de gas natural.

²¹ KOZULJ (2005) p. 23.

²² B.O. 7/1/2002.

²³ La ley 25790 (B.O. 22/10/2003), en su artículo 2°, disponía que “las decisiones que adopte el Poder Ejecutivo Nacional en el desarrollo del proceso de renegociación no se hallarán limitadas o condicionadas por las estipulaciones contenidas en los marcos regulatorios que rigen los contratos de concesión o licencia de los respectivos servicios públicos”.

Tras la caída de los precios en dólares del gas natural que implicó la pesificación de tarifas, el Estado Nacional convocó a los productores para suscribir acuerdos, donde se buscaría asegurar volúmenes de oferta y fijar un sendero temporal de reconversión de precios. Se establecería también una segmentación de precios sobre la base del tipo de usuario y según origen del producto²⁴.

Esos acuerdos serían prorrogados en el tiempo²⁵, con ciertas revisiones, hasta que en marzo de 2014 se establecería un esquema de fijación unilateral de precios. Se aplicó²⁶ un incremento de los precios de gas en PIST a usuarios de servicio completo de los distribuidores/subdistribuidores y usuarios GNC. Esta política introdujo novedades de política respecto de los años previos, primero porque abandonó el esquema de acuerdos con productores y se introdujo una modificación unilateral de precios en PIST. Segundo, porque se incrementarían sustancialmente los precios para los usuarios de servicio completo, que venían con una fuerte protección por parte del Estado Nacional en el marco de la emergencia económica. A este programa se lo denominó “Esquema de racionalización de uso del Gas Natural” y buscó realizar una quita de subsidios progresiva en tres escalones para los meses de abril, junio y agosto de 2014, y preveía aumentos más progresivos a quienes lograran reducir sus consumos respecto de periodos similares.

Tras la sanción de la emergencia pública en 2002 y los años subsiguientes, la Argentina pasaría de ser exportador neto de gas natural para pasar a ser importador neto. Entre las causas de esa declinación podemos mencionar que las reformas del sector energético de los años noventa implicaron un claro desplazamiento de las inversiones hacia las de menor riesgo, con un sesgo preferencial de inversiones en explotación de reservas ya descubiertas y una exploración insuficiente y limitada a áreas de bajo riesgo y, por otra, una ampliación de mercados para la monetización de estas reservas, fomentando nuevos mercados como el exportador y el de las usinas a gas natural²⁷.

²⁴ El decreto 181/2004 (B.O. 16/2/2004), instruyó a la entonces Secretaría de Energía para que elaborara un procedimiento destinado a la normalización de los precios del gas natural en PIST, a través de acuerdos celebrados con los productores de gas natural. Esta norma, y sus reglamentaciones, dispondrían una primera segmentación y diferenciación de las categorías tarifarias. En abril de 2004, el Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, mediante la resolución 208/2004 (B.O. 22/4/2004) homologó el Acuerdo entre la ex S.E. y los productores de gas en la Argentina, para implementar un procedimiento mediante el cual se garantizaran ciertos suministros diarios mínimos a los distribuidores y centrales térmicas a través de contratos de transporte en firme, y estableció un método para fijar los precios de gas de acuerdo con tres segmentos del mercado: residencial, industrial y centrales eléctricas.

²⁵ La resolución SE 599/2007 (B.O. 14/6/2007) aprobó un nuevo acuerdo marco con los productores de gas natural. La resolución SE 172/2011 (B.O. 5/1/2012), por su parte, prorrogó los términos del Acuerdo con los Productores de Gas Natural 2007-2011.

²⁶ Resolución SE 226/2014 (B.O. 7/4/2014).

²⁷ KOZULJ (2012) pp. 3-4.

Las consecuencias de esa estrategia tuvieron su impacto y se exacerbaban tras el abandono de la convertibilidad y la pesificación de los precios del gas. Al problema de la disminución en la producción que venía manifestando la industria del gas, se sumó el de una demanda que crecía a altas tasas²⁸, como consecuencia del crecimiento económico experimentado por el país en ese entonces.

En ese contexto de un mercado demandante y oferta escasa, el Estado Nacional creó la empresa EnArSA²⁹, que pasaría pronto a encargarse de compras en el exterior de gas natural, primero a Bolivia, y luego por GNL vía dos terminales de regasificación. Con fondos del Tesoro Nacional absorbería crecientes sumas de subsidios por diferencial de precios del gas comprado y lo que le ingresaba por vía tarifaria y de cargos.

Para financiar esas importaciones, el Estado Nacional crearía un cargo específico a los usuarios³⁰, que generaría oposición por parte de la demanda y numerosos reclamos judiciales. Con el tiempo, y dados los cuestionamientos y la baja cobrabilidad, el Estado Nacional no actualizaría los valores e iría apartando paulatinamente este esquema. Tras una larga discusión sobre la naturaleza jurídica de esos cargos, la Corte Suprema de Justicia de la Nación los definiría como “tarifarios” y un componente más de la tarifa, parte del precio del gas natural³¹.

En ese contexto, el Estado Nacional procuraría enviar señales de precios que favorezcan las condiciones de producción. Primero lo haría mediante “Gas Plus”, en 2008³². Este programa permitía precios especiales (inicialmente entre 4 y 5 U\$S/MMBTU³³) para nuevos proyectos no convencionales o de alto costo, principalmente *tight gas*, que terminarían pagando CAMMESA y el segmento industrial. Estos últimos segmentos fueron los que mayores incrementos de precios recibirían en esos periodos y, en contraste, los usuarios de servicio completo los que menores aumentos recibirían, dado que, hasta 2014, prácticamente se les mantuvieron sin variaciones los precios del gas en PIST.

²⁸ La demanda total de gas natural creció a un promedio anual del 4,6 % entre 2003 y 2007, principalmente impulsada por el crecimiento del sector residencial, comercial y SDB, donde el incremento en ese periodo fue del 5,4 %, y el consumo de las centrales de generación eléctrica, que aumentó el 6,8 %.

²⁹ Energía Argentina S.A. (EnArSA), hoy Integración Energética Argentina S.A. (IEASA), fue creada por la ley 25943 (B.O. 3/11/2004).

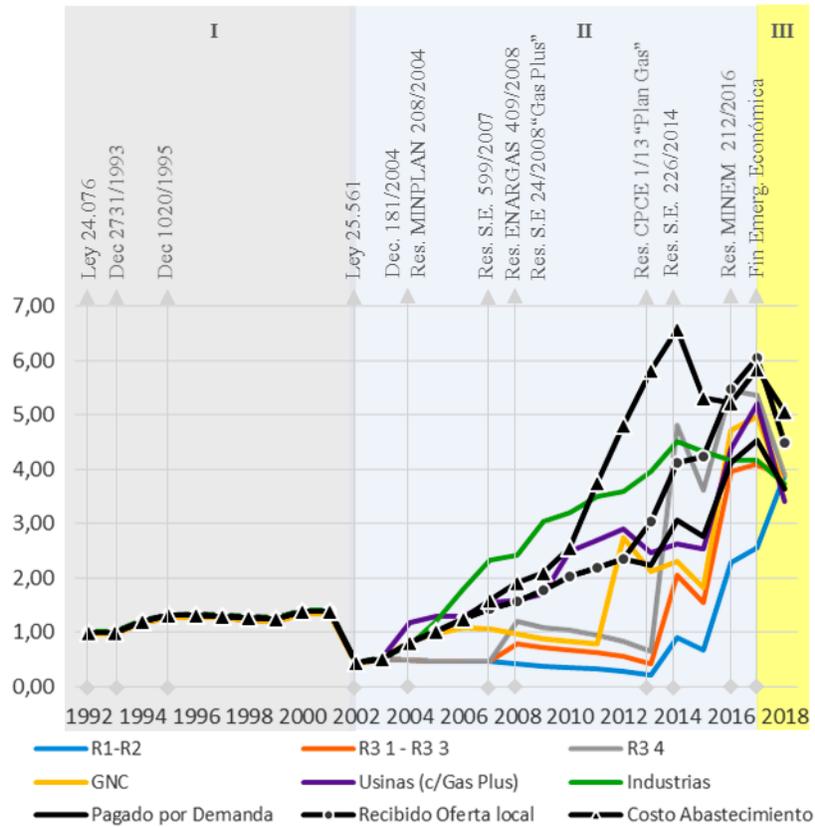
³⁰ Decreto 2067/2008 (B.O. 3/12/2008).

³¹ La causa *Establecimiento Liniers S.A. c/EN - ley 26.095 - Ministerio de Planificación resol. 2008/06 y otros s/ amparo ley 16.986* (2013) fue la primera en que la CSJN declararía que los cargos tienen naturaleza tarifaria, siendo un componente de la tarifa. Esa misma línea fue seguida en la causa *Alliance One Tobacco Argentina S.A. y otro c/Estado Nacional - Poder Ejecutivo Nacional s/ ordinario* (2014), donde la Corte convalidó y declaró la constitucionalidad del cargo creado por el decreto 2067/2008.

³² Resoluciones SE 24/2008 (B.O. 13/3/2008) y 1031/2008 (B.O. 12/9/2008).

³³ Unidad de medida térmica estándar. Se mide en dólares estadounidenses por millón de BTU (British Thermal Unit).

*Evolución de los precios de gas PIST por segmento
(U\$S/MMBTU)*



Fuente: Elaboración propia, siguiendo a BONETTO (2018).

Otro incentivo a la oferta, de mayor fuerza y alcance, llegaría tras la sanción de la ley 26741³⁴, marco en el cual se crearía la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburífera³⁵ (CPCEPNIH), que daría lugar al “Plan Gas”³⁶. Este plan consistió en garantizar al productor de gas natural un precio de 7,5 U\$S/MMBTU por

³⁴ B.O. 7/5/2012. Esta ley declaró de interés público nacional y como objetivo prioritario del país el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos, así como la exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización de los mismos. Asimismo, declaró sujeto a expropiación el 51 % del patrimonio de YPF representado por igual porcentaje de las acciones Clase D de dicha empresa, pertenecientes a Repsol YPF S.A.

³⁵ Mediante el decreto 1277/2012 se aprobó el Reglamento del Régimen de Soberanía Hidrocarburífera de la República Argentina. Por dicha norma se creó la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas.

³⁶ Resoluciones 1/2013 (B.O. 14/2/2013) y 60/2013 (B.O. 29/11/2013) de la CPCEPNIH.

toda la inyección adicional que produjera (se estimaba una curva de inyección base ajustada y todo el gas inyectado por encima de esa curva se aseguraba el precio de 7,5 U\$S/MMBTU). En contraste, el precio interno en ese entonces era, en promedio, de 2,3 U\$S/MMBTU, mientras que las importaciones de GNL tenían un costo superior a los 15 U\$S/MMBTU.

A su vez, el productor debió comprometerse a una curva de inyección mínima sujeto a cláusulas del tipo *deliver or pay*, por debajo de la cual debía cubrir los volúmenes con importaciones. Cabe aclarar que, a diferencia del “Gas Plus”, este precio se aplicaba a cualquier tipo de gas nuevo o incremental: convencional, *tight*, *shale* y *off-shore*.

Esta política permitió revertir la declinación de la producción de gas, e incorporar la producción a escala de yacimientos no convencionales, con desarrollos de escala del *tight gas* en la cuenca neuquina jugando un fuerte rol en esa recuperación, y la introducción del *shale gas* a la matriz de producción gasífera. La producción de *tight gas* y *shale gas* pasó de un 5 % de la producción bruta en enero de 2013 a representar un 20 % en diciembre de 2015 y 35 % en julio de 2018³⁷.

A partir de 2016, con una nueva administración a cargo de la política energética, se procuraría reforzar las señales de precios al sector productor y a las prestatarias del servicio de transporte y distribución, lo que derivaría en un conflicto con los intereses de los usuarios, principalmente los de servicio completo. En primer lugar, se dictarían medidas para lograr ajustes en las tarifas de distribución y transporte de gas natural junto con mayores precios en PIST³⁸. De esta manera, los precios PIST se seguirían determinando unilateralmente por el Estado Nacional bajo el esquema de adecuaciones transitorias.

Esta medida generó rápidamente un gran debate público y numerosas acciones judiciales que llegarían a instancias de la Corte Suprema de Justicia de la Nación que resolvería, en la causa *CEPIS*³⁹, que a los efectos de la adecuación tarifaria efectuada, aun tratándose de una revisión transitoria, resulta necesaria la celebración de audiencia pública. En igual sentido, respecto de los precios de gas en PIST, considero que, hasta el momento en que dicho precio efectivamente se determine sobre la base de la libre interacción de la oferta y la demanda, su análisis como componente tarifario debe efectuarse juntamente con la revisión de dichas tarifas, para lo cual es necesaria la celebración de audiencia pública.

De esta manera, decidiría suspender los aumentos para el colectivo de usuarios residenciales, dejando sentadas las exigencias de razonabilidad,

³⁷ Datos oficiales de la Secretaría de Gobierno de Energía de la Nación.

³⁸ Resolución MinEM 28/2016 (B.O. 1/4/2016). Esta resolución fue similar, en cuanto al esquema que propuso, a la resolución SE 226/2014, pero con incrementos de precios más agresivos.

³⁹ *Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ amparo colectivo* (2016).

prudencia y gradualidad en la aplicación de las adecuaciones regulatorias que se propicia⁴⁰.

A partir de ese momento, el entonces Ministerio de Energía y Minería diseñó un sendero de precios⁴¹, con un objetivo de precio que sería alcanzado en octubre de 2019, para llevar a todos los precios del gas natural al valor de 6,8 U\$/MMBTU, precio promedio de importación del GNL. El sendero incluyó un mecanismo de cálculo del subsidio respecto a ese valor, cuestionable metodológicamente, como también lo fue el criterio de ir hacia un *import parity* de GNL, considerando su escasa representación en la oferta total (11 %).

De esta manera, se daría una transferencia de recursos principalmente desde los usuarios de servicio completo hacia, principalmente, los productores de gas. Debe adicionarse también que se mantendrían los “Plan Gas” hasta su vencimiento en 2017, y se crearía uno nuevo, conocido como “Plan Gas No Convencional”⁴², con la diferencia de que se aseguraban precios decrecientes temporalmente y se limitaba por cuenca y tipo de recurso. Este último esquema resultó en un conflicto entre el Estado Nacional y los productores gasíferos, aún no resuelto. Según las empresas productoras, la Secretaría de Gobierno de Energía habría cambiado el criterio de cálculo considerado a los efectos de los pagos de las compensaciones económicas previstas en la resolución MinEM 46/2017, imponiéndole un límite en función de volúmenes de producción estimados por las empresas productoras en sus presentaciones originales.

3. *Fin de la emergencia pública. Transición ¿hacia un mercado eficiente?* Hemos visto, a lo largo del análisis, que ininterrumpidamente desde la sanción de la emergencia pública hasta el presente, los distintos gobiernos vienen sosteniendo que ha sido necesario introducir intervenciones para la determinación de los precios del gas. El objetivo perseguido parece también ser siempre el mismo: la incorporación de reservas y aumento en la producción doméstica de gas natural, que permitan lograr que, en el mediano y largo plazo, los precios resulten de la libre interacción de la oferta y la demanda, conforme fueron concebidos originariamente en el marco regulatorio⁴³.

A partir de diciembre de 2017, el Estado Nacional tomaría la decisión de no prorrogar la vigencia de la Ley de Emergencia Pública⁴⁴, que sostuvo el marco de transición para las intervenciones que han llevado adelante los distintos gobiernos a lo largo de los años respecto a la determinación de precios del gas natural.

⁴⁰ MASSIMINO (2018) pp. 228-229.

⁴¹ Resolución MinEM 212/2016 (B.O. 7/10/2016). Creó el denominado “sendero de precios de gas natural” en el PIST para usuarios residenciales y comerciales, de GNC y de gas propano destinado a la distribución de gas propano indiluido por redes.

⁴² Resolución MinEM 46/2017 (B.O. 6/3/2017).

⁴³ Artículo 83 de la ley 24076 (B.O. 12/6/1992).

⁴⁴ Ley 25561 (B.O. 7/1/2002).

El entonces Ministerio de Energía y Minería⁴⁵, bajo el entendimiento que el mercado aún necesitaba pautas básicas de transición, diseñó un esquema para volver a los criterios previstos en la regulación, a través de un Acuerdo de Bases y Condiciones⁴⁶. Los distribuidores y ciertos subdistribuidores celebraron con proveedores de gas natural ese acuerdo donde se preveían tanto los volúmenes mínimos de venta de gas natural a los distribuidores por parte de los proveedores, como así también los precios de venta por categoría y por cuenca. Estos precios, definidos en U\$\$/MMBTU, siguieron las pautas del sendero de precios definido por el MinEM⁴⁷.

Sin embargo, a pocos meses de la instauración de este nuevo esquema, se afectó la ejecución de los contratos celebrados bajo el Acuerdo mencionado. La profunda devaluación que sufriría el peso en 2018 hizo que el tipo de cambio observado llegue a duplicar el tipo de cambio utilizado para pasar el costo del gas a los cuadros tarifarios. Esto ocasionó que los distribuidores aumenten sus deudas con los productores por las diferencias diarias acumuladas⁴⁸.

El ENaRGas debió intervenir, los productores y distribuidores renegociaron los términos, y finalmente se fijaría un nuevo precio único, para todos los segmentos de usuarios de servicio completo, de 3,5 U\$\$/MMBTU para el semestre octubre de 2018-marzo de 2019. Este precio es sustancialmente menor al previsto en las Bases y Condiciones, abandonando por primera vez el sendero creado en 2016.

En la Argentina, como hemos analizado, el Estado Nacional ha venido interviniendo en la determinación de precios en PIST, sea directa o indirectamente, unilateralmente o por consenso, con distintos grados y prácticamente para todos los segmentos de usuarios.

Actualmente, el Estado Nacional transita hacia un nuevo esquema de asignación de volúmenes y formación de precios. Se llevaron adelante, en primer lugar, compulsas por medio de CAMMESA y el MEGSA para el abastecimiento de gas con carácter interrumpible para centrales eléctricas⁴⁹.

⁴⁵ Hoy Secretaría de Gobierno de Energía, dependiente del Ministerio de Hacienda.

⁴⁶ Se denominó “Acuerdo de Bases y Condiciones para el abastecimiento de gas natural a distribuidores de gas por redes”. Ver ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (2018).

⁴⁷ Resolución MinEM 212/2016.

⁴⁸ En el marco de las adecuaciones semestrales de tarifas que viene llevando adelante el ENaRGas, se estipularon los precios del gas natural en PIST que se trasladarían a las tarifas finales a los usuarios en \$/m³, tomando un único tipo de cambio referencial vigente para cada periodo estacional de 18,33 \$/U\$\$ para el periodo diciembre 2017-marzo 2018 y 20,35 \$/U\$\$ para el periodo abril-septiembre 2018. A modo de referencia se menciona que el tipo de cambio mayorista, por aplicación de la Comunicación “A” 3500 del BCRA, cotizaba el 28 de septiembre a 40,90 \$ por U\$\$.

⁴⁹ La resolución MinEM 46/2018 instruyó a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a disponer las medidas necesarias para que CAMMESA implementase mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de volúmenes de gas requeridos para ser utilizados en generación de electricidad. Se dispuso, asimismo, bajar el precio de referencia para las usinas eléctricas a gas natural de 5,2 a 4,2 U\$\$/MMBTU en promedio. Las convocatorias para la adquisición de gas natural fueron delegadas por CAMMESA al MEGSA, exigiendo considerar la presentación de

Posteriormente, en febrero de 2018, la Secretaría de Gobierno de Energía del Ministerio de Hacienda de la Nación aprobó⁵⁰ un mecanismo para el concurso de precios para la provisión de gas natural en condición firme para el abastecimiento de la demanda de usuarios de servicio completo de los distribuidores.

Estos concursos se materializaron bajo la modalidad de subastas electrónicas, en donde las prestatarias informaron con anterioridad al comienzo de la ronda de negociación, para cada tipo de producto (volumen de gas a plazo), los volúmenes de gas que se solicitarían según sus modalidades (por ejemplo, gas anual, gas estacional, etc.) y luego los vendedores realizan ofertas de venta firme. Finalizada la ronda, esas ofertas son ordenadas por precio/tiempo, para luego realizar la asignación correspondiente, con el consecuente compromiso de las partes adjudicadas de efectivizar la compraventa de gas natural. Otros aspectos relevantes que fueron cubiertos normativamente en las subastas se pueden resumir así: *i*) se consideró un concurso separado para la Cuenca Noroeste, en función de que su requerimiento de gas natural en condición firme es marcadamente superior a la oferta de producción nacional con la que se cuenta en esta área, lo que eventualmente podría impactar sobre el precio y, fundamentalmente, sobre los volúmenes transados en la subasta; *ii*) se estableció un plazo de pago por el producto de 65 días de finalizado el mes de entrega efectiva; *iii*) se estableció que la compra venta se formalice en PIST y no en *city gate*, a los efectos de poder optimizar el transporte firme ya contratado por los distribuidores; *iv*) se establecieron compromisos “Tomar o Pagar” y “Entregar o Pagar” simétricos para las partes, alcanzando el setenta por ciento (70 %) de las respectivas cantidades máximas diarias, en el entendimiento de que ello brindará una mayor flexibilidad a las dos partes.

Asimismo, y a los fines de garantizar la competencia y transparencia, se incorporó una cláusula de salida al modelo de oferta. De esta forma, en caso de que el ENaRGas no autorice el traspaso a tarifa del precio del gas que surja del respectivo concurso, cualquiera de las partes podrá rescindir los derechos y obligaciones emergentes de la oferta sin responsabilidad para ninguna de ellas. Sin embargo, es importante remarcar que el ENaRGas considera satisfecho el cumplimiento de la certificación para habilitar el *pass through* en caso que los volúmenes contratados por el distribuidor provengan de estos concursos de precios.

Las subastas se efectuaron, en primer lugar, el 14 de febrero de 2019, participando todas las cuencas, excepto la Noroeste. Se asignaron 14,4 millones de m³ por día para el verano y 36,1 millones de m³ por día para el invierno, a un precio promedio ponderado entre las ofertas adjudicadas de 4,62 U\$S/MMBTU. El 83 % de los volúmenes correspondieron a la Cuenca Neuquina, a un precio promedio ponderado de 4,61 U\$S/MMBTU.

ofertas para suministros en condiciones firmes e interrumpibles, con puntos de entrega en las diferentes cuencas productivas, tomando como máximos los mencionados precios de referencia.

⁵⁰ Resolución 32/2019 (B.O. 11/2/2019) de la Secretaría de Gobierno de Energía.

Posteriormente, el 15 de febrero de 2019, se asignaron 3,8 millones de m³ por día para el verano y 9,4 millones de m³ por día para el invierno, a un precio promedio ponderado de 4,35 U\$S/MMBTU, correspondiendo el 100 % del volumen a la Cuenca Noroeste. La subasta contó con la participación de Integración Energética Argentina S.A. debido a que, como se dijo anteriormente, la oferta doméstica en dicha cuenca es insuficiente.

Luego de las audiencias públicas llevadas a cabo a fin de febrero, el ENaRGas aprobó los correspondientes ajustes semestrales y estacionales de las tarifas de transporte y distribución, conforme los cuales se emitieron los cuadros tarifarios a finales de marzo para el periodo abril-septiembre de 2019, considerando los precios de gas natural alcanzados en las subastas antes descriptas.

§ 3. HACIA UN MERCADO EFICIENTE EN LA FORMACIÓN DE PRECIOS

a) *BREVES CONSIDERACIONES SOBRE LA BASE DE LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL.* — Nos proponemos ahora realizar algunas breves consideraciones, sobre la base de la amplia experiencia internacional respecto del desarrollo de mercados mayoristas eficientes, particularmente en lo que se refiere a la creación e impulso de centros de comercialización (*trading hubs*) que permitan dotar al mercado de gas local o regional de la liquidez suficiente para lograr precios competitivos y de referencia para los contratos que se celebren entre los participantes. En este sentido, existen distintos grados de madurez —entendida ella como el nivel de competencia logrado por el mercado— en los diferentes países que han impulsado la mejora de la eficiencia en su mercado mayorista de gas. Para poder enumerar las condiciones que permitieron un nivel alto de madurez y eficiencia del mercado mayorista de gas, hemos tomado tres casos paradigmáticos: Estados Unidos, el cual se ha desarrollado principalmente a partir de la década de 1980 (particularmente a través del desarrollo del *Henry Hub*⁵¹, como centro de comercialización de

⁵¹ Henry Hub es un *hub* físico de propiedad y operado por Sabine Pipe Line LLC (“Sabine”). Particularmente, es un extremo del Sabine Pipeline, un gasoducto interestatal bidireccional de acceso abierto que se extiende desde Port Arthur, Texas, hasta el Henry Hub, en Louisiana, y está conectado directamente a cuatro consumidores industriales y un productor. Asimismo, está interconectado a ocho gasoductos interestatales y tres gasoductos dentro del estado y posee una conexión directa a instalaciones de almacenamiento. Adicionalmente, el sistema de Sabine proporciona interconexiones a 11 gasoductos designados como “interconexiones Henry”. Dado que el Sabine Pipeline es bidireccional, el gas que se entrega a Sabine desde una tubería de conexión puede volver a enviarse a cualquier otra tubería de interconexión. La transferencia de gas de un gasoducto a otro a través de Sabine Pipeline / Henry Hub es facilitada por Sabine Hub Services a través de su servicio IHT (Intra-Hub Transfers). Éste es un servicio de contabilidad que se utiliza para registrar las transferencias de títulos de paquetes de gas natural en el centro de comercialización. Véase FULWOOD (2018) pp. 9-10.

Los Estados Unidos también tienen muchos *hubs* regionales que reflejan los balances de oferta y demanda locales y regionales. En estos *hubs* locales, el gas natural se comercializa

referencia en el país), Gran Bretaña (a través del *National Balancing Point* –NBP⁵²), siendo el primero en desarrollarse en Europa, principalmente a partir de la década de 1990, y los Países Bajos (a través del *Title Transfer Facility* –TF⁵³).

Sin dudas, la condición previa para el desarrollo que experimentaron los países en cuestión es la desregulación de sus mercados de gas, necesaria para generar un ambiente de competencia (principalmente en el sector de *upstream*). Los mercados analizados han desarrollado esquemas de negociación en sus mercados mayoristas de gas natural que pueden agruparse en dos: *i*) intercambio centralizado (*Trading Hubs*)⁵⁴; *ii*) intercambio bilateral: Operaciones *Over The Counter* (OTC), operaciones que se realizan por fuera de los *trading hubs*, de manera bilateral entre las partes⁵⁵.

frecuentemente en un diferencial de Henry Hub, teniendo en cuenta las disparidades regionales y los costos de producción y transporte a ese centro regional específico. Véase KATE, VARRÓ y CORBEAU (2013) p. 36.

⁵² NBP es un *hub* virtual de comercialización de gas en Gran Bretaña. Creado originalmente por el Uniform Network Code para posibilitar el balanceo del sistema, mutó luego para convertirse en punto de comercialización del gas que se transporta a través del National Transmission System (NTS), una red troncal de alta presión que lo lleva por Inglaterra, Escocia y Gales y que es operada por National Grid Gas. En el NBP los cargadores (*shippers*) nominan sus compras y ventas de gas y National Grid realiza su actividad de balanceo diariamente. A través del On-the-day Commodity Market (OCM), que es operado por Intercontinental Exchange (ICE Endex), según lo instruido por National Grid, se realizan operaciones anónimas de compra y venta de gas entre los participantes del mercado a fin de mantener diariamente el balanceo de sistema de transporte. National Grid, mediante este mercado, realiza el balanceo de última instancia que requiera el sistema.

⁵³ TTF es un *hub* virtual de comercialización de gas en el sistema de transporte de gas natural de alta presión en Países Bajos. Dicho sistema de transporte pertenece a la empresa Gasunie y es operado por Transmission System Operator Gas Transport Services (GTS). TTF es un sistema en el que el gas se puede transferir a otra parte sin que el producto tenga que ser transportado de un proveedor a otro. El comprador puede recibir la entrega del gas en cualquier punto de la red y el proveedor puede suministrar gas en cualquier punto de la red.

⁵⁴ Un *trading hub* (o centro de comercialización) de gas es donde el título de gas natural se intercambia entre varios compradores y vendedores. Inicialmente, tiene una función puramente administrativa para facilitar el intercambio, pero es crucial para que funcionen los mercados competitivos. Véase KATE, VARRÓ y CORBEAU (2013) p. 36. Posteriormente, a partir del *hub* se pueden desarrollar mercados *spot* o de futuros que permitan ingresar otros tipos de participantes (inversores, especuladores) que generen mayor liquidez en la comercialización de gas natural en ese centro específico. Una clasificación común de *hub* es la que diferencia entre puntos de entrega físicos o *physical hubs* (como el Henry hub) y mercados virtuales, *virtual hubs*, (como el NBP).

⁵⁵ KATE, VARRÓ y CORBEAU (2013) p. 37 señalan que el OTC es un mercado descentralizado, donde los participantes del mercado comercian entre sí a través de diversos canales. El intercambio bilateral implica el comercio no solo de productos estandarizados, sino también productos individualizados que son ampliamente utilizados por los proveedores para adaptarse a los requisitos específicos de tiempo, flexibilidad, volumen y demás términos de un consumidor. Vale aclarar que si bien el intercambio es descentralizado y con contratos, muchas veces, a medida de las partes involucradas, la transferencia del gas natural se realiza en el *hub* correspondiente.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

Estos centros han demostrado –cualquiera de ellos– ser capaces de mejorar la competencia y, por ende, la liquidez y eficiencia de los mercados mayoristas de gas de los países en cuestión. Esto se vio potenciado por el hecho de que estos *hubs* (Henry Hub, NBP y también TTF), por su alta madurez, han sido tomados de referencia por mercados institucionalizados (NYMEX, ICE) con el objeto desarrollar mercados *spot* y de futuros que permitieron a otros tipos de participantes (más financieros) gestionar carteras de inversiones o de cobertura con el precio del gas natural, dotando de esta forma de una mayor liquidez y transparencia al mercado en su conjunto.

De la experiencia en estos países podemos delinear los factores que, entendemos, deberían verificarse, en mayor o menor medida, para poder lograr un mercado de gas eficiente, que permita a los consumidores acceder a gas natural a precios competitivos. Dichos factores pueden ser divididos en tres grupos: *i*) factores políticos, culturales y económicos; *ii*) factores estructurales, y *iii*) factores regulatorios.

La influencia de los factores políticos, culturales y económicos es un condicionante cuando se busca dar impulso a la mejora en la eficiencia de un mercado de gas. Será fundamental la convicción y permanencia de un criterio político que lleve adelante los cambios que requieren ser implementados. La transición hacia un mercado mayorista de gas eficiente debería enmarcarse como política de Estado. Un gobierno necesita garantizar un conjunto de requisitos institucionales y estructurales para abrir un mercado, como el acceso a la infraestructura, aplicación de políticas de competencia, introducción de la elección del consumidor, etc.⁵⁶.

Adicionalmente, es muy necesario que los participantes del mercado, desde las compañías de energía tradicionales, los distribuidores e incluso los usuarios finales, apoyen el nuevo entorno comercial. Esta es la razón por la que Gran Bretaña y los Países Bajos tuvieron éxito porque, una vez que la empresa de energía tradicional se vio obligada a renunciar a su posición dominante, los participantes en el resto de la cadena de valor cambiaron rápidamente su enfoque del mercado, al aceptar que se hizo buscando el interés de impulsar el comercio⁵⁷.

Por otro lado, no debe dejarse de lado la importancia de los factores económicos a la hora de generar la confianza e incentivos a los participantes del mercado de gas (así como cualquier otro mercado). No es casualidad que los tres ejemplos tomados como referencia de un mercado de gas maduro sean países desarrollados, que cuentan con estabilidad económica sostenida desde hace varios años y –lo que no es menor– cuentan con monedas sólidas, que les permiten nominar los precios mayoristas del gas natural en ellas.

Asimismo, existen factores estructurales que condicionan el desarrollo de estos mercados. Los países con producción doméstica han tenido una clara ventaja en el cambio hacia mercados mayoristas de gas más eficientes. No es

⁵⁶ KATE, VARRÓ y CORBEAU (2013) p. 32.

⁵⁷ HEATHER (2015) p. 17.

casual que Estados Unidos haya tenido un alto nivel de producción de gas y haya experimentado la gran expansión del *shale gas*. Por su parte, Gran Bretaña experimentó un auge en la producción de gas en la década de 1990, justo cuando el mercado interno atravesaba su transformación. Holanda fue el primer mayor productor y exportador de gas natural de Europa y hoy en día produce casi el doble de su demanda⁵⁸.

Además, tener una multiplicidad de participantes, tanto del lado de la oferta (*upstream*) como de la demanda, con acceso a una infraestructura de transporte (*midstream*) adecuada, permitió a los países de referencia tener mercados de gas eficientes. La desagregación debe alentar a los participantes del mercado a utilizar centros de comercialización (*trading hub*) para equilibrar sus contratos, gestionar los riesgos de su cartera e incluso especular, y así aumentar la liquidez de los mercados⁵⁹.

Del mismo modo, una infraestructura adecuada que permita que el gas natural fluya hacia donde se necesita y cuando se necesita es de suma importancia para que el mercado pueda dar señales de precios adecuadas.

El tercer grupo de factores son los regulatorios, cruciales en el desarrollo y evolución de los mercados de gas natural. Para poder desarrollarse, y que la liberalización permita ganancias equilibradas para los actores, un mercado de gas requiere un ente regulador fuerte, que pueda garantizar y asegurar la competitividad⁶⁰ en el mercado mayorista entre los diversos actores en toda la cadena de valor y, asimismo, proteja a los usuarios finales abarcados por el segmento monopólico de la industria del gas.

Particularmente, la Comisión Federal Reguladora de Energía de los Estados Unidos (FERC, por su sigla en inglés) es un ejemplo de un ente regulador que funciona de manera adecuada⁶¹. Esta comisión es una agencia independiente que regula la transmisión interestatal de electricidad, gas natural y petróleo. Adicionalmente, revisa las propuestas para la construcción terminales de GNL y gasoductos interestatales, así como los pedidos de otorgamiento de licencias para proyectos hidroeléctricos. La Comisión está compuesta por cinco comisionados que son nombrados por el Presidente de los Estados Unidos con el consentimiento del Senado. La duración del cargo de comisionado es de cinco años, y tienen igual voto en asuntos regulatorios. Pero quizás la nota más saliente de la FERC es que no más de tres comisionados pueden provenir de un mismo partido político.

En línea con lo anterior, es de suma importancia considerar que para mantener un mercado competitivo de gas natural, la supervisión regulatoria debe incluir la gestión de los impactos en los usuarios finales por parte del Estado⁶². Si bien a largo plazo la competencia reduce los costos y ofrece precios

⁵⁸ HEATHER (2015) p. 17.

⁵⁹ XUNPENG (2016) p. 360.

⁶⁰ Salvo en aquellos segmentos que requieran estar regulados por tratarse de monopolios naturales.

⁶¹ SHELL INTERNATIONAL y DRC (2017) p. 386.

⁶² SHELL INTERNATIONAL y DRC (2017) p. 389.

bajos sostenidos, durante el período de transición, a medida que se libera la competencia de los mercados mayoristas de gas natural, las consideraciones de bienestar social y equidad necesariamente requieren la impulso de políticas estatales que protejan a los más vulnerables. El enfoque económicamente más eficiente sería permitir la competencia en los mercados mayoristas de gas natural, y proporcionar ingresos u otro tipo de apoyo por separado a los consumidores y usuarios finales, por ejemplo, mediante pagos de subsidios. Dicho enfoque no interferiría con el funcionamiento eficiente del mercado del gas natural, al tiempo que garantizaría la protección de las empresas y los individuos más vulnerables⁶³.

La regulación en otras áreas o sectores vinculados al mercado de gas influye en la posibilidad de mejora de su eficiencia. De esta manera, por ejemplo, es de suma importancia contar con un mercado eléctrico con libre competencia, ya que es uno de los principales demandantes de gas natural.

Asimismo, el acceso abierto y no discriminatorio a terceros es uno de los principios fundamentales a la hora de lograr mercados competitivos y eficientes. Ha sido de suma importancia para garantizar un acceso abierto y no discriminatorio a la red de transporte la existencia de un Operador del Sistema de Transporte (TSO, por sus siglas en inglés) que sea independiente, con un régimen de inversiones claro e imparcial⁶⁴. Su importancia es mayor si consideramos que son los TSO quienes, generalmente, se ocupan de la administración de los *trading hubs*.

Para permitir que nuevos participantes ingresen al mercado, la transparencia en torno a las reglas del mercado es esencial. Esto incluye la transparencia en torno a los términos y condiciones para el acceso de terceros a las redes y la divulgación de la capacidad disponible en ellas⁶⁵.

Finalmente, la creación y el desarrollo de uno o más centros de comercialización sobre las bases antes enumeradas generaron señales de precios reales en los mercados mayoristas de gas analizados, permitiendo a sus participantes responder a cambios en la oferta y la demanda. Particularmente, los centros de comercialización permiten a los participantes del mercado ajustar sus suministros para satisfacer las necesidades de sus clientes a corto y largo plazo y gestionar el riesgo de precios.

Esto debe ser complementado con la creación de un mercado *spot* y de futuros a través de un mercado institucionalizado que permita el ingreso de participantes con intereses más financieros (gestión de carteras de inversión, cobertura de riesgos y especulación) que comerciales. Este tipo de jugadores, en los casos analizados, han generado un incremento sustancial de competencia en la determinación del precio *spot* y futuro del gas natural y, de esta manera, dotaron de liquidez al mercado mayorista.

⁶³ SHELL INTERNATIONAL y DRC (2017) p. 389.

⁶⁴ KATE, VARRÓ y CORBEAU (2013) p. 35.

⁶⁵ SHELL INTERNATIONAL y DRC (2017) p. 389.

La relevancia de los centros de comercialización se manifiesta también cuando alcanzan una madurez suficiente, en su utilización como referencia en los intercambios bilaterales (OTC) entre los diferentes participantes del mercado de gas respectivo. Esto permite celebrar contratos más óptimos en términos de fijación de precios durante su vigencia, evitando fórmulas de ajustes atadas al petróleo o precios regulados que no logren dar señales adecuadas.

Sin dudas, la conjunción de los factores mencionados, y su sostenimiento en el tiempo⁶⁶, permitió a los países tomados de referencia lograr un mercado mayorista de gas eficiente, posibilitando alentar las inversiones requeridas por el sector y, en paralelo, lograr un acceso confiable, seguro y económico al gas natural por parte de todos los usuarios, protegiendo, adicionalmente, a los sectores más vulnerables.

b) *ASPECTOS CONDICIONANTES DEL MERCADO GASÍFERO ARGENTINO.* — El gas natural en particular y los hidrocarburos en general son hoy recursos estratégicos indispensables para el desarrollo del país debido a que nuestra matriz energética es altamente dependiente de esos recursos⁶⁷.

Hay que tener en cuenta que el mercado de gas argentino es el primero en volumen de América Central y Sudamérica. Asimismo, nuestro país es el segundo productor de gas natural en dicha área geográfica⁶⁸.

No obstante este lugar privilegiado que posee nuestro país en cuanto a recursos naturales, no hemos logrado desarrollar un mercado mayorista de gas eficiente, que permita a los usuarios tener acceso al gas natural a un precio competitivo y, en paralelo, se alienten las inversiones que el sector requiere en sus diferentes segmentos. A continuación expondremos cuáles fueron y son, a nuestro entender, los condicionantes más relevantes que dificultan el logro de ese objetivo.

1. *Impacto de vaivenes macroeconómicos.* En 26 años de existencia del marco regulatorio existieron movimientos pendulares en la macroeconomía, desde la salida de la hiperinflación y el régimen de convertibilidad, la crisis de 2001, los quince años bajo emergencia económica, hasta la gran volatilidad cambiaria y alta inflación de 2018 y comienzos de 2019. Estos factores atentan contra el desarrollo de un mercado mayorista estabilizado para las transacciones físicas y económicas del gas natural.

Mencionamos a continuación algunos ejemplos que manifiestan la gran vulnerabilidad del sector a estos factores. Desde principios de 2018, debido

⁶⁶ Sobre la base de la experiencia de transición de los mercados norteamericanos y británicos, el proceso puede demorar entre diez y quince años. Véase HEATHER (2015) p. 6.

⁶⁷ Según el Balance Energético Nacional de 2017, el gas natural representó un 54 % de la oferta interna primaria de energía. Si sumamos el petróleo, podemos afirmar que la dependencia de los hidrocarburos es del 85,2 %. Ver SECRETARÍA DE ENERGÍA (2018).

⁶⁸ BP (2018) pp. 28-29.

a la devaluación de la moneda doméstica y la inestabilidad cambiaria manifestada –ver § 2, b–, se intensificó el problema del descalce de monedas que existe entre los precios al que los productores/comercializadores ofrecen el gas (dólares) y los precios regulados del gas del segmento de distribución (pesos).

Esto generó cuantiosos créditos devengados por las diferencias de cambio entre el precio del gas comprado por los distribuidores de gas y el precio del gas reconocido en las tarifas vigentes entre abril y octubre de 2018. El 15 de noviembre de 2018, el Poder Ejecutivo Nacional emitió el decreto 1053/2018, en el cual se estableció, con carácter excepcional, que el Estado Nacional asume dicha diferencia de cambio, contemplando el período abril de 2018-marzo de 2019.

Posteriormente, el ENaRGas, como ya desarrollamos, emitió la resolución 72/2019, a través de la cual buscaría evitar que se generen nuevas diferencias a futuro, definiendo para la metodología de traslado a tarifas del precio de gas y procedimiento general para el cálculo de las diferencias de cambio diarias acumuladas. Entre otros aspectos, contempla el reconocimiento de los precios pactados en los contratos que los distribuidores celebren con los productores en el marco de las subastas y establece que el tipo de cambio que se considerare entre productores y distribuidores debe ser el promedio de la cotización de la divisa del Banco de la Nación Argentina (BNA) entre los días 1 y 15 del mes inmediato anterior al inicio de cada período estacional o los tipos de cambio contenidos en los contratos, cuando estos contemplen cotizaciones más bajas.

Otro ejemplo fue la modificación, por motivos de carácter presupuestario, del criterio del “Programa de Estímulo a Producción de Gas No Convencional”, de la resolución MinEM 46/2017 y modificatorias. Según YPF, en enero de 2019, la Secretaría de Gobierno de Energía “. . . notificó ciertas consideraciones vinculadas al alcance y condiciones del Programa, que difieren de lo previsto originalmente y que afectan de manera perjudicial tanto los proyectos que se encontraban a la espera de recibir la aprobación formal de la Secretaría como así también el monto a percibir vinculado a proyectos aprobados a la fecha bajo el Programa (. . .). La Sociedad estima que el efecto negativo en el resultado neto del ejercicio 2018 es de aproximadamente U\$S 60 millones”⁶⁹.

Una macroeconomía con las dificultades recurrentes como la nuestra es claramente una limitante al logro de un mercado con contratos con términos y condiciones estandarizadas para todos los participantes, lo cual, obviamente, atenta contra la madurez alcanzable en dicho mercado.

2. *La demanda. Segmentación, estacionalidad y concentración geográfica.*

La segmentación entre usuarios se encuentra definida en distintas categorías, principalmente entre aquellos de servicio de distribución de régimen completo, a los que los distribuidores facturan gas, transporte y distribución,

⁶⁹ Véase YPF (2019).

y aquellos usuarios que adquieren el gas por su cuenta –*unbundling*⁷⁰–, para quienes los distribuidores no pueden comprar ni vender gas.

Para los usuarios del servicio de distribución de régimen completo, el distribuidor correspondiente compra el gas en PIST. De acuerdo a lo establecido en el numeral 9.4.2 de las Reglas Básicas de la Licencia de Distribución, el distribuidor puede solicitar al ENaRGas el traslado a tarifas del precio de gas comprado, debiendo presentar, al inicio del período estacional, los contratos de compra así como acreditar que ha contratado, por lo menos, el 50 % de sus necesidades del período estacional respectivo.

La agrupación de la demanda de los usuarios residenciales, comerciales, usuarios de GNC, entes oficiales y subdistribuidores representa un 34,6 % del total⁷¹. Por el grupo de los usuarios *unbundling*, las centrales de generación o usinas a gas natural alcanzan un 39,1 % de la demanda y las grandes industrias, un 26,3 %.

En 2018, la demanda total de gas del sistema se ubicó en un promedio de 121,6 millones de m³/d⁷², con la particularidad de tener un pico de invierno de 145,4 millones m³/d en los meses de junio-agosto y un promedio en los meses del período de verano de 108 millones m³/d. En particular, el segmento residencial demandó 14,5 millones m³/d en el periodo de verano (octubre-abril), mientras que en el periodo invernal (mayo-septiembre) la demanda representó 43,4 millones m³/d. Si consideramos los meses de pico (junio-agosto), la demanda promedio fue de 52,7 millones m³/d. Debido a la falta de capacidad de transporte adecuado a estas características estructurales, dicho comportamiento impone restricciones durante los picos que afectan, principalmente, a los segmentos industriales que sufren interrupciones y a las centrales de generación térmica que deben recurrir a combustibles alternativos considerablemente más costosos.

Ahora bien, es importante destacar que existe concentración de la demanda. En ese sentido, un 44 % de la demanda total de gas natural se centraliza sobre el área de tres distribuidores en la Ciudad Autónoma y Provincia de Buenos Aires; Metrogas S.A., Gas Natural BAN S.A. y Camuzzi Gas Pampeana S.A.⁷³. Otro 15 % se concentra en la zona de licencia de Litoral Gas S.A., principalmente por los consumos de gas de usinas e industriales en la zona sudeste de la provincia de Santa Fe.

3. *Las particularidades de la oferta.* Actualmente, los productores inyectan gas natural al sistema desde cinco cuencas con precios de gas natural

⁷⁰ Los usuarios *unbundling* son los grandes usuarios industriales: Servicio General P3 con consumos anuales mayores a 180.000 m³; Servicio General G (SGG), Firme de Distribución (GUF), Firme de Transporte (GUFT), Interrumpible de Distribución (GUID), Interrumpible de Transporte (GUIT); Estaciones de GNC (GNC).

⁷¹ Datos operativos de gas natural (total sistema) suministrados por el ENaRGas para enero-noviembre 2018 (gas entregado por tipo de usuario), disponibles en SECRETARÍA DE MODERNIZACIÓN (2019).

⁷² Ídem nota 71.

⁷³ Ídem nota 71.

discriminados y tarifas de transporte definidas por tramos de gasoductos, a saber: Cuenca Noroeste, Neuquina, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego.

Del volumen total demandado en 2018, unos 28,5 millones m³/d, equivalentes al 23,4 % de la demanda, provinieron de fuentes de importación, principalmente Bolivia, que aportó el 61,4 % del volumen importando, ingresando el gas desde el Noroeste. Por GNL se abastecieron un 36,4 % de las importaciones desde las terminales de Escobar y Bahía Blanca, esta última hoy desafectada, y un 2,2 % se ingresó desde Chile por vía de los gasoductos Gas Andes y Norandino⁷⁴.

Existe desde el lado de la oferta una importante concentración de la producción en pocos participantes. Por titular del recurso, un 76 % de la producción está en poder de cinco compañías: YPF, PAE, Total Austral, Wintershall y Pampa Energía⁷⁵. Esta concentración se presenta también cuando se analiza separadamente cada cuenca. Es decir, existen condiciones como la concentración de la oferta, restricciones de transporte, barreras a la entrada y baja desafiabilidad de nuevos competidores, que se condicen más bien con las de un mercado oligopólico⁷⁶.

Los volúmenes de producción de gas natural y las importaciones se inyectan en las cabeceras de los gasoductos, existentes en las cuencas antes mencionadas y son dirigidas por las dos licenciatarias de la prestación del servicio público de transporte de gas natural por gasoductos de alta presión, Transportadora de Gas del Norte S.A. y Transportadora de Gas del Sur S.A., hasta el punto de recepción, o *city gate*.

4. *Acceso abierto y asignación de la capacidad de transporte. Limitaciones.* Persiguiendo el objetivo de competencia, el transporte está regulado por un régimen de acceso abierto, garantizado normativamente por la ley 24076⁷⁷. La única razón que tiene un transportista de denegar capacidad es que esta se encuentre restringida.

El marco regulatorio dispone que ningún transportista o distribuidor podrá otorgar ni ofrecer ventajas o preferencias en el acceso a sus instalaciones, excepto las que puedan fundarse en diferencias concretas que pueda determinar el ENaRGas. Asimismo, la reglamentación de la ley 24076⁷⁸ establece que el ente debe dictar normas que fijen las bases para el reparto equitativo de la capacidad disponible, sin perjuicio de la prioridad que corresponde al servicio no interrumpible o demanda prioritaria, que además alienten la inversión para incrementar la capacidad del sistema y que incentiven la utilización más eficiente de la capacidad disponible⁷⁹.

⁷⁴ PASSINI (2017) pp. 41-42 aconseja la creación de nuevas cuencas para estos centros de inyección para optimizar el mecanismo del cálculo tarifario.

⁷⁵ BONETTO (2018) p. 45.

⁷⁶ PETRECOLLA y MARTÍNEZ (2010) p. 196.

⁷⁷ Véase los artículos 25 a 32.

⁷⁸ Artículo 2° del decreto 1738/1992.

⁷⁹ La resolución ENaRGas 1483/2000 impone principalmente que dicha capacidad sea asignada luego de un procedimiento de licitación que impida el reparto inequitativo de dicha

De esta manera, la existencia de limitaciones o restricciones de capacidad de transporte hace que los segmentos de la demanda difícilmente puedan modificar el origen de la cuenca de provisión del gas natural y las rutas de transporte.

La demanda mayorista, de los distribuidores y grandes usuarios, mantiene contratos de transporte a largo plazo, poco flexibles, que definen rutas entre el punto de inyección de gas y de demanda. Por ende, la compra de gas debe solaparse perfectamente con el transporte para que cada demandante pueda ejecutar simultáneamente la demanda de transporte y de gas natural. De este modo, nuevamente, se observa la complejidad que existe cuando algún demandante decide modificar la cuenca de la que se abastece⁸⁰.

Conforme hemos desarrollado en § 3, a, una infraestructura adecuada es un factor que posibilitaría el desarrollo de un mercado mayorista competitivo y eficiente en la Argentina con posibilidad de precios alineados entre cuencas, cuya ejecución requeriría inversiones en capacidad de transporte que eliminen posibles cuellos de botella en determinados tramos de gasoductos⁸¹. El alivio de estos cuellos de botella requerirá, fundamentalmente, de una coordinación entre todos los actores del sistema gasífero⁸².

Al analizar la infraestructura y su regulación, no puede obviarse la ponderación de los gasoductos de exportación existentes⁸³, que hoy, a pesar de su uso creciente para intercambio en periodos estivales, cuentan con capacidad ociosa y podrán aportar un contexto propicio para la integración con mercados vecinos a nuestro país.

El funcionamiento del sistema argentino de gas natural requiere, como hemos visto, que los distribuidores contraten capacidad de transporte en exceso de la demanda media del periodo estacional correspondiente. Esta situación fue contemplada en el sistema tarifario mediante la introducción del Factor de Carga (FC) en la tarifa de transporte⁸⁴.

capacidad (especialmente para evitar que los transportistas asignen volúmenes de acuerdo a intereses comerciales que atentan contra la igualdad y transparencia en el acceso al servicio).

⁸⁰ PETRECOLLA y MARTÍNEZ (2010) p. 183.

⁸¹ Para un mayor análisis ver IAPG (2015) pp. 21-27.

⁸² La capacidad nominal de inyección de gas natural en los gasoductos troncales y regionales operados por los transportistas alcanzó, a fines de 2017, un volumen aproximado de 149,7 MM m³/día. Asimismo, durante ese año se inyectó un promedio de 132,2 MM m³/día, verificándose el 18 de julio una inyección de 158,4 millones de m³, lo que demuestra los grados de saturación de algunos tramos en invierno, principalmente en los tramos finales, vinculados al Gran Buenos Aires, el mayor centro de consumo del país. Los datos fueron extraídos de ENARGAS (2017).

⁸³ La República Argentina cuenta con 10 gasoductos de exportación (7 a Chile, 2 a Uruguay, 1 a Brasil) con una capacidad de unos 42,6 MM m³/día.

⁸⁴ El factor de carga se define como la relación entre la demanda media de un tipo de usuario y la capacidad de transporte máxima requerida por dicho tipo de usuario. Los usuarios de un distribuidor consumen y pagan por la capacidad contratada firme por los distribuidores. Por ese motivo la licencia de transporte de gas estableció desde su inicio para los usuarios residenciales un factor de carga FC = 0,35, y 0,5 para los usuarios P, de tal modo que si la

Los distribuidores actualmente tienen contratos a término con niveles que se mantienen fijos durante todo el año, permitiéndoles cubrir el pico de invierno. Como contrapartida, a los distribuidores se les genera excedentes de capacidad durante todo el periodo por fuera del pico invernal. Estos excedentes deberían ser necesariamente negociados en un mercado competitivo y transparente⁸⁵.

La infraestructura del *midstream* del gas natural hoy se ve puesta al límite de capacidad por el incremento de la producción de gas natural no convencional en la cuenca neuquina, limitando su traslado hacia los grandes centros de demanda. Para buscar respuesta a este inconveniente, el pasado 8 de marzo se lanzó una ronda de consultas públicas que contempla dos posibilidades: ampliar los gasoductos existentes o iniciar la construcción de un nuevo gasoducto⁸⁶.

Asimismo, el Estado Nacional modificó el marco regulatorio de las concesiones de transporte de hidrocarburos con el objetivo de fomentar la competencia y la inversión⁸⁷. La medida busca ampliar el universo de empresas que puedan ser concesionarias de transporte además de los productores de gas y petróleo.

Recientemente, ENaRGas ha abierto a consulta pública la NAG-601, “Norma de Despacho de Gas Natural”, la cual pretende establecer pautas de despacho tendientes a permitir el pleno funcionamiento de un ambiente de libre acceso, no discriminación y competitivo, garantizando la calidad y continuidad del servicio público de transporte y distribución de gas y, adicionalmente, evitar crisis que afecten a dichos sistemas en los días de máximo consumo, buscando preservar a los clientes con servicios interrumpibles⁸⁸.

Estas medidas aún son incipientes, debiendo el Estado Nacional generar nuevas reglas de optimización de la capacidad de transporte existente, permitir la ampliación de nueva capacidad adicional, y garantizar la competencia en el acceso a dicha capacidad, limitando la generación de cuellos de botella de carácter “comercial”, que a su vez obstaculicen la posibilidad de arbitrar el gas natural entre las distintas cuencas.

§ 4. CONCLUSIONES Y LINEAMIENTOS FINALES

La experiencia más importante aprendida del caso argentino, tras 26 años de la sanción de la ley 24076, es que, a pesar de que el gas natural es un recurso estratégico y abundante en nuestro territorio, no hemos logrado consensuar una estrategia de desarrollo de largo plazo. El objetivo de iniciar

tarifa de transporte es T, un usuario residencial debe pagar por el transporte T/0.35, es decir, casi tres veces el costo de transporte y el doble en el caso de los usuarios P.

⁸⁵ PASSINI (2017) pp. 37-38.

⁸⁶ Resolución 82/2019 de la Secretaría de Gobierno de Energía (B.O. 8/3/2019).

⁸⁷ Decreto 115/2019 (B.O. 8/2/2019).

⁸⁸ Resolución ENaRGas 108/2019 (B.O. 8/3/2019).

una transición hacia un mercado mayorista de gas que resulte eficiente en la formación de precios y asignación de volúmenes debería enmarcarse como política de estado; de lo contrario, el cambio constante de voluntades políticas entorpecería el largo proceso que demanda la consolidación de un mercado de este tipo.

La Argentina cuenta con el principal mercado de América Latina y es el segundo mayor productor de gas de la región. Asimismo, es el segundo país en el mundo en dotación de recursos no convencionales de gas natural. Tanto el *tight gas*, cuya explotación contribuyó a reducir la declinación de la producción de gas, como el *shale gas* de Vaca Muerta son recursos que están cambiando la realidad energética del país.

Estos fenómenos podrán actuar como catalizadores para avanzar hacia la eliminación paulatina de los condicionantes que mencionamos en este trabajo y transitar, de esta manera, hacia un mercado mayorista de gas más eficiente en la formación de precios que permitan la exploración y explotación de esos recursos, pero en equilibrio con los derechos de los usuarios.

Aquellos países que han generado condiciones de estabilidad económica a largo plazo, consenso y voluntad social para el desarrollo eficiente del mercado, como así también condiciones óptimas en los factores estructurales y regulatorios descritos en el presente, han logrado la creación de mercados maduros, competitivos y transparentes. Esto no sólo redundará en beneficio para la demanda, por señales de precios más competitivos, sino también en beneficio para la oferta, dotándola de instrumentos de mercado que generen las garantías y la liquidez necesaria para incrementar el financiamiento y, consecuentemente, las inversiones.

Sin dudas, la precondition para la evolución hacia mercados mayoristas de gas desarrollados, conforme lo demuestra la experiencia internacional analizada, es la desregulación, pero entendida como una re-regulación del mercado mayorista de gas natural. Introducir competencia, entendida como tal, debería redundar en ganancias para los participantes, principalmente para los usuarios. Esto para nada implica el fin de la intervención estatal sobre el mercado –principalmente en lo que se refiere a la protección de los sectores más vulnerables– sino una necesidad de re-regulación que priorice estimular la competencia a fin de lograr mayor eficiencia asignativa del mercado mayorista.

Entre los aspectos necesarios para que la introducción de competencia al mercado genere los beneficios globales debe facilitarse la multiplicidad de participantes, bajo condiciones equilibradas, con un regulador fuerte y atento al funcionamiento del mercado.

En este sentido, no es nada nuevo afirmar que existen mercados que, aun siendo potencialmente competitivos, no lo pueden ser efectivamente sin el impulso del Estado. El reconocimiento de que la competencia es el instrumento más adecuado para promover la eficiencia y de que, a veces, su liberalización no basta para conseguir que sea efectiva, debería ser el principio de una nueva regulación. Por esto entendemos que el ENaRGas debe jugar un rol trascendental respecto del mecanismo de traslado de precios en PIST

EJEMPLAR PARA EL AUTOR

a tarifas, entendiendo que la simple realización de subastas no da por garantizados los principios establecidos en la regulación (desarrollados en § 2, a).

Por el lado de la demanda, se plantea la conveniencia de la descentralización de ciertos segmentos, buscando que sean las propias cargadoras de GNC o las generadoras termoeléctricas las encargadas de abastecerse su combustible, actualmente provisto por los distribuidores y por CAMMESA mayormente⁸⁹ en cada caso. Sin embargo, introducir competencia solamente por el lado de la demanda podría generar un riesgo adicional, ya que otorgaría mayor poder a la oferta que, como dijimos, muestra una fuerte concentración.

Por el lado de la oferta, el desarrollo de nuevas fuentes como la producción de gas no convencional, junto a la revisión de la estrategia de importaciones de gas tanto de Bolivia como de GNL, buscando esquemas más flexibles, y la posibilidad de aprovechar la capacidad existente de la infraestructura de interconexiones regionales, son líneas de acción que aportarán competencia de modo de viabilizar un mercado mayorista de gas más eficiente, en consonancia con las experiencias internacionales descriptas en § 3, a.

Cabe reiterar que la instauración de mecanismos de competencia no es condición suficiente para introducir ganancias cuando existe poder de mercado y concentración en la oferta. Tampoco si no se verifica independencia y una verdadera desintegración vertical. Existe en nuestro país evidencia empírica que indica que la desregulación de los años noventa no logró un ámbito adecuado de competencia.

Se remarca que mediante las recientes subastas realizadas a través del MEGSA se ha dado un paso importante para organizar y definir las bases y condiciones que garanticen la transparencia en los procedimientos para asignar volúmenes y la formación de precios en todas las operaciones a término. Resulta prematuro, sin embargo, evaluar su éxito.

Estos primeros pasos necesarios, pero no suficientes, deben crear la confianza para que los consumidores y productores comiencen a utilizar el mercado como plataforma principal que facilite el intercambio de propiedad de gas natural en el mercado.

A fines de garantizar el uso eficiente de la infraestructura y prevenir comportamientos estratégicos de bloqueo de capacidad, es propio se facilite la existencia de un mercado secundario de capacidad, donde el titular de la capacidad excedente pueda negociar libremente esos derechos a terceros interesados. La independencia de los operadores de los sistemas de transporte (TSO) es otro requisito clave para la competencia según lo muestran los casos internacionales analizados. Su importancia es mayor si consideramos

⁸⁹ Mediante el art. 1° de la resolución 70/2018 de la SGE (B.O. 7/11/2018) se otorgó a los agentes generadores, cogeneradores y autogeneradores del MEM la facultad de procurarse el abastecimiento de combustible propio para la generación de energía eléctrica. No obstante, la mencionada norma aclara que. “el Organismo Encargado del Despacho (OED) continuará con la gestión comercial y el despacho de combustibles para aquellos Agentes Generadores que no hagan o no puedan hacer uso de la facultad prevista en el presente artículo”.

que son los TSO quienes, generalmente, se ocupan de la administración de los *trading hubs*.

La piedra angular para cualquier impulso a la mejora en la eficiencia de un mercado de gas es la convicción y permanencia de un criterio político que lleve adelante los cambios que requieren ser implementados. Por lo tanto, el compromiso del Estado Nacional y la voluntad de sumarse al proceso de mejora de la eficiencia por parte de todas las partes interesadas es una condición previa para el éxito en el logro de un mercado mayorista de gas eficiente.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

- BONDOROVSKY, Diego y PETRECOLLA, Diego (2001): “Estructura del mercado del gas en Argentina e integración energética regional. Problemas de defensa de la competencia” (Buenos Aires, Centro de Estudios Económicos de la Regulación de la Universidad Argentina de la Empresa, Texto de Discusión N° 29), disponible en: https://www.uade.edu.ar/DocsDownload/Publicaciones/4_226_1580_STD029_2001.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- BONETTO, Sebastián (2018): “Precios del gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte. Desregulación, regulación y re-regulación en 26 años de la ley 24076”. Trabajo final de la Carrera de Especialización en Regulación (Buenos Aires, CEARE, UBA). Disponible en la biblioteca personal del autor.
- BP (2018): *Statistical Review of World Energy* (Londres, sexagésima séptima edición), disponible en: <https://www.bp.com/content/dam/bp/business-sites/en/global/corporate/pdfs/energy-economics/statistical-review/bp-stats-review-2018-full-report.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- DE LA RIVA, Ignacio M. (2014): “Hidrocarburos: del Estado subsidiario al Estado interventor”, *RADEHM*, n° 2: pp. 21-52.
- EUROPEAN FEDERATION OF ENERGY TRADERS (EFET GAS COMMITTEE) (2003): “Creating Successful Transparent and Liquid Gas Trading Hubs. The Operational and Commercial Essentials”, disponible en: https://www.efet.org/Files/Documents/Internal%20Energy%20Market/pp_20030204_Gas_Trading_Hubs.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- EUROPEAN FEDERATION OF ENERGY TRADERS (EFET GAS COMMITTEE) (2013): “EFET Guide on the Features of a Successful Virtual Trading Point”, disponible en: https://www.efet.org/Files/Documents/Gas%20Market/Gas%20Hub%20Development/EFET-Guide_Hub-Features_Final.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- FUNDACION DE INVESTIGACIONES ECONÓMICAS LATINOAMERICANAS (FIEL) (1998): *La regulación de la competencia y los servicios públicos: teoría y experiencia reciente* (Buenos Aires, FIEL).
- FULWOOD, Mike (2018): “Asian LNG Trading Hubs: Myth or Reality” (Nueva York, University of Columbia, Global Energy Policy), disponible en: https://energy-policy.columbia.edu/sites/default/files/pictures/Asian%20LNG%20Trading%20Hubs_CGEP_Report_050318.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- HEATHER, Patrick (2015): “The Evolution of European Traded Gas Hubs” (Oxford, Oxford Institute for Energy Studies), disponible en: <https://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2016/02/NG-104.pdf> (último acceso: 31/7/2019).

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

- INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS (IAPG) (2015): “El desafío del *downstream* del gas en Argentina” (Buenos Aires, IAPG), disponible en: <http://www.iapg.org.ar/download/Downstream.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- KATE, Warner ten; VARRÓ, Lászlo y CORBEAU, Anne-Sophie (2013): “Developing a Natural Gas Trading Hub in Asia - Obstacles and Opportunities” (París, International Energy Agency), disponible en: https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/AsianGasHub_FINAL_WEB.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- KOZULJ, Roberto (2005): “Crisis de la industria del gas natural en Argentina” (Santiago de Chile, Naciones Unidas –CEPAL–), disponible en: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/6279/1/S053153_es.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- KOZULJ, Roberto (2012): “Energía y desarrollo. Los desafíos del sector energético argentino”, disponible en: <http://www.ar.undp.org/content/dam/argentina/Publications/Desarrollo%20Humano/2012-5%20Kozulj%20Energia.pdf>, (último acceso: 31/7/2019).
- MASSIMINO, Leonardo (2018): “Lineamientos para los cambios regulatorios en el sector del gas natural”, *RADEHM*, n° 18: pp. 215-229.
- PASSINI, Fernando (2017): “Contractualización y reconocimiento regulatorio de los cambios estructurales en el sistema de gas luego de la emergencia económica”, disponible en: <http://www.ceare.org/tesis/2017/tes17.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- PETRECOLLA, Diego y MARTÍNEZ, María F. (2010): “Condiciones de competencia en el mercado de gas natural de la República Argentina: 1990-2008”, *Economía*, vol. XXXIII, N° 65: pp. 177-199, disponible en: <http://revistas.pucp.edu.pe/index.php/economia/article/view/598/588> (último acceso: 31/7/2019).
- SHELL INTERNATIONAL y THE DEVELOPMENT RESEARCH CENTER (DRC) OF THE STATE COUNCIL OF THE PEOPLE’S REPUBLIC OF CHINA (2017): “China’s Gas Development Strategies” (Cham –Suiza–, Springer Nature), disponible en: <https://oopen.org/search?identifer=1002161> (último acceso: 31/7/2019).
- XUNPENG, Shi (2016): “Development of Europe’s Gas Hubs: Implications for East Asia”, en *Natural Gas Industry B*, Volume 3, Issue 4: pp. 357-366 (Amsterdam, Elsevier), disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352854016300766> (último acceso: 31/7/2019).
- XUNPENG, Shi y VARIAM, Hari M.P. (2018): “Key Elements for Functioning Gas Hubs: A Case Study of East Asia”, en *Natural Gas Industry B*, Volume 5, Issue 2: pp. 167-176 (Amsterdam, Elsevier), disponible en: <https://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S2352854017302036> (último acceso: 31/7/2019).

NORMAS CITADAS

- Ley 17319 (B.O. 30/6/1967). Hidrocarburos.
- Ley 24076 (B.O. 12/6/1992). Marco regulatorio del gas natural.
- Ley 25561 (B.O. 7/1/2002). Ley de emergencia pública y reforma del régimen cambiario.
- Ley 25790 (B.O. 22/10/2003). Prórroga de plazos para renegociación de contratos de la ley 25561.
- Ley 25943 (B.O. 3/11/2004). Creación de Energía Argentina S.A.
- Ley 26741 (B.O. 7/5/2012). Soberanía hidrocarburífera y recuperación del control de YPF.
- Decreto 1738/1992 (B.O. 28/9/1992). Norma reglamentaria de la ley 24076.
- Decreto 2731/1993 (B.O. 7/1/1994). Reglamentario del artículo 83 de la ley 24076.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

- Decreto 1411/1994 (B.O. 23/8/1994). Norma sobre operaciones de compra de gas natural.
- Decreto 1020/1995 (B.O. 24/7/1995). Mercado de corto plazo de gas natural. Empresas distribuidoras. Régimen optativo.
- Decreto 180/2004 (B.O. 16/2/2004). Creación del Mercado Electrónico de Gas.
- Decreto 181/2004 (B.O. 16/2/2004). Ajuste del precio del gas natural.
- Decreto 2067/2008 (B.O. 3/12/2008). Creación del Fondo Fiduciario para Atender las Importaciones de Gas Natural.
- Decreto 1277/2012 (B.O. 27/7/2012). Reglamentario de la ley 26741.
- Decreto 1053/2018 (B.O. 16/11/2018). Modificación del Presupuesto General de la Administración Nacional para el ejercicio 2018.
- Decreto 115/2019 (B.O. 8/2/2019). Modifica el decreto 44/1991.
- Resolución ENaRGas 1483/2000 (B.O. 19/4/2000). Lineamientos para la asignación de la capacidad de transporte firme de gas natural.
- Resolución ENaRGas I-409/2008 (B.O. 19/9/2008). Segmentación de las categorías de usuarios según lo establecido por el decreto 181/2004.
- Resolución ENaRGas 1410/2010 (B.O. 4/10/2010). Procedimiento para solicitudes, confirmaciones y control de gas natural.
- Resolución ENaRGas 72/2019 (B.O. 12/2/2019). Aprobación de la metodología para el traslado a las tarifas del precio del gas.
- Resolución ENaRGas 108/2019 (B.O. 8/3/2019). Norma NAG-601 de despacho de gas natural.
- Resolución MINPLAN 208/2004 (B.O. 22/4/2004). Acuerdo para la implementación del esquema de normalización de precios del gas natural en punto de ingreso al sistema de transporte.
- Resolución SE 599/2007 (B.O. 14/6/2007). Homologación de la propuesta de acuerdo con los productores de gas natural 2007-2011.
- Resolución SE 24/2008 (B.O. 13/3/2008). Programa de incentivo a la producción de gas natural “Gas Plus”.
- Resolución SE 1031/2008 (B.O. 12/9/2008). Modificación de la resolución SE 24/2008.
- Resolución SE 172/2011 (B.O. 5/1/2012). Extensión de las reglas de asignación y demás criterios establecidos por la resolución 599/2011.
- Resolución SE 226/2014 (B.O. 7/4/2014). Esquema de racionalización del uso del gas natural.
- Resolución CPCEPNIH 1/2013 (B.O. 14/2/2013). Creación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural.
- Resolución CPCEPNIH 60/2013 (B.O. 29/11/2013). Creación del Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural con inyección reducida.
- Resolución MinEM 28/2016 (B.O. 1/4/2016). Determinación de precios del gas natural y gas propano.
- Resolución MinEM 212/2016 (B.O. 7/10/2016). Determinación de precios del gas natural y gas propano.
- Resolución MinEM 46/2017 (B.O. 6/3/2017). Programa de estímulo a las inversiones en desarrollos de producción proveniente de no convencionales.
- Resolución MinEM 46/2018 (B.O. 1/8/2018). Instrúyese a la Subsecretaría de Energía Eléctrica a disponer las medidas necesarias a fin de que la Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico Sociedad Anónima (CAMMESA) implemente los mecanismos competitivos para asegurar la disponibilidad de los volúmenes de gas requeridos para ser utilizados en la generación de electricidad, de acuerdo a los precios máximos de referencia establecidos.

- Resolución de la Secretaría de Gobierno de Energía 70/2018 (B.O. 7/11/2018). Modificación de la resolución 95/2013 de la exSecretaría de Energía.
- Resolución de la Secretaría de Gobierno de Energía 32/2019 (B.O. 11/2/2019). Aprobación de concursos de precios.
- Resolución de la Secretaría de Gobierno de Energía 82/2019 (B.O. 8/3/2019). Se convoca a la presentación de manifestaciones de interés para la construcción de un nuevo gasoducto, o la ampliación significativa de la capacidad de transporte existente, para la evacuación de gas natural producido en la Cuenca Neuquina hacia los centros de consumo del Área Metropolitana de Buenos Aires (AMBA) y el Litoral, con potencial para desplazar volúmenes significativos de Gas Natural Licuado (GNL) importado.
- Comunicación “A” 3500 del Banco Central de la República Argentina (B.O. 20/3/2002). Determinación del tipo de cambio de referencia.

OTROS MATERIALES CITADOS

- ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (2017): “Informe de balance y gestión 2017”, disponible en: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/informes-anales-de-balance-y-gestion/informe-anual.php?ano=informe-anual-2017> (último acceso: 31/7/2019).
- ENTE NACIONAL REGULADOR DEL GAS (2018): Audiencia Pública N° 96 (4 de septiembre de 2018), disponible en: <https://www.enargas.gov.ar/secciones/audiencias-publicas/96/menu.php> (último acceso: 31/7/2019).
- SECRETARÍA DE ENERGÍA (2018): “Balance Energético Nacional 2017”, disponible en: <http://datos.minem.gov.ar/dataset/balances-energeticos> (último acceso: 31/7/2019).
- SECRETARÍA DE MODERNIZACIÓN (2018): “Producción y consumo de gas natural”, disponible en <https://datos.gob.ar/dataset/sspm-produccion-consumo-gas-natural> (último acceso: 31/7/2019).
- YPF S.A. (2019): “Hecho relevante” del 31 de enero de 2019 (texto de la nota enviada a la Bolsa de Comercio de Buenos Aires), disponible en: <https://www.ypf.com/inversoresaccionistas/Lists/HechosRelevantes/31-01-2019-BCBA-Programa-Est%C3%ADmulo-Gas-NOC.pdf> (último acceso: 31/7/2019).

JURISPRUDENCIA CITADA

- Establecimiento Liniers S.A. c/ EN - ley 26.095 - Ministerio de Planificación resol. 2008/06 y otros s/ amparo ley 16.986* (2013): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 11 de junio de 2013, E.280.XLIV, no publicado en Fallos.
- Alliance One Tobacco Argentina S.A. y otro c/ Estado Nacional - Poder Ejecutivo Nacional s/ ordinario* (2014): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 11 de diciembre de 2014, Fallos: 337: 1393.
- Centro de Estudios para la Promoción de la Igualdad y la Solidaridad y otros c/ Ministerio de Energía y Minería s/ amparo colectivo* (2016): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 18 de agosto de 2016, Fallos: 339: 1077.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA: ¿UNA OPCIÓN POSTERGADA?*

ENERGETIC TRANSITION IN LATIN AMERICA: A POSTPONED OPTION?

Por JOSÉ LUIS VILLEGAS MORENO**

Resumen: Aquí se realiza una revisión de los diferentes informes sobre transición energética y eficiencia energética en América Latina, emitidos por instituciones como el Foro Económico Mundial. En un reciente informe de este organismo se concluye que la mayoría de los países de América Latina todavía no están bien preparados para afrontar la transición energética.

Palabras clave: transición energética, América Latina, eficiencia, informe postergado.

Abstract: A review of the different reports on efficiency and energy transition in Latin America issued by institutions such as the World Economic Forum is made here. In a recent report from this organization the conclusion is that most Latin American countries are still not well prepared to face the energy transition.

Key words: energy transition, Latin America, efficiency, delayed report.

Las principales causas de raíz humana para el cambio climático son el consumo y el derroche de energía, y la desertificación no controlada por una expansión de la agricultura no sostenible. La solución radica en gran parte en el cambio de una matriz energética mundial basada en el consumo de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) a otra matriz energética basada en energía renovable que no produzca gases de efecto invernadero. Esa nueva matriz energética debe contemplar la eficiencia energética como base fundamental¹.

§ 1. CONTEXTUALIZACIÓN

El objeto de este trabajo radica en una revisión de los documentos emitidos por organismos internacionales sobre la carrera por la transición ener-

* Recibido: 1/11/2018. Aceptado: 8/5/2019.

** Doctor en Derecho (Universidad del Zulia, Venezuela, 2000). Profesor Titular Emérito de Derecho Administrativo y Derecho Ambiental en la Universidad Católica del Táchira, Venezuela. Miembro de la Red Iberoamericana de Derecho de la Energía. Actualmente se desempeña como Profesor investigador de la Cátedra de América Latina en Universidad Pontificia Comillas, Madrid. Correo electrónico: jlvmdbel@gmail.com.

¹ FRANCISCO (2015).

gética y, desde los Índices de Transición Energética del Foro Económico Mundial, situar la localización de los países de América Latina en esa carrera. Ello con la convicción de que la eficiencia energética contribuye a mitigar el cambio climático.

Los pueblos y países desde el Río Bravo hasta la Patagonia identificados bajo la denominación de América Latina² se extienden en 20 millones de km², con una población de 600 millones de habitantes. América Latina es una región muy heterogénea en términos de clima, ecosistemas, distribución de la población humana y tradiciones culturales; sin embargo, por su ubicación geográfica, a nivel de subregiones, es de las zonas con un mayor grado de vulnerabilidad al cambio climático. América Latina también es una región con exceso de desigualdad y pobreza, según los informes publicados últimamente sobre el panorama social³. Es una región de grandes contrastes. Allí reside uno de los hombres más ricos del planeta y alrededor del 4 % de los millonarios que concentran el 14,6 % de la riqueza mundial. Pero la pobreza sorprende por su crudeza. Tiene la mayor desigualdad en la distribución del ingreso en el mundo⁴.

En este contexto, podemos afirmar que la transición energética es un asunto de gran interés en América Latina, a pesar de las dificultades existentes en la región para abordarla. Como ejemplo de este interés actualizado destacamos la reciente realización de la IV Conferencia sobre la Transición Energética en América Latina y el Caribe. Esta tuvo lugar en la ciudad de Guatemala, el 22 de agosto de 2018. La Conferencia se desarrolló como parte del evento “Buena Gobernanza para la Transición Energética”, que organizó la Fundación Konrad Adenauer, en el marco del Programa Regional de Seguridad Energética y Cambio Climático⁵. En este evento participaron expertos de la República Federal de Alemania, especialistas de América Latina y representantes del poder legislativo de varios países de la región. Allí se debatió sobre los desafíos actuales de las energías renovables y las políticas de cambio climático en la región de América Latina.

§ 2. INTRODUCCIÓN

El pensador francés Edgar MORIN⁶ ha sostenido que es posible y necesario formular una política energética en todos los niveles: doméstico, local,

² Existe una anarquía conceptual para denominar a esta región. La vacilación del nombre es parte importante de la vacilación sobre la identidad que ha caracterizado hasta hoy esta vasta parte del continente americano, lo que refleja la dificultad polémica de definir su identidad humana y cultural. Al nombre de América Latina o Latinoamérica hay que añadir el de Hispanoamérica y el de Iberoamérica. No son indiferentes estas designaciones; detrás de cada una de ellas hay una tesis polémica y hasta una intención.

³ CEPAL (2017a) p. 5.

⁴ LUSTIG (2017) p. 4.

⁵ ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (OLADE) (2018a).

⁶ MORIN (2012) p. 82.

nacional, continental y planetario. Plantea que debe efectuarse una reforma que desarrolle las energías renovables. Estas deberían considerarse cada una en su especificidad propia, pero también como un conjunto dentro del cual habría que asociar y combinar, en la medida de lo posible, la hidráulica (no solo los embalses, sino la vuelta a los molinos de agua, según nuevos modelos microhidráulicos-eléctricos), la eólica, la solar, la fotovoltaica, la geotérmica y la mareomotriz. Destacamos el gran desarrollo que han tenido esas energías en Europa, especialmente en España, Alemania y Francia. Cabe añadir a eso la producción de energía a partir de la combustión y la fragmentación de los residuos, o a la derivada de la bosta de vaca (central térmica de Leeuwarden, en los Países Bajos) y las bombas de calor aerotérmicas (que sacan el calor del aire ambiente). En cuanto a energía solar, está previsto instalar una central térmica gigante en el Sáhara (proyecto Desertec), como las que ya existen en el desierto de Mojave, en California. También se está considerando la posibilidad de utilizar satélites que capten la energía solar en el espacio (sociedad Astrium). MORIN considera⁷ que los cultivos de biocarburantes podrían seguir desarrollándose, siempre que no sea en detrimento de los cultivos destinados a la alimentación.

Es notorio que la energía y el medio ambiente son indispensables para el desarrollo sostenible. Uno de los objetivos del desarrollo sostenible aprobados por las Naciones Unidas para el período 2015-2030⁸ está dedicado a la energía. Así dice el Objetivo 7°: “Garantizar el acceso a una energía asequible, segura, sostenible y moderna para todos”. La energía es central para casi todos los grandes desafíos y oportunidades a los que hace frente el mundo actualmente. Ya sea para los empleos, la seguridad, el cambio climático, la producción de alimentos o para aumentar los ingresos, el acceso a la energía para todos es esencial. La energía sostenible es una oportunidad que transforma vidas, economías y el planeta.

Dentro de los datos que resalta la ONU⁹, relacionados con la energía en este tiempo, destacamos los siguientes:

1) Una de cada cinco personas todavía no tiene acceso a la electricidad moderna.

2) Tres millones de personas dependen de la biomasa tradicional, como la madera y los residuos de plantas animales, para cocinar y para la calefacción.

3) La energía predomina entre los contribuyentes al cambio climático, y representa alrededor del 60 % del total de emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial.

La reducción de la intensidad de las emisiones de carbono de la energía es un objetivo a largo plazo relacionado con el clima.

En este objetivo 7° del Desarrollo Sostenible se plantean para el período 2015-2030¹⁰ las siguientes metas:

⁷ MORIN (2012) p. 85.

⁸ NACIONES UNIDAS (2017).

⁹ NACIONES UNIDAS (2017).

¹⁰ NACIONES UNIDAS (2017).

i) Garantizar el acceso universal a servicios de energía asequibles, confiables y modernos.

ii) Aumentar sustancialmente el porcentaje de la energía renovable en el conjunto de fuentes de energía.

iii) Duplicar la tasa mundial de mejora de la eficiencia energética.

iv) Aumentar la cooperación internacional a fin de facilitar el acceso a la investigación y las tecnologías energéticas no contaminantes, incluidas las fuentes de energía renovables, la eficiencia energética y las tecnologías avanzadas y menos contaminantes de combustibles fósiles, y promover la inversión en infraestructuras energéticas y tecnologías de energía no contaminante.

v) Ampliar la infraestructura y mejorar la tecnología para prestar servicios de energía modernos y sostenibles para todos en los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, los pequeños Estados insulares en desarrollo y los países en desarrollo sin litoral, en consonancia con sus respectivos programas de apoyo.

La carta encíclica *Laudato si'*¹¹, sobre el “cuidado de la casa común”, afirma que las principales causas de raíz humana para el cambio climático son el consumo y el derroche de energía, y la desertificación no controlada por una expansión de la agricultura no sostenible. El Papa afirma que la solución radica en gran parte en el cambio de una matriz energética mundial basada en el consumo de combustibles fósiles (carbón, petróleo y gas natural) a otra matriz energética basada en energía renovable que no produzca gases de efecto invernadero. Esa nueva matriz energética debe contemplar la eficiencia energética como base fundamental.

El Papa no duda en definir el estado actual como de “transición energética”. Esa transición es temporal entre el estado de insostenibilidad energética actual hacia un estado energético sostenible. Ese paso no será inmediato, pero debe ser pautado y deben alcanzarse metas concretas: primero pasando a formas menos intensivas en la generación de gases de efecto invernadero (del carbón al petróleo y del petróleo al gas natural), y luego del transporte menos eficiente al transporte más eficiente¹².

El Panel Intergubernamental de Cambio Climático¹³ ha señalado que para el final del siglo que corre el nivel del mar podría aumentar hasta un metro, las temperaturas podrían elevarse hasta 4 °C, y los eventos extremos naturales hacerse más constantes y más peligrosos. También ha vaticinado que si las políticas ambientales de todos los países del mundo no se modifican, en 2100 el planeta podría ser completamente diferente.

¹¹ FRANCISCO (2015) p. 18.

¹² FRANCISCO (2015) p. 20.

¹³ PANEL INTERGUBERNAMENTAL DE CAMBIO CLIMÁTICO (PICC) (2016).

§ 3. VULNERABILIDAD, SENSIBILIDAD Y ADAPTACIÓN AL CAMBIO CLIMÁTICO EN AMÉRICA LATINA

Es notoria la relación entre transición energética, eficiencia energética y cambio climático, y así lo destacamos para la región de América Latina en este estudio. Así, la eficiencia energética contribuye a mitigar el cambio climático y además es la forma más clara de contribuir a la sostenibilidad del planeta. El uso eficiente de la energía impacta sensiblemente sobre el cambio climático, y requiere de una conexión fuerte con la transición hacia las energías limpias.

Entre los hallazgos más importantes que plantea el análisis de la vulnerabilidad al cambio climático en la región de América Latina¹⁴ según el Banco de Desarrollo de América Latina¹⁵ se encuentran los siguientes:

a) Más de 50 % de la población de la región reside en países con riesgos “altos” o “extremos” de vulnerabilidad al cambio climático.

b) Los países que enfrentan riesgos “altos” o “extremos” de vulnerabilidad climática son los que generan cerca de la mitad del PIB de la región de América Latina.

c) Países dependientes de la agricultura, como los de América Central y las grandes naciones insulares del Caribe, con niveles relativamente altos de exposición, presentan los riesgos de vulnerabilidad más extremos.

d) Paraguay y Bolivia, en Sudamérica, presentan los mayores riesgos de vulnerabilidad.

Las ciudades capitales de América Latina presentan vulnerabilidad significativa al cambio climático, con 48 % de ellas incluidas en la categoría de “ciudades en riesgo extremo”.

Son diversos los estudios realizados que han constatado con rotundidad la vulnerabilidad y riesgo frente al cambio climático¹⁶, y sus impactos y adaptación¹⁷; la mayoría apoyados por los organismos de desarrollo regionales tales como la CEPAL, el BID y la CAF. América Latina se encuentra en una posición asimétrica en relación con el cambio climático. Históricamente ha tenido una contribución menor en el problema; aun así, es altamente vulnerable a estos efectos debido a su geografía, al clima, a sus condiciones socioeconómicas y a factores demográficos. Además, existen grandes disparidades internas entre los países de la región, destacándose Brasil y México por sus emisiones¹⁸.

Son múltiples los factores que juegan un papel importante a la hora de sensibilizar a la población de América Latina de los problemas que puede traer el cambio climático. Sin embargo, las implicaciones sociales y físicas y el aporte a los medios de subsistencia que traería dicha sensibilización son

¹⁴ VILLEGAS MORENO (2018) p. 12.

¹⁵ CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO (CAF) (2014) p. 92.

¹⁶ ALATORRE (2015) p. 22.

¹⁷ INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO (INECC) (2016) p. 33.

¹⁸ MARGULIS (2016) p. 6.

fundamentales¹⁹. La sensibilidad al cambio climático en la zona depende en gran medida de los índices de pobreza y desigualdad²⁰ que se presentan en la región. Aquellos países cuya actividad económica principal es la agricultura de subsistencia están mucho más concienciados, pues los riesgos derivados de los cambios en el clima son mayores en este sector. De igual forma, la pobreza²¹ tiene relación con el grado de educación que alcanza la población y la situación sanitaria, pues estos dos factores son clave para el desarrollo socioeconómico y la creación de capacidades que permitan frenar los efectos perversos del cambio climático. La pobreza, la desigualdad y las altas tasas de urbanización constituyen factores significativos en la sensibilidad de la población al cambio climático. Los altos índices de pobreza y de desigualdad²² que prevalecen en la región de América Latina son los impulsores de la sensibilidad al cambio climático en la zona, ya que gran parte de la población se emplea en medios de subsistencia marginales poco calificados. Con cerca de tres cuartas partes de la población de la región concentrada en zonas urbanas²³, las altas tasas de urbanización incrementan la sensibilidad para las poblaciones de bajos ingresos que habitan en las ciudades de América Latina. Una característica de la mayor parte de las ciudades es la ausencia de reglamentación en el proceso de expansión de las zonas urbanas, lo que permite que muchos grupos de poblaciones más pobres se localicen en zonas de riesgo alto, como llanuras aluviales y laderas propensas a deslizamientos. La falta de control a esta urbanización no planificada significó que esas zonas carecieran de infraestructura de servicios públicos, acrecentando los riesgos a la salud para los residentes, ya de por sí en condición de vulnerabilidad en razón de su situación socioeconómica²⁴.

La adaptación²⁵ al cambio climático es sin duda un asunto de suma importancia para la región latinoamericana²⁶. Los países en desarrollo y los grupos más desfavorecidos de la población que los habitan son los más vulnerables a los impactos de los fenómenos meteorológicos extremos y de los cambios proyectados del clima²⁷. A Haití se lo clasifica como el país con las peores perspectivas de capacidad adaptativa de la región, especialmente después del terremoto que lo azotó en 2010. En comparación, se clasifican como de bajo riesgo otros países más grandes y más desarrollados, como Chile, Uruguay, México y Brasil. El alto grado de dependencia del sector agrícola como fuente de riqueza y empleo se refleja en clasificaciones de “riesgo extremo” o “riesgo alto” en términos de capacidad adaptativa para algunos

¹⁹ LO VUOLO (2015) p. 10.

²⁰ LUSTIG (2017) pp. 4-6.

²¹ ASOCIACIÓN DE UNIVERSIDADES CONFIADAS A LA COMPAÑÍA DE JESÚS EN AMÉRICA LATINA (AUSJAL) –RED DE DESIGUALDAD Y POBREZA- (2017) p. 5.

²² CEPAL (2017a) p. 6.

²³ VV.AA. (2013) p. 21.

²⁴ COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL) (2017b) p. 17.

²⁵ INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO (INECC) (2016) p. 33.

²⁶ MAGRÍN (2015) p. 25.

²⁷ RED IBEROAMERICANA DE OFICINAS DE CAMBIO CLIMÁTICO (RIOCC) (2016).

países de Centroamérica, como Nicaragua, Honduras, Belice, Guatemala y El Salvador, y Guyana, Paraguay y Bolivia en América del Sur²⁸. En muchos países de América Latina es tarea difícil acumular la capacidad del Estado para aplicar la adaptación efectiva y esa capacidad se puede ver obstaculizada por la falta de coordinación entre los actores. A su vez, esa escasa capacidad técnica entorpece la aplicación, y se relaciona con la existencia de recursos de inversión en educación, investigación y sensibilización de la población²⁹. Ha sido difícil garantizar la financiación externa para la adaptación al cambio climático en América Latina. Ese apoyo financiero se concentra principalmente en países más grandes y más desarrollados, mientras, no obstante la necesidad crítica de adaptación de los pequeños países, estos reciben tan sólo 10 % de la financiación para el cambio climático aprobada para la región más amplia³⁰.

En los países miembros del Banco Interamericano de Desarrollo o de la CAF se puede observar el compromiso de sus políticas en la lucha contra el cambio climático. En efecto se formularon políticas de cambio climático y marcos de gobernanza relacionados, que permiten contar con los fundamentos para la adaptación al cambio climático. Según un estudio cronológico de la gobernanza como un aspecto crucial para el cambio climático en los países miembros de la CAF, se traza un mapa de la formulación de políticas y legislación claves para el cambio climático en los países miembros. En los estudios disponibles desde 2014 se identifica como “legislación emblemática” a gran parte de esas leyes, políticas y planes. Casi todos los países miembros de la CAF (con excepción de Venezuela, que incorporó al cambio climático en legislación y planes de desarrollo generales) establecieron la legislación y las políticas específicas al cambio climático, con un enfoque particular en ese campo³¹. Según los estudios realizados por el Banco de Desarrollo de América Latina y la CAF, el número de iniciativas de adaptación desarrolladas por cada país va de acuerdo con su nivel de avance en políticas de cambio climático, así como su posición económica. En particular, se destaca el alto nivel de actividad en adaptación de países como Perú, Brasil, Colombia, México o Costa Rica. Por el contrario, República Dominicana o Venezuela cuentan con un número reducido de iniciativas de adaptación, aunque es posible que los proyectos localizados en esos países no estén bien documentados en las plataformas virtuales, especialmente los proyectos de pequeña escala³². Son importantes también en este contexto las iniciativas de adaptación desarrolladas por el Parlamento Latinoamericano a través de la Ley Modelo de Cambio Climático de 2011 y la Declaración sobre Cambio Climático de 2015, al igual que el Marco Normativo sobre Cambio Climático, elaborado por el Parlamento Andino. El análisis interrelacionado de los impactos, vulnerabi-

²⁸ SAMANIEGO *et al.* (2017) p. 21.

²⁹ SÁNCHEZ y REYES (2015) p. 28.

³⁰ RED IBEROAMERICANA DE OFICINAS DE CAMBIO CLIMÁTICO (2016) p. 60.

³¹ CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO (CAF) (2013) p. 82.

³² CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO (CAF) (2014) p. 83.

lidad, avances en políticas e iniciativas y flujos de financiamiento permite identificar los países socios de CAF que requerirían de mayor atención en materia de adaptación al cambio climático. Es el caso de Costa Rica, Paraguay y la República Dominicana, que presentan una combinación de factores (alta vulnerabilidad frente al cambio climático y baja recepción de fondos para la adaptación), lo cual los convierte en “países de acción preferente” dentro del marco del programa de adaptación de la CAF. Otros países como Chile, Panamá y Venezuela merecen igual atención, ya que si bien no presentan un promedio severo de impactos y vulnerabilidad, no han iniciado un desarrollo importante en políticas o en la movilización de recursos financieros para la adaptación al cambio climático³³.

La comparación de los sectores en los que se están desarrollando proyectos de adaptación hoy en día con el análisis de las prioridades de los países frente al cambio climático permite identificar algunas áreas en las que buscará enfocarse de manera prioritaria el programa de adaptación de la CAF. Problemas como la salud de la población, o sectores económicos como el turismo, la pesca o la producción y distribución de energía, son los grandes olvidados. Es necesario destacar igualmente temáticas como la capacitación técnica e institucional, las zonas costeras, la gestión de recursos hídricos, el sector agropecuario y la biodiversidad, que aun cuando son preocupaciones comunes para América Latina, todavía quedan sin respuesta en la mayoría de los países³⁴.

Según un estudio realizado por la CEPAL³⁵, en América Latina existe una amplia variedad de políticas públicas sobre cambio climático, tanto en adaptación como en mitigación. El informe dice que América Latina es una región particularmente vulnerable a los impactos del cambio climático y que por tanto debe instrumentar, como una de sus prioridades, estrategias de adaptación. La instrumentación adecuada de estas diversas medidas de adaptación y mitigación en América Latina requiere considerar las circunstancias específicas de la región y las condiciones del cambio climático. El estudio determina con rotundidad que para América Latina el desafío del cambio climático es el desafío del desarrollo sostenible. Ello requiere la configuración de una nueva infraestructura y una nueva matriz energética que tiene tiempos de maduración y de uso y depreciación que llevan a horizontes temporales al 2050³⁶.

§ 4. MEDIO AMBIENTE Y ENERGÍA

La producción industrial y el consumo en el mundo están sobrepasando la capacidad de renovación de los recursos naturales así como la capacidad

³³ CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO (CAF) (2017) p. 85.

³⁴ SAMANIEGO *et al.* (2017) p. 36.

³⁵ SÁNCHEZ y REYES (2015) p. 30.

³⁶ SÁNCHEZ y REYES (2015) p. 42.

de los gobiernos para atajar el problema de la contaminación y los desechos³⁷. Aunque el crecimiento industrial ha contribuido a sacar de la pobreza a decenas de millones de personas en muchos países a lo largo de los últimos decenios, sobre todo en las aglomeraciones urbanas en constante crecimiento, es evidente que el crecimiento económico y la urbanización no llegan sin exigir un precio.

A este fenómeno se añaden servicios insuficientes o inexistentes en la esfera ambiental y urbana, como sistemas de reciclaje, sistemas de tratamiento de aguas residuales y negras, desagües, abastecimiento de agua, instalaciones de saneamiento y gestión de desechos sólidos. Semejantes deficiencias son una rémora para el crecimiento económico, imponen una carga suplementaria a los recursos naturales y son perjudiciales para la sanidad pública y el clima de inversión. También restringen el potencial de las zonas urbanas para contribuir plenamente al crecimiento económico³⁸.

La preocupación internacional por el cambio climático mundial hace aumentar la atención prestada a estas cuestiones. Las consecuencias del cambio climático pueden ser muy serias para los países en desarrollo, en particular los países menos adelantados, muchos de los cuales están mal equipados para hacer frente a los efectos de ese cambio sobre la producción agrícola, la productividad laboral, la salud y los desplazamientos internos. Es posible que el aumento de la rivalidad por los escasos recursos, entre ellos el agua y la energía, no sólo amplifique los conflictos en el contexto industrial. La degradación ambiental y el cambio climático pueden intensificar además tendencias ya preocupantes como la desertificación, la subida del nivel del mar, los fenómenos atmosféricos extremos cada vez más frecuentes y la escasez de agua potable, conduciendo, en los peores supuestos, a conflictos civiles o que se extiendan más allá de las fronteras, una migración incontrolable y violencias a causa de artículos de primera necesidad. El desarrollo económico con uso racional de los recursos y bajas emisiones carbónicas puede, pues, atenuar las presiones y ayudar a evitar algunas causas profundas importantes de conflicto social³⁹.

Hace ya tiempo que los organismos responsables⁴⁰ han comprendido que hay que encarar las cuestiones ambientales y promover métodos de producción más limpia en todo el sistema de desarrollo industrial. La promoción de la eficiencia en el uso de recursos exige una perspectiva y un proceso de toma de decisiones en que se tengan en cuenta tanto el valor económico como la sostenibilidad del medio ambiente.

Con estos prenotados, destacamos que la Organización de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) presta servicios de apoyo en

³⁷ ORGANIZACIÓN DE NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL (ONUDI) (2017) p. 3.

³⁸ ORGANIZACIÓN DE NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL (ONUDI) (2017) p. 5.

³⁹ ORGANIZACIÓN DE NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL (ONUDI) (2017) p. 9.

⁴⁰ ORGANIZACIÓN DE NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL (ONUDI) (2017) p. 6.

la esfera de la prioridad temática relativa a medio ambiente y energía por conducto de tres componentes de programa interrelacionados⁴¹:

- a) El uso racional de los recursos y la producción industrial con bajas emisiones carbónicas;
- b) La energía renovable para usos productivos; y
- c) El fomento de la capacidad para la aplicación de los acuerdos multilaterales sobre el medio ambiente.

La Carta Internacional de la Energía de 2015⁴² se plantea unos objetivos que contemplan el desarrollo de la energía sostenible, mejorar la seguridad energética y maximizar la eficacia de la producción, la transformación, el transporte, la distribución y la utilización de la energía, para aumentar la seguridad de un modo que resulte aceptable socialmente, viable económicamente y que respete el medio ambiente. Reconociendo la soberanía de cada Estado sobre sus recursos energéticos, así como su derecho a regular la transmisión y el transporte de energía dentro de su territorio respetando todas sus obligaciones internacionales pertinentes, y con un espíritu de cooperación política y económica, deciden promover el desarrollo de unos mercados energéticos eficientes, estables y transparentes a nivel regional y global, basados en el principio de no discriminación y en la determinación de los precios en función del mercado, teniendo en cuenta las preocupaciones medioambientales y el papel de la energía en el desarrollo nacional de cada país.

En este contexto, el objetivo 3º de dicha Carta está referido a la protección de la eficiencia energética y del medio ambiente, lo cual implicará:

- a) la creación de mecanismos y condiciones que permitan la utilización de la energía del modo más económico y eficaz, incluyendo, cuando proceda, instrumentos normativos y basados en la economía de mercado;
- b) el fomento de la utilización limpia y eficiente de combustibles fósiles;
- c) el fomento de una combinación energética sostenible para minimizar los efectos negativos sobre el medio ambiente, de forma rentable, mediante:
 - i) precios de energía establecidos en función del mercado, que reflejen de forma más completa los costes y beneficios para el medio ambiente;
 - ii) medidas políticas eficaces y coordinadas en relación con la energía;
 - iii) el empleo de fuentes de energía renovable y de tecnologías limpias, incluidas las tecnologías limpias de combustibles fósiles;
 - iv) la consecución y el mantenimiento de un nivel elevado de seguridad nuclear y la garantía de una cooperación eficaz en este campo;
- d) la promoción de la cooperación para reducir, en la medida de lo posible, la quema y la emisión de gases;
- e) compartir las mejores prácticas sobre desarrollo e inversión en energía limpia;
- f) la promoción y utilización de tecnologías de baja emisión.

⁴¹ ORGANIZACIÓN DE NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL (ONUDI) (s/f).

⁴² NEIRA CASTRO (2017) p. 3.

Para poner en práctica estos objetivos, las partes, sin perjuicio de la soberanía de cada Estado sobre sus recursos energéticos y de su derecho a regular la transmisión y el transporte de energía dentro de su territorio respetando todas sus obligaciones internacionales pertinentes, se comprometen a emprender acciones coordinadas para obtener una mayor coherencia en las políticas energéticas, las cuales deben basarse en el principio de no discriminación y en la determinación de precios en función del mercado, teniendo en cuenta las preocupaciones manifestadas en relación con el medio ambiente.

Este documento al que nos venimos refiriendo plantea la eficiencia energética, protección del medio ambiente y energía sostenible y limpia. Queda claramente resaltado que es necesaria la cooperación en el ámbito de la utilización eficiente de la energía, del desarrollo de fuentes de energía renovable y de la protección del medio ambiente en el ámbito de la energía. Ello debe incluir⁴³:

- a) asegurar, de forma rentable, la coherencia entre las políticas energéticas pertinentes y los acuerdos y convenios relativos al medio ambiente;
- b) asegurar la determinación de los precios en función del mercado, incluyendo una reflexión más completa de los costes y beneficios para el medio ambiente;
- c) el uso de instrumentos transparentes y equitativos, basados en los principios de la economía de mercado, para alcanzar los objetivos en materia de energía y reducir los problemas ambientales;
- d) la creación de condiciones generales para el intercambio de conocimientos relativos a las tecnologías energéticas respetuosas con el medio ambiente, las fuentes de energía renovable y el uso eficiente de la energía;
- e) la creación de condiciones generales que garanticen inversiones rentables en eficiencia energética y en proyectos de energía respetuosos con el medio ambiente.

§ 5. ENERGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO

El objetivo último de la Convención Marco de las Naciones sobre el Cambio Climático⁴⁴ es la estabilización de las concentraciones de los gases de efecto invernadero a un nivel que no implique una interferencia peligrosa con el sistema climático, y que permita un desarrollo sostenible. Como las actividades relacionadas con la energía (procesado, transformación, consumo) representan el 80 % de las emisiones de CO₂ a escala mundial, la energía es clave en el cambio climático.

El vínculo entre la energía y el cambio climático es muy fuerte. De hecho, ha sido el altísimo consumo de energías fósiles lo que ha provocado el calentamiento del clima que ya sufrimos y que seguiremos experimentando

⁴³ NEIRA CASTRO (2017) p. 14.

⁴⁴ NACIONES UNIDAS (2017).

en las próximas décadas. La única forma de detener el cambio climático pasa por cambiar nuestros patrones de consumo. Es imprescindible producir más con menos, aumentar la eficiencia energética de todos los procesos y sustituir el consumo de energías fósiles por renovables. Hacen falta políticas que incentiven el ahorro y la eficiencia energética.

El actual modelo energético, basado en el uso de combustibles fósiles –gas, carbón y petróleo– se ha agotado. El efecto invernadero, causante del cambio climático, los precios del petróleo y el propio agotamiento de los recursos energéticos obligan a la comunidad internacional a buscar con urgencia alternativas⁴⁵.

Cambio climático y energía son dos caras de la misma moneda. Por ello, para afrontar con éxito el problema del cambio climático es necesario un cambio importante en los sistemas energéticos actuales. Sin embargo, la mitigación de las emisiones de gases de efecto invernadero ha sido limitada hasta el momento, en buena medida por las características del cambio climático: externalidad global y dinámica sujeta a numerosas incertidumbres. Independientemente de una mayor o menor cooperación internacional; no obstante, hay razones (no solo climáticas) para actuaciones unilaterales y, dentro de estas, las energías renovables han de jugar un papel fundamental. El protagonismo de las fuentes renovables en los sistemas energéticos futuros es indiscutible. Es totalmente relevante impulsar una adecuada definición de políticas para que las energías renovables contribuyan de forma significativa a la mitigación de gases de efecto invernadero⁴⁶.

Consideramos aquí importante una referencia a la Declaración de París sobre la movilidad eléctrica y el llamado a la acción⁴⁷. En ella se reúnen compromisos individuales y colectivos para aumentar la movilidad eléctrica a niveles compatibles con el objetivo global de mantener el aumento de la temperatura media mundial a menos de 2 °C. Se basa en las experiencias de éxito en todo el mundo y el interés convergente de todos los modos de transporte que han optado por soluciones híbridas o eléctricas. Los firmantes de la Declaración se comprometen a ampliar sus esfuerzos y hacer un llamado para tomar decisiones conjuntas hacia la electrificación del transporte sostenible. Entre los objetivos de la Declaración y el llamado a la acción está el que al menos 20 % de todos los vehículos de carretera operen con energía eléctrica en 2030.

Esta Declaración, que fue hecha pública durante un evento sobre transporte en el marco de la Agenda de Acción Lima-París en la COP21, es una iniciativa colaborativa entre los socios fundadores de la Agenda de Acción (en particular por parte del Gobierno de Francia y la Oficina Ejecutiva del Secretario General de las Naciones Unidas) en estrecha coordinación con

⁴⁵ HERES DEL VALLE (2015) p. 8.

⁴⁶ LABANDEIRA, LINARES y WÜRZBURG (2012) p. 14.

⁴⁷ NACIONES UNIDAS (2015) p. 3.

el proceso de París sobre movilidad y clima, la Agencia Internacional de la Energía y otros actores del sector del transporte.

La movilidad eléctrica es muy importante porque el sector del transporte contribuye en casi una cuarta parte (23 %) a las emisiones de gases de efecto invernadero actuales relacionadas con la energía, y está creciendo más rápido que cualquier otro sector de utilización final de la energía. Limitar la temperatura media global a menos de 2° C requiere cambiar la trayectoria de las emisiones en el área de transporte, lo que incluye el desarrollo de un ecosistema integrado de movilidad eléctrica⁴⁸.

Según la Agencia Internacional de la Energía⁴⁹, esta transición necesitará, entre otras cosas, alcanzar la electrificación mundial del transporte ferroviario, así como también que al menos el 20 % de todos los vehículos de carretera funcionen a partir de electricidad en 2030. En América Latina, la CEPAL patrocinó un estudio titulado “El cambio climático y la energía en América Latina”. El estudio señala que los resultados encontrados en la literatura muestran bastante dificultad en la región para moverse hacia una senda donde predominen las energías renovables. Asimismo, muestra que la región confía más en mecanismos de regulación directa como mandatos de biocombustibles que en instrumentos económicos para incentivar menores emisiones de parte del sector energético⁵⁰.

§ 6. TRANSICIÓN ENERGÉTICA EN AMÉRICA LATINA

a) *CONTEXTO GENERAL.* — El acuerdo de París, aprobado por 195 países durante la 21ª Conferencia de las Partes (COP 21) de la UNFCCC en diciembre de 2015, representa un marco en las políticas de combate al cambio climático. El objetivo principal del Acuerdo es el de limitar el aumento de temperatura en este siglo a niveles significativamente inferiores a 2 °C en relación a los niveles preindustriales, y empeñar sus esfuerzos para limitar ese aumento a 1,5 °C. La alta adhesión de los países en la primera fecha disponible para su firma indica que el mundo camina de manera inexorable hacia una economía de bajo carbono⁵¹.

El informe “Perspectivas sobre la Gran Transición Energética-2018”, elaborado por el Consejo Mundial de Energía (World Energy Council, WEC), donde se analizan los problemas críticos que afectan el sistema energético, proporciona nueve mapas mundiales, seis regionales y 38 nacionales. Según el documento, los líderes energéticos de 95 países consideran que el despegue de las energías renovables es uno de los hechos que más impacto tendrán en el sector⁵². Revela este informe que las últimas subastas evidenciaron en

⁴⁸ NACIONES UNIDAS (2015).

⁴⁹ AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2018).

⁵⁰ HERES DEL VALLE (2015) p. 4.

⁵¹ NACIONES UNIDAS (2017).

⁵² CONSEJO MUNDIAL DE ENERGÍA (WEC) (2018).

distintos países que las energías renovables, principalmente la solar fotovoltaica, ya compiten sin subsidios con los precios de las fuentes fósiles. Por ello, ante el descenso de los precios de las energías limpias, personalidades políticas, académicas y empresariales de la industria prevén una gran transición energética que exigirá grandes desafíos, entre los que predomina el rediseño del mercado eléctrico, que se encuentra actualmente en un momento de gran incertidumbre⁵³. El segundo tema clave mencionado en la encuesta que se realiza a más de 1.200 líderes de energía en 95 países es el uso de tecnología *blockchain* y la digitalización, unido al alto grado de incertidumbre sobre el efecto que tendrá en los mercados. En tercer lugar, se habla del almacenamiento eléctrico de energía. La definición del Consejo de una transición energética robusta (es decir, oportuna, bien gestionada y global) refleja el desafío de equilibrar la seguridad energética, la equidad energética y la sostenibilidad medioambiental. Equilibrar estos tres objetivos constituye un “trilema político” y es la base de la prosperidad y la competitividad a largo plazo de los países individuales⁵⁴. Resulta sorprendente que, en el apartado de la equidad energética, el acceso a la energía y la asequibilidad no se consideran una prioridad de acción global urgente. Según los últimos datos publicados por el Banco Mundial, el 100 % de las personas de altos ingresos tienen acceso a la electricidad⁵⁵, frente al 35 % de las de bajos ingresos. Sin embargo, en la etapa actual de la transición, las preocupaciones se centran mucho más en el impacto de los subsidios y los precios de la electricidad a medida que se añaden nuevas tecnologías y los recursos energéticos tradicionales y nuevos redefinen su espacio en la economía energética global⁵⁶.

En esta región de América Latina hay que destacar el programa de cooperación CEPAL-BMZ/GIZ 2016-2018, que ha logrado avances importantes. Este programa ha fortalecido las capacidades de los países de América Latina y el Caribe para incorporar las metas energéticas de la Agenda 2030 en sus planes y estrategias nacionales, en concordancia con los Aportes a las Contribuciones Nacionalmente Determinadas. Con base en criterios de sostenibilidad y de descarbonización, se ha proporcionado a los países de la región nuevas herramientas para el diseño de las políticas energéticas, tanto para su implementación a nivel nacional, como para la promoción de una mayor integración energética regional⁵⁷.

A lo largo de los últimos años, Latinoamérica se ha ido posicionando lentamente como un referente en materia de energías renovables. Son varios los proyectos e inversiones que ya se concretaron, y muchos otros planificados que ubican a la región como una de las líderes en la generación de estas ener-

⁵³ CONSEJO MUNDIAL DE ENERGÍA (WEC) (2018).

⁵⁴ CONSEJO MUNDIAL DE ENERGÍA (WEC) (2018).

⁵⁵ HERNÁNDEZ-MENDIBLE y ORJUELA CÓRDOBA (2018) p. 35.

⁵⁶ CONSEJO MUNDIAL DE ENERGÍA (WEC) (2018).

⁵⁷ AGENCIA DE COOPERACIÓN (GIZ) DEL MINISTERIO FEDERAL DE COOPERACIÓN ECONÓMICA Y DESARROLLO (BMZ) DE ALEMANIA Y COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL) (2016).

gías a nivel mundial. Los biocombustibles, los parques solares y las granjas eólicas son indicadores de un crecimiento que no cesa⁵⁸. Hasta hace algunos años, las fuentes de energía se limitaban al petróleo, el gas y la electricidad (junto a la histórica leña y la fuerza humana). Sin embargo, a finales de los años noventa comenzó una verdadera revolución energética que tuvo sus fundamentos en la necesidad de generar energías limpias, sustentables, eficientes y accesibles. Gracias a los avances tecnológicos modernos, como el análisis de los datos, los dispositivos motorizados o la inteligencia artificial, esta revolución hoy está dando frutos. Las tecnologías de última generación que tienen las placas solares, el empleo de biomasa como combustible, el uso de sistemas eficientes que optimizan la energía, las lámparas Led que consumen menos, son todos resultados de esta revolución⁵⁹. En América Latina se pasará de casi no tener este tipo de instalaciones a principios del siglo, a una generación de energía renovable de más de 40 gigawatts hacia el 2020. Así lo refleja el estudio “A pesar de los bajos costos, América Latina sigue teniendo desafíos”, realizado por Green Technology Media (GTM) Research, una empresa líder en asesoría y análisis en la transformación de la industria eléctrica mundial.

Se estima que, para finales de esta década, esta región representará un 10 % de la demanda mundial de energía solar fotovoltaica⁶⁰. Este asunto es relevante si tenemos en cuenta que el Banco Mundial afirma que entre 2011 y 2030 el consumo de electricidad en América Latina y el Caribe⁶¹ crecerá un 80 % debido al aumento demográfico de la región que provocará un aumento en el uso de aparatos electrodomésticos y eléctricos, lo que, sumado a una mayor actividad industrial, disparará la demanda de energía. La solución parece estar clara: energía renovable, limpia y eficiente.

Según el informe “Análisis Internacional de Energías Renovables de América Latina” de la Agencia Internacional de Energías Renovables (IRENA, por sus siglas en inglés), entre 2010 y 2015 en esta región se invirtieron más de 80.000 millones de dólares en energías renovables no convencionales. En la región, $\frac{1}{4}$ de la energía primaria total proviene de fuentes renovables, lo que la convierte en uno de los lugares más dinámicos en el rubro. Si bien toda la región está tomando medidas para sumarse a esta transición energética, algunos países hoy consumen más energía renovable que otros. Por ejemplo, Chile cuenta con 1.807 MW operativos, 3.250 MW en construcción y 2.680 MW contratados; México tiene la mayor capacidad de toda la región, con más de 4 GW de energía solar empleada hasta 2019, en tanto Brasil, durante el 2017, sumó 267 MW de capacidad fotovoltaica y la Argentina tenía como objetivo en 2018 cubrir el 8 % de la matriz energética nacional con energías renovables⁶². Es notorio que la revolución energética ha causado impacto en

⁵⁸ FORO ECONÓMICO MUNDIAL (WEF) (2018).

⁵⁹ HERNÁNDEZ-MENDIBLE (2017) p. 20.

⁶⁰ CRITCHLEY (2016).

⁶¹ HERNÁNDEZ-MENDIBLE y ORJUELA CÓRDOBA (2018) p. 60.

⁶² AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE (IRENA) (2016).

América Latina. Las empresas, Estados y las ONG están comprometidos en alcanzar grandes logros en materia de energías renovables y trabajan en conjunto para lograr este propósito.

b) *EFICIENCIA ENERGÉTICA*. — De forma descriptiva podemos entender la eficiencia energética como la optimización de la relación entre la cantidad de energía consumida y los productos y servicios. En eso consiste el uso eficiente de la energía. Es el objetivo de reducir la cantidad de energía requerida para proporcionar productos y servicios.

América Latina enfrenta retos en eficiencia energética, transporte y generación de energía para transitar hacia una economía baja en carbono y así acelerar esa ruta, indispensable para recortar sus emisiones contaminantes y alejarse de un crítico calentamiento planetario. La región se adentró positivamente en la producción de energía renovable, especialmente eólica y solar, pero aún no ha podido desprenderse significativamente de los combustibles fósiles y limpiar su canasta energética. Además, algunos países, como Brasil y México, han avanzado en asuntos como la generación renovable, mientras otros, como República Dominicana, presentan retrasos importantes⁶³.

Pero a pesar de estos avances, parece que América Latina avanza lentamente por este camino de la eficiencia energética que debería transitar a la mayor velocidad posible. No solo es un imperativo por los problemas aparejados al cambio climático; la región también se juega su competitividad y, por lo tanto, su desarrollo en los próximos años⁶⁴.

En materia de eficiencia energética los países de América Latina y el Caribe presentan situaciones muy dispares. Mientras países como México y Brasil han consolidado sus marcos institucionales y regulatorios y están implementando exitosos programas en esta área, la gran mayoría de los países avanza más lentamente. Esta es la conclusión del estudio elaborado por el BID, CEPAL y OLADE con el título “Eficiencia energética en América Latina y el Caribe: Avances y oportunidades”⁶⁵. Este estudio destaca que prácticamente todos los países de la región están llevando adelante un amplio repertorio de programas y proyectos de fomento a la eficiencia energética. Mientras algunos países cuentan con esquemas organizativos consolidados, equipos técnicos capacitados y mecanismos de financiamiento bien engranados y robustos que les permiten asegurar la continuidad en el tiempo de sus actividades, otros, en cambio, se encuentran en etapas más incipientes, todavía actúan en forma reactiva frente a situaciones de crisis energética y dependen del apoyo financiero y técnico de la cooperación internacional⁶⁶. Pero no cabe duda de que en todos los países se verifica una intensificación de las actividades vinculadas con programas y proyectos de eficiencia energética,

⁶³ GODOY (2018).

⁶⁴ GODOY (2018).

⁶⁵ BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID) (2017) p. 3.

⁶⁶ BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID) (2017) p. 14.

y en los procesos de elaboración e implementación de normas técnicas en el área. Un dato relevante que valora el informe es la existencia de programas de eficiencia energética de carácter regional. Entre ellos se destaca el Programa Regional Base de Indicadores de Eficiencia Energética para América Latina y el Caribe, desarrollado por la CEPAL, y el Programa para América Latina y el Caribe de Eficiencia Energética, desarrollado por OLADE (Organización Latinoamericana de Energía). También se destaca la iniciativa de crear un Fondo Regional de Eficiencia Energética para los Países Miembros del Sistema de la Integración Centroamericana, con el objetivo de apoyar la gestión técnica y el financiamiento de proyectos⁶⁷.

Otro hallazgo del informe es que numerosos países han considerado pertinente y oportuno elaborar leyes relacionadas al tema de eficiencia energética; de hecho, varios de ellos ya las tienen en vigor. La ley de Costa Rica es la primera en la región (1994), por ejemplo. No obstante, en muchos países se considera una medida suficiente y se dejan de lado (o se dan por descontadas) actividades concretas de promoción que derriben las barreras, en general comunes a todos los países, que dificultan y a veces impiden el desarrollo de programas masivos de eficiencia energética. La mera existencia de una ley no garantiza el éxito de un programa nacional en este campo, el cual depende de numerosas variables socio-económico-financieras y tecnológicas, que, además, cambian significativamente según el país analizado. De hecho, muchos países que no cuentan con una ley de eficiencia energética han podido realizar numerosas acciones relacionadas a este tema, y se cita como ejemplo a México⁶⁸.

El informe que venimos refiriendo concluye resaltando que es alentador el fuerte énfasis, en toda la región, en el desarrollo de normas de eficiencia energética para equipos y elementos consumidores de energía. Los sistemas de etiquetado energético para informar a los usuarios permitirán promover una decisión racional de compra (balance entre costo inicial y costo operativo a lo largo de la vida útil de cada equipamiento). En algunos países no hay suficiente capacidad institucional en este tema para impulsar un proceso masivo de determinación de indicadores específicos en la materia. En muchos casos, la falta de estadísticas confiables y abarcadoras de la actividad socio-económica y productiva, y la alta rotación de los cuadros técnicos al interior de las instituciones encargadas no permiten obtener indicadores con un nivel de confiabilidad tal que posibiliten la toma de decisiones realistas y con expectativas de éxito. Asimismo, son pocos los países de la región que cuentan con balances de energía útil que facilitarían la desagregación de la información necesaria para obtener indicadores de eficiencia energética más refinados. Entre ellos están Brasil, Uruguay, Paraguay, Perú y República

⁶⁷ BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID) (2017) p. 18.

⁶⁸ BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID) (2017) p. 19.

Dominicana. Bolivia y Ecuador están en pleno proceso de elaboración de los suyos⁶⁹.

§ 7. LA TRANSICIÓN ENERGÉTICA COMO DESAFÍO

Según el estudio realizado por FGV ENERGÍA con el auspicio de KAS-EKLA con el título “Un análisis comparativo de la transición energética en América Latina y Europa”, trazar un análisis en cuanto al tema de transición energética para América Latina es una tarea desafiante, porque la región está formada por países con estructuras energéticas muy distintas, con agendas disonantes y cuestiones coyunturales complejas. Ese desafío se vuelve aún mayor en la medida que ejecutar la transición energética es una tarea multidisciplinaria, que exige un planeamiento coherente y coordinado del país, porque involucra distintos sectores⁷⁰.

En este estudio se destaca cómo Uruguay representa un modelo para la transición energética en América Latina. Partiendo del estudio de ese caso, se identifica que el factor que posibilitó la rápida evolución del uso de las renovables en el país fue la combinación de estabilidad económica y política, de reglas claras y objetivas y de difusión de un modelo de negocios lucrativo para el sector. En los otros países, las razones para sus etapas menos avanzadas en el tema radican justamente en la falta de, por lo menos, uno de esos factores. Además de la combinación de los elementos ya mencionados, la sincronía entre ellos también importa. En gran parte de los países, la estructura legal y el andamiaje regulatorio se realizan para intentar incorporar las iniciativas espontáneas ya en curso. Por ejemplo, regular las condiciones de mini y micro producción distribuida debería suceder antes de la posibilidad de ejecución por algún agente económico, tal como ocurrió en Brasil. El Estado debería liderar las discusiones, de modo de orientar la conducción del proceso, y no adaptarse a las condiciones ya establecidas⁷¹.

Un punto que se revela muy preocupante en todos los países latinoamericanos estudiados es el tema del transporte. Hay negligencia, por parte de la mayoría de los países, en cuanto a la mitigación de la emisión de GEI de este sector. En Brasil, por ejemplo, el sector de transporte tiene un papel mucho más preocupante que el sector eléctrico, esencialmente compuesto por energía limpia. Las pocas iniciativas que existen son demasiado tímidas, mirando, en mayor medida, para la cuestión del combustible líquido, y no hay cambio estructural del sistema, con foco en uno menos contaminante y más eficaz. Hasta Costa Rica, país elegido como el mayor líder en América Latina en energías limpias por el informe de la WWF de 2014, presenta una matriz de transporte sucia⁷². La transición energética de un país es una agen-

⁶⁹ BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID) (2017) p. 24.

⁷⁰ FGV ENERGÍA y KONRAD ADENAUER STIFTUNG (2016) p. 14.

⁷¹ FGV ENERGÍA y KONRAD ADENAUER STIFTUNG (2016) p. 14.

⁷² FGV ENERGÍA y KONRAD ADENAUER STIFTUNG (2016) p. 14.

da de largo plazo, que depende no solo de esfuerzos regulatorios e incentivos financieros, sino también de la evolución tecnológica. Así las cosas, los países latinoamericanos parecen estar atrás en esta carrera.

Por último, se destaca en este informe que la adhesión de la sociedad a la política climática es esencial para el éxito de esa agenda. Asociada a las etapas de desarrollo social en América Latina y en Europa, la participación de la sociedad en la elección de las prioridades ambientales, y principalmente del sector energético, es fundamental para legitimar las iniciativas del gobierno como promotor del uso de renovables. Hoy, lo que es costumbre en América Latina es la conducción de la agenda ambiental con escasa o nula participación de la sociedad. Las iniciativas de los países de la región fueron, en su mayoría, elaboradas por organismos estatales, siendo tratadas en su mayoría como tema de relaciones internacionales. La inclusión de la sociedad en la discusión del tema es un factor significativo para que la transición energética en el continente pueda ser sostenible y exitosa⁷³.

Concluimos este apartado refiriéndonos al informe “Promover una transición energética efectiva”⁷⁴, publicado durante el Foro Económico Mundial sobre América Latina, que se celebró en San Pablo, Brasil, en marzo de 2018. Según revela este reciente informe, la mayoría de los países de América Latina todavía no están bien preparados para afrontar la transición energética. En este estudio se analizan 114 países, entre ellos varios latinoamericanos. Esta evaluación clasifica a los países en función del estado actual de sus sistemas energéticos y su nivel de preparación estructural para adaptarse a las futuras necesidades de energía. Los hallazgos encontrados determinan que América Latina debe mejorar en varias áreas, como la innovación, el desarrollo del capital humano, la seguridad de las inversiones y la eficacia del marco institucional.

El informe examina el desempeño de los sistemas energéticos actuales de los países bajo tres dimensiones: acceso y seguridad energética; sostenibilidad ambiental del sistema; y potencial de crecimiento y desarrollo económico inclusivo. Asimismo, analiza en qué medida existen condiciones que faciliten una transición hacia un sistema de bajas emisiones de CO₂⁷⁵. A nivel global, el informe establece que el avance hacia la sostenibilidad ambiental se ha detenido y considera que la tendencia prácticamente plana en la intensidad de las emisiones de carbono lo demuestra. Según los datos del Foro Económico Mundial, en los últimos cinco años se ha registrado una mejora marginal de tan solo un 1,8 % anual, en comparación con el 3 % requerido para cumplir con el Acuerdo de París en materia de objetivos climáticos. Asimismo, se ha verificado un aumento del precio real de la electricidad para los hogares desde 2013 en más de la mitad de los países analizados, a pesar de la baja general del precio del combustible. Además de las repercusiones positivas

⁷³ FGV ENERGÍA y KONRAD ADENAUER STIFTUNG (2016) p. 36.

⁷⁴ FORO ECONÓMICO MUNDIAL (WEF) (2018).

⁷⁵ FORO ECONÓMICO MUNDIAL (WEF) (2018).

para el clima, la mejora de los sistemas energéticos contribuiría a remediar la situación de 1.000 millones de personas en el mundo que actualmente carecen de electricidad, según el Foro Económico Mundial⁷⁶.

Entre los hallazgos se destaca que los países escandinavos y de Europa occidental encabezan el Índice de Transición Energética, con Suecia, Noruega y Suiza a la cabeza, mientras que el Reino Unido (7) y Francia (9) son las únicas economías del G7 (Grupo de los siete países más desarrollados del mundo) que se ubican dentro de los diez primeros puestos. En lo que atañe a la región latinoamericana, los que muestran los mejores desempeños son Uruguay, que ocupa el puesto 13; Costa Rica, ubicado en el 20; Chile, en el 24 y México, en el 28. De manera general la región obtiene una puntuación similar al promedio global en cuanto a la contribución del sistema energético al crecimiento económico, a la seguridad y al acceso, y por encima del promedio cuando se trata de sostenibilidad ambiental. Sin embargo, varios países se quedan atrás porque no están preparados adecuadamente para la transición, según revela el informe que estamos refiriendo. Por ejemplo, Perú se ubica en el puesto 34, Paraguay en el 37, Panamá en el 39, Ecuador en el 48 y Argentina en el 56. De manera particular, el informe destaca a Colombia (32) y Brasil (38), por tratarse de dos países que “cuentan con sistemas energéticos con buen desempeño debido a sus abundantes recursos naturales”, pero que al mismo tiempo “tienen niveles de preparación bajos” para la transición. Estos contenidos se deben a “deficiencias en materia de capital humano y fallos en sus instituciones y marcos regulatorios”. Los últimos países latinoamericanos que figuran en la clasificación son Guatemala, en el puesto 62, y El Salvador, en el 69, mientras que Venezuela se queda a cuatro puestos de cerrar la lista, en la posición 111, sólo por delante de Kirguistán, Sudáfrica y Zimbabue⁷⁷. Uruguay es un ejemplo de cómo la estabilidad económica, política e institucional, además de la realización de un planeamiento simple pero amplio, son factores primordiales para el éxito de las energías renovables y de una política de transición energética. Es importante aclarar, no obstante, que Uruguay es un país pequeño, presentando menor diversidad y complejidad económica y política cuando lo comparamos con otros grandes países territoriales de América Latina, como Argentina y Brasil. Por otra parte, desde el punto de vista técnico, la integración eléctrica del país es menos complicada, aspecto que contribuyó para alcanzar el 100 % de electrificación en el país y para la mayor difusión de las energías renovables.

§ 8. CONCLUSIÓN

En este cambio de época al que asistimos en este momento de la humanidad, la necesidad de lograr que la comunidad internacional apueste por

⁷⁶ FORO ECONÓMICO MUNDIAL (WEF) (2018).

⁷⁷ FORO ECONÓMICO MUNDIAL (WEF) (2018).

una defensa a ultranza del medio ambiente y de un pacto mundial sobre la cuestión es más imperiosa que nunca. En este camino la interconexión entre cambio climático, eficiencia energética, energías limpias y la transición energética como contexto será determinante. Así, en esta carrera por la regeneración energética los tiempos de los países más favorecidos serán diferentes a los de los países menos favorecidos. Después de la revisión de índices y documentos de organismos internacionales sobre el estado de la transición energética mundial y en concreto la ubicación de los países de América Latina, entendemos que efectivamente el camino hacia esa regeneración energética, hacia esas energías más limpias, será más lento que en otras regiones y países. Las razones ya han sido descritas en este estudio. Aun a pesar de esta realidad, creemos que América Latina está comprometida con las energías renovables, a las que se llegará de manera desigual, considerando que algunos países de la región avanzan más rápido que otros hacia esa meta conforme a su estabilidad económica, política e institucional.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

- AGENCIA ALEMANA DE COOPERACIÓN (GIZ) DEL MINISTERIO FEDERAL DE COOPERACIÓN ECONÓMICA Y DESARROLLO (BMZ) y COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (2016): “Eficiencia energética y energías renovables” (Santiago de Chile, CEPAL), disponible en: <https://www.giz-cep.al/page/eficiencia-energ-tica-y-energ-renovables> (último acceso: 31/7/2019).
- AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE (IRENA) (2016): “Análisis del mercado de energías renovables en América Latina” (Abu Dhabi, Agencia Internacional de Energía Renovable), disponible en: http://www.irena.org/DocumentDownloads/Publications/IRENA_Market_Analysis_Latin_America_summary_ES_2016.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- AGENCIA INTERNACIONAL DE ENERGÍA RENOVABLE (IRENA) (2018): “Transformación energética mundial: hoja de ruta hasta 2050” (Abu Dhabi, Agencia Internacional de Energía Renovable), disponible en: https://www.irena.org/-/media/Files/IRENA/Agency/Publication/2018/Apr/IRENA_Global_Energy_Transformation_2018_summary_ES.pdf?la=en&hash=A5492C2AAC7D8E7A7CBF71A460649A8DEDB48A82 (último acceso: 31/7/2019).
- AGENCIA INTERNACIONAL DE LA ENERGÍA (AIE) (2018): “World Energy Investment”, disponible en: <https://webstore.iea.org/world-energy-investment> (último acceso: 31/7/2019).
- ALATORRE, Jesús E. (2015): “Cambio climático en América Latina y el Caribe, riesgo y vulnerabilidad”, presentación realizada en el V Seminario de la Red de Sistemas Regionales de Inversión pública de América Latina y el Caribe, disponible en: https://www.cepal.org/ilpes/noticias/paginas/4/55154/CEPAL_-_Alatorre.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- ASOCIACIÓN DE UNIVERSIDADES CONFIADAS A LA COMPAÑÍA DE JESÚS EN AMÉRICA LATINA (AUSJAL) –RED DE DESIGUALDAD Y POBREZA– (2017): “Informe de coyuntura”, disponible en: https://www.ausjal.org/wp-content/uploads/IPobreza_Diciembre2017.pdf (último acceso: 31/7/2019).

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

- BANCO INTERAMERICANO DE DESARROLLO (BID) (2017): “Eficiencia energética en América Latina y el Caribe: Avances y oportunidades”, disponible en: <https://publications.iadb.org/handle/11319/8725?locale-attribute=es> (último acceso: 31/7/2019).
- CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO (CAF) (2013): “Programa de adaptación al cambio climático”, disponible en: <http://publicaciones.caf.com/media/37041/cambio-climatico.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO (CAF) (2014): “Índice de vulnerabilidad y adaptación al cambio climático en la región de América Latina y el Caribe”, disponible en: <http://scioteca.caf.com/handle/123456789/517> (último acceso: 31/7/2019).
- CORPORACIÓN ANDINA DE FOMENTO (CAF) (2017): “Informe Anual 2016”, disponible en: <http://scioteca.caf.com/handle/123456789/1047> (último acceso: 31/7/2019).
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL) (2017a): “Panorama social de América Latina 2017”, disponible en: <https://www.cepal.org/es/publicaciones/42716-panorama-social-america-latina-2017-documento-informativo> (último acceso: 31/7/2019).
- COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE (CEPAL) (2017b): “Conclusiones y recomendaciones acordadas entre los Gobiernos reunidos en la primera reunión del Foro de los Países de América Latina y el Caribe sobre el desarrollo sostenible”, disponible en: <https://foroalc2030.cepal.org/2017/es/documentos/conclusiones-recomendaciones-acordadas-gobiernos-reunidos-la-primera-reunion-foro-paises> (último acceso: 31/7/2019).
- CONSEJO MUNDIAL DE ENERGÍA (WEC) (2018): “Perspectivas sobre la gran transición energética 2018”, disponible en: <https://www.worldenergy.org/news-and-media/news/the-council-launches-2018-issues-monitor-with-dynamic-interactive-tool/> (último acceso: 31/7/2019).
- CRITCHLEY, Adam (2016): “Despite Record-Low Solar Prices in Latin America, Challenges Remain. A look at solar developments in Argentina, Chile and Mexico”, disponible en: <https://www.greentechmedia.com/articles/read/latin-america-auctions-surprise-with-low-solar-prices> (último acceso: 31/7/2019).
- FGV ENERGÍA y KONRAD ADENAUER STIFTUNG (2016): “Un análisis comparativo de la transición energética en América Latina y Europa” (Carlos Otavio de Vasconcellos Quintella, director), disponible en: http://www.kas.de/wf/doc/kas_46073-1522-4-30.pdf?160919202024 (último acceso: 31/7/2019).
- FORO ECONÓMICO MUNDIAL (WEF) (2018): “Fostering Effective Energy Transition 2018”, disponible en: <http://reports.weforum.org/fostering-effective-energy-transition-2018/> (último acceso: 31/7/2019).
- FRANCISCO (2015): Carta Encíclica *Laudato si'* (*Sobre el cuidado de la casa común*), del 24 de mayo de 2015, disponible en: http://w2.vatican.va/content/francesco/es/encyclicals/documents/papa-francesco_20150524_enciclica-laudato-si.html (último acceso: 31/7/2019).
- GODOY, Emilio (2018): “América latina afronta transición energética cuesta arriba”, Inter Press Service. Agencia de Noticias, disponible en: <http://www.ipsnoticias.net/2018/04/america-latina-afronta-transicion-energetica-cuesta/> (último acceso: 31/7/2019).
- HERES DEL VALLE, David R. (2015): *El cambio climático y energía en América Latina* (Santiago de Chile, Naciones Unidas-CEPAL), disponible en: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/39751/1/S1501198_es.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- HERNÁNDEZ-MENDIBLE, Víctor (2017): “El marco regulatorio del desarrollo energético sostenible”, en Víctor Hernández-Mendible y Luis F. Moreno (coordinadores),

- Derecho de la energía en América Latina* (Bogotá, Universidad Externado) tomo I: pp. 21-72.
- HERNÁNDEZ-MENDIBLE, Víctor y ORJUELA CÓRDOBA, Sandra (2018): *Energía eléctrica. Regulación de fuentes convencionales, renovables y sostenibles* (Caracas, Centro de Estudios de Regulación Económica –CERECO– y Universidad Monteávila).
- INSTITUTO NACIONAL DE ECOLOGÍA Y CAMBIO CLIMÁTICO (INECC) (2016): “Impactos, vulnerabilidad y adaptación al cambio climático en América latina y el Caribe. Propuestas para métodos de evaluación” (Ana Cecilia Conde Álvarez y Jorge López Blanco, coordinadores) (México, INECC), disponible en: https://www.gob.mx/cms/uploads/attachment/file/215402/CGACC_2016_Variabilidad_y_Cambio_Climatico_Impactos_Vulnerabilidad_y_Adaptacion.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- LABANDEIRA, Xabier; LINARES, Pedro y WÜRZBURG, Klaas (2012): “Energías renovables y cambio climático” en *Cuadernos económicos de ICE*, N° 83, pp 11-36, disponible en: http://www.revistasice.com/CachePDF/CICE_83_37-60__B906D47C7DC113438C-205802D6EA68B4.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- LO VUOLO, Rubén Mario (2015): *Estilos de desarrollo, heterogeneidad estructural y cambio climático en América Latina* (Santiago de Chile, Naciones Unidas-CEPAL), disponible en: http://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/39752/1/S1501210_es.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- LUSTIG, Nora (2017): *Las tendencias y determinantes de la desigualdad y pobreza en América Latina* (Madrid, Universidad Pontificia Comillas, Papeles de la Cátedra de América Latina 01).
- MAGRÍN, Graciela O. (2015): *Adaptación al cambio climático en América Latina y el Caribe* (Santiago de Chile, Naciones Unidas-CEPAL), disponible en: <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/39842> (último acceso: 31/7/2019).
- MARGULIS, Sergio (2016): *Vulnerabilidad y adaptación de las ciudades de América Latina al cambio climático* (Santiago de Chile, Naciones Unidas-CEPAL), disponible en: <https://repositorio.cepal.org/handle/11362/41041> (último acceso: 31/7/2019).
- MORIN, Edgar (2012): *La vía para el futuro de la humanidad* (Madrid, Paidós).
- NACIONES UNIDAS (1992): “Convención Marco de las Naciones sobre el cambio climático (UNFCCC)”, disponible en: <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- NACIONES UNIDAS (2015): “Declaración de París sobre la movilidad eléctrica y el llamado a la acción”, disponible en: <https://unfccc.int/es/news/la-declaracion-y-el-llamado-a-la-accion-de-paris-sobre-la-movilidad-electrica-y-el-cambio-climatico> (último acceso: 31/7/2019).
- NACIONES UNIDAS (2017): “Informe de los Objetivos de Desarrollo Sostenible 2017” (Nueva York), disponible en: https://unstats.un.org/sdgs/files/report/2017/the-sustainabledevelopmentgoalsreport2017_spanish.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- NEIRA CASTRO, Juan F. (2017): “La Carta Internacional de la Energía: antecedentes, realidades y oportunidades para América Latina”, en Víctor Hernández-Mendible y Luis F. Moreno (coordinadores), *Derecho de la energía en América Latina* (Bogotá, Universidad Externado) tomo I: pp. 73-106.
- ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (OLADE) (2018a): “La IV Conferencia sobre la Transición Energética en América Latina y el Caribe tuvo lugar en Guatemala”, publicado en <http://www.olade.org/noticias/guatemala-se-desarrolla-la-iv-conferencia-la-transicion-energetica-america-latina-caribe/> (último acceso: 31/7/2019).
- ORGANIZACIÓN LATINOAMERICANA DE ENERGÍA (OLADE) (2018b): “Libro blanco: Diálogos tripartitos” (Quito, OLADE), disponible en: <http://biblioteca.olade.org/cgi-bin/koha/>

- opac-detail.pl?biblionumber=14405&shelfbrowse_itemnumber=15720 (último acceso: 31/7/2019).
- ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL (ONU DI) (s/f): “Safeguarding the Environment”, disponible en: www.unido.org/our-focus/safeguarding-environment (último acceso: 31/7/2019).
- ORGANIZACIÓN DE LAS NACIONES UNIDAS PARA EL DESARROLLO INDUSTRIAL (ONU DI) (2017): “Informe del Director General en la Conferencia General sobre actividades de la ONU DI relativas a la cooperación con los países de renta media”, disponible en: <https://www.unido.org/api/opentext/documents/download/8360320/unido-file-8360320> (último acceso: 31/7/2019).
- PANEL INTERGUBERNAMENTAL DE CAMBIO CLIMÁTICO (PICC) (2016): “Sexto informe de evaluación”, disponible en: https://ipcc.ch/home_languages_main_spanish.shtml (último acceso: 31/7/2019).
- RED IBEROAMERICANA DE OFICINAS DE CAMBIO CLIMÁTICO (RIOCC) (2016): “Cambio climático en Iberoamérica”, disponible en: <http://www.lariocc.es/es/cambio-climatico-iberoamerica/> (último acceso: 31/7/2019).
- SAMANIEGO, José Luis; GALINDO, Luis Miguel; MOSTACEDO MARASOVIC, Silvia Jessica; FERRER CARBONELL, Jimmy; ALATORRE, José Eduardo y REYES, Orlando (2017): *Procesos de adaptación al cambio climático en América Latina* (Santiago, United Nations-ECLAC), disponible en: http://latinclima.org/sites/default/files/documentos/presentacion_jose_luis_samaniego.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- SÁNCHEZ, Luis y REYES, Orlando (2015): *Medidas de adaptación y mitigación frente al cambio climático en América Latina y el Caribe. Una revisión general* (Santiago de Chile, Naciones Unidas-CEPAL), disponible en: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/39781/S1501265_es.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- VEGA, Marisel (2017): “Negocios verdes y eficiencia energética: propuestas y oportunidades”, disponible en: <https://www.caf.com/es/conocimiento/blog/2017/12/negocios-verdes-y-eficiencia-energetica-propuestas-y-oportunidades/> (último acceso: 31/7/2019).
- VILLEGAS MORENO, José L. (2017): “La regulación ambiental en el sector energético. Una visión desde el contexto venezolano”, en Víctor Hernández-Mendible y Luis F. Moreno (coordinadores), *Derecho de la energía en América Latina* (Bogotá, Universidad Externado) tomo II: pp. 585-622.
- VILLEGAS MORENO, José L. (2018): “Cambio climático en América Latina: Adaptación a los impactos sobre la salud por fenómenos climáticos extremos”, en Federico De Montalvo Jaaskelainen y Carlos De Miguel Perales (coords.), *Cambio climático y salud: Adaptación a las olas de calor* (Pamplona, Thomson Reuters-Aranzadi) pp. 213-258.
- VV.AA. (2013): “Clima Adaptación Santiago (CAS). Adaptación al cambio climático en megaciudades de América Latina” (Kerstin Krelleneberg, Ricardo Jordan, Johannes Rehner, Anke Schwartz, Benjamín Infante, Katrin Barth, Alejandra Pérez, editores) (Santiago de Chile, Red Regional de Aprendizaje Naciones Unidas-CEPAL), disponible en: https://repositorio.cepal.org/bitstream/handle/11362/4056/1/S2013095_es.pdf (último acceso: 31/7/2019).

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

**LICITACIONES PARA LA EJECUCIÓN DE LAS ACTIVIDADES
DE EXPLORACIÓN Y/O PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
EN BRASIL Y COLOMBIA***

**RULES FOR BIDDING ROUNDS FOR OIL AND GAS EXPLORATION
AND PRODUCTION IN BRAZIL AND COLOMBIA:
AN OVERVIEW**

Por SHERALDINE PINTO OLIVEROS**
y RICARDO COLMÉNTER***

Resumen: El presente trabajo analiza los marcos regulatorios de los procesos licitatorios de exploración y producción de hidrocarburos en Brasil y Colombia, como paradigmas de las innovaciones en las normativas que regulan dicha materia en América Latina.

Palabras clave: licitaciones, exploración y producción, petróleo y gas, contratos.

Abstract: This article analyzes the rules for bidding rounds for oil and gas exploration and production in Brazil and Colombia, which are paradigmatic of innovations in the legal framework in Latin America.

Key words: bidding rounds, exploration and production, oil and gas, agreements.

* Recibido: 30/9/2018. Aceptado: 8/5/2019.

** Abogada, mención *Cum laude* (Universidad Católica Andrés Bello, 1997). Magíster en Derecho Privado por la Università degli Studi di Roma II «Tor Vergata» (1999). Especialista en Derecho del Consumidor y de la Responsabilidad Civil por la Università degli Studi di Roma I «La Sapienza» (2000). Doctora en Derecho Privado, mención *Summa cum laude*, por la Scuola Superiore di Studi Universitari e di Perfezionamento Sant'Anna (2006). Profesora de la Universidad Central de Venezuela y Profesora de Contratos Petroleros en el Diplomado de Derecho de Hidrocarburos de la Universidad Metropolitana. Actualmente se desempeña como Directora de Transacciones Internacionales de Entra Consulting. Correo electrónico: s.pinto@entraconsulting.com.

*** Abogado (Universidad Católica Andrés Bello, 1998). Magíster en Derechos Humanos y Propiedad Intelectual por Lond University (2002). Magíster en Propiedad Intelectual y Derecho de la Información por la University of Houston (2004). Profesor adjunto de la Universidad de Houston y Affiliate Scholar for International Energy Programs at the Center for U.S. and Mexican Law and the Energy, Environment and Natural Resources Center (EENR). Actualmente se desempeña como Director de Entra Consulting. Correo electrónico: ricardocolmenter@entraconsulting.com.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

§ 1. INTRODUCCIÓN

Frente a los actuales retos del mercado petrolero internacional¹, diversos países de América Latina han procurado actualizar sus normativas en materia de procesos licitatorios para la ejecución de las actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos a los fines de incrementar la confianza de los inversionistas, así como para ser competitivos frente a los demás países productores de la región y del mundo, especialmente en términos de transparencia, eficiencia, objetividad, predictibilidad y certeza del procedimiento.

A pesar de la aparente similitud entre los procesos licitatorios en los distintos países, cada uno de ellos atiende a su propio marco regulatorio de las actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos y, en particular, a los contratos permitidos para la ejecución de dichas actividades, conforme al ordenamiento jurídico aplicable, así como a las exigencias, objetivos y finalidades de la política de exploración y/o producción de hidrocarburos del respectivo país.

Brasil y Colombia constituyen los más recientes ejemplos de actualización de las normativas en materia de licitaciones para la ejecución de las actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos en Latinoamérica. De allí que el presente trabajo se dirija a analizar el marco regulatorio de los procesos licitatorios de exploración y/o producción de hidrocarburos en dichos países, como paradigmas de las transformaciones que, en esa materia, se están produciendo en América Latina.

§ 2. LICITACIONES DE EXPLORACIÓN Y/O PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN BRASIL

De acuerdo con la Constitución de la República Federativa de Brasil, los recursos naturales y minerales existentes en el territorio, en la plataforma continental y en la zona económica exclusiva del país pertenecen a la Unión², es decir, al Estado Federal. Asimismo, las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos están reservadas a la Unión, de conformidad con la

¹ El mercado y la industria petroleros enfrentan numerosos retos en la actualidad; entre ellos, las fluctuaciones en la producción mundial debido a su crecimiento en algunos países (Estados Unidos) y su reducción en otros (Venezuela), la desaceleración de la economía mundial, la presión sobre los precios del petróleo, especialmente por los precitados factores, la incertidumbre con relación al futuro de los combustibles fósiles y respecto a la transición energética, el desarrollo y aprovechamiento de hidrocarburos no convencionales y en áreas *off-shore*, la ola de reformas energéticas y de licitaciones de campos, en particular, en América Latina, los recursos humanos, las preocupaciones ambientales, etcétera.

² Artículo 20, numerales V y IX, de la Constitución de la República Federativa de Brasil. A nivel legislativo, la propiedad de la Unión (o de la Federación) sobre los hidrocarburos es confirmada por el artículo 3° de la ley 9478, del 6 de agosto de 1997.

Carta Magna brasileña³. Sin embargo, desde la promulgación de la novena enmienda constitucional del 9 de noviembre de 1995, el Estado brasileño puede contratar empresas estatales o privadas a los fines de ejecutar dichas actividades⁴.

Para concretar la citada enmienda constitucional, se requirieron diversas normativas, entre las cuales destacamos la ley 9478 (1997), conocida como “Ley del petróleo” o “Ley petrolera”, la ley 12351 (2010), frecuentemente denominada “Ley (de áreas) *pré-sal*”, y, recientemente, la ley 13365 (2016), que transformó la obligatoriedad de que Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS) fuera el operador en los consorcios, que se adjudicasen bloques para exploración y/o producción de hidrocarburos bajo la modalidad de producción compartida, en un derecho de preferencia.

La ley 9478 contempla dos tipos de contratos para ejecutar las actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos, a saber: contratos de concesión, y contratos de producción compartida para las áreas *pre-sal* y las áreas estratégicas⁵. El contrato de concesión es precedido por un proceso de licitación, mientras que el contrato de producción compartida puede ser: *a*) adjudicado por contratación directa a PETROBRÁS⁶, o *b*) precedido por un proceso de licitación abierto también a empresas privadas⁷.

a) CONTRATO DE CONCESIÓN: LICITACIÓN. — La celebración del contrato de concesión para la ejecución de actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos es precedida por un proceso licitatorio regido por la ley 9478/1997, las resoluciones del Conselho Nacional de Política Energética (en lo sucesivo, CNPE), las resoluciones de la Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (en adelante, ANP) —en particular, la resolución n° 18 del 18 de marzo de 2015— y el específico edicto de licitación, que define las reglas de la ronda licitatoria.

Previamente al inicio de la licitación, el CNPE⁸ define los bloques que serán objeto de concesión o de producción compartida⁹, y autoriza a la ANP a promover la ronda licitatoria de conformidad con la ley 9478/1997.

³ Artículo 177 de la Constitución brasileña. El artículo 4° de la ley 9478 ratifica el monopolio del Estado sobre las actividades de exploración, explotación, refinación del petróleo (nacional o extranjero), transporte marítimo, o mediante oleoductos, de crudo o de productos derivados del petróleo producido en el país.

⁴ Cfr. § 1 del artículo 177 de la Constitución de la República Federativa de Brasil en concordancia con el artículo 23 de la ley 9478/1997 (según la reforma por la ley 12351, del 22 de diciembre de 2010).

⁵ Artículo 23 de la ley 9478/1997.

⁶ Artículos 8.I y 12 de la ley 12351/2010.

⁷ Artículo 8° de la ley 12351/2010.

⁸ La resolución n° 8 del CNPE, del 21 de junio de 2003, establece las directrices que este órgano debe observar para implementar la política nacional de expansión de la producción del petróleo y del gas natural.

⁹ Artículo 2.VIII de la ley 9478/1997.

Una vez que ha sido autorizada por el CNPE, la ANP promueve la licitación y elabora el respectivo edicto licitatorio¹⁰. En su fase interna, la licitación es promovida y coordinada por la Superintendência de Promoção de Licitações (en lo sucesivo, SPL) de la ANP, que es el órgano encargado de elaborar el edicto y el contrato de concesión a los fines de someterlos a la aprobación del directorio de ANP¹¹, mientras que, en su fase externa, la licitación es conducida por una Comissão Especial de Licitação (en lo adelante, CEL)¹², la cual es designada por el directorio de ANP¹³.

En general, la licitación está constituida por las siguientes etapas: *a*) publicación del pre-edicto; *b*) audiencia pública; *c*) publicación del edicto; *d*) inscripción y pago de la tasa de participación; *e*) entrega de la garantía de la oferta; *f*) presentación y evaluación (*juízo*) de las ofertas; *g*) calificación de la oferente ganadora de la sesión pública de presentación de ofertas; *h*) adjudicación y homologación de la licitación, e *i*) celebración del contrato¹⁴.

En todas estas etapas, la licitación debe respetar los principios que rigen la administración pública brasileña¹⁵; asimismo, los procesos decisionales de la ANP se orientan por los principios de legalidad, impersonalidad, moralidad y publicidad, de acuerdo con la ley 9478/1997¹⁶.

1. *Publicación del pre-edicto.* El pre-edicto licitatorio es íntegramente publicado en la página web de la ANP dedicada a las licitaciones¹⁷; y, además, se realiza un aviso de su publicación del pre-edicto en el *Diário Oficial da União* (en lo sucesivo, DOU) y en los periódicos de mayor circulación¹⁸.

El pre-edicto incluye las siguientes informaciones¹⁹: *a*) los bloques, objeto de licitación; *b*) el cronograma tentativo de la licitación; *c*) los documentos necesarios para la inscripción en la licitación; *d*) el valor de la(s) tasa(s) de participación; *e*) el plazo, lugar, horario de atención y documentos requeridos para retirar el paquete de datos; *f*) el valor y el plazo para entregar la garantía de la oferta; *g*) las condiciones para la participación de los oferentes en consorcio; *h*) el nombre, mapa, ubicación, área, coordenadas, periodo de exploración, programas exploratorios mínimos y otras informaciones perti-

¹⁰ Artículo 8.IV de la ley 9478/1997.

¹¹ Artículo 2° § 2 de la resolución 18/2015 de la ANP.

¹² Normalmente, la CEL está compuesta por representantes de la ANP y de la sociedad civil.

¹³ Artículo 2° de la resolución 18/2015 de la ANP.

¹⁴ Cfr. artículo 3° de la resolución 18/2015 de la ANP.

¹⁵ De acuerdo con el párrafo único del art. 1° de la resolución 18/2015, “em todas as etapas da licitação serão observados os princípios que regem a administração pública, a vinculação ao instrumento convocatório e as determinações da Lei n° 9.478/1997 e deste regulamento”.

¹⁶ Artículo 17 de la ley 9478/1997.

¹⁷ En la actualidad, la página web de la ANP dedicada a las licitaciones es <http://www.brasil-rounds.gov.br/index.asp>

¹⁸ Artículo 6° de la resolución 18/2015 de la ANP.

¹⁹ Cfr. artículo 7° de la resolución 18/2015 de la ANP.

nentes relativas a cada bloque, objeto de licitación; *i*) el valor mínimo del bono de celebración del contrato (*bônus de assinatura*) que se ofrecerá por cada bloque licitado; *j*) la forma de presentación de las ofertas y los criterios de evaluación (*juízo*) de aquellas; *k*) los criterios de contenido local relativos al desarrollo de la industria nacional; *l*) los criterios, parámetros y documentos requeridos para la calificación de la oferente ganadora de la sesión pública de presentación de ofertas; *m*) las penalidades aplicables; *n*) las participaciones gubernamentales (*participações governamentais*)²⁰; *ñ*) la indicación expresa de que el pago de las indemnizaciones por expropiaciones o servidumbres necesarias para el cumplimiento del contrato corresponderán al concesionario; *o*) el modelo de contrato de concesión, y *p*) el plazo y las condiciones para la celebración del contrato de concesión.

2. *Audiencia pública.* Con posterioridad a la publicación del pre-edicto, la ANP efectúa una audiencia pública –que podrá ser precedida por una consulta pública– a los fines de: *a*) suministrar información sobre las áreas que serán licitadas; *b*) explicar las normas del pre-edicto, y *c*) propiciar la presentación de comentarios y/o sugerencias tanto al pre-edicto como a la minuta del contrato de concesión, por parte de los agentes económicos y de la sociedad²¹.

De acuerdo con la resolución 18/2015, la realización de la audiencia pública debe ser divulgada por aviso en el DOU y en la página de la ANP²². En la práctica, la ANP frecuentemente publica el aviso de la consulta pública y de la audiencia pública en el DOU y en su página web en la misma fecha de publicación del pre-edicto; especificando: *a*) el plazo de duración de la consulta pública, así como su fecha de terminación; *b*) la fecha de la audiencia pública y su objetivo, es decir, suministrar informaciones complementarias y actualizadas sobre el pre-edicto y la minuta de contrato de concesión, y *c*) las páginas web en las que se encontrarán disponibles, por un lado, los documentos relativos a la consulta pública y a la audiencia pública, y por el otro lado, el procedimiento para enviar comentarios y sugerencias.

Las sugerencias²³ presentadas en la audiencia pública –y, en caso de ser realizada, en la consulta pública– podrán ser incorporadas en las versiones definitivas del edicto y del modelo de contrato de concesión²⁴.

²⁰ Las denominadas “participaciones gubernamentales” deben determinarse en atención al artículo 45 de la ley 9478/1997. En las concesiones *onshore*, debe además respetarse la “participación” para los propietarios de la tierra, prevista en el artículo 52 de la misma ley.

²¹ Artículo 8° de la resolución 18/2015 de la ANP.

²² Además, la realización de la audiencia pública también puede ser informada a través de los diarios de mayor circulación, a criterio de la ANP. Cfr. artículo 8 §1 de la resolución 18/2015 de la ANP.

²³ Previamente al inicio de la selección (certamen), el análisis de las sugerencias presentadas durante la audiencia pública (y, eventualmente, la consulta pública), incluyendo las razones de su adopción o rechazo, será divulgado en la página de ANP dedicada a las licitaciones, y además, será agregado al proceso administrativo.

²⁴ Artículo 9° de la resolución 18/2015 de la ANP.

3. *Publicación del edicto.* El edicto licitatorio es íntegramente publicado en la página web de ANP dedicada a las licitaciones; y, además, se realiza un aviso de su publicación en el DOU y en los periódicos de mayor circulación al menos sesenta días antes de la fecha de la sesión pública de presentación de ofertas. Este último aviso debe especificar: *a)* el objeto de la licitación; *b)* la fecha y lugar de la presentación de ofertas; y *c)* el lugar donde el edicto estará disponible²⁵.

El edicto de licitación²⁶ es acompañado por el modelo de contrato²⁷, y contiene las siguientes informaciones²⁸: *a)* el bloque, objeto de la concesión, el plazo estimado de duración de la fase exploratoria, las inversiones mínimas y los programas mínimos exploratorios; *b)* los requisitos técnicos, económicos y jurídicos exigidos a los oferentes²⁹; y los criterios de pre-calificación, en caso de adoptarse dicho proceso; *c)* las participaciones gubernamentales (*participações governamentais*) mínimas³⁰, y la participación para el propietario (de la superficie)³¹; *d)* los documentos exigidos y los criterios que serán empleados a los fines de valorar la capacidad técnica, la idoneidad financiera y la regularidad jurídica de los oferentes, así como para evaluar técnica y económico-financieramente las propuestas; *e)* la indicación expresa de que el pago de las indemnizaciones por expropiaciones o servidumbres necesarias para el cumplimiento del contrato corresponderán al concesionario; *f)* el plazo, lugar y horario en que se suministrarán a los interesados los datos, estudios y demás elementos e informaciones requeridos para elaborar sus propuestas, así como el costo de su adquisición. Asimismo, el edicto de licitación indicará la fecha, lugar y hora de la sesión pública de presentación de ofertas, y los modelos de garantías que deberán ser entregadas por los oferentes³².

Cuando el edicto de licitación permita la participación de empresas en consorcio, se exigirá adicionalmente: *a)* el compromiso público o privado de constitución del consorcio, celebrado por las empresas que lo integren; *b)* la indicación de la empresa líder, la cual será responsable por el consorcio y por la dirección de las operaciones, sin perjuicio de la responsabilidad solidaria de las demás empresas consorciadas, y *c)* la presentación de los documentos requeridos para la evaluación técnica y económico-financiera del consorcio

²⁵ Artículo 10 de la resolución 18/2015 de la ANP.

²⁶ De acuerdo con el artículo 11 de la resolución 18/2015 de la ANP, para la elaboración del edicto licitatorio se observará lo previsto en los artículos 37, 38 y 39 de la ley 9478/1997 y en el pre-edicto; así como las sugerencias presentadas en la audiencia pública y, eventualmente, en la consulta pública, que fueran acogidas por la ANP.

²⁷ Cfr. artículo 37 de la ley 9478/1997 y art. 11 de la resolución 18/2015 de la ANP.

²⁸ Cfr. artículo 37 de la ley 9478/1997.

²⁹ Artículo 25 de la ley 9478/1997.

³⁰ De conformidad con el artículo 45 de la ley 9478/1997, las “participaciones gubernamentales” pueden comprender el bono de celebración del contrato, las regalías, la denominada “participación especial” y el pago por la ocupación o retención del área. En todo caso, las regalías y el pago por la ocupación o retención del área son obligatorias.

³¹ Artículo 52 de la ley 9478/1997.

³² Artículo 11 de la resolución 18/2015 de la ANP.

por parte de cada una de las empresas consorciadas³³. Asimismo, el edicto licitatorio prohibirá la participación de las empresas consorciadas, sea singularmente o en otro consorcio, en otra oferta presentada en la licitación de un mismo bloque; y, además, someterá el otorgamiento de la concesión al consorcio ganador de la licitación a la condición del registro del instrumento constitutivo del consorcio, conforme a lo previsto en el párrafo único del artículo 279 de la ley 6404 (1976)³⁴.

En la hipótesis de participación de empresas extranjeras, que compitan en la licitación singularmente o consorciadas con otras empresas, el edicto licitatorio también les requerirá que presenten, conjuntamente con su propuesta y en sobre separado, los siguientes recaudos³⁵: a) prueba de capacidad técnica, idoneidad financiera y regularidad jurídica, de acuerdo con la reglamentación que dicte la ANP; b) el acto o documento constitutivo de la empresa, así como la prueba de estar constituida u organizada y en funcionamiento, conforme a la legislación de su país; c) la designación de un representante legal por ante la ANP, con facultades especiales para ejercer los actos y asumir las responsabilidades relativos a la licitación y a la oferta presentada, y d) el compromiso, en caso de ganar la licitación, de constituir la empresa conforme a las leyes brasileñas, con sede y administración en Brasil³⁶. En todo caso, la celebración del contrato de concesión queda condicionada al efectivo cumplimiento de este último compromiso³⁷.

4. *Inscripción en la licitación y pago de la tasa de participación.* Durante el periodo de inscripción en la licitación, las empresas interesadas en participar deben solicitar su inscripción en dicho proceso, presentando los documentos de inscripción³⁸ y el comprobante de pago de la tasa de participación, de acuerdo con lo establecido en el respectivo edicto³⁹. El pago de la tasa de participación es obligatorio e individual para cada oferente, inclusive para aquellas que presenten su oferta en consorcio.

Las empresas que hayan: a) presentado su inscripción⁴⁰, b) demostrado el pago de la tasa de participación⁴¹, y c) celebrado el acuerdo de confiden-

³³ Artículo 38 de la ley 9478/1997.

³⁴ Cfr. artículo 38 de la ley 9478/1997.

³⁵ Artículo 39 de la ley 9478/1997.

³⁶ La constitución de la empresa ganadora en Brasil responde a que las actividades reservadas al Estado solo podrán ser ejecutadas por empresas constituidas según las leyes brasileñas, con sede y administración en el país, en atención al artículo 5° de la ley 9478/1997.

³⁷ Párrafo único del artículo 39 de la ley 9478/1997.

³⁸ La inscripción es obligatoria e individual para cada empresa interesada, incluso en el supuesto en que la oferta sea presentada por un consorcio. En la hipótesis en que la empresa participante sea extranjera, debe presentar además el compromiso, en caso de resultar ganadora, de constituirse según las leyes brasileñas, con sede y administración en Brasil, de acuerdo con el párrafo único del artículo 12 de la resolución 18/2015 de la ANP.

³⁹ Artículo 12 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁴⁰ Cfr. artículo 14 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁴¹ *Ibidem*.

cialidad⁴² (normalmente, contenido en el edicto) evidenciando, además, las facultades de su representante, tendrán a disposición el paquete de datos técnicos.

En general, el paquete de datos es una recopilación de datos técnicos públicos, seleccionados por la ANP, relativos a la cuenca sedimentaria y a la zona donde se ubican los bloques ofrecidos en cada ronda licitatoria. En la práctica, se ha previsto incluso que se acceda a él en forma remota.

5. *Entrega de la garantía de la oferta.* A los fines de presentar su oferta, los oferentes deben entregar garantía⁴³ de ella para el bloque de su interés, antes de la sesión pública de presentación de ofertas. En tal sentido, el oferente⁴⁴ debe consignar la garantía de su oferta, según las modalidades previstas en el específico edicto. En la práctica, los edictos frecuentemente contemplan como garantías de las ofertas: cartas de crédito, seguros-garantía y/o caución en dinero. En el caso de las dos primeras, la ANP debe ser la beneficiaria de las garantías⁴⁵.

6. *Presentación y evaluación de las ofertas.* En sesión pública, los oferentes cuya inscripción sea aprobada por la CEL podrán presentar sus ofertas respecto del bloque para el cual pagaron la(s) tasa(s) de participación y presentaron la garantía de su oferta⁴⁶.

Las ofertas presentadas son evaluadas por la CEL, conforme a los criterios establecidos en el edicto y en la ley 9478/1997⁴⁷. De acuerdo con esta última, la CEL debe identificar la oferta más ventajosa⁴⁸, según los criterios objetivos previstos en el edicto⁴⁹, tomando también en consideración, por un lado, el programa general de trabajo, las propuestas para las actividades de exploración, los plazos, las inversiones mínimas y los cronogramas físicos-financieros, y, por otro lado, las participaciones gubernamentales (*participações governamentais*) contempladas en el artículo 45 de la ley 9478/1997⁵⁰.

En las rondas licitatorias más recientes, los edictos han concedido especial relevancia al bono de celebración del contrato (*bônus de assinatura*)⁵¹ y

⁴² Cfr. artículo 14 § 3 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁴³ Cfr. artículo 15 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁴⁴ En las ofertas presentadas por consorcios, la garantía de la oferta debe ser entregada por una sola de las empresas que integran el consorcio, de acuerdo con el artículo 15 § 2 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁴⁵ Cfr. artículo 15 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁴⁶ Cfr. artículo 16 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁴⁷ Cfr. artículo 18 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁴⁸ El artículo 19 de la resolución 18/2015 de la ANP precisa la metodología para la asignación de puntaje.

⁴⁹ Cfr. artículo 40 de la ley 9478/1997. De acuerdo con esta misma norma, deben observarse también los principios de legalidad, impersonalidad, moralidad, publicidad e igualdad entre los competidores.

⁵⁰ Cfr. artículo 41 de la ley 9478/1997.

⁵¹ De conformidad con el artículo 46 de la ley 9478/1997, el edicto licitatorio establece el monto mínimo del *bônus de assinatura*, es decir, del pago ofrecido en la oferta en caso

al programa mínimo exploratorio (PEM, por sus siglas en portugués) como criterios para la valoración de las ofertas.

La evaluación de las ofertas se realiza atribuyéndoles a cada una de ellas puntos y porcentajes, conforme a los criterios establecidos en el específico edicto⁵². Esto permite clasificarlas en orden decreciente, según el puntaje obtenido por cada oferta en aplicación de la fórmula prevista en el edicto. De esta manera, el oferente cuya oferta obtenga el puntaje más elevado en el bloque licitado es declarado ganador de la sesión pública de presentación de ofertas⁵³. Esta cualidad, sin embargo, no le garantiza la adjudicación del contrato de concesión⁵⁴.

7. *Calificación de la oferente ganadora de la sesión pública de presentación de ofertas.* El oferente ganador de la sesión pública de presentación de ofertas es calificado⁵⁵ por la SPL, y aprobado por la CEL⁵⁶. En el supuesto de que la oferta ganadora haya sido presentada por un consorcio, las empresas que lo integran serán calificadas individualmente; y, específicamente, la empresa indicada como operadora del consorcio debe calificar en la categoría mínima exigida para el sector en que se localiza el bloque relativo a la oferta⁵⁷.

En general, la calificación consiste en el análisis de la documentación de la empresa(s) ganadora(s) de la sesión pública de presentación de ofertas a los fines de verificar: a) su regularidad jurídica⁵⁸, fiscal y laboral⁵⁹; b) su capacidad económico-financiera⁶⁰, y c) su capacidad técnica, conforme a los criterios previstos en el edicto⁶¹. Esta última, normalmente, atiende al tipo de actividades de exploración y producción de hidrocarburos realizadas, es decir, a) exploración y producción *onshore*; b) exploración y producción *offshore* en aguas someras; c) exploración y producción *offshore* en aguas profundas y ultra-profundas, y d) exploración y producción en ambientes adversos y sensibles, así como al tiempo de experiencia en la ejecución de actividades de exploración y producción de hidrocarburos⁶².

de adjudicación del contrato, que debe ser pagado en el acto de celebración del contrato de concesión.

⁵² Cfr. artículo 19 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁵³ Cfr. artículo 19 § 1 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁵⁴ Artículo 19 § 2 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁵⁵ Cfr. artículo 22 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁵⁶ Artículo 25 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁵⁷ Cfr. párrafo único del artículo 22 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁵⁸ Sin perjuicio de lo previsto en el específico edicto, el artículo 29 de la resolución 18/2015 de la ANP establece la documentación necesaria a los fines de obtener la calificación jurídica.

⁵⁹ La regularidad fiscal y laboral se demuestra conforme a lo establecido en el edicto, de acuerdo con el artículo 30 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁶⁰ Sin perjuicio de lo previsto en el específico edicto, el artículo 31 de la resolución 18/2015 de la ANP 18/2015 prevé la documentación requerida para obtener la calificación económico-financiera.

⁶¹ Artículo 21 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁶² Artículo 33 de la resolución 18/2015 de la ANP.

La empresa –o el consorcio– que gane el concurso es calificada como operadora⁶³ o no operadora. En caso que sea calificada como “operadora”, será clasificada –o subclasificada– en distintos niveles según su capacidad técnica y situación económica-financiera⁶⁴. En cambio, la empresa calificada como “no operadora” solo podrá ejecutar actividades en consorcio, conforme al edicto.

Los resultados de la calificación –aprobados por la CEL– son publicados en el DOU y en la página de la ANP dedicada a las licitaciones⁶⁵. Si la ganadora de la sesión pública de presentación de ofertas no fuera calificada, se procede a su descalificación y a la ejecución de la garantía de su oferta⁶⁶. En dicha hipótesis, se convoca a las demás oferentes a los fines de que manifiesten su eventual interés en honrar la mejor oferta de la sesión pública de presentación de ofertas, es decir, la ganadora. En caso que ninguna de ellas manifieste dicho interés, o que aquella que lo hiciese no esté calificada, se reputa “nueva” ganadora de la sesión pública de presentación de ofertas a la oferente que hubiese presentado la siguiente oferta mejor clasificada en dicha sesión⁶⁷.

8. *Adjudicación y homologación de la licitación.* La CEL elabora un informe detallado sobre la licitación, donde especifica el resultado y propone la adjudicación del bloque a la ganadora de la compulsa. En dicho informe, se deben indicar también las ofertas presentadas en el proceso y las razones de su descalificación. Sucesivamente, la Junta Directiva de la ANP examina el informe de la CEL y decide la adjudicación del bloque, objeto de la licitación. Este resultado es publicado en el DOU, en la página de la ANP dedicada a las licitaciones y, a criterio de esta última, en los diarios de mayor circulación⁶⁸.

La Junta Directiva de la ANP también es la encargada de homologar el informe de la licitación y convocar a la oferente ganadora para la celebración del contrato de concesión⁶⁹.

9. *Celebración del contrato de concesión.* Una vez que ha sido convocada, la adjudicataria del bloque celebra con la ANP el contrato de concesión para la exploración y producción de petróleo y gas natural en el plazo establecido en el edicto⁷⁰. A tal fin, la adjudicataria debe presentar los documentos y las garantías previstos en el edicto para la celebración del contrato, así

⁶³ De acuerdo con el artículo 32 de la resolución 18/2015 de la ANP, las empresas oferentes que pretendan ser calificadas como “operadoras” deben presentar el sumario técnico previsto en el específico edicto.

⁶⁴ Cfr. artículo 23 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁶⁵ Artículo 25 § 3 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁶⁶ Sin perjuicio de la aplicabilidad de sanciones administrativas o, en general, de las penalidades previstas en el edicto. Cfr. artículo 27 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁶⁷ Cfr. artículo 26 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁶⁸ Cfr. artículo 36 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁶⁹ Artículo 36 § 3 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁷⁰ Artículo 37 de la resolución 18/2015 de la ANP. En caso que la adjudicataria no celebre el contrato de concesión se aplicará lo previsto en los artículos 39 y 40 de dicha resolución, que

como debe demostrar el pago del bono de celebración del contrato (*bônus de assinatura*)⁷¹. Por su parte, la ANP publica extractos del contrato de concesión celebrado en el DOU.

En general, “en el contrato de concesión, el concesionario se compromete a ejecutar por su cuenta y riesgo las actividades en búsqueda de hidrocarburos en determinada área y por un específico periodo de tiempo⁷² y, en caso de éxito, se obliga a producir petróleo o gas natural en dicha área por otro plazo⁷³ determinado. De allí que el contrato de concesión prevea dos fases: la de exploración⁷⁴, donde la obligación del concesionario es pura y simple, y la de explotación o producción⁷⁵, que está sometida a la condición⁷⁶ del descubrimiento comercial⁷⁷, conforme a las estipulaciones contractuales.

En caso de explotación, el concesionario adquiere la propiedad del crudo tan pronto sea extraído del subsuelo, y queda obligado al pago de los impuestos o tributos y de las remuneraciones (*participações*) legales y contractuales correspondientes⁷⁸. Entre las distintas remuneraciones que pueden ser previstas en el contrato, la regalía mensual en moneda nacional, equivalente al diez por ciento (10 %)⁷⁹ de la producción comercial, a partir de su inicio⁸⁰, y el pago anual por ocupación o retención del área⁸¹ son de carácter obligatorio en todos los contratos de concesión⁸².

La ley 9478/1997 establece el contenido mínimo obligatorio del contrato de concesión o, lo que es lo mismo, las denominadas “cláusulas esenciales”⁸³, así como las principales reglas de responsabilidad del concesionario⁸⁴.

contemplan un procedimiento similar a aquel establecido en el supuesto que la ganadora de la sesión pública de presentación de ofertas no sea calificada.

⁷¹ Cfr. artículo 38 de la resolución 18/2015 de la ANP.

⁷² Normalmente, el plazo de exploración varía entre tres a ocho años.

⁷³ El plazo de producción podría durar veintisiete años, pudiendo ser prorrogado a solicitud del concesionario y con la aprobación de la ANP.

⁷⁴ Normalmente, la fase de exploración se encuentra subdividida en periodos de exploración, que poseen su respectivo programa exploratorio mínimo (PEM).

⁷⁵ A los fines de iniciar la producción, el concesionario debe someter los planes (de desarrollo, inversiones y trabajo) a la aprobación de la ANP, de acuerdo con el artículo 26 § 1 de la ley 9478/1997.

⁷⁶ De hecho, en caso que no exista descubrimiento comercial, el contrato se extingue al vencimiento del término de la fase de exploración, de acuerdo con el artículo 28.IV de la ley 9478/1997.

⁷⁷ La resolución 30/2014 de la ANP establece el reglamento técnico del *plano de avaliação de descoberta* que deben ejecutar los concesionarios a los fines de declarar la comercialidad, total o parcial, del área, o de devolverla.

⁷⁸ Artículo 26 de la ley 9478/1997.

⁷⁹ La ANP puede prever, en el edicto de licitación, la reducción de la regalía hasta el límite mínimo del cinco por ciento (5 %), en consideración a los riesgos geológicos, las expectativas de producción y otros factores pertinentes, de acuerdo con el artículo 47 §1 de la ley 9478/1997.

⁸⁰ Artículo 47 de la ley 9478/1997.

⁸¹ Artículo 51 de la ley 9478/1997.

⁸² Artículo 45 § 1 de la ley 9478/1997.

⁸³ Artículo 43 de la ley 9478/1997.

⁸⁴ Artículo 44 de la ley 9478/1997. Véase PINTO OLIVEROS (2017) pp. 232 y 233.

b) *CONTRATO DE PRODUCCIÓN COMPARTIDA: LICITACIÓN*. — Para la explotación y/o producción de hidrocarburos en las áreas *pre-sal* y en las áreas estratégicas⁸⁵, el ordenamiento jurídico brasileño contempla el régimen de producción compartida⁸⁶. En este sentido, los contratos de producción compartida pueden ser: a) precedidos por un proceso de licitación, bajo modalidad de subasta⁸⁷, o b) adjudicados directamente a PETROBRÁS⁸⁸ —a propuesta del CNPE al Presidente de la República— por razones de interés nacional, y atendiendo a los objetivos de la política energética brasileña⁸⁹.

En caso de licitación, el proceso es regido por la ley 12351/2010 (según su modificación por la ley 13365/2016), las resoluciones del CNPE, las resoluciones de la ANP —especialmente, la resolución n° 24 del 28 de junio del 2013— y el específico edicto de licitación, que define las reglas de la ronda licitatoria.

Previamente a la licitación, el Ministerio de Minas y Energía (en lo sucesivo, MME) —directamente o mediante la ANP— está facultado para promover la evaluación del potencial de las áreas *pre-sal* y de las áreas estratégicas⁹⁰. Asimismo, el MME —previa opinión de la ANP— propone al CNPE la definición de los bloques, que serán objeto de concesión o producción compartida⁹¹, así como de los parámetros técnicos y económicos de los contratos de producción compartida, de conformidad con la ley 12351/2010⁹². Igualmente, el MME establece las directrices que deben ser observadas por la ANP en la licitación y en la elaboración de los modelos de edicto y de contrato de producción compartida; y, además, aprueba estos últimos⁹³.

Por otra parte, el CNPE propone al Presidente de la República: a) los bloques que se adjudicarán a PETROBRÁS; b) los bloques que serán objeto de licitación, bajo modalidad de subasta; c) los parámetros técnicos y económicos de los contratos de producción compartida; d) la cualidad de operador de PETROBRÁS, en caso que ésta haya ejercido su derecho de preferencia⁹⁴; e) la participación mínima de PETROBRÁS en el consorcio, cuando sea operadora; f) la política de comercialización de petróleo destinada a la Unión en los contratos de producción compartida, y g) la política de comercialización de gas natural proveniente de los contratos de producción compartida, que se orienta prioritariamente al abastecimiento del mercado nacional⁹⁵.

⁸⁵ Las definiciones de áreas *pre-sal* y áreas estratégicas se encuentran contenidas en el artículo 2 IV y V de la ley 12351/2010.

⁸⁶ Cfr. artículo 5° de la ley 9478/1997 y artículo 3° de la ley 12351/2010.

⁸⁷ Artículo 8.II de la ley 12351/2010.

⁸⁸ Artículo 8.I de la ley 12351/2010.

⁸⁹ Artículo 12 de la ley 12351/2010. En este supuesto, PETROBRÁS debe constituir consorcio con la empresa pública creada para la gestión del contrato, de conformidad con los artículos 19 y 8 § 1 de la ley 12351/2010.

⁹⁰ Artículo 7° de la ley 12351/2010.

⁹¹ Cfr. artículo 10.II de la ley 12351/2010.

⁹² Cfr. artículo 10.III de la ley 12351/2010.

⁹³ Artículo 10.IV y V de la ley 12351/2010.

⁹⁴ Cfr. artículo 4° de la ley 12351/2010.

⁹⁵ Cfr. artículo 9° de la ley 12351/2010.

La ANP, por su parte, promueve la licitación y elabora el respectivo edicto⁹⁶. En su fase interna, la licitación es promovida y coordinada por la SPL de la ANP, que es el órgano encargado de elaborar el edicto licitatorio y el contrato de producción compartida a los fines de someterlo al directorio de ANP, el cual, a su vez, los presenta para la aprobación del MME⁹⁷. En su fase externa, en cambio, la licitación es conducida por una CEL, designada por el directorio de ANP mediante *Portaria*⁹⁸.

En general, el proceso licitatorio está constituida por las siguientes etapas: *a)* publicación del pre-edicto; *b)* audiencia pública; *c)* publicación del edicto; *d)* calificación y habilitación de las empresas interesadas; *e)* presentación y evaluación (*juigamento*) de las ofertas; *f)* adjudicación del bloque y homologación de la licitación, e *i)* celebración del contrato⁹⁹.

En todas sus etapas, la licitación debe respetar los principios de isonomía, legalidad, impersonalidad, moralidad, publicidad, eficiencia y celeridad, así como su vinculación con el edicto y la ley 12351/2010¹⁰⁰.

1. *Publicación del pre-edicto.* El pre-edicto licitatorio es íntegramente publicado en la página web de la ANP dedicada a las licitaciones; y, además, se realiza un aviso de su publicación en el DOU¹⁰¹.

El pre-edicto incluye las siguientes informaciones¹⁰²: *a)* los bloques, objeto de licitación; *b)* el cronograma de la licitación; *c)* los límites, plazos, criterios y condiciones para el cálculo y la apropiación, por parte de la contratista, del *custom em óleo*¹⁰³; *d)* el porcentaje mínimo del *excedente em óleo*¹⁰⁴ para la Unión; *e)* los criterios para la definición del *excedente em óleo*; *f)* los criterios relativos a las participaciones gubernamentales (*participações governamentais*); *g)* el plazo, lugar y horario de atención para retirar el paquete de datos, así como el costo de su adquisición; *h)* el nombre, mapa, ubicación, bloque, coordenadas, periodo de exploración, criterios de devolución y otras informaciones pertinentes relativas a cada bloque, objeto de licitación; *i)* la obligatoriedad de constituir consorcio con la empresa pública que gestionará

⁹⁶ Artículo 11. II y III de la de la ley 12351/2010.

⁹⁷ Artículo 4° de la resolución 24/2013 de la ANP.

⁹⁸ Cfr. artículo 2° de la resolución 24/2013 de la ANP.

⁹⁹ Cfr. artículo 3° de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹⁰⁰ Artículo 1° de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹⁰¹ Artículo 5° de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹⁰² Artículo 6° de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹⁰³ De acuerdo con el artículo 2.II de la ley 12351/2010, el *custo em óleo* es la cuota de producción de hidrocarburos, exigible en caso de descubrimiento comercial, y correspondiente a los costos e inversiones efectuados por el contratista en las actividades petroleras, sujeto a los límites, plazos y condiciones previstos por el contrato.

¹⁰⁴ De conformidad con el artículo 2.III de la ley n° 12351/2010, el *excedente em óleo* es la cuota de producción de hidrocarburos que queda de deducir el *custo em óleo*, las regalías y, cuando sea exigible, la participación prevista (para los contratos de actividades *onshore*) en el artículo 43 de la misma ley, al volumen de producción; la cual se repartirá entre la Unión y la contratista, según los criterios establecidos en el contrato.

los contratos (es decir, Pré-Sal Petróleo S.A.¹⁰⁵), de acuerdo con los artículos 19 y 20 de la ley 12351/2010; y, en caso de ser aplicable, la participación mínima de PETROBRÁS; *h*) el monto de las tasas de participación; *i*) los criterios, parámetros y documentos requeridos para la habilitación y para la calificación técnica, económico-financiera y jurídica, así como para demostrar la regularidad fiscal y laboral; *j*) el programa mínimo exploratorio y su correspondiente inversión estimada; *k*) el valor mínimo del bono de celebración del contrato (*bônus de assinatura*), y la cuota que se asignará a Pré-Sal Petróleo S.A.; *l*) las reglas y etapas de la licitación; *m*) las normas relativas a la participación conjunta de empresas; *n*) la garantía de la oferta a los fines de participar en la licitación; *ñ*) el contenido local mínimo y los demás criterios relativos al desarrollo de la industria nacional; *o*) los criterios de evaluación (*juigamento*) de las ofertas; *p*) el lugar, horario y forma de presentación de las ofertas; *q*) el modelo del contrato de producción compartida; *r*) el plazo final para consignar la documentación completa y la garantía de la oferta, y *s*) el plazo y condiciones para la celebración del contrato de producción compartida.

2. *Audiencia pública.* Con posterioridad a la publicación del pre-edicto, la ANP efectúa una audiencia pública –que podrá ser precedida por una consulta pública– a los fines de: *a*) suministrar información sobre los bloques que serán licitados; *b*) presentar las normas del pre-edicto que permanecen vigentes, y *c*) propiciar el debate y la presentación de comentarios y/o sugerencias al pre-edicto y al modelo de contrato de producción compartida, por parte de los agentes económicos y de la sociedad¹⁰⁶.

La realización de la audiencia pública es divulgada por aviso en el DOU, en la página de la ANP; y, en caso que esta última lo considere necesario, en periódicos de gran circulación¹⁰⁷. Normalmente, la ANP publica el aviso de la consulta pública y de la audiencia pública en el DOU y en su página web en la misma fecha de publicación del pre-edicto. En dicho aviso, frecuentemente se especifica: *a*) el plazo de duración de la consulta pública, así como su fecha de terminación; *b*) la fecha de la audiencia pública y su objetivo, y *c*) las páginas web en las que se encontrarán disponibles, por un lado, los documentos relativos a la consulta pública y a la audiencia pública, y por otro lado, el procedimiento para enviar comentarios y sugerencias.

Las sugerencias presentadas en la audiencia pública (y, en caso de ser realizada, en la consulta pública) podrán ser incorporadas en las versiones definitivas del edicto y del modelo de contrato de concesión, mediante aprobación del MME¹⁰⁸.

¹⁰⁵ Ley 12304 del 2 de agosto de 2010.

¹⁰⁶ Artículo 7° de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹⁰⁷ Cfr. artículo 7 § 1 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹⁰⁸ Artículo 7 §3 de la resolución 24/2013 de la ANP.

3. *Publicación del edicto.* Con un mínimo de cuarenta y cinco días de antelación respecto de la fecha de la sesión pública de presentación de ofertas, el edicto de licitación es publicado íntegramente en la página web de ANP dedicada a las licitaciones, y además se realiza un aviso de su publicación en el DOU y en los periódicos de mayor circulación. Este aviso debe especificar: a) el objeto de la licitación, b) la fecha y lugar de la presentación de ofertas, y c) el lugar donde el edicto se encontrará disponible¹⁰⁹.

Para la elaboración del edicto se observa lo previsto en los artículos 17 y 18 de la ley 12351/2010, las precitadas informaciones obligatorias del pre- edicto y, eventualmente, las sugerencias presentadas en la audiencia pública (y, si fuera realizada, en la consulta pública), que hayan sido aprobadas por el MME¹¹⁰.

El edicto de licitación es acompañado por el modelo de contrato, y obligatoriamente especifica¹¹¹: a) el bloque, objeto del contrato de producción compartida; b) los criterios de evaluación de la licitación, dirigidos a identificar la oferta más ventajosa en atención al mayor *excedente em óleo* para la Unión; respetando, en todo caso, el porcentaje mínimo establecido en el edicto¹¹²; c) el porcentaje mínimo de *excedente em óleo* para la Unión; d) la obligatoriedad de constituir consorcio con Pré-Sal Petróleo S.A., y, en caso de que PETROBRÁS sea el operador, la participación mínima de esta última; e) los límites, plazos, criterios y condiciones para el cálculo y la apropiación del *custom em óleo*, por parte de la contratista, y del volumen de producción correspondiente a las regalías debidas; f) los criterios para la definición del *excedente em óleo*; g) el programa mínimo exploratorio y su correspondiente inversión estimada; h) el valor del bono de celebración del contrato (*bônus de assinatura*), y la cuota que se asignará a Pré-Sal Petróleo S.A.; i) las reglas y etapas de la licitación; j) las normas relativas a la participación conjunta de empresas; k) los documentos exigidos y los criterios relativos a la habilitación técnica, jurídico, económico-financiera y laboral de las oferentes; l) la garantía que el oferente debe presentar para su habilitación; m) el plazo, lugar y horario en que se suministrará el paquete de datos, así como el costo de su adquisición, y n) el lugar, horario y forma de presentación de las ofertas.

Cuando se permita la participación de empresas en consorcio, el edicto de licitación adicionalmente exigirá¹¹³: a) la demostración del compromiso público o privado de constitución del consorcio con Pré-Sal Petróleo S.A. y, en caso de ser aplicable, con PETROBRÁS; b) la indicación de la empresa líder, responsable en el proceso licitatorio, sin perjuicio de la responsabilidad solidaria de las demás consorciadas, y c) la presentación de los documentos requeridos para la evaluación de la calificación técnica y económico-financiera del consorcio, por parte de cada una de las empresas consorciadas. Asimismo,

¹⁰⁹ Artículo 8° de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹¹⁰ Cfr. artículo 9° de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹¹¹ Artículo 15 de la ley 12351/2010.

¹¹² Cfr. artículo 18 de la ley 12351/2010.

¹¹³ Cfr. artículo 16 de la ley 12351/2010.

el edicto licitatorio prohibirá la participación de las empresas consorciadas, singularmente o en otro consorcio, en más de una oferta en el proceso licitatorio de un mismo bloque.

El edicto licitatorio también requerirá que las empresas extranjeras –que compitan singularmente o consorciadas con otras empresas– presenten, conjuntamente con su propuesta y en sobre separado, los siguientes recaudos¹¹⁴: a) prueba de capacidad técnica, idoneidad financiera y regularidad jurídica y fiscal; b) el acto o documento constitutivo de la empresa, así como la prueba de estar constituida u organizada y en funcionamiento, conforme a la legislación de su país; c) la designación de un representante legal por ante la ANP, con facultades especiales para ejercer los actos y asumir las responsabilidades relativos a la licitación y a la oferta presentada, y d) el compromiso, en caso de ganar la licitación, de constituir la empresa conforme a las leyes brasileñas, con sede y administración en Brasil¹¹⁵.

4. *Calificación y habilitación de las empresas interesadas.* Las empresas manifiestan su interés de participar en la licitación, mediante la compilación del formulario electrónico –donde, entre otros aspectos, designan a su representante por ante la ANP– y la presentación de los documentos relativos a dicha manifestación de interés, así como con el pago de la(s) tasa(s) de participación.

El pago de la tasa de participación otorga a las empresas interesadas en la licitación el derecho a acceder al paquete de datos técnicos de los bloques licitados; siempre que, además, hayan designado/acreditado a su representante por ante la ANP y firmado el respectivo acuerdo de confidencialidad¹¹⁶.

Las empresas interesadas en la licitación deben consignar los documentos exigidos para su calificación y habilitación entre la fecha de publicación del pre-edicto y los quince días siguientes a la publicación del edicto¹¹⁷. Sucesivamente, dichas empresas son calificadas por la SPL¹¹⁸, conforme a los criterios establecidos en el edicto.

En general, la calificación consiste en el análisis de la documentación de las empresas interesadas a los fines de verificar: a) la calificación jurídica¹¹⁹; b) la regularidad fiscal y laboral¹²⁰; c) la calificación económica-financiera¹²¹, y d) la calificación técnica.

¹¹⁴ Cfr. artículo 16 de la ley 12351/2010.

¹¹⁵ Ello también en cumplimiento del artículo 5° de la ley 9478/1997.

¹¹⁶ Artículo 15 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹¹⁷ Cfr. artículo 14 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹¹⁸ Artículos 16 y 2 § 3 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹¹⁹ Sin perjuicio de lo previsto en el edicto, el artículo 20 de la resolución 24/2013 de la ANP establece la documentación necesaria a los fines de obtener la calificación jurídica, y el artículo 21 de la misma resolución prevé algunos documentos adicionales para las empresas extranjeras.

¹²⁰ La regularidad fiscal y laboral se demuestra conforme a lo establecido en el edicto, de acuerdo con el artículo 22 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹²¹ Sin perjuicio de lo previsto en el específico edicto, el artículo 19 de la resolución 24/2013 de la ANP prevé la documentación requerida a los fines de obtener la calificación económico-financiera.

Específicamente, la documentación relativa a la calificación técnica debe contener las informaciones que reflejen las actividades de exploración y/o producción de las empresas interesadas en Brasil y/o en el extranjero¹²². En la práctica, la calificación técnica suele tomar en cuenta: 1) la experiencia en actividades de exploración y producción, es decir, como operador, no operador y/o empresa de servicio; respecto de ellos, a su vez, se discrimina según se trate de: a) exploración y producción *onshore*; b) exploración y producción *offshore* en aguas someras; c) exploración y producción *offshore* en aguas profundas y ultra-profundas; d) exploración y producción en ambientes adversos, y e) exploración y producción en ambientes adversos sensibles; 2) el tiempo de experiencia en dichas actividades; 3) los volúmenes de producción en los últimos años¹²³; 4) el monto de las inversiones realizado en las actividades –indicadas en el edicto– en los últimos años¹²⁴, y 5) aspectos relacionados con la seguridad, medioambiente y salud.

Las empresas interesadas suelen ser calificadas como “operadoras A”, “operadoras B”, o “no operadoras”, según el puntaje que obtengan conforme a los precitados criterios.

Una vez que las empresas interesadas han sido calificadas por la SPL, la CEL procede a decidir su habilitación para presentar la oferta¹²⁵. En tal sentido, la habilitación es conferida a aquellas empresas que, por un lado, hayan individualmente cumplido con los criterios de calificación técnica, económico-financiera y jurídica, así como con aquellos relativos a la regularidad laboral y fiscal, conforme a lo previsto en el específico edicto, y por otro lado, hayan pagado la(s) tasa(s) de participación¹²⁶.

5. *Presentación y evaluación de las ofertas.* Únicamente aquellas empresas que hayan sido habilitadas por la CEL y que, además, hayan consignado la garantía de su oferta¹²⁷ de acuerdo a lo establecido en el edicto, podrán presentar su oferta en la sesión pública de presentación de ofertas¹²⁸.

Las ofertas deben entregarse en sobres cerrados a la CEL en el horario y lugar previsto en el edicto¹²⁹.

Sucesivamente, en la oportunidad y lugar señalado por el edicto, se efectúa la presentación y evaluación de las ofertas en acto público¹³⁰, donde la CEL evalúa las ofertas¹³¹ a los fines de identificar la más ventajosa para

¹²² Cfr. artículo 18 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹²³ Cada edicto establece el número de años que se tomarán específicamente en cuenta.

¹²⁴ El edicto especifica el número de años que se considerarán.

¹²⁵ Cfr. artículo 11 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹²⁶ Párrafo único del artículo 11 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹²⁷ El régimen de la garantía de la oferta es regulado por el artículo 24 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹²⁸ Cfr. artículo 11 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹²⁹ Cfr. artículo 23 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹³⁰ Artículo 25 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹³¹ De acuerdo con el artículo 27 de la resolución 24/2013 de la ANP, la CEL analizará, valorará y clasificará las ofertas, conforme a los criterios del edicto y de la ley 12351/2010, procediendo a descalificar aquellas que no cumplan con los requisitos previstos.

la Unión, conforme al criterio del mayor *excedente em óleo*, respetando el porcentaje mínimo de este último, establecido por la CNPE, de acuerdo con la ley 12351/2010¹³². De esta manera, las ofertas son clasificadas en orden decreciente, conforme al porcentaje de *excedente em óleo* a la Unión, declarándose ganadora a aquella que ofrezca mayor porcentaje a la Unión¹³³. Sin embargo, esta cualidad no le garantiza la adjudicación del contrato de producción compartida.

En el supuesto de que PETROBRÁS haya ejercido su derecho de preferencia para ser operador del bloque licitado¹³⁴, esta procederá a formar consorcio con Pré-Sal Petróleo S.A. y con el oferente ganador, cuando el porcentaje de *excedente em óleo*, ofrecido por este último, fuese igual al porcentaje mínimo previsto en el edicto. En cambio, si dicho porcentaje fuera superior, PETROBRÁS tendrá la potestad de decidir si formará parte o no del consorcio¹³⁵.

En todo caso, el oferente ganador¹³⁶ debe constituir consorcio con Pré-Sal Petróleo S.A.¹³⁷. De lo contrario, las demás empresas oferentes son convocadas en un único llamado, siguiendo el orden en que se clasificaron en la sesión pública de presentación de ofertas, que constituirá el criterio de preferencia para la asignación del contrato, conforme a los términos de la oferta ganadora¹³⁸. Este mismo procedimiento será aplicado cuando, por cualquier motivo, el contrato no fuera asignado al oferente (originalmente) ganador de la sesión pública de presentación de las ofertas en el plazo previsto por la ANP¹³⁹.

6. *Adjudicación del bloque y homologación de la licitación.* La CEL elabora un informe detallado sobre la licitación, donde especifica el resultado y propone la adjudicación del bloque a la ganadora del concurso, de acuerdo con el criterio empleado en el caso concreto. En dicho informe, se deben señalar también las ofertas que fueron presentadas en el proceso y las razones de su descalificación. Sucesivamente, la Junta Directiva de la ANP examina el informe de la CEL y decide la adjudicación del bloque que fue objeto de la licitación. Este resultado es publicado en el DOU, en la página de la ANP dedicada a las licitaciones, y en los diarios de mayor circulación¹⁴⁰.

¹³² Cfr. artículo 18 de la ley 12351/2010 y artículo 26 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹³³ Cfr. artículo 26 § 1 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹³⁴ En este supuesto rige lo establecido en el artículo 20 §1 a § 3 de la ley 12351/2010.

¹³⁵ Cfr. artículo 4° del decreto 9041/2017. Esta norma regula las consecuencias de la negativa de PETROBRÁS de formar el consorcio, cuando la ganadora fuese, a su vez, un consorcio.

¹³⁶ En caso de que se trate de PETROBRÁS, esta última también debe constituir dicho consorcio. Cfr. artículo 19 de la ley 12351/2010 y artículo 26 § 6 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹³⁷ Artículo 20 de la ley 12351/2010.

¹³⁸ Cfr. artículo 26 § 3 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹³⁹ Cfr. artículo 26 § 3 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹⁴⁰ Cfr. artículo 29 de la resolución 24/2013 de la ANP.

Con posterioridad a la homologación y publicación del precitado resultado, se convoca a la oferente ganadora para la celebración del contrato de producción compartida con el MME¹⁴¹.

7. *Celebración del contrato de producción compartida.* En el plazo establecido en el edicto, la adjudicataria debe constituir consorcio con *Pré-Sal Petróleo S.A.* –y, en caso de ser aplicable, con PETROBRÁS– y celebrar el contrato de producción compartida con la Unión, mediante el MME, para participar en las actividades de exploración y producción de petróleo y gas natural en el bloque adjudicado¹⁴². A tal fin, debe presentar los documentos y las garantías previstos en el edicto para la celebración del contrato¹⁴³.

En general, el contrato de producción compartida brasileño posee elementos propios del contrato de servicios a riesgo y, más específicamente, del *production sharing agreement*; aunque contempla el pago de la regalía por parte del contratista; que, en cambio, no corresponde a la naturaleza jurídica del contrato de producción compartida.

De acuerdo con la ley 12351/2010, las regalías¹⁴⁴ son la remuneración o compensación económica mensual, equivalente al quince por ciento (15 %) del valor de la producción, debida por el contratista¹⁴⁵ a los Estados (de la Unión), al Distrito Federal, o a los Municipios por la exploración de hidrocarburos en sus respectivos territorios, en cumplimiento del § 1° del artículo 20 de la Constitución brasileña. No obstante, un concepto diferente de regalía que más bien la identificase con la participación de la entidad territorial –donde se efectúan las actividades de exploración y producción– en la ganancia o utilidad petrolera sería más acorde con la norma constitucional y con la naturaleza del contrato.

De hecho, la definición de regalía de la ley 12351/2010 y su pago por parte del contratista no se concilian con la titularidad del derecho de exploración y de explotación en cabeza de la Unión, ni con la propiedad de la producción, ni con el carácter de mero contratista¹⁴⁶ de este último. De allí que tanto la ley 12351/2010 como las cláusulas contractuales de los contratos de producción compartida incluyan el monto de las regalías pagadas entre los rubros que componen el derecho de apropiación del contratista.

En línea con los características del contrato de producción compartida, el consorcio constituido con posterioridad a la licitación o a la contratación directa se obliga a ejecutar a su propio costo y riesgo las actividades de ex-

¹⁴¹ Artículo 29 § 2 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹⁴² Artículo 30 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹⁴³ Artículo 31 de la resolución 24/2013 de la ANP.

¹⁴⁴ Cfr. artículos 2.XIII, y 42, encabezado y § 1°, de la ley 12351/2010.

¹⁴⁵ El contratista también debe pagar el *bônus de assinatura* a la Unión, de conformidad con los artículos 2.XII y 42, encabezado y § 2°, de la ley 12351/2010.

¹⁴⁶ Nótese que, en la actualidad, el contratista puede actuar como operador, lo cual no era posible previamente a la reforma introducida por la ley 13365 del 29 de noviembre de 2016.

ploración y producción de hidrocarburos¹⁴⁷ en una determinada área y por un específico periodo de tiempo, conforme a los programas aprobados por la ANP, y en caso de descubrimiento comercial, adquiere el derecho de apropiarse (*direito à apropriação*) de: a) una parte de la producción de crudo (*custo em óleo*), equivalente a los costos e inversiones recuperables¹⁴⁸; b) el volumen de producción correspondiente a las regalías debidas y pagadas, y c) el exceso de producción¹⁴⁹, conforme al contrato y a los términos y condiciones de la licitación¹⁵⁰.

§ 3. LICITACIONES DE EXPLORACIÓN Y/O PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN COLOMBIA

De acuerdo con la Constitución política de Colombia, el Estado es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables¹⁵¹. Asimismo, conforme al dictado constitucional, corresponde a la ley determinar las condiciones para la explotación de los recursos naturales no renovables. Así se origina, a favor del Estado, una contraprestación económica a título de regalía¹⁵², sin perjuicio de cualquier otro derecho o contraprestación que se pacte¹⁵³.

A partir del nuevo milenio, la política petrolera colombiana fue modificada, y en consecuencia, el sector de los hidrocarburos fue reestructurado. En este sentido, el decreto 1760/2003 sustrajo a la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación¹⁵⁴, y de los activos no estratégicos

¹⁴⁷ Sin embargo, el Estado brasileño puede participar en las inversiones de las actividades de la cadena productiva de hidrocarburos en las áreas pre-sal y/o estratégicas y, en consecuencia, asumir los riesgos correlativos a su participación, según el contrato, de acuerdo con el párrafo único del artículo 6° de la ley 12351/2010.

¹⁴⁸ Artículo 6° de la ley 12351/2010.

¹⁴⁹ Artículo 2.III de la ley 12351/2010.

¹⁵⁰ Cfr. artículo 2.I de la ley 12351/2010. Véase PINTO OLIVEROS (2017) pp. 235 y 236.

¹⁵¹ Ello, sin perjuicio de los derechos adquiridos y perfeccionados con arreglos a las leyes preexistentes. Cfr. artículo 332 de la Constitución colombiana.

¹⁵² El monto de las regalías es regulado por el artículo 16 de la ley 141/1994, según su modificación por la ley 752/2002. Por otra parte, el artículo 361 de la Carta Magna colombiana contempla el Sistema General de Regalías, que es regulado por la ley 1530/2012. En distintas oportunidades, la jurisprudencia de la Corte Constitucional colombiana se ha pronunciado respecto al derecho de participación de los departamentos, municipios y distritos en cuyo territorio se realicen actividades de explotación de hidrocarburos, y de los municipios y distritos con puertos marítimos y fluviales donde se transporten dichos recursos o sus productos derivados.

¹⁵³ Cfr. artículo 360 de la Constitución política de Colombia, según su modificación por el artículo 1° del Acto Legislativo 5/2011.

¹⁵⁴ Se emplea el término “Nación” según la terminología usada por el decreto 1760/2003. Sin embargo, la propiedad de los recursos pertenece al Estado, de conformidad con la Carta Magna colombiana y como ha sido confirmado en reiteradas oportunidades por la Corte Constitucional colombiana.

representados en acciones y participaciones en sociedades. En otros términos, el citado decreto privó a ECOPETROL del rol de ente regulador de las actividades de hidrocarburos¹⁵⁵, y además, la reorganizó como sociedad pública por acciones, denominada ECOPETROL S.A.¹⁵⁶, dedicada a las actividades de la cadena de valor de los hidrocarburos¹⁵⁷. Asimismo, el decreto 1760/2003 creó la Agencia Nacional de Hidrocarburos (en lo sucesivo, ANH)¹⁵⁸ como ente administrador de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación¹⁵⁹, y regulador de las actividades de hidrocarburos¹⁶⁰.

En ejercicio de sus funciones, la ANH asigna las áreas para la exploración y/o explotación de los hidrocarburos, con sujeción a las modalidades y tipos de contratación que adopte a tal fin¹⁶¹. La competencia de la ANH para determinar el proceso de selección de contratista y el contrato de exploración y/o explotación de hidrocarburos deriva también del Estatuto General de Contratación de la Administración Pública¹⁶².

En mayo de 2017, las reglas para la asignación de áreas y los criterios para contratar la exploración y explotación de hidrocarburos, propiedad del Estado, así como para la selección objetiva de contratistas, y la adjudicación, celebración, gestión, ejecución, terminación, liquidación, seguimiento, control y vigilancia de los correspondientes negocios jurídicos¹⁶³ fueron modificadas por el Acuerdo 2/2017 del Consejo Directivo de la ANH¹⁶⁴.

Conforme a dicho Acuerdo, corresponde a la ANH determinar, delimitar y clasificar las áreas para el desarrollo de actividades de exploración

¹⁵⁵ Cfr. artículo 1° del decreto 1760/2003.

¹⁵⁶ Cfr. artículo 33 del decreto 1760/2003.

¹⁵⁷ Cfr. artículo 34 del decreto 1760/2003.

¹⁵⁸ Cfr. artículo 2° del decreto 1760/2003.

¹⁵⁹ Cfr. artículo 4° del decreto 1760/2003. La naturaleza jurídica y el objetivo de la ANH, definidos en el precitado decreto, fueron modificados por el decreto 4137/2011. Sucesivamente, el decreto 714/2012 modificó nuevamente la naturaleza jurídica de ANH.

¹⁶⁰ Cfr. artículo 5° del decreto 1760/2003. Las funciones de la ANH fueron modificadas por el decreto 4137/2011, y este último, a su vez, fue modificado por el decreto 714/2012.

¹⁶¹ Cfr. artículo 3.4 del decreto 714/2012.

¹⁶² En tal sentido, el encabezado del artículo 76 de la ley 80/1993 establece: “los contratos de exploración y explotación de recursos naturales renovables y no renovables, así como los concernientes a la comercialización y demás actividades comerciales e industriales propias de las entidades estatales a las que correspondan las competencias para estos asuntos, continuarán rigiéndose por la legislación especial que les sea aplicable. Las entidades estatales dedicadas a dichas actividades determinarán en sus reglamentos internos el procedimiento de selección de los contratistas, las cláusulas excepcionales que podrán pactarse, las cuantías y los trámites a que deben sujetarse”.

¹⁶³ Artículo 1° del Acuerdo 2/2017.

¹⁶⁴ El Acuerdo 2/2017 sustituye el Acuerdo 4/2012, mediante el cual se establecieron los criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación, se expidió el reglamento de contratación correspondiente y se fijaron las reglas para la gestión y seguimiento de los respectivos contratos; a su vez, revisa y ajusta el Acuerdo 8/2004, según su modificación por los Acuerdos 3, 15, 28, 31 y 38 de 2005; 1, 3, 12, 27, 28 y 35 de 2006, y 17 de 2007.

y producción de hidrocarburos¹⁶⁵, de acuerdo con el ordenamiento jurídico colombiano y en función de: *a)* su naturaleza y localización geográfica¹⁶⁶; *b)* sus características geológicas e información técnica disponible sobre el subsuelo¹⁶⁷; *c)* su situación jurídica y contractual¹⁶⁸, y *d)* los procesos de migración y entrapamiento de los hidrocarburos¹⁶⁹.

Sin perjuicio de otras tipologías previstas por la ley o en ejercicio del principio de autonomía de la voluntad, el Acuerdo 2/2017 de la ANH prevé cuatro tipos de contratos para las actividades de hidrocarburos en las áreas, a saber: *a)* Convenios entre ECOPETROL¹⁷⁰ y la ANH; *b)* Contratos de evaluación técnica (TEA)¹⁷¹; *c)* Contratos de exploración y producción (E&P)¹⁷², y *d)* Contratos especiales¹⁷³.

La asignación de las áreas a los fines de ejecutar las actividades de exploración, evaluación, operación, producción y/o de exploración y explotación de hidrocarburos, relativas a los precitados contratos, se realiza mediante procedimiento competitivo de selección objetiva de contratistas, y excepcionalmente, por asignación directa¹⁷⁴.

De acuerdo con el principio de planeación¹⁷⁵, ambos procedimientos deben ser precedidos por estudios y evaluaciones que permitan establecer: *a)* el objeto, alcance y viabilidad de los proyectos; *b)* las condiciones de las áreas en materia social y medioambiental; *c)* los requisitos que se exigirán a los interesados, proponentes, contratistas, y a las ofertas; *d)* la forma de acreditar los precitados requisitos; *e)* las obligaciones y prestaciones a cargo de los interesados, proponentes y de las (eventuales) partes contratantes, y *e)* las informaciones que requerirá la ANH a los fines de satisfacer sus objetivos y funciones.

¹⁶⁵ Cfr. artículo 5° del Acuerdo 2/2017. De acuerdo con esta misma norma, en la determinación, clasificación, delimitación y/o regulación de las áreas susceptibles de asignación para exploración y explotación de hidrocarburos, así como para la ejecución de estas actividades, deben tomarse en cuenta los procedimientos de consulta y de coordinación con los entes territoriales y con las comunidades o grupos étnicos.

¹⁶⁶ En función de su naturaleza y localización geográfica, las áreas deben clasificarse en continentales y costa afuera. Cfr. artículo 6 del Acuerdo 2/2017.

¹⁶⁷ De acuerdo con sus características geológicas y la información técnica disponible sobre el subsuelo, las áreas deben clasificarse en: maduras o exploradas, emergentes o semiexploradas, e inmaduras o frontera. Cfr. artículo 6° del Acuerdo 2/2017.

¹⁶⁸ Según su situación jurídica y contractual, las áreas deben ser clasificadas en asignadas, reservadas o disponibles, de conformidad con el artículo 6° del Acuerdo 2/2017.

¹⁶⁹ En atención a los procesos de migración y entrapamiento de los hidrocarburos, las áreas deben clasificarse en yacimientos con acumulaciones en trampas o convencionales, y yacimientos en rocas generadoras o los demás yacimientos definidos en el artículo 1° del decreto 3004/2013. Cfr. artículo 6° del Acuerdo 2/2017.

¹⁷⁰ Artículo 35.1 del Acuerdo 2/2017.

¹⁷¹ Artículo 35.2 del Acuerdo 2/2017.

¹⁷² Artículo 35.3 del Acuerdo 2/2017.

¹⁷³ Artículo 35.4 del Acuerdo 2/2017.

¹⁷⁴ Cfr. artículo 36 del Acuerdo 2/2017.

¹⁷⁵ Cfr. artículo 3.13 del Acuerdo 2/2017.

a) *PROCEDIMIENTO COMPETITIVO DE SELECCIÓN OBJETIVA DE CONTRATISTAS*. — El procedimiento competitivo de selección objetiva de contratistas se dirige a que la ANH identifique la mejor oferta¹⁷⁶ a los fines de asignar las áreas y/o adjudicar y celebrar los relativos contratos¹⁷⁷, respetando los principios de la contratación estatal en Colombia, y en particular, los denominados principios rectores de la actuación contractual de la ANH, es decir, principios de igualdad, moralidad, economía, celeridad, transparencia, responsabilidad¹⁷⁸, debido proceso, selección objetiva, imparcialidad, publicidad, contradicción, legalidad y calidad, y planeación¹⁷⁹.

En atención a su periodicidad, el procedimiento competitivo de selección objetiva de contratistas puede ser de carácter permanente o puntual. En el primer caso, el procedimiento se lleva a cabo mediante convocatoria pública permanente para que los interesados participen en él y presenten propuesta(s) dirigida(s) a obtener la asignación de cualquiera de las áreas seleccionadas para dicho proceso, y la adjudicación del relativo contrato(s) de evaluación técnica o de exploración y explotación de hidrocarburos¹⁸⁰. En cambio, el procedimiento competitivo puntual tiene lugar a través de convocatoria(s) específica(s), realizada(s) en determinados periodos, para la asignación de área y la celebración del respectivo contrato¹⁸¹.

Asimismo, el procedimiento competitivo de selección objetiva de contratistas puede asumir dos modalidades: por un lado, abierto –o, lo que es lo mismo, mediante convocatoria pública a todos los interesados, inscritos y habilitados en el Registro de Interesados de la ANH¹⁸²–, y por otro lado, cerrado –o, en otros términos, a través de invitación formulada por la ANH a un número determinado de inscritos y habilitados en su Registro de Interesados–¹⁸³.

Tanto el procedimiento competitivo de selección objetiva de contratistas abierto como el cerrado comprenden las siguientes etapas: a) apertura; b) publicación del proyecto de términos de referencia y de los términos de referencia definitivos; c) convocatoria; d) habilitación de los proponentes; e)

¹⁷⁶ De conformidad con el principio de selección objetiva, la ANH debe adjudicar el contrato a la mejor oferta para sí misma, el interés general que representa, y los fines que se entienden alcanzar, siempre que el oferente satisfaga los requisitos de habilitación. Cfr. artículo 3.8 del Acuerdo 2/2017.

¹⁷⁷ Cfr. artículo 36.1 del Acuerdo 2/2017.

¹⁷⁸ En atención al principio de responsabilidad, es aplicable tanto a la ANH como al contratista la responsabilidad solidaria del ordenador del gasto –o ente contratante– y del contratista por los daños patrimoniales al Estado, debido a sobrecostos en la contratación, contemplada en el artículo 119 de la ley 1474/2011 (Estatuto anticorrupción). Asimismo, el principio de responsabilidad comprende el respeto del ordenamiento jurídico, especialmente en materia de seguridad, protección del medio ambiente, seguridad industrial y salud ocupacional, responsabilidad social, y respecto de comunidades y grupos étnicos.

¹⁷⁹ Cfr. artículo 3 del Acuerdo 2/2017.

¹⁸⁰ Cfr. artículo 38.1 del Acuerdo 2/2017.

¹⁸¹ Cfr. artículo 38.1 del Acuerdo 2/2017.

¹⁸² Cfr. artículo 36.1 del Acuerdo 2/2017.

¹⁸³ Cfr. artículo 36.2 del Acuerdo 2/2017.

evaluación de las propuestas; f) adjudicación del contrato y asignación del área, y g) celebración del contrato.

1. *Apertura.* El procedimiento competitivo de selección objetiva de contratistas se inicia mediante acto administrativo motivado, que debe ser publicado en la página web de la ANH, sin perjuicio de que se realicen certámenes de su lanzamiento y presentación tanto en el país como en el exterior.

La resolución de apertura debe ser precedida por estudios que establezcan la adecuación de los proyectos de actividades de exploración, evaluación, operación, producción y/o de exploración y explotación de hidrocarburos a los planes y programas de la ANH, y a las metas del Plan Nacional de Desarrollo, así como por la determinación y delimitación de las áreas que se asignen y del tipo de contrato por celebrarse¹⁸⁴, conjuntamente a la información ambiental y social disponible¹⁸⁵.

2. *Publicación del proyecto de términos de referencia y de los términos de referencia definitivos.* En general, los términos de referencia contienen las reglas aplicables al procedimiento de selección en competencia, incluyendo las condiciones jurídicas, técnicas y económico-financieras exigidas a los oferentes, los requisitos para participar en el proceso, la forma y el contenido de las propuestas, los criterios de adjudicación del contrato, y las características de las áreas por asignarse y del contrato por celebrarse¹⁸⁶.

Una vez que se inicie el procedimiento de selección en competencia, el proyecto de términos de referencia que lo regirá debe ser publicado y sometido a las observaciones y sugerencias de los interesados en participar en el procedimiento, indicándose los plazos para formular dichas observaciones y/o sugerencias, y para que estas sean respondidas por la ANH¹⁸⁷.

Los términos de referencia definitivos se elaboran con base a los estudios que preceden la resolución de apertura, y a las observaciones y/o sugerencias de los interesados que hayan sido acogidas por la ANH. Dichos términos de referencia definitivos deben contener: a) las reglas aplicables al procedimiento, especificando sus etapas, plazos, audiencias y actuaciones; b) las exigencias para participar en él; c) la habilitación requerida, o los requisitos de capacidad exigidos para obtener la habilitación, así como la forma de cumplirlos; d) la forma y oportunidad en que se confiere la habilitación, incluyendo la información solicitada a tal fin y los documentos que acrediten las condiciones de capacidad de los proponentes, en caso que aún no se encuentre en funcionamiento el Registro de Interesados; e) las causales para denegar la habilitación; f) la forma, contenido y oportunidad de presentación

¹⁸⁴ De acuerdo con el artículo 3.4 del decreto 714/2012, corresponde a la ANH asignar las áreas para la exploración y/o explotación de hidrocarburos, sujeta a las modalidades y tipos de contratación que ella misma adopte para tal fin.

¹⁸⁵ Cfr. artículo 38.1 del Acuerdo 2/2017.

¹⁸⁶ Cfr. Anexo 1 del Acuerdo 2/2017.

¹⁸⁷ Cfr. artículo 38,1 del Acuerdo 2/2017.

de las propuestas; *g*) las exigencias subsanables y no subsanables de las propuestas; *h*) las causales de rechazo; *i*) los términos y condiciones de las garantías exigidas; *j*) los factores de evaluación, calificación y adjudicación; *k*) las causales para declarar total o parcialmente desierto el certamen, y *l*) la minuta de los contratos por celebrarse.

Los términos de referencia definitivos deben ser publicados, y también podrán ser objeto de observaciones y/o sugerencias, así como de solicitud de aclaratoria o precisión, durante un periodo determinado. Además, los plazos previstos en los términos de referencia definitivos podrán ser modificados, dentro de límites que aseguren el cumplimiento de los principios rectores de la actuación contractual de la ANH¹⁸⁸.

3. *Convocatoria*. La convocatoria para participar en el procedimiento de selección en competencia y para presentar las propuestas varía según la modalidad de procedimiento.

En el supuesto de procedimientos competitivos abiertos, la convocatoria será pública, mediante aviso en la página web de la ANH y en otros medios físicos o electrónicos. En cambio, para los procedimientos competitivos cerrados, se formulará invitación a determinadas personas jurídicas que reúnan los requisitos de capacidad previamente definidos, de acuerdo con el Registro de Interesados o con procedimientos previos de habilitación. En todo caso, se dejará constancia de la invitación a participar en los procedimientos competitivos cerrados en la misma página web de ANH¹⁸⁹.

En el caso de procedimiento competitivo de carácter permanente, se formula la respectiva convocatoria pública para participar en dicho procedimiento, y cuando algún interesado presente su propuesta, la ANH lo informará a través de una publicación en la que invite públicamente –a los interesados que reúnan los requisitos de capacidad previstos para dicho procedimiento y que posean o soliciten habilitación– a competir por la asignación y adjudicación, mediante formulación de sus propuestas en el plazo establecido, conforme a los términos de referencia de dicho procedimiento¹⁹⁰.

4. *Habilitación de los proponentes*. En general, la habilitación es el resultado del cumplimiento de los requisitos y de las condiciones de capacidad, de distinta naturaleza, que deben reunir y acreditar el proponente individual, uno o más integrantes de los proponentes plurales, el operador, o incluso la asociación (de proponentes), a los fines de celebrar los contratos relativos a las actividades de evaluación, exploración y explotación de hidrocarburos con la ANH¹⁹¹.

¹⁸⁸ Cfr. artículo 38.1 del Acuerdo 2/2017.

¹⁸⁹ Cfr. artículo 38.1 del Acuerdo 2/2017.

¹⁹⁰ Cfr. artículo 38.1 del Acuerdo 2/2017.

¹⁹¹ Cfr. Anexo 1 del Acuerdo 2/2017.

Anteriormente, la habilitación se efectuaba en el marco de cada proceso licitatorio. Sin embargo, el Acuerdo 2/2017 introdujo el registro de los interesados en la asignación de áreas para desarrollar actividades de exploración y producción de hidrocarburos, y en la celebración del respectivo contrato. De allí que, de conformidad con dicho Acuerdo, la habilitación de los proponentes se sujetará a las normas del citado registro y a la resolución que lo regulará¹⁹². No obstante, el Registro de Interesados aún debe ponerse en funcionamiento, y debe ser ulteriormente reglamentado. Por ello las consideraciones relativas a él son de carácter preliminar, y en todo caso, debe actualizarse en atención a la normativa que se dicte al respecto.

En general, las personas jurídicas nacionales y extranjeras, públicas, privadas o mixtas, domiciliadas o no en Colombia, que estén interesadas en la asignación de áreas y en la celebración del respectivo contrato, deben inscribirse en el Registro de Interesados de la ANH, acreditar sus condiciones de capacidad a los fines de que sean habilitados para proponer y/o contratar con esta última, y mantener actualizada¹⁹³ la información relativa a dichas condiciones¹⁹⁴.

Para inscribirse en el citado Registro, los interesados deben presentar a la ANH la información requerida a los fines de evaluar y determinar su capacidad jurídica¹⁹⁵, económico-financiera¹⁹⁶, técnica y operacional, medioambiental¹⁹⁷ y de responsabilidad social empresarial¹⁹⁸.

Específicamente, la capacidad técnica y operacional resulta de los antecedentes y de la experiencia en el desarrollo de actividades de exploración y explotación de hidrocarburos, en términos de niveles de producción y volúmenes de reservas, que las empresas interesadas y, en el caso de proponentes plurales, el operador, puedan acreditar¹⁹⁹ a la ANH, conforme a los cuales es posible suponer que están en condiciones de asumir y cumplir en forma

¹⁹² Cfr. artículo 38.1 del Acuerdo 2/2017.

¹⁹³ La actualización, renovación y cancelación del Registro de Interesados es regulada por el artículo 14 del Acuerdo 2/2017.

¹⁹⁴ Cfr. artículo 13.1 del Acuerdo 2/2017. De conformidad con el artículo 13.2 del mismo Acuerdo, los requisitos de capacidad económico-financiera, técnica y operacional, y medioambiental pueden excepcionalmente acreditarse con los atributos y la información de la empresa matriz o controlante, o de una sociedad subordinada a esta última, e, inclusive, de una persona jurídica del mismo grupo empresarial o corporativo al que pertenece la matriz; siempre que, sea solidariamente responsable por el cumplimiento oportuno, eficaz y eficiente de las obligaciones y compromisos a cargo del interesado, proponente y contratista, mediante garantía de deudor solidario, conforme a lo previsto en dicho artículo 13 del Acuerdo 2/2017.

¹⁹⁵ Los requisitos para determinar la capacidad jurídica de los interesados están establecidos en el artículo 22 del Acuerdo 2/2017.

¹⁹⁶ Los requerimientos relativos a la capacidad económico-financiera se encuentran regulados por el artículo 23 del Acuerdo 2/2017.

¹⁹⁷ El artículo 26 del Acuerdo 2/2017 regula la capacidad medioambiental.

¹⁹⁸ El artículo 27 del Acuerdo 2/2017 regula la capacidad medioambiental.

¹⁹⁹ El artículo 24 del Acuerdo 2/2017 ha establecido algunos parámetros para acreditar la capacidad técnica y operacional, mientras se pone en funcionamiento el Registro de los interesados.

oportuna, segura, eficaz y eficiente las prestaciones y obligaciones derivadas del contrato, con arreglo a las buenas prácticas y a las más recientes tecnologías de la industria de los hidrocarburos. En este sentido, los requisitos para acreditar la capacidad técnica y operacional varían en función de la naturaleza, localización geográfica y categoría del área, así como en razón del tipo de acumulación para la cual se consideran prospectivas.

El (futuro) Reglamento del Registro de Interesados y los términos de referencia del específico procedimiento de selección (o, en el supuesto de asignación directa, las reglas de dicho procedimiento) deben establecer la forma de acreditar la capacidad jurídica, económico-financiera, técnica y operacional, medioambiental y de responsabilidad social empresarial de los interesados²⁰⁰.

5. *Evaluación de las propuestas.* La evaluación de las propuestas debe ajustarse, por un lado, a los requisitos y a las condiciones de los términos de referencia del específico procedimiento de selección competitivo (o, si fuera el caso, a las reglas del procedimiento de asignación directa), que determinan el contenido, los requisitos, la forma y la oportunidad de presentación de las propuestas, y, por otro lado, al Acuerdo 2/2017²⁰¹.

En general, la evaluación comprende el examen, verificación, validación y calificación de las propuestas²⁰².

La ANH recibe y examina únicamente las ofertas de los proponentes inscritos en el Registro de Interesados, o de aquellos que hayan sido habilitados para participar en el procedimiento de selección²⁰³. Inicialmente, la ANH verifica que cada propuesta esté completa o, lo que es lo mismo, que contenga todos los documentos requeridos y los formatos debidamente diligenciados, conforme a las reglas aplicables al procedimiento. En los procedimientos de selección competitivos, se adopta sucesivamente el orden preliminar de elegibilidad de las propuestas, en función de los factores de evaluación y calificación.

Una vez realizada la verificación formal (o de las precitadas formalidades), se identifican las propuestas que cumplen o no con las exigencias requeridas en el procedimiento. Los oferentes de aquellas propuestas que adolezcan de defectos, deficiencias u omisiones subsanables, de acuerdo con los términos de referencia (o, en el caso de asignación directa, las reglas del procedimiento), serán puestos en conocimiento de ellas mediante publicación en la página web de la ANH, donde se indicará el plazo para subsanarlas. En cambio, los defectos o deficiencias insubsanables –o que, en caso de ser subsanables, no fueron corregidos o completados en la oportunidad y forma dispuestas por la ANH– comportan el rechazo de la propuesta.

²⁰⁰ Artículo 28 del Acuerdo 2/2017.

²⁰¹ Cfr. artículo 38.1 del Acuerdo 2/2017.

²⁰² Cfr. artículo 40 del Acuerdo 2/2017.

²⁰³ Artículo 40 del Acuerdo 2/2017.

Las propuestas completas se consideran validadas, y posteriormente, son sometidas a calificación definitiva²⁰⁴ a los fines de establecer su conformidad con el Acuerdo 2/2017, la normativa que lo desarrolle, y los términos de referencia (o, en el caso de asignación directa, las reglas de dicho procedimiento), así como para determinar el orden final o definitivo de elegibilidad para la adjudicación del contrato y la asignación del área correspondiente²⁰⁵.

En tal sentido, la calificación resultará de la evaluación de los factores de ponderación, en su orden de preferencia, previstos en los términos de referencia (o, en el supuesto de asignación directa, en las reglas) del procedimiento, según la naturaleza y el objeto del contrato proyectado y el número de potenciales proponentes. Entre dichos factores, deben incluirse, en forma acumulativa o disyuntiva, uno o más de los siguientes: *a)* actividades exploratorias adicionales, ofrecidas por encima del mínimo exigido por la ANH, medidas en puntaje de acuerdo con el artículo 33 del Acuerdo 2/2017; *b)* mayor porcentaje de participación en la producción propuesto; *c)* condiciones económicas de mercado más favorables para la ANH; *d)* retribuciones de otra índole en favor de la Entidad; *e)* otros ofrecimientos en beneficio del país, y *f)* mayor proporción de la producción compartida.

En su página web, la ANH publica al adjudicatario o el orden final de elegibilidad del procedimiento. En una única oportunidad, los proponentes podrán formular sus observaciones y objeciones, debidamente soportadas, dentro del plazo y en la forma que dispongan los términos de referencia (o, en el caso de asignación directa, las reglas) del procedimiento. A la ANH corresponde resolver dichas observaciones u objeciones mediante escrito motivado, que debe ser publicado o comunicado²⁰⁶.

6. *Adjudicación del contrato y asignación del área.* Una vez que las eventuales observaciones u objeciones al orden final de elegibilidad han sido respondidas, la ANH adjudica el contrato y asigna (total o parcialmente²⁰⁷) el área, mediante acto administrativo motivado; o, en caso de subsistir algunas de las causales establecidas a tal efecto, declara desierto el procedimiento. En este último supuesto, procede el recurso de reposición; en cambio, contra la adjudicación no procede recurso por vía administrativa.

En los procesos competitivos abiertos²⁰⁸, la adjudicación tiene lugar en audiencia pública, mientras que, en los cerrados, son únicamente invitados los participantes en dichos procesos. Durante la audiencia, y previamente a la adjudicación, los interesados pueden pronunciarse sobre las respuestas

²⁰⁴ En los procedimientos de asignación directa, las propuestas completas se someten a negociación, de conformidad con el artículo 40 del Acuerdo 2/2017.

²⁰⁵ Cfr. artículos 41 y 40 del Acuerdo 2/2017.

²⁰⁶ Cfr. artículo 41 del Acuerdo 2/2017.

²⁰⁷ Cfr. artículo 38.1 del Acuerdo 2/2017.

²⁰⁸ De conformidad con el artículo 42 del Acuerdo 2/2017, en los procedimientos de asignación directa, la adjudicación se comunica por escrito al proponente.

de la ANH a las observaciones o impugnaciones al orden final o definitivo de elegibilidad.

El acto de adjudicación es irrevocable y obliga tanto a la ANH como al adjudicatario. Sin embargo, si en el plazo comprendido entre la adjudicación y la celebración del contrato –e incluso con posterioridad a esta última– sobreviniese causal de inhabilidad, incompatibilidad o prohibición, o si se demostrase que la adjudicación fue obtenida por medios ilegales, incluyendo la presentación de información o documentos falsos²⁰⁹, esta puede ser revocada y el correspondiente contrato terminado. En este último caso, el valor del depósito o garantía constituido para responder por la seriedad de la propuesta y por el cumplimiento de las obligaciones derivadas de su presentación queda a favor de la ANH, como sanción, sin perjuicio de las acciones legales relativas a los perjuicios ocasionados, y no cubiertos por el valor de las precitadas garantías, así como de las denuncias penales que sean procedentes²¹⁰.

7. *Celebración del contrato.* En la oportunidad prevista en el cronograma del procedimiento de selección en competencia (o, en el caso de asignación directa, en la fijada en el curso de dicho procedimiento), debe celebrarse el contrato con el adjudicatario. A tal fin, este último debe someter a la ANH los documentos exigidos en los términos de referencia (o en el supuesto de asignación directa en las reglas) de dicho procedimiento²¹¹.

b) *ASIGNACIÓN DIRECTA.* — La asignación directa de áreas procede, previa autorización del Consejo Directivo de la ANH, especialmente debido a: a) la particular naturaleza y localización geográfica del área; b) sus restricciones sociales y/o ambientales; c) limitada información técnica; d) motivos de interés general, de seguridad nacional o de orden público; e) consideraciones especiales de política energética o económica, y f) devolución de campos en producción, yacimientos descubiertos no desarrollados, o áreas en evaluación técnica o exploración y producción, por renuncia o incumplimiento del contratista²¹². Este último supuesto debe ser ulteriormente reglamentado por la normativa que desarrolle el Acuerdo 2/2017.

El procedimiento de asignación directa debe respetar las reglas previamente adoptadas para tal fin, en las que se establecerán: los requisitos de capacidad exigidos, las condiciones que deben reunir los adjudicatarios, los programas exploratorios obligatorios y aquellos adicionales, que podrán ser objeto de negociación, los derechos económicos a favor de la ANH y las regalías²¹³. En todo caso, las reglas comunes de los procedimientos de asignación

²⁰⁹ Cfr. artículo 38.1 del Acuerdo 2/2017.

²¹⁰ Cfr. artículo 42 del Acuerdo 2/2017.

²¹¹ Artículo 45 del Acuerdo 2/2017.

²¹² Cfr. artículo 36.2 del Acuerdo 2/2017.

²¹³ Cfr. artículo 38.2 del Acuerdo 2/2017.

directa y de selección objetiva de contratistas fueron indicadas a lo largo de § 3, a del presente estudio.

Para la celebración de los Contratos de Exploración y Producción de Hidrocarburos (E&P), Contratos de Evaluación Técnica (TEA) y los Contratos Especiales, la asignación directa debe realizarse de manera objetiva, favoreciendo las propuestas que cumplan integralmente los requisitos establecidos a tal efecto, y los proponentes que acrediten –en la forma exigida– sus condiciones de capacidad, de conformidad con el principio de selección objetiva²¹⁴.

§ 4. CONCLUSIÓN

En América Latina se ha verificado una ola de licitaciones petroleras sin precedentes, que ha conducido a una competencia entre distintos países de la región a los fines de atraer a las empresas petroleras, las cuales pueden proveerles las inversiones y la tecnología necesaria para aprovechar sus recursos.

La certeza del marco jurídico en materia de hidrocarburos, incluyendo la normativa que rige los procesos licitatorios, la transparencia, predictibilidad y eficiencia de dichos procesos, y la disminución de la discrecionalidad del órgano regulador y su independencia contribuyen a incrementar la confianza de los inversionistas, que los distintos países de la región aspiran atraer.

De allí que, en distintos países latinoamericanos, también se produjese o se estén produciendo reformas energéticas o, por lo menos, del marco normativo de los procesos licitatorios. Brasil y Colombia constituyen los más recientes ejemplos de actualización de las normativas en materia de licitaciones para la ejecución de las actividades de exploración y/o producción de hidrocarburos en América Latina. Por ello, el análisis de sus normativas en el presente trabajo no sólo ofrece una fuente de conocimiento para los distintos actores en dichos mercados, incluyendo sus potenciales inversionistas, sino también para los demás países de la región y, en particular, para aquellos que están realizando modificaciones a sus marcos normativos en materia y requieren conocer y comparar modelos jurídicos.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

PINTO OLIVEROS, Sheraldine (2017): “Contratos petroleros en América Latina: Una introducción”, en Moreno Castillo, Luis Ferney, y Hernández-Mendible, Víctor (coords.), *Derecho de la energía en América Latina* (Bogotá, Universidad Externado de Colombia), tomo I: pp. 199-254.

²¹⁴ Cfr. artículo 3.8 del Acuerdo 2/2017.

NORMAS CITADAS

a) *Brasil*

- Constitución de la República Federativa de Brasil, disponible en http://www.planalto.gov.br/ccivil_03/Constituicao/Constituicao.htm (último acceso: 31/7/2019).
- Ley 6404/1976 (DOU del 7/12/1977). Sociedades por acciones. Ley 13365/2016 (DOU 30/11/2016). Modificación de la ley 12351/2010. Derecho de preferencia de PETROBRÁS.
- Ley 9478/1997 (DOU 7/08/1997). Política Energética Nacional. Actividades relativas al monopolio del petróleo. Consejo Federal de Política Energética. Agencia Nacional de Petróleo.
- Ley 12304/2010 (DOU 3/08/2010). Autorización al Poder Ejecutivo para crear la Empresa Brasileira de Administração de Petróleo e Gás Natural S.A. - Pré-Sal Petróleo S.A. (PPSA).
- Ley 12351/2010 (DOU 23/12/2010). Exploración y producción de petróleo, gas natural, hidrocarburos y otros fluidos.
- Decreto 9041/2017 (DOU 3/5/2017). Reglamentación de la ley 12351/2010. Derecho de preferencia de Petróleo Brasileiro S.A. (PETROBRÁS) para su actuación como operadora.
- Resolución 24/2013 de la ANP (DOU 1/7/2013). Procedimiento de licitación para la exploración y producción de hidrocarburos en áreas estratégicas.
- Resolución 18/2015 de la ANP (DOU 19/3/2015). Procedimiento de licitación para la concesión de áreas de exploración y producción de hidrocarburos.
- Resolución 8/2003 del CNPE, del 21 de junio de 2003 (DOU 7/8/2003). Política de producción de petróleo y gas natural. Directrices sobre licitaciones para bloques exploratorios o áreas descubiertas ya caracterizadas.

b) *Colombia*

- Constitución política de Colombia, disponible en: <http://www.suin-juriscol.gov.co/viewDocument.asp?id=1687988> (último acceso: 31/7/2019).
- Ley 80/1993 (Diario Oficial 28/10/1993). Estatuto General de Contratación de la Administración Pública.
- Ley 141/1994 (Diario Oficial 30/06/1994). Fondo Nacional de Regalías. Comisión Nacional de Regalías. Regalías por la explotación de recursos naturales no renovables.
- Ley 752/2002 (Diario Oficial 19/07/2002). Gastos de personal de la Fuerza Pública y del Departamento Administrativo de Seguridad, DAS.
- Ley 1474/2011 (Diario Oficial 12/07/2011). Prevención, investigación y sanción de actos de corrupción y la efectividad del control de la gestión pública.
- Ley 1530/2012 (Diario Oficial 17/05/2012). Organización y funcionamiento del Sistema General de Regalías.
- Decreto 4137/2011 (Diario Oficial 3/11/2011). Naturaleza jurídica de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.
- Decreto 714/2012 (Diario Oficial 10/04/2012). Estructura de la Agencia Nacional de Hidrocarburos, ANH.
- Decreto 3004/2013 (Diario Oficial 26/12/2013). Criterios y procedimientos para la exploración y explotación de hidrocarburos en yacimientos no convencionales.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

- Acuerdo 8/2004 del Consejo Directivo de la ANH. Reglamento para contratación de áreas de exploración y explotación de hidrocarburos, disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2008%20de%202004.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- Acuerdo 3/2005 del Consejo Directivo de la ANH. Modificación del Acuerdo 8/2004, disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2003%20de%202005.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- Acuerdo 15/2005 del Consejo Directivo de la ANH. Modificación del Acuerdo 8/2004, disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2015%20de%202005.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- Acuerdo 28/2005 del Consejo Directivo de la ANH. Modificación del Acuerdo 8/2004, disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2028%20de%202005.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- Acuerdo 31/2005 del Consejo Directivo de la ANH. Modificación del Acuerdo 8/2004, disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2031%20de%202005.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- Acuerdo 38/2005 del Consejo Directivo de la ANH. Modificación del Acuerdo 8/2004, disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2038%20de%202005.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- Acuerdo 3/2006 del Consejo Directivo de la ANH. Modificación del Acuerdo 8/2004, disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2003%20de%202006.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- Acuerdo 12/2006 del Consejo Directivo de la ANH. Aclaración al Acuerdo 3/2006, que modifica el Acuerdo 8/2004, disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2012%20de%202006.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- Acuerdo 27/2006 del Consejo Directivo de la ANH. Aclaración al Acuerdo 38/2005, que modifica el Acuerdo 8/2004, disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2027%20de%202006.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- Acuerdo 28/2006 del Consejo Directivo de la ANH. Aclaración al Acuerdo 31/2005, que modifica el Acuerdo 8/2004, disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2028%20de%202006.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- Acuerdo 35/2006 del Consejo Directivo de la ANH. Modificación del Acuerdo 8/2004, disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2035%20de%202006.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- Acuerdo 17/2007 del Consejo Directivo de la ANH. Modificación del Acuerdo 8/2004 y del Acuerdo 22/2006, disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2017%20de%202007.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- Acuerdo 4/2012 del Consejo Directivo de la ANH. Criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación, disponible en: <http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/Acuerdo%2004%20de%202012.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- Acuerdo 2/2017 del Consejo Directivo de la ANH. Sustituye el Acuerdo 4/2012 y fija nuevos criterios de administración y asignación de áreas para exploración y explotación de los hidrocarburos propiedad de la Nación, disponible en: http://www.anh.gov.co/la-anh/Normatividad/ACUERDO%2002%20DE%202017_ANEXOS.zip (último acceso: 31/7/2019).

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

**FONTES RADIOATIVAS DE ENERGIA
E LICENCIAMENTO AMBIENTAL***

**FUENTES RADIOACTIVAS DE ENERGÍA
Y LICENCIA AMBIENTAL**

**RADIOACTIVE ENERGY SOURCES
AND ENVIRONMENTAL LICENCE**

Por MARCELO KOKKE**

Resumo: O presente ensaio pretende tematizar o sistema regulatório das fontes de energia radioativa, com especial foco na relação entre licenciamento nuclear e licenciamento ambiental no marco regulatório brasileiro e sua conexão com normas internacionais. A metodologia aplicada é a crítico-propositiva. A conclusão que se propõe alicerça a necessária conjugação de atuação entre órgão nuclear e órgão ambiental de modo a se obter um planejamento eficaz na gestão de riscos e proteções humanas e ecológicas.

Palavras-chave: direito ambiental, direito nuclear, energia radioativa, licença ambiental, instalações radioativas.

Resumen: Este estudio intenta tematizar el sistema regulatorio de las fuentes de energía radioactiva, poniendo especial foco en la relación entre licencia nuclear y licencia ambiental en el marco regulatorio brasileño y su conexión con normas internacionales. La metodología aplicada es crítico-propositiva. La conclusión que se propone es que es necesario conjugar las acciones de las agencias nuclear y ambiental para alcanzar una planificación efectiva en el manejo de los riesgos y las protecciones humana y ambiental.

Palabras clave: derecho ambiental, derecho nuclear, energía radioactiva, licencia ambiental, instalaciones radioactivas.

Abstract: This paper take in study the regulatory system of radioactive energy sources, and draw special attention to relationship between nuclear and environmental licenses in Brazilian legal framework and its connections with international rules. The paper applies the critical propositive methodology and proposes the conclusion that it is necessary to conjugate the actions of nuclear and environmental agencies in order to achieve effective planning in the management of risks and human and ecologic protections.

Key words: environmental law, nuclear law, radioactive energy, environmental license, radioactive installations.

* Recibido: 29/11/2018. Aceptado: 8/5/2019.

** Graduado em Direito (Universidade Federal de Minas Gerais, 2000), Mestre (2008) e Doutor (2015) em Direito pela PUC. Pós-doutor em Direito Público-Ambiental pela Universidade de Santiago de Compostela, Espanha (2018). Especialista em Processo Constitucional. Pós-graduação em Ecologia e Monitoramento Ambiental. Professor da Faculdade Dom Helder Câmara. Professor de Pós-graduação da PUC-MG. Professor colaborador da Escola da Advocacia-Geral da União. Membro da Associação dos Professores de Direito Ambiental do Brasil. Membro da Academia Latino Americana de Direito Ambiental. Membro da Red Iberoamericana de Derecho de la Energía (RIDE). Atualmente, se desempenha como Procurador Federal da Advocacia-Geral da União – Brasil. Contato: marcelokokke@yahoo.com.br.

§ 1. INTRODUÇÃO

A problematização do desenvolvimento e da sustentabilidade na dinâmica social contemporânea exige uma complexa reflexão quanto às fontes de energia, seu marco regulatório e gestão do risco implicado em seu processo de utilização e formação de resíduos. Isso se dá porque a geração de energia em si passa a ser vista como processo de intervenção antrópica apto a causar ou propiciar degradação ou poluição ambiental. Enquanto algumas atividades ou empreendimentos utilizam a energia como insumo, para outras a geração de energia é o próprio produto resultado da atividade, mas em ambas há um problema comum, o risco.

A problematização avança e assume teor mais complexo quando envolve não somente a extração ou utilização de recursos naturais, mas também a produção de situações de risco socialmente difuso, inclusive com possibilidades de efeitos intergeracionais nocivos ou para além de uma circunscrição territorial definida. É nesse quadro que se situa a utilização da energia nuclear, mais precisamente, a utilização de materiais radioativos para o desenvolvimento de atividades antrópicas em um quadro de níveis de risco socialmente admitidos.

O presente ensaio pretende tematizar o uso de materiais radioativos em empreendimentos públicos e privados, com especial foco no processo de gestão de atividades de risco radioativo. A delimitação de estudo se dá pela abordagem do marco regulatório brasileiro, coordenando a apreciação com normas internacionais. O processo de gestão do risco, assim como avaliação dos impactos ambientais do uso e manejo de materiais radioativos, geralmente é abordado em relação aos grandes empreendimentos, principalmente em relação às usinas nucleares produtoras de energia. Nesse caminho, figura a lei 6453/1977, ao regular as instalações nucleares e os danos advindos de sua operação¹.

Entretanto, as atividades nucleares possuem um campo de atuação muito mais amplo no Direito brasileiro. As atividades e empreendimentos com material radioativo, aqueles que utilizam a energia nuclear em suas operações, são muito mais dinâmicos e diversos do que presumido à primeira vista. Clínicas e hospitais utilizam materiais radioativos para tratamentos médicos, alguns também o fazem para tratamento veterinário. O uso e manejo de material radioativo é constantemente aplicado no tratamento oncológico. Os diversos tipos de radiação emitidos, sejam eles partículas alfa ou beta, ou mesmo raios gama, podem ser aplicados ainda na agricultura, na alimentação, inclusive como mecanismo de eliminação de bactérias, e na indústria como um todo. Há assim um caráter multifacetário no uso tecnológico propiciado pela aplicação de materiais radioativos e processos com projeção controlada de radioatividade.

¹ Lei n. 6453, de 17 de outubro de 1977.

Mas como se procede a regulação brasileira das atividades e usos dos materiais radioativos? Qual a base reguladora brasileira para a autorização e disciplina de funcionamento dos empreendimentos nucleares? Como esta base normativa se concatena com normas internacionais? O recorte aqui traçado visa justamente a abordagem de recursos minerais radioativos em seus aspectos de uso social aplicado, afastando-se da comum abordagem que considera o direito nuclear isoladamente a partir das usinas nucleares.

O primeiro passo que se seguirá para tanto é identificar o regime jurídico do uso de materiais radioativos na ordem constitucional brasileira. Em seguida, aborda-se a disciplina da avaliação de impacto ambiental, especificamente, do licenciamento ambiental de empreendimentos que manuseiem ou usem material radioativo. Por fim, aborda-se a questão da destinação dos rejeitos radioativos, ponto de vulnerabilidade que está ligado ao maior desastre ambiental nuclear brasileiro, o desastre do Césio-137. Aqui, almeja-se um panorama integrado das normas brasileiras para com as normas internacionais.

A metodologia aplicada é a crítico propositiva. O método aplicado permite uma avaliação descritiva do regime jurídico dos empreendimentos que utilizem material radioativo na órbita normativa brasileira devidamente articulada com bases críticas para fins de problematizar os usos e riscos ambientais decorrentes de minérios nucleares e da própria fonte de energia nuclear. A conclusão que se propõe alicerça a necessária conjugação de atuação entre órgãos diversos do Estado brasileiro de modo a se construir por meio do licenciamento ambiental uma via de planejamento eficaz na gestão de riscos e proteções humanas e ecológicas propriamente ditas.

§ 2. FONTES RADIOATIVAS DE ENERGIA E REGIME CONSTITUCIONAL BRASILEIRO DE REGULAÇÃO

As fontes radioativas de energia compreendem em sua articulação e estudo um misto de risco e instigação, dadas suas potencialidades e simultaneamente os encargos que carregam consigo para uma produção segura e sustentável em termos de precaução e prevenção. A abordagem das fontes radioativas de energia implica uma necessária combinação de aspectos científicos com aspectos jurídico-reguladores. O avanço dessa combinação tem seu percurso desenhado segundo o conhecimento da própria fonte de energia e seu potencial de aplicação. Destacam-se aqui os denominados períodos de estudo da radioatividade², sequencialmente marcados pela descoberta de elementos radioativos e seu comportamento interativo, estudo das propriedades químicas e utilização prática, seguido da análise de disposição de rejeitos. À medida em que o uso e conotação de risco das fontes de energia radioativa se alavanca em sociedade, aprimoram-se as bases regulatórias da própria exploração da

² XAVIER *et al.* (2007) pp. 87-90.

energia nuclear. No Brasil, especificamente, o marco regulatório irradia-se a partir da própria Constituição.

A Constituição brasileira³, em expressão de sua tendência analítica, abordou em texto tanto temas pertinentes ao regime jurídico em si do uso e exploração dos minerais nucleares quanto temas essencialmente técnicos e científicos, avançando para seara além das desejáveis previsões a constar em um diploma constitucional. Em relação a este último ponto, destaca-se a constitucionalização de termos como meia-vida dos radioisótopos. O simplismo da abordagem constitucional leva a problemas técnico-científicos, além de proceder a uma regulamentação despropositada quando se trata de matéria a ser propriamente regida pela Constituição.

Nesse ponto, é importante ponderar a distribuição de competências e atribuições na federação brasileira, composta por União, Estados-membros, Distrito Federal e municípios. A atividade nuclear ou com materiais radioativos é regulada a partir da previsão de exercício da competência exclusiva, prevista no artigo 21 da Constituição da República. O artigo 21, em seu inciso XXI, determina que a compete à União explorar os serviços e instalações nucleares de qualquer natureza e exercer monopólio estatal sobre a pesquisa, a lavra, o enriquecimento e reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios nucleares e seus derivados. Essa exploração é posta sob dois pilares fundamentais.

O primeiro deles firma de forma inflexível que toda a atividade nuclear no Brasil deve ser para fins pacíficos, além de depender de autorização do Congresso Nacional. O segundo pilar diz respeito ao regime de permissão na utilização de radioisótopos. O regime de permissão é voltado para práticas de uso contínuo e rotineiro dos materiais radioativos, abrangendo, dentre outros, os usos médicos, agrícolas e industriais. A expansão de uso de materiais radioativos é fenômeno social e tecnológico não somente no Brasil, mas presente nas principais economias mundiais⁴. Nesse regime, são autorizadas a comercialização e a utilização de radioisótopos.

Entretanto, logo na alínea c, do inciso XXI, do artigo 21, já se apresenta a constitucionalização de temas técnicos. O dispositivo afirma que sob regime de permissão, são autorizadas a produção, comercialização e utilização de radioisótopos de meia-vida igual ou inferior a duas horas. O problema da definição afeta diretamente regulação própria e essencialmente técnica, já que a definição de meia-vida pode ser influenciada pelo tipo de elemento e sua fragmentação. Não é possível a compreensão do texto sem uma direta referência aos respectivos núcleos especializados da ciência.

³ Constituição da República Federativa do Brasil (5 de outubro de 1988).

⁴ “According to the Environment Agency, across England and Wales over 4.000 organisations make use of radioactive materials. Particularly familiar are medical applications such as the use of X-rays in diagnostic procedures and the use of radiotherapy in the treatment of certain types of cancer. Medical research and diagnosis frequently make use of the technique of introducing radioactive tracers which may subsequently be distinguished from non-radioactive substances in the material tested”. TROMANS (2010) p. 290.

A aridez da referência já demonstra o não cabimento de sua inserção em campo constitucional. Abordagem especializada demonstra caráter essencialmente científico da definição, ao que “radionuclídeos (ou nuclídeos radioativos) são isótopos caracterizados pelo seu tempo de meia-vida ($T_{1/2}$), expresso em unidades de tempo (segundos, minutos, horas, dias e anos) e pela natureza e energia de sua radiação. A energia pode ser expressa em elétronvolts (eV), kilo-elétronvolts (keV) ou mega-elétronvolts (MeV)”⁵.

A par da previsão do regime de permissão, ao lado da exploração energética em usinas, a Constituição estabelece taxativamente que a responsabilidade civil por danos nucleares independe da existência de culpa. Já em nível atribuição para regulação normativa, o artigo 22, inciso XXVI, determina como competência da União legislar privativamente sobre atividades nucleares de qualquer natureza. A articulação da atribuição de competência exclusiva e reguladora precisa, entretanto, integrar-se com a intervenção e atuação do Estado no domínio econômico. A Constituição brasileira, no ponto, delimita o campo do regime de permissão em relação ao campo do regime de monopólio estatal do uso dos materiais radioativos.

O artigo 177 da Constituição brasileira, em seu inciso V, define como monopólio da União a pesquisa, a lavra, o enriquecimento, o reprocessamento, a industrialização e o comércio de minérios e minerais nucleares e seus derivados. A distinção entre âmbitos de atuação se faz visível pela segunda parte do dispositivo, que excepciona do monopólio da União o regime de permissão. O dispositivo abre espaço para uma regulação infraconstitucional plural. O regime de permissão regula um espaço de utilização dos radioisótopos para finalidades programadas como de nível rotineiro mas controlado, e demanda gestão de risco e uso por parte de um órgão especializado. Este órgão é a Comissão Nacional de Energia Nuclear, a CNEN.

A Comissão Nacional de Energia Nuclear foi criada pela lei 4118/1962⁶, possuindo natureza jurídica de autarquia. O regime de permissão é regulado pela CNEN em diversos atos infralegais, dentre os quais se destaca regulamentação própria para os serviços de medicina nuclear, conforme portaria CNEN/DExI 1/1989⁷, resolução CNEN 10/1996⁸ e resolução CNEN 159/2013⁹. O uso de materiais radioativos em atividades médicas exige profissionais especializados, sendo que o responsável técnico do Serviço de Medicina Nuclear deve ser médico com título de especialista em Medicina Nuclear outorgado por seu órgão de classe específico e possuir registro na CNEN. Lado outro, tem-se normas da Agência Nacional de Vigilância Sanitária –ANVISA– a regular a atividade, donde se destaca a resolução 38/2008¹⁰.

⁵ CARNEIRO LEÃO e OLIVEIRA (2011) p. 2.

⁶ Lei 4118, de 27 de agosto de 1962.

⁷ Portaria CNEN/DExI 1/1989, de 2 de fevereiro de 1989.

⁸ Resolução CNEN 10/1996, de 19 de abril de 1996.

⁹ Resolução CNEN 159/2013, de 23 de dezembro de 2013.

¹⁰ Resolução ANVISA 38/2008, de 4 de junho de 2008.

A regulação plural já se faz notar. As atividades nucleares demandam articulação necessária entre órgão de gestão nuclear, ou seja, a CNEN, e órgãos profissionais que capacitam os agentes que irão operar com os produtos radioativos. Nesse norte, o artigo 200 da Constituição da República, atribui ao Sistema Único de Saúde –SUS– a tarefa de participar do controle e fiscalização da produção, transporte, guarda e utilização de substâncias e produtos psicoativos, tóxicos e radioativos.

Mas essa gestão de usos e manuseio prevista para as atividades do regime de permissão impacta diretamente em riscos ambientais, nas suas mais diversas dinâmicas. Afinal, o comprometimento derivado de contaminação radioativa afeta a qualidade ambiental e a saúde humana, interferindo em escala múltipla tanto em efeitos intrageracionais quanto em efeitos intergeracionais, além de desafiar o confinamento territorial dos efeitos nocivos. Por esse motivo, a compreensão constitucional do regime de permissão para uso dos materiais radioativos deve ser tomada também em interlocução com o artigo 225 da Constituição. O uso e manuseio de recursos radioativos é eminentemente uma matéria ambiental, considerando previsão expressa no artigo 225, inciso V, que determina ao Poder Público controlar a produção, a comercialização e o emprego de técnicas, métodos e substâncias que comportem risco para a vida, a qualidade de vida e o meio ambiente.

O caráter multifacetário do regime de permissão nuclear se expressa. Distingue-se ele do regime de monopólio, autorizando assim o uso e manejo por agentes públicos e privados para fins médicos, agrícolas e industriais, dentre outros. Mas esse uso demanda uma atuação concertada com áreas próprias de cada campo profissional e estatal, donde o uso médico, v. gr., imprime participação de entidades profissionais médicas e entidades públicas ligadas à saúde, como o Ministério da Saúde e a ANVISA. Lado outro, como todos esses usos se fazem a partir de uma potencialidade de risco para a vida, qualidade de vida e meio ambiente, desafiam eles a inserção da atuação dos órgãos ambientais.

O ponto de afinamento conduz a uma interseção disciplinar, reconhecida como o direito ambiental nuclear. O direito ambiental nuclear terá por objeto as atividades e empreendimentos que, seja sob o regime de monopólio, seja sob o regime de permissão, utilizem ou manuseiem recursos minerais radioativos, aptos a potencial ou efetivamente provocarem risco à saúde humana ou ao meio ambiente como um todo. A teor dessa percepção, empreendimentos ou atividades médicas, agrícolas ou industriais devem seguir tanto a regulação própria de seu respectivo campo de controle, tal como a regência do Ministério da Saúde e da ANVISA na seara médica, quanto a regência propriamente nuclear estabelecida pela CNEN, ao lado da regência reguladora ambiental de licenciamento prevista pelos órgãos ambientais. A necessária interface entre a atuação de órgãos ambiental e nuclear também é destacada por Stephen TROMANS, ao abordar o contexto do direito nuclear no Reino Unido da Grã-Bretanha quanto à gestão de resíduos radioativos: “On matters of radioactive waste management, it works closely with the regulators under the Radioactive Substances Act 1993, the Environment Agency and Scottish

Environment Protection Agency (SEPA) and with the Department for the Environment, Food and Rural Affairs (DEFRA) and Scottish Ministers as their sponsoring departments”¹¹.

As interfaces e pontos de crise envolvendo a gestão de risco, licença de empreendimentos e disposição de rumos sociais para pavimentação dos caminhos de desenvolvimento estão insertos nos debates acerca das fontes energéticas. A energia nuclear é simultaneamente antevista como uma fonte de energia limpa e favorável ao combate de problemas ambientais graves ecológicos, “por não ser emissora de gases de efeito estufa (GEE), uma vez que atualmente o aquecimento global é a maior preocupação, decorrente do elevado consumo de combustíveis fósseis para satisfazer a demanda de energia no Planeta”¹².

No caso brasileiro, a base de recursos naturais para o uso da energia nuclear ainda faz por ter em conta o fato de ser o país a sexta maior reserva de urânio do mundo¹³. Entretanto, este mesmo uso é confrontado com riscos de magnitude extrema por seus danos potenciais associados e pelo traumatizante desastre ambiental e nuclear brasileiro, ocorrido em Goiânia, cuja repercussão foi mundial¹⁴. É imprescindível, portanto, tematizar e expor em análise crítica o regime jurídico ambiental e nuclear brasileiro não somente a partir do quadro normativo isolado, mas em sua interconexão com a história do desastre nuclear de Goiânia.

§ 3. REGÊNCIA INTEGRADORA ENTRE ÓRGÃO AMBIENTAL E NUCLEAR NO LICENCIAMENTO

O licenciamento ambiental é um instrumento da Política Nacional do Meio Ambiente, previsto na lei 6938/1981¹⁵. Sua base de atuação está calcada na avaliação de impacto ambiental, integrada a uma gestão estratégica do território¹⁶, a partir da qual se diagnosticam riscos, intervenções antrópicas, efeitos negativos e positivos, sujeições de mitigação e compensação de impactos decorrentes. A Política Nacional do Meio Ambiente liga-se à lei complementar 140/2011¹⁷, que define o licenciamento ambiental como o procedimento administrativo destinado a licenciar atividades ou empreendimentos utilizadores de recursos ambientais, efetiva ou potencialmente poluidores ou capazes, sob qualquer forma, de causar degradação ambiental.

Os materiais radioativos enquadram-se como recursos efetiva ou potencialmente poluidores, além de serem fonte de risco amplo e de complexa

¹¹ TROMANS (2010) p. 91.

¹² SOARES e RIBEIRO (2018) p. 39.

¹³ SOARES e RIBEIRO (2018) p. 41.

¹⁴ TROMANS (2010) p. 290.

¹⁵ Lei 6938, de 31 de agosto de 1981.

¹⁶ AHMED e OKADA (2017) pp. 50-55.

¹⁷ Lei Complementar n. 140, de 8 de dezembro de 2011.

mensuração, na medida em que se enquadram no conceito geral de poluente previsto no artigo 3º, inciso III, da lei 6938/1981. A competência para licenciamento ambiental de atividades que usem ou manuseiem materiais nucleares é a União, que a executa por meio do Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis –IBAMA–. A atribuição está prevista no artigo 7º, inciso XIV, alínea g, da lei complementar 140/2011. Empreendimentos ou atividades destinados a pesquisar, lavrar, produzir, beneficiar, transportar, armazenar e dispor material radioativo, em qualquer estágio, ou que utilizem energia nuclear em qualquer de suas formas e aplicações, devem ser postos em processo de licenciamento federal, mediante parecer da Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN).

O licenciamento ambiental de atividades ou empreendimentos nucleares, ou que utilizem recursos minerais radioativos, demanda assim uma atuação plural, coordenada, envolvendo o IBAMA e a CNEN. Importante delimitar que a atribuição do IBAMA para licenciamento restringe-se às atividades e aos processos radiativos, não sendo expandida para o empreendimento como um todo. A atuação coordenada é regulada simultaneamente pelo IBAMA e pela CNEN em nível normativo infralegal. Nessa linha, Tárzis Nametala JORGE remete a um papel misto da CNEN, regulatório, regulamentador, fiscalizador e de atuação no mercado¹⁸. A lógica condutora da atuação coordenada se dá com a fixação de classes de materiais e rejeitos por parte da CNEN, ao passo que o IBAMA irá referenciar o processo e o tipo de licenciamento, ou mesmo sua dispensa, com base na categoria identificada pela autarquia nuclear.

Uma primeira imagem demanda desconstrução. A repercussão e o risco de atividades com materiais radioativos levam a um cenário em que todo e qualquer empreendimento ou atividade em tema demandariam o estudo prévio de impacto ambiental –EPIA–, considerando seu potencial significativo de dano ambiental, pautado em dinâmica própria de concorrência de causas aptas a afetar o ecossistema¹⁹. Entretanto, isso não corresponde à realidade e às avaliações técnicas deflagradas pelo direito ambiental nuclear. Nem toda a atividade com material radioativo será por si significativa em termos de potencialidade de dano para fins de exigir o EPIA. Na verdade, embora as fases de licenciamento ambiental devam ser observadas como regra, há tipologias de licenciamento variáveis, sendo possível inclusive a dispensa de licenciamento segundo a classe do material radioativo.

A instrução normativa IBAMA 19/2018²⁰ estabelece relevantes disposições sobre o tema, e possui por objeto a definição dos procedimentos de licenciamento ambiental federal de instalações radiativas. Uma das definições centrais da norma é a de empreendimentos ou atividades UMR, empreendimentos ou atividades que procedem ao Uso ou Manuseio de Radioisótopos.

¹⁸ JORGE (2014).

¹⁹ LEITE e AYALA (2012) pp. 171-180.

²⁰ Instrução normativa IBAMA 19/2018, do 20 de agosto de 2018.

As atividades UMR compreendem aquelas destinadas a pesquisar, lavar, produzir, beneficiar, transportar, armazenar e dispor material radioativo, em qualquer estágio, ou que utilizem energia nuclear em qualquer de suas formas e aplicações. Portanto, o regime de permissão fixado constitucionalmente está sujeito ao regime jurídico-ambiental de UMR.

A definição da tipologia do licenciamento e mesmo de sua necessidade se dá a partir do necessário preenchimento da Ficha de Caracterização da Atividade (FCA), encargo que cabe ao empreendedor. O artigo 3º da IN 19/2018 é expresso no sentido de que nem todo empreendimento autorizado na CNEN terá necessidade de licenciamento ambiental. A instrução 19/2018 integra-se aqui com o decreto 88351/1983²¹, que em seu artigo 20, §4º, já prescreve que o licenciamento de estabelecimentos destinados a produzir materiais nucleares, ou a utilizar a energia nuclear e suas aplicações, competirá à Comissão Nacional de Energia Nuclear em articulação com o órgão ambiental federal, devendo ainda serem ouvidos os órgãos ambientais estaduais e municipais.

Em caso de empreendimentos ou atividades UMR que causem significativo impacto ambiental, será exigido o EPIA, com seu consequente relatório, o RIMA, pressupondo assim audiência pública, e a compreender licença prévia, licença de instalação e licença de operação, emitidas isolada ou consecutivamente, de acordo com o porte e natureza do uso radioativo, e segundo termo de referência elaborado pelo IBAMA, sempre se pontuando a necessária motivação²². Já na hipótese de empreendimentos ou atividades UMR que impliquem pequeno potencial de impacto ambiental, o licenciamento será arregimentado com base no Relatório Ambiental Simplificado –RAS–. As licenças prévia, de instalação e de operação perduram como exigidas, isolada ou consecutivamente. Há ainda a previsão normativa na IN 19/2018, na hipótese do RAS, da Reunião Técnica Informativa –RTI–, voltada para a transparência e possibilidade de exercício da participação popular.

Reunião técnica informativa e audiência pública, embora sejam integradas no mesmo princípio de participação popular e transparência, na percepção da incorporação da participação popular na resolução de conflitos ambientais,²³ distinguem-se. A resolução 279/2001 do Conselho Nacional do Meio Ambiente –CONAMA–, em seu artigo 2º, inciso III, define a RTI como “reunião promovida pelo órgão ambiental competente, às expensas do empreendedor, para apresentação e discussão do Relatório Ambiental Simplificado, Relatório de Detalhamento dos Programas Ambientais e demais informações, garantidas a consulta e participação pública”²⁴. Já a audiência pública possui seu suporte matriz na resolução CONAMA 9/1987²⁵. A distinção entre elas está no porte de impacto do empreendimento, a ocasionar que a audiência pública possui caráter mais discursivo do que informativo, assim como se

²¹ Decreto 88351, de 1º de junho de 1983.

²² FARIAS (2017).

²³ MIRRA (2011) pp. 39-45.

²⁴ Resolução CONAMA 279/2001, de 29 de junho de 2002.

²⁵ Resolução CONAMA 9/1987, de 5 de julho de 1987.

volta para maiores níveis de complexidade e impactos ambientais mais profundos na coletividade afetada.

Mas é possível que o nível de impacto ambiental seja aquém para com fatores e gradações concebidos pelo órgão ambiental a justificar o licenciamento ambiental. A hipótese já é prevista na resolução CONAMA 237/1997²⁶, em seu artigo 2º, e legítima o órgão ambiental a dispensar a exigência de licenciamento, motivadamente considerando as especificidades, os riscos ambientais, o porte e outras características do empreendimento ou atividade.

A caracterização de atividade ou empreendimento como pertinente a dado tipo de licenciamento, seja o significativo impacto, seja o pequeno impacto e mesmo a dispensa, ocorrerá segundo o enquadramento do uso e manuseio de radioisótopo. Este enquadramento, entretanto, não é feito pelo IBAMA, mas sim pela CNEN. É neste ângulo elementar que se conjugam as entidades autárquicas no delineamento ambiental e nuclear da regulação do empreendimento ou atividade. A Instrução Normativa IBAMA 19/2018 distribui as atividades UMR em categorias. São elas as instalações nucleares, as instalações mínero-industriais, os depósitos de rejeitos e as instalações radioativas.

As instalações nucleares envolvem reator nuclear, usina termonuclear, fábrica ou usina de UMR do ciclo do urânio, usina de reprocessamento de combustível nuclear irradiado e depósito de material nuclear (urânio, plutônio ou tório). Esses empreendimentos e atividades são reputados de significativo impacto ambiental, demandando assim EIA/RIMA. As instalações nucleares são regidas em seu licenciamento nuclear principalmente pela resolução CNEN 11/1984²⁷ e resolução CNEN 15/2002²⁸. Em termos ambientais, incidem ainda nas atividades, além das disposições específicas do IBAMA, os comandos das resoluções do CONAMA, dentre as quais se destaca a histórica resolução 29/1986²⁹, que determinou elaboração e apresentação do Estudo e Relatório de Impacto Ambiental, para fins de licenciamento das Usinas Nucleares brasileiras de Angra II e Angra III.

As instalações mínero-industriais são classificadas segundo categorias, em conformidade com a regulação prevista na CNEN NN 4.01 e NT-DRS01/17³⁰ assim como na resolução CNEN 28/2004³¹ e na resolução CNEN 208/2016³². O artigo 6º da CNEN NN 4.01 especifica as seguintes categorias: “Para fins de aplicação desta Norma, as instalações mínero-industriais são classificadas em três categorias, segundo a gradação de risco potencial:

²⁶ Resolução CONAMA 237/1997, de 22 de dezembro de 1997.

²⁷ Resolução CNEN 11/1984, de 14 de dezembro de 1984.

²⁸ Resolução CNEN 15/2002, de 12 de dezembro de 2002.

²⁹ Resolução CONAMA 29/1986, de 17 de fevereiro de 1986.

³⁰ Norma CNEN NN 4.01 e NT-DR501/17, de 1 de janeiro de 2005.

³¹ Resolução CNEN 28/2004, de 17 de dezembro de 2004.

³² Resolução CNEN 208/2016, de 26 de dezembro de 2016.

”I - Categoria I: pertencem à categoria I as instalações que apresentam concentração de atividade total dos radionuclídeos das séries naturais do urânio e/ou tório superior a 500 Bq/g;

”II - Categoria II: pertencem à categoria II as instalações que apresentam concentração de atividade total dos radionuclídeos das séries naturais do urânio e/ou tório compreendida entre 500 Bq/g e 100 Bq/g; e

”III - Categoria III: pertencem à categoria III as instalações que apresentam concentração de atividade total dos radionuclídeos das séries naturais do urânio e/ou tório inferior a 100 Bq/g e superior a 10 Bq/g”.

As categorias são sobretudo relevantes em razão de serem decisivas para a tipologia de licenciamento ambiental. A IN 19/2018 define como enquadradas em significativo impacto ambiental as atividades e empreendimentos de categoria 1, UMR das séries naturais do urânio ou tório em concentração total superior a 500 Bq/g. São sujeitas a relatório ambiental simplificado, e, portanto, enquadradas como de menor potencial poluidor, empreendimentos de categoria 2, UMR das séries naturais do urânio ou tório em concentração total entre 100Bq/g e 500Bq/g. Também o serão os empreendimentos e atividades de categoria 3, mas desde que das séries naturais do urânio ou tório em concentração total superior a 10Bq/g e inferior a 100Bq/g. Entretanto, os empreendimentos e atividades UMR das séries naturais do urânio ou tório em concentração total de até 10Bq/g ficam dispensados do licenciamento ambiental.

Os depósitos de rejeitos radioativos possuem regulação referencial pelas normas CNEN NN 8.01 e CNEN NN 8.02. Os depósitos também são enquadrados em classes. A norma ambiental toma o critério de classe fixado na norma nuclear e define o tipo e exigibilidade de licenciamento. Pela IN 19/2018, exige-se o EIA/RIMA para os rejeitos de classe 3, definidos como Rejeitos de Alto Nível (RAN), considerando seu teor de radiação. A classe 2 fica submetida ao relatório ambiental simplificado, estando nela submetidos os Rejeitos de Baixo e Médio Níveis de Radiação (RBMN). Já as classes 1 e 0 não se enquadram no licenciamento ambiental federal, sendo pertinentes respectivamente a Rejeitos de Meia-Vida Muito Curta (RVMC) e Rejeitos Isentos (RI). A CNEN NN 8.01 determina em seu artigo 3º a classificação segundo o nível de radiação aferido, considerando principalmente o conceito de meia-vida, ao que se remete ao conceito crivado constitucionalmente para a base da atuação da permissão: “Os rejeitos são classificados segundo seus níveis e natureza da radiação, bem como suas meias-vidas:

”I - Classe 0: Rejeitos Isentos (RI): rejeitos contendo radionuclídeos com valores de atividade ou de concentração de atividade, em massa ou volume, inferiores ou iguais aos respectivos níveis de dispensa estabelecidos nos Anexos II e VI;

”II - Classe 1: Rejeitos de Meia-Vida Muito Curta (RVMC): rejeitos com meia-vida inferior ou da ordem de 100 dias, com níveis de atividade ou de concentração em atividade superiores aos respectivos níveis de dispensa;

”III - Classe 2: Rejeitos de Baixo e Médio Níveis de Radiação (RBMN): rejeitos com meia-vida superior a dos rejeitos da Classe 1, com níveis de

atividade ou de concentração em atividade superiores aos níveis de dispensa estabelecidos nos Anexos II e VI, bem como com potência térmica inferior a 2 kW/m³;

”IV - Classe 2.1: Meia-Vida Curta (RBMN-VC): rejeitos de baixo e médio níveis de radiação contendo emissores beta/gama, com meia-vida inferior ou da ordem de 30 anos e com concentração de radionuclídeos emissores alfa de meia-vida longa limitada em 3700 kBq/kg em volumes individuais e com um valor médio de 370 kBq/kg para o conjunto de volumes;

”V - Classe 2.2: Rejeitos Contendo Radionuclídeos Naturais (RBMN-RN): rejeitos de extração e exploração de petróleo, contendo radionuclídeos das séries do urânio e tório em concentrações de atividade ou atividades acima dos níveis de dispensa estabelecidos no Anexo VI desta Norma;

”VI - Classe 2.3: Rejeitos contendo Radionuclídeos Naturais (RBMN-RN): rejeitos contendo matérias primas minerais, naturais ou industrializadas, com radionuclídeos das séries do urânio e do tório em concentrações de atividade ou atividades acima dos níveis de dispensa estabelecidos no Anexo VI desta Norma;

”VII - Classe 2.4: Rejeitos de Meia-Vida Longa (RBMN-VL): rejeitos não enquadrados nas Classes 2.2 e 2.3, com concentrações de radionuclídeos de meia-vida longa que excedem as limitações para classificação como rejeitos de meia-vida curta; e

”VIII - Classe 3: Rejeitos de Alto Nível de Radiação (RAN): rejeitos com potência térmica superior a 2kW/m³ e com concentrações de radionuclídeos de meia-vida longa que excedam as limitações para classificação como rejeitos de meia-vida curta”.

Por fim, as instalações radioativas estão regradas na CNEN NN 6.02 e NT-DRS01/16³³. A definição de instalação radioativa foi aprovada na resolução CNEN 166/2014³⁴, correspondendo a espaço físico, local, sala, prédio ou edificação de qualquer tipo onde pessoa jurídica, legalmente constituída, utilize, produza, processe, distribua ou armazene fontes de radiação ionizante. Portanto, empreendimentos ou atividades médicas, agrícolas, industriais que estejam no regime de permissão aqui se enquadram. A norma possui por objetivo estabelecer os requisitos para o licenciamento das instalações radiativas, aplicando-se às atividades relacionadas com a localização, o projeto descritivo dos itens importantes a segurança, construção, operação, modificações e a retirada de operação de instalações radiativas, bem como ao controle de aquisição e movimentação de fontes de radiação.

Entretanto, a própria regra excepciona instalações de radiodiagnóstico médico ou odontológico que utilizam aparelhos de raios-X. A diretriz normativa é de especial relevância em razão da necessidade do empreendimento que utiliza materiais radioativos ser confrontado para com outros empreendimentos da área em que se localize, tanto para fins de interferências regulares

³³ Norma CNEN 6.02 e NT-DR501/16, de 29 de abril de 2014.

³⁴ Resolução CNEN 166/2014, de 16 de abril de 2014.

quanto para efeitos em eventuais situações de emergência ou risco de danos, seja por acidentes, seja por desastres. Exemplificando-se, uma instalação radioativa não pode ser avizinhada de postos de gasolina ou de empreendimentos que possuam riscos de explosão.

A consequência da normatização de uso e segurança vai além da própria instalação em que se encontre o empreendimento que utiliza material radioativo. Em artigo histórico, Paulo Affonso Leme MACHADO³⁵ já ponderava a favor de zoneamento nuclear, entendido como limitações ao uso da propriedade no entorno dos empreendimentos que utilizem material radioativo. A existência de empreendimentos que utilizem ou mesmo sejam depósitos de materiais radioativos implica a necessidade de limitação do uso de propriedades adjacentes que impliquem direta ou indiretamente situações de risco potencial a afetar a segurança nuclear. Nesse contexto, a própria avaliação de gestão do empreendimento e dos riscos associados irá implicar uma necessária categorização do tipo de instalação assim como tolhimentos sobre iniciativas alheias de exploração econômica. A propriedade privada não pode ser seu uso como fonte de instabilidade ou insegurança ambientais³⁶.

As instalações subdividem-se em instalações que utilizam fontes seladas; instalações que utilizam fontes não seladas; instalações que utilizam equipamentos geradores de radiação ionizante; e instalações para produção de radioisótopos. Além disso, classificam-se, segundo a gradação do risco, em grupos e subgrupos derivados. A norma ambiental não sujeita *a priori* nenhuma dessas instalações a EIA-RIMA. As instalações do Grupo 1, fonte selada em irradiador de grande porte, e as do Grupo 8, produção de radioisótopos, estão sujeitas ao RAS. Já as instalações de Grupos 2, 3, 4, 5, 6 e 7 não se sujeitam aprioristicamente ao licenciamento ambiental federal. A presença selada em equipamento e o teor de radiação são decisivos para a não sujeição ao processo ambiental de licenciamento, embora perdurem todas as regras do licenciamento nuclear, por óbvio.

Além da atuação ambiental em termos de prevenção e precaução para a gestão do empreendimento e da atividade por meio do licenciamento, há um conjunto integrado de normas voltadas para a repreensão e dissuasão de condutas irregulares através do direito punitivo, dentro da lógica da Teoria da Implementação, na voz de LORENZETTI³⁷, seja pela órbita do direito penal, seja pela órbita do direito sancionador ambiental. Sob esse paradigma, conforme PÉREZ LUÑO, o próprio Estado de Direito assume em suas bases normativas e instituições uma canalização orientada para a tutela ecológica³⁸.

O artigo 56 da lei 9605/1998³⁹ tipifica penalmente as ações de produzir, processar, embalar, importar, exportar, comercializar, fornecer, transportar, armazenar, guardar, ter em depósito ou usar produto ou substância tóxica,

³⁵ MACHADO (1987) pp. 341-342.

³⁶ FIGUEIREDO (2010).

³⁷ LORENZETTI (2010) pp. 101-114.

³⁸ PÉREZ LUÑO (2012) pp. 41-57.

³⁹ Lei 9605, de 12 de fevereiro de 1998.

perigosa ou nociva à saúde humana ou ao meio ambiente, em desacordo com as exigências estabelecidas em leis ou nos seus regulamentos. A pena pelo delito é de reclusão, de um a quatro anos, além de multa. A interligação entre o direito nuclear e o direito penal ambiental ocorre pelo aumento de pena de um sexto a um terço, na hipótese de o produto ou a substância ser nuclear ou radioativa. Na hipótese de crime culposos, a pena estabelecida é de detenção, sendo de seis meses a um ano, além da multa.

O sistema brasileiro permite a cumulação entre os âmbitos punitivos penal e administrativo sancionador, sem que isso caracterize *bis in idem*. Há aqui a autonomia entre as esferas penal e administrativa. No âmbito do direito sancionador, o decreto 6514/2008⁴⁰ também tipifica infracional ambiental pelo uso ou manejo irregular de matéria radioativa. O artigo 64 do diploma retoma do texto da lei 9605/1998 as ações que podem atentar contra os bens ambientais. Produzir, processar, embalar, importar, exportar, comercializar, fornecer, transportar, armazenar, guardar, ter em depósito ou usar produto ou substância tóxica, perigosa ou nociva à saúde humana ou ao meio ambiente, em desacordo com as exigências estabelecidas em leis ou em seus regulamentos, acarreta multa de R\$ 500,00 (quinhentos reais) a R\$ 2.000.000,00 (dois milhões de reais). A penalidade aplica-se ainda a quem abandona os produtos ou substâncias tóxicas, descarta de forma irregular ou os utiliza em desacordo com as normas de segurança. Em nova interseção entre o direito ambiental sancionador e o nuclear, a norma prevê ainda que se o produto ou a substância for nuclear ou radioativa, a multa é aumentada ao quádruplo.

As regras em questão, referentes ao Direito ambiental, não impedem ou significam *bis in idem* em relação a penalidades previstas em normas específicas de direito nuclear, em razão da diversidade de bens jurídicos tutelados. Ou seja, além de não haver *bis in idem* entre normas penais e normas administrativas punitivas de direito ambiental, pode haver também cumulação com penalidades a serem aplicadas especificamente pela CNEN e também pelo próprio Poder Judiciário em situações de crimes especiais ligados a produtos radioativos. Isso ocorre em razão da diversidade de bens jurídicos protegidos. A norma ambiental tutela a afetação ambiental, ecológica como bem jurídico, ao passo que as normas nucleares se atêm ao resguardo e proteção da administração da gestão de produtos radioativos. Justamente por isso o fato de ser a substância radioativa acarreta um aumento da penalidade e não um tipo infracional próprio.

Em termos especificamente nucleares, a lei 6453/1977⁴¹ estabelece em seu Capítulo III tipos penais e sancionadores por ações ou práticas irregulares com material radioativo ou nuclear. Destaca-se o artigo 20 do diploma legal, segundo o qual produzir, processar, fornecer ou usar material nuclear sem a necessária autorização ou para fim diverso do permitido em lei acarreta pena

⁴⁰ Decreto 6514, de 22 de julho de 2008.

⁴¹ Lei 6453, de 17 de outubro de 1977.

de reclusão de quatro a dez anos. Paralelamente, o artigo 39 da lei 4118/1962 dispõe ser crime contra a segurança nacional a exportação ou importação clandestina dos materiais nucleares.

A interligação entre as atuações dos órgãos ambientais e nucleares ocorre em uma interface contínua⁴², sem que isso promova a absorção de atribuições ou competências de um pelo outro. O traçado do processo de licenciamento ambiental permite clara identificação de completa dependência dos crivos fixados pela avaliação nuclear, ao que o IBAMA laborará a partir de informações e enquadramentos procedidos segundo as normas da CNEN. Mas por mais singelos que sejam os usos, são sempre sujeitos a um efeito de proporções amplas, quando se trata de material radioativo. Mesmo empreendimentos e atividades de instalações radioativas que tenham dispensa do licenciamento ambiental possuem obrigações e deveres ambientais e nucleares rígidos quando se tematiza a destinação de equipamentos ou quaisquer composições que possuam em si elementos radioativos. E justamente nesta fase, na destinação de rejeitos presentes em equipamentos de instalações radioativas, deflagrou-se o maior desastre radioativo ambiental brasileiro, o desastre do Césio-137.

§ 4. REJEITOS NUCLEARES, O DESASTRE DO CÉSIO 137 E NORMATIZAÇÃO INTERNACIONAL

O maior desastre radioativo ambiental brasileiro não está ligado diretamente ao uso ou ao manuseio de minérios radioativos, nem mesmo a usinas nucleares. Ele está ligado ao descarte de equipamentos contendo material nuclear operados por instalações radioativas. O desastre ambiental do Césio 137 ocorreu em Goiânia, região centro-oeste do Brasil, no ano de 1987. Um equipamento usado em radioterapia foi indevidamente descartado, sendo lançado em um ferro-velho na cidade. Funcionários do ferro-velho, buscando comercializar as peças de metal do equipamento que desconheciam, violaram a cápsula em que estava o material radioativo, cerca de 19 gramas de Césio 137. O material radioativo, até então acondicionado para tratamento de câncer, estava exposto para o maior desastre ambiental e nuclear brasileiro⁴³.

O Césio contaminou todas as pessoas que se envolveram com o material diretamente e com produtos ou peças que tiveram contato com o material radioativo. Trabalhadores locais levaram o produto luminoso para casa, entregando-o a crianças para brincarem, como se fosse um pó inofensivo. A expansão da contaminação avançou por dezesseis dias, até ser diagnosticado o desastre ambiental e nuclear. O caso é registrado pela Agência Internacional de Energia Atômica (IAEA) como o maior acidente radiológico do mundo em razão da extensão da contaminação. Os dados da CNEN indicam que cerca

⁴² CAMARGO *et al.* (1996).

⁴³ VIEIRA (2013).

de 6.000 toneladas de material gerado pela descontaminação foram acondicionadas em contêineres de concreto ou aço enterrados sob concreto.

Estima-se que houve contaminação de cerca de 6.500 pessoas, com quadro de significativa contaminação em 249 casos, e ainda quatro mortes. Os responsáveis pelo descarte indevido foram condenados, mas as penas foram de regime semiaberto e prestação de serviços comunitários. Suzane de Alencar VIEIRA descreve que a operação de descontaminação gerou um verdadeiro “cemitério atômico”⁴⁴, além de todo o efeito aterrador na vida, ou morte, dos vitimados e seus parentes, ao que “o ‘fantasma’ do céσιο-137 estaria presente nas expectativas de cada parto, de cada nova criança que nasceria e de cada doença que se manifestaria entre os membros das parentelas que sofreram contaminação”⁴⁵.

Em razão das proporções e comoção para com o desastre, foi publicada a lei 9425/1996⁴⁶, que concede pensão vitalícia, a título de indenização especial, às vítimas do desastre. A pensão é fixada na lei como personalíssima, variando segundo a exposição de contaminação das vítimas. O valor máximo é inferior a um salário mínimo brasileiro. Ainda há diversas ações judiciais das vítimas e seus descendentes quanto aos efeitos do desastre nuclear.

O desastre ambiental e nuclear do Césio 137 em Goiânia não pode ser compreendido como um evento pontual ou isolado, sob pena de passar em distância para revisão de posturas de gestão de risco e controle, mantendo incólumes falhas e brechas que permitem novos desastres. Os desastres estão ligados a falhas regulatórias sobre atividades de mercado ou empreendimentos que propiciem situações potenciais de dano, em suas diversas gradações, e estas últimas, por sua vez, ligadas a falhas do mercado para gerir suas próprias externalidades negativas⁴⁷. Como salienta FARBER⁴⁸, há uma interconexão entre o desastre em si e déficits regulatórios, donde não se pode crer em uma imagem de abstenção da ação estatal como postura adequada em face de exposições da sociedade ao risco radioativo.

Lado outro, há uma interligação entre o sucesso de práticas de gestão que vão se deteriorando aos poucos, tornando-se anacrônicas ou não funcionais, e o silêncio de ocorrências de desastres. Em outras palavras, o sucesso ou correspondência de eficiência de uma prática de mitigação ou contenção de risco não significa sua perduração sem necessária revisão de pertinência e manutenção de eficácia. Medidas que sejam vistas e julgadas como adequadas e suficientes em dado cenário de tempo, espaço e ambiente tecnológico podem deixar de sê-lo. Em razão disso, “long time periods between such events may give a false sense of security”⁴⁹. A situação de gestão e controle do risco de instalações radioativas está assim em constante avaliação de perda da efi-

⁴⁴ VIEIRA (2013) p. 224.

⁴⁵ VIEIRA (2013) p. 229.

⁴⁶ Lei 9425, de 24 de dezembro de 1996.

⁴⁷ CALLAN e THOMAS (2016) p. 58.

⁴⁸ FARBER (2012) p. 8.

⁴⁹ *Ibidem*.

cácia progressiva de contenção do risco de desastre, laborando em desfavor da formação de um cenário de segurança ilusório.

A gestão e controle do risco dos empreendimentos que sejam caracterizados como instalações radioativas, como UMR, externa lado outro da gestão nuclear, afinado com a postura ambientalmente segura de gestão dos rejeitos energéticos ou insumos de atividades potencial ou efetivamente poluentes. Há aqui ponto crucial na legislação brasileira. A lei 12305/2010⁵⁰ se destina a regular a Política Nacional de Resíduos Sólidos brasileira. Entretanto, a norma expressamente excepciona sua aplicação aos rejeitos radioativos, conforme consta no artigo 1º, § 2º. O material radioativo possui assim disciplina própria, específica, determinando regramentos regulatórios direcionados diretamente aos depósitos de rejeitos radioativos.

A preocupação a gestão dos rejeitos radioativos é tema mundialmente debatido, como destacam KUBASEK e SILVERMAN, ao ponderarem que “as the nuclear industry was developing, those in the industry assumed they would discover the technology to reprocess and then safely contain the waste”⁵¹. A problemática dos depósitos para recebimento dos rejeitos torna-se aguda, já que “when the technology did not develop, the industry was, and still is, unprepared to handle all the hazardous wastes. A major problem is finding permanent sites to dispose of the waste”⁵².

O objetivo, guiado pelo próprio desafio técnico e normativo, é gerir todo o ciclo do material nuclear, e não somente seu uso, impedindo situações como a que ocasionou o desastre de 1987. A lei 10308/2001⁵³ normatiza o destino final dos rejeitos radioativos produzidos em território nacional brasileiro, incluídos a seleção de locais, a construção, o licenciamento, a operação, a fiscalização, os custos, a indenização, a responsabilidade civil e as garantias referentes aos depósitos radioativos. Os depósitos radioativos são divididos em três categorias, sendo elas depósito inicial, depósito intermediário e depósito final. O poder normativo de definição dos critérios de licenciamento e segurança continuam atribuídos à CNEN. Os locais que forem escolhidos para serem depósitos de rejeitos devem ser desapropriados pela União, não podendo ser, em qualquer hipótese, situados em ilhas oceânicas, na plataforma continental ou em águas territoriais brasileiras.

O desastre ambiental de Goiânia ainda motivou dispositivo específico na lei. O artigo 4º, §1º, dispõe quanto aos depósitos provisórios. O dispositivo determina que “nos casos de acidentes radiológicos ou nucleares, excepcionalmente, poderão ser construídos depósitos provisórios, que serão desativados, com a transferência total dos rejeitos para depósito intermediário ou depósito final, segundo critérios, procedimentos e normas especialmente estabelecidos pela CNEN”. Os depósitos provisórios são efetivados tanto no caso de aciden-

⁵⁰ Lei 12305, de 2 de agosto de 2010.

⁵¹ KUBASEK e SILVERMAN (2014) p. 334.

⁵² *Ibidem*.

⁵³ Lei 10308, de 20 de novembro de 2001.

tes nucleares propriamente ditos quanto no caso dos acidentes radiológicos, devendo fazer frente à emergência enfrentada.

O artigo 28 da lei 10308/2001 dispõe que a seleção do local, projeto, construção, operação e administração dos depósitos provisórios, ainda que executadas por terceiros devidamente autorizados, são de exclusiva responsabilidade da CNEN. Aqui há ponto de relevo. A responsabilidade pela segurança do depósito provisório é do Estado-membro em cujo território ocorrer o acidente e a consequente instalação do depósito provisório. Por essa razão, o artigo 31, parágrafo único, dispõe que a responsabilidade civil pelos danos radiológicos causados por rejeitos armazenados em depósito provisório decorrente de falha na segurança física é do próprio Estado e não da União.

A responsabilidade pela construção dos depósitos é ponto peculiar na lei 10308/2001. O projeto, a construção e a instalação de depósitos iniciais de rejeitos radioativos são de responsabilidade do titular da autorização outorgada pela CNEN para operação da instalação onde são gerados os rejeitos. Entretanto, é de responsabilidade da própria CNEN projetar, construir e instalar depósitos intermediários e finais de rejeitos radioativos, mantida sua responsabilidade mesmo nos casos de delegação. O licenciamento do depósito é assim ambiental e nuclear, mas com atribuição de empreendimento diversa segundo o tipo de depósito. Não obstante, isso não significa que os custos serão absorvidos pela autarquia federal.

O artigo 18 do diploma legal estabelece que o serviço de depósito intermediário e final de rejeitos radioativos terá seus respectivos custos indenizados à CNEN pelos depositantes, conforme tabela aprovada pela Comissão Deliberativa da autarquia federal. O valor devido será estabelecido segundo o volume a ser depositado, o ativo isotópico do volume recebido e o custo de licenciamento, da construção, da operação, da manutenção e da segurança física do depósito. Relevante anotar igualmente que o artigo 34 da lei 10308/2001 atribui aos municípios que abriguem depósitos de rejeitos radioativos o pagamento de compensação financeira mensal pelo ônus suportado. A compensação não poderá ser inferior a 10 % dos custos pagos à CNEN pelos depositantes de rejeitos nucleares.

Na hipótese de danos radiológicos pessoais, patrimoniais ou ambientais causados pelos rejeitos radioativos postos em depósito, a responsabilidade será objetiva, pela teoria do risco integral, sendo atribuída ao titular da autorização para operação, no caso do depósito inicial, e da CNEN nos demais casos. O pilar da responsabilidade pela teoria do risco integral afasta alegações de excludente de responsabilidade⁵⁴, sendo inclusive a pedra angular do direito ambiental brasileiro⁵⁵. Em derradeiro, a legislação brasileira veda em absoluto a importação de rejeitos radioativos, preceito fixado no artigo 36 da lei 10308/2001. Mas a importação de rejeitos não se confunde com a importação de material radioativo em seu sentido amplo. A resolução CONAMA

⁵⁴ STEIGLEDER (2017) pp. 180-187.

⁵⁵ BENJAMIN (2012) pp. 16-17.

24/1994⁵⁶, combinando-se com a lei 4118/1962 e com a lei 6189/1974, estabelece que toda importação ou exportação de rejeito radioativo, sob qualquer forma e composição química, em qualquer quantidade, só poderá ser efetivada com a anuência prévia da CNEN, ouvido o IBAMA.

Se de um lado a repercussão do desastre ambiental de Goiânia produziu impactos normativos em termos legais, não se pode ignorar os impactos de regência infralegal. A resolução CONAMA 358/2005⁵⁷ veio a reger expressamente os resíduos sólidos oriundos de serviços de saúde, não obstante delimite seu campo de aplicação. O artigo 1º, em seu parágrafo único, circunscreveu que não se aplica ela a fontes radioativas seladas, que devem seguir as determinações da CNEN. O artigo 23 da resolução 358/2005 estabelece que quaisquer atividades exercidas pelos serviços relacionados com o atendimento à saúde humana ou animal, inclusive os serviços de assistência domiciliar e de trabalhos de campo, laboratórios analíticos de produtos para saúde, além de outras previstas no artigo 1º da norma, que contenham radionuclídeos em quantidades superiores aos limites estabelecidos pela CNEN, estarão a produzir rejeitos radioativos do Grupo C, conforme classificação CONAMA. Isso é de especial relevância no ciclo da destinação.

O Grupo C inclui quaisquer materiais que contenham radionuclídeos a ponto de tornar sua reutilização imprópria ou não prevista. Somente poderão eles ser considerados resíduos após decorrido o tempo necessário para atingirem limite de eliminação de carga radioativa que extravase limites de segurança. Antes disso, a condição de rejeito prevalece. Nessa hipótese, quando atingido o limite de eliminação, passam a ser considerados resíduos das categorias biológica, química ou de resíduo comum, devendo seguir as determinações do grupo ao qual pertencem estes últimos.

Os acidentes e desastres nucleares repercutem em uma escala ímpar em relação a outros eventos trágicos na seara ambiental e socioambiental. Isso porque o material ou a área contaminada demandam um espaço de tempo secular para que se tenha a certificação de descontaminação, situação representada emblematicamente por Chernobyl, em que se estima milhares de anos para que a região possa ser novamente habitada. Os impactos ambientais vão desde a dissipação de calor no caso das usinas, até a avaliação de descargas químicas, biocidas e de rejeitos sanitários, além do impacto radiológico, considerando os tipos de radionuclídeos liberados. Essa é uma das razões dos questionamentos seguidos quanto às fontes de energia e ao uso da energia nuclear assim como de processos de segurança correlacionados. A polêmica foi reaberta quando do desastre ambiental de Fukushima, como salienta Susan SAKMAR, já que “as a result of that incident, many countries around the world are re-thinking, and in some cases, suspending their nuclear programs”⁵⁸.

⁵⁶ Resolução CONAMA 24/1994, de 7 de dezembro de 1994.

⁵⁷ Resolução CONAMA 358/2005, de 29 de abril de 2005.

⁵⁸ SAKMAR (2013) p. 25.

A própria natureza de risco e efeitos dos danos nucleares ambientais são amplas e não podem ser subestimadas, tanto em sua projeção de contaminação quanto pela extensão territorial do dano, comumente transfronteiriço, e transtemporal, afetando diversas gerações. Há assim um inerente potencial de conflitos acerca da justiça ambiental quando se tematiza riscos nucleares, fator que desperta as denominadas lutas sociais ambientais⁵⁹. Por essa razão, a segurança nuclear não é matéria restrita a qualquer país, é uma matéria de comprometimento internacional. A Convenção Internacional de Segurança Nuclear é um dos pilares que aglutinam a responsabilidade e a prevenção afetas a danos nucleares e ambientais como uma matéria pertinente à humanidade como um todo. Além disso, a fixação de patamares de eventos de desastres ou acidentes nucleares está submetida à escala internacional, “Escala Internacional de Eventos Nucleares” (International Nuclear and Radiological Event Scale –INES–), introduzida pela Agência Internacional de Energia Atômica, que é ligada às Nações Unidas.

Segundo a Escala, os eventos se classificam em sete níveis. Os níveis mais baixos (1 a 3) são enquadrados como incidentes e os níveis superiores (4 a 7) são configurados como acidentes. Os eventos que estão aquém do nível 1 são qualificados como sem significação para a segurança e denominam-se desvios⁶⁰. O desastre nuclear e ambiental do Césio 137 em Goiânia é capitulado como de nível 5, acidente nuclear com consequências de longo alcance, em razão do grau de exposição da população e a ocorrência de mortes. Já os desastres de Fukushima e Chernobyl figuram respectivamente nos níveis 6 e 7, embora haja dissenso em relação ao primeiro.

Em termos de integração das normas internas para com as normas internacionais, tem-se que o Protocolo da Convenção de Segurança Nuclear veio a ser aprovado no Congresso Nacional brasileiro por meio do decreto legislativo 4/1997⁶¹, e então posto em promulgação pelo decreto 2648/1998⁶². O compromisso de cumprimento da Convenção de Segurança Nuclear determina ao Brasil obrigações como a manutenção de um órgão regulatório de atuação nuclear assim como o uso ambientalmente adequado da energia nuclear. O artigo 17 da Convenção fixa obrigação de avaliação de impacto ambiental, dispondo que cada Parte Contratante tomará as medidas para assegurar que os procedimentos apropriados sejam estabelecidos e implementados para avaliar o impacto provável na segurança de uma instalação nuclear proposta, nos indivíduos, na sociedade e no meio ambiente como um todo.

Ainda em relação às normas de fonte internacional, tem-se a destacar a Convenção de Viena sobre Responsabilidade Civil por Danos Nucleares de 1963, sob a égide da Agência Internacional de Energia Atômica (AIEA), e que entrou em vigor internacional em 12 de novembro de 1977. No Brasil, a

⁵⁹ ACSELRAD (2010) pp. 103-110.

⁶⁰ INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (2003).

⁶¹ Decreto Legislativo n. 4, de 22 de janeiro de 1997.

⁶² Decreto 2648, de 1º de julho de 1998.

Convenção foi aprovada no Congresso Nacional por meio do decreto legislativo 93/1992⁶³, tendo sido promulgada pelo decreto 911/1993⁶⁴.

A Convenção define uma série de termos relevantes para a matéria ambiental e nuclear. Dentre esses, destaca-se a definição de acidente nuclear, entendido como qualquer ocorrência ou sucessão de ocorrências da mesma origem que cause danos nucleares. Já o dano nuclear significa *i*) a perda de vidas humanas, as lesões corporais e os danos e prejuízos materiais produzidos como resultado direto ou indireto das propriedades radioativas ou de sua combinação com as propriedades tóxicas, explosivas ou outras propriedades perigosas dos combustíveis nucleares procedentes ou originários dela ou a ela enviados; *ii*) os demais danos ou prejuízos causados ou produzidos desta maneira, se assim o dispuser a legislação do tribunal competente; *iii*) se assim o dispuser a legislação do Estado da Instalação, a perda de vidas humanas, as lesões corporais e os danos e prejuízos materiais que se produzem como resultado direto ou indireto de outras radiações ionizantes, que emanem de qualquer outra fonte de radiações situada numa instalação nuclear.

§ 5. CONSIDERAÇÕES FINAIS

A confrontação de fatores positivos para com fatores negativos na opção e exploração de fontes energéticas não pode ser confinada ao campo tecnológico. As implicações de regência são dinâmicas e plurais, permeando-se de fatores interdisciplinares e também por fatores socioculturais. As fontes de energia radioativa estão situadas nesse contexto regulatório e de aplicação prática. A memória social e reflexos de eventos nocivos sempre devem ser considerados tanto na identificação de patamares normativos quanto para gestão do risco e da eficácia normativa. A concorrência de fatores implica diretamente sua incursão em um cenário multifacetário de componentes e variáveis a preencher o diálogo social, jurídico e tecnológico acerca da geração, uso, manejo e exploração dos recursos minerais com potencial radioativo ou nuclear.

O regime jurídico brasileiro de gestão da geração, uso e manejo de material radioativo está inerentemente ligado a uma indissociável interface que coliga o licenciamento nuclear propriamente dito e o licenciamento ambiental. O direito ambiental nuclear é uma interseção inescapável quando se pretende estabelecer parâmetros de gestão econômica e ambiental, além da própria gestão de risco, preventiva e reativa, em matéria radioativa. Os critérios de decisão devem ser compartilhados, promovendo uma integração normativa entre os diferentes núcleos do poder estatal, sem que isso se assemelhe à perda de especialização ou a interferências atécnicas em gestões científicas de usos e manejos adequados.

⁶³ Decreto Legislativo n. 93, de 23 de dezembro de 1992.

⁶⁴ Decreto 911, de 3 de setembro de 1993.

Os contornos do risco de operação e risco potencial de acidente devem percorrer toda a dinâmica do ciclo radioativo, não podendo subestimar os desastres póstumos ao empreendimento ou atividade, ou seja, a fase de destinação de equipamentos e rejeitos há de ter especial regulação e gestão de impactos. A dinâmica do licenciamento ambiental integra-se nesse ponto, tanto sob o aspecto técnico quanto sob o aspecto democrático, que igualmente há de respeitar na participação social os limites próprios das funções especializadas dos órgãos estatais.

A dinâmica do ciclo de desastres deve observar ainda a cautela em face de potenciais manifestações de segurança ilusória, quando a calma do cenário cotidiano leva a um abrandar do necessário resguardo em face do dano potencial associado a atividades ou empreendimentos radioativos. Nesse critério, as bases de avaliação de classes ou grupos para fins de definição de procedimentos ambientais e nucleares no licenciamento há de ser constantemente posta em reapreciação, conformando-se um necessário campo regulatório para além da posição ossificada na lei. A dinâmica da gestão administrativa deve estar em sintonia com a complexidade e infinitude de variáveis que são implicadas em uma sociedade de massa, em uma sociedade de risco⁶⁵.

Em derradeiro, a necessidade de aprimoramento e integração tornam imperativos a construção e o desenvolvimento da gestão de risco e de atividade nuclear em um diálogo entre as normas internas e as normas internacionais, donde o licenciamento ambiental nuclear não pode ficar reduzido ou encaixotado ao plano normativo interno de uma nação. As normas e revisão de normas brasileiras devem, portanto, manter-se em harmonia com os patamares de revisão, teste e confirmação internacionais. Desta forma, possibilita-se garantir em face de déficits regulatórios e de execução, compreendendo que a formulação das regências de operação do regime de permissão interliga-se com amplas e diversas áreas normativas dentro do poder público e da seara econômica, todas elas implicadas também com a base de prevenção, precaução e gestão do risco ambiental.

BIBLIOGRAFIA CITADA

- ACSELRAD, Henri (2010): “Ambientalização das lutas sociais - o caso do movimento por justiça ambiental”, in *Estudos Avançados*, São Paulo, v. 24, n. 68: pp. 103-119. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40142010000100010&lng=pt&nrm=iso (último acesso: 31/7/2019).
- AHMED, Flávio Villela e OKADA, Denise Setsuko (2017): “Avaliação ambiental estratégica na perspectiva da gestão do uso e ocupação do solo urbano”, in Souza, Maria Cláudia da Silva Antunes de (org.), *Avaliação ambiental estratégica: reflexos na gestão ambiental portuária Brasil e Espanha* (Belo Horizonte, Editora Vorto) pp. 33-56.

⁶⁵ BECK (2012).

- BECK, Ulrich (2012): “A reinvenção da política: rumo a uma teoria da modernização reflexiva”, in GIDDENS, Anthony; LASH, Scott; BECK, Ulrich, *Modernização reflexiva: política, tradição e estética na ordem social moderna* (São Paulo, Editora Unesp, trad. Magda Lopes; revisão técnica Cibele Saliba Rizek) pp. 11-87.
- BENJAMIN, Antônio Herman de Vasconcellos (2002): “Direito ambiental no Brasil e nos Estados Unidos”, *Revista da Faculdade de Direito da Universidade Federal do Rio Grande do Sul*, agosto 2002: pp. 9-17. Disponível em: <http://bdjur.stj.jus.br/dspace/handle/2011/32009> (último acesso: 31/7/2019).
- CALLAN, Scott J.; THOMAS, Janet M. (2016): *Economia ambiental: aplicações, políticas e teoria* (São Paulo, Cengage Learning, trad. da sexta edição norte-americana Noveritis do Brasil).
- CAMARGO, C. T. M., COSTA, E. M. e MONTEIRO, I. A. (1996): *Contribuição para uma melhor definição das interfaces entre o licenciamento nuclear e o licenciamento ambiental*, NT-CODRE-01/96 (Brasília, Comissão Nacional de Energia Nuclear).
- CARNEIRO LEÃO, Ana Maria dos Anjos; OLIVEIRA, Ralph Santos (2011): “Radiofarmácia no Brasil após a Emenda Constitucional 49: aspectos legislativos”, In *Veredas do Direito: Direito Ambiental e Desenvolvimento Sustentável*, Belo Horizonte, v. 4, n. 7: pp. 1-9, disponível em <http://www.domhelder.edu.br/revista/index.php/veredas/article/view/61/47> (último acesso: 31/7/2019).
- FARBER, Daniel (2012): “Disaster Law and Emerging Issues in Brazil”, in *Revista de Estudos Constitucionais, Hermenêutica e Teoria do Direito (RECHTD)*, Caxias do Sul, UNISINOS, 2012. 4(1): pp. 2-15. Disponível em: doi: 10.4013/rechtd.2012.41.01 (último acesso: 31/7/2019).
- FARIAS, Talden (2017): *Licenciamento ambiental: aspectos teóricos e práticos* (Belo Horizonte, Fórum, sexta edição).
- FIGUEIREDO, Guilherme José Purvin de (2010): *A propriedade no direito ambiental* (São Paulo, Editora Revista dos Tribunais).
- INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA) (1985): *Safety Series 72, Principles for Establishing Intervention Levels for the Protection of the Public in the Event of a Nuclear Accident or Radiological Emergency* (Viena, IAEA), disponível em: https://gssn.iaea.org/Superseded%20Safety%20Standards/Safety_Series_072_1985.pdf (último acesso: 31/7/2019).
- INTERNATIONAL ATOMIC ENERGY AGENCY (IAEA) (2003): “Reference Biospheres for Solid Radioactive Waste Disposal”, Annex BII - *Guidance on the Definition of Critical and Other Hypothetical Exposed Groups for Solid Radioactive Waste Disposal*. (Viena, IAEA-BIOMASS-6), disponível em: https://www-pub.iaea.org/MTCD/Publications/PDF/Biomass6_web.pdf (último acesso: 31/7/2019).
- JORGE, Társis Nametala Sarlo (2014): *Direito nuclear brasileiro: regime jurídico* (Rio de Janeiro, Lumen Juris).
- KUBASEK, Nancy K. e SILVERMAN, Gary S. (2014): *Environmental Law* (Boston, Pearson, oitava edição).
- LEITE, José Rubens Morato e AYALA, Patrick de Araújo (2012): *Dano ambiental: do individual ao coletivo extrapatrimonial: teoria e prática* (São Paulo, Ed. Revista dos Tribunais, quinta edição).
- LORENZETTI, Ricardo Luís (2010): *Teoria geral do Direito ambiental* (São Paulo, Ed. Revista dos Tribunais, trad. Fábio Costa Morosini e Fernanda Nunes Barbosa).
- MACHADO, Paulo Affonso Leme (1987): “Prevenção do dano nuclear: aspectos jurídicos”, in *Revista Inf. Legislativa*, Brasília, Vol. 24, n. 95: pp. 335-354.
- MIRRA, Álvaro Luiz Valery (2011): *Participação, processo civil e defesa do meio ambiente* (São Paulo, Letras Jurídicas).

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

- PÉREZ LUÑO, Antonio Enrique (2012): *Perspectivas e tendências atuais do Estado Constitucional* (Porto Alegre, Editora Livraria do Advogado, trad. Jose Luiz Bolzan de Moraes e Valéria Ribas do Nascimento, Coleção Estado e Constituição, 14).
- SAKMAR, Susan L. (2013): *Energy for the 21st Century: Opportunities and Challenges for Liquefied Natural Gas (LNG)* (Cheltenham, Edward Elgar).
- SOARES, Cristina Nepomuceno de Sousa e RIBEIRO, José Cláudio Junqueira (2018): “Energia e sustentabilidade”, in CUSTÓDIO, Maraluce M. *et al. Debates sobre a produção de energia: técnicas, processo e procedimentos* (Rio de Janeiro, Ed. Lumen Juris) pp. 21-45.
- STEIGLEDER, Annelise Monteiro (2017): *Responsabilidade civil ambiental: as dimensões do dano ambiental no direito brasileiro* (Porto Alegre, Livraria do Advogado Editora).
- TROMANS, Stephen (2010): *Nuclear Law: the Law Applying to Nuclear Installations and Radioactive Substances in its Historic Context* (Oxford and Portland –Oregon–, Hart Publishing).
- VIEIRA, Suzane de Alencar (2013): “Césio-137, um drama recontado”, in *Estudos Avançados*, São Paulo, v. 27, n. 77: pp. 217-236. Disponível em: http://www.scielo.br/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0103-40142013000100017&lng=en&nrm=iso (último acesso: 31/7/2019).
- XAVIER, Allan Moreira; LIMA, André Gomes de; VIGNA, Camila Rosa Moraes; VERBI, Fabíola Manhas; BORTOLETO, Gisele Gonçalves; GORAIEB, Karen; COLLINS, Carol Hollingworth, & BUENO, Maria Izabel Maretti Silveira (2007): “Marcos da história da radioatividade e tendências atuais”. In *Química Nova*, 30(1): pp. 83-91. Disponível em: <http://www.scielo.br/pdf/%0D/qn/v30n1/18.pdf> (último acesso: 31/7/2019).

NORMAS CITADAS

- Constituição da República Federativa do Brasil, de 5 de outubro de 1988 (D.O.U. 191-A, p. 1).
- Lei 4118/1962 (D.O.U. 19/9/1962, p. 9701). Dispõe sobre a política nacional de energia nuclear. Cria a Comissão Nacional de Energia Nuclear (CNEN) e dá outras providências.
- Lei 6453/1977 (D.O.U. 18/10/1977). Dispõe sobre a responsabilidade civil por danos nucleares e a responsabilidade criminal por atos relacionados com atividades nucleares e dá outras providências.
- Lei 6938/1981 (D.O.U. 2/9/1981, p. 16509). Dispõe sobre a política nacional do meio ambiente, seus fins e mecanismos de formulação e aplicação, e dá outras providências.
- Lei 9425/1996 (D.O.U. 26/12/1996, p. 28444). Dispõe sobre a concessão de pensão especial as vítimas do acidente nuclear ocorrido em Goiânia, Goiás.
- Lei 9605/1998 (D.O.U. 13/2/1998, p. 1). Dispõe sobre as sanções penais e administrativas derivadas de condutas e atividades lesivas ao meio ambiente, e dá outras providências.
- Lei 10308/2001 (D.O.U. 21/11/2001, p. 1). Dispõe sobre a seleção de locais, a construção, o licenciamento, a operação, a fiscalização, os custos, a indenização, a responsabilidade civil e as garantias meios radioativos, e dá outras providências.
- Lei 12305/2010 (D.O.U. 3/8/2010, p. 2). Institui a política nacional de resíduos sólidos; altera a lei 9605, de 12 de fevereiro de 1998; e dá outras providências.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

- Lei complementar 140/2011 (D.O.U. 9/12/2011, p. 1). Fixa normas, nos termos dos incisos III, VI e VII do caput e do parágrafo único do art. 23 da Constituição Federal, para a cooperação entre a União, os estados, o Distrito Federal e os municípios nas ações administrativas decorrentes do exercício da competência comum relativas à proteção das paisagens naturais notáveis, à proteção do meio ambiente, ao combate à poluição em qualquer de suas formas e à preservação das florestas, da fauna e da flora; e altera a lei 6938, de 31 de agosto de 1981.
- Decreto 88351/1983 (DOFC, 3/6/1983). Regulamenta a lei 6938, de 31 de agosto de 1981, e a lei 6902, de 27 de abril de 1981, que dispõem, respectivamente, sobre a política nacional do meio ambiente e sobre a criação de estações ecológicas e áreas de proteção ambiental, e da outras providências.
- Decreto legislativo 93/1992 (D.O.U. 29/12/1992, p. 18271). Aprova o texto da Convenção de Viena sobre Responsabilidade Civil por Danos Nucleares, concluída em Viena, a 21 de maio de 1963.
- Decreto 911/1993 (D.O.U. 6/09/1993, p. 13238). Promulga a Convenção De Viena sobre Responsabilidade Civil por Danos Nucleares, de 21/05/1963, aprovada por decreto legislativo n. 93, de 23/12/1992.
- Decreto legislativo 4/1997 (D.O.U. 23/1/1997, p. 1328). Aprova o texto da Convenção de Segurança Nuclear, assinada pelo Brasil em 20 de setembro de 1994.
- Decreto 2648/1998 (D.O.U. 2/7/1998, p. 1). Promulga o Protocolo da Convenção de Segurança Nuclear, ocorram, assinada em Viena, em 20 de setembro de 1994.
- Decreto 6514/2008 (D.O.U. 23/7/2008, p. 1). Dispõe sobre as infrações e sanções administrativas ao meio ambiente, estabelece o processo administrativo federal para apuração destas infrações, e dá outras providências.
- Resolução ANVISA (Agência Nacional de Vigilância Sanitária) 38/2008, de 4 de junho de 2008 (D.O.U. 5/6/2008).
- Resolução CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) 11/1984 (D.O.U. 14/12/1984).
- Resolução CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) 10/1996 (D.O.U. 19/4/1996).
- Resolução CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) 15/2002 (D.O.U. 12/12/2002).
- Resolução CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) 28/2004 (D.O.U. 17/12/2004).
- Resolução CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) 159/2013 (D.O.U. 23/12/2013).
- Resolução CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) 166/2014, de 16 de abril de 2014 (D.O.U. 16/4/2014).
- Resolução CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) 29/1986 (D.O.U. 17/2/1986).
- Resolução CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) 9/1987 (D.O.U. 5/7/1990).
- Resolução CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) 24/1994, de 7 de dezembro de 1994 (D.O.U. 30/12/1994).
- Resolução CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) 237/1997 (D.O.U. 22/12/1997).
- Resolução CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) 279/2001 (D.O.U. 29/6/2001).
- Resolução CONAMA (Conselho Nacional do Meio Ambiente) 358/2005, de 29 de abril de 2005 (D.O.U. 4/5/2005).
- Resolução CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) 208/2016 (D.O.U. 26/12/2016).

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

КОККЕ, Marcelo ❖ “Fontes radioativas de energia e licenciamento ambiental”

Instrução normativa IBAMA (Instituto Brasileiro do Meio Ambiente e dos Recursos Naturais Renováveis) 19/2018, do 20 de agosto de 2018 (D.O.U. 27/8/2018).

Norma CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) NN 4.01 e NT-DRS01/17 (D.O.U. 1/1/2005).

Norma CNEN (Comissão Nacional de Energia Nuclear) NN 6.02 e NT-DRS01/16 (D.O.U. 29/4/2014).

Portaria CNEN/DExI (Comissão Nacional de Energia Nuclear) 1/1989 (D.O.U. 2/2/1989).

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

GENERACIÓN EÓLICA: EL RIESGO TIERRA*

Análisis de los aspectos jurídicos y financieros del impacto de la tierra en un proyecto eólico de generación de energía eléctrica

WIND GENERATION: THE LAND RISK

Study of the legal and financial matters of the land that may be taken into consideration by developing a wind generation project

Por JUAN PABLO FILIPPINI**

Resumen: El presente trabajo procura realizar un primer análisis acerca de las implicancias jurídicas y financieras que representa el riesgo tierra en el desarrollo de un proyecto eólico de generación de energía eléctrica.

Palabras clave: Energías renovables, tierra, financiamiento, desarrollo de proyectos, mitigación de riesgos.

Abstract: The main purpose of this paper is to introduce a preliminary study of both legal and financial implications related to the land risk regarding the development of a wind generation project.

Key words: Renewable energies, land, funding, project development, risk mitigation.

§ 1. INTRODUCCIÓN: ALCANCE DEL TRABAJO

En este trabajo me propongo, desde un enfoque práctico, analizar la relevancia jurídica y financiera de contar con un derecho que garantice la disponibilidad de la tierra sobre la cual se desarrollará, construirá y operará un proyecto eólico de generación de energía eléctrica de gran escala.

De este modo, no realizaré un desarrollo teórico acerca de los diferentes instrumentos jurídicos disponibles para acreditar la disponibilidad de la tierra

* Recibido:31/1/2019. Aceptado: 8/5/2019.

** Abogado (UDESA, 2018). Actualmente se desempeña como asociado en el Departamento de Energía, Recursos Naturales y Derecho Administrativo del estudio Tavarone, Rovelli, Salim & Miani. Correo electrónico: juan.pablo.filippini@trsym.com.

ni estudiaré cada uno de sus elementos, sino que más bien procuro *i*) exponer una serie de implicancias prácticas relacionadas con la elección del inmueble, y *ii*) proponer posibles mecanismos orientados a mitigar tales implicancias.

Respecto del análisis de la relevancia jurídica de los derechos disponibles para acreditar la disponibilidad de la tierra, prestaré especial atención a los requisitos previstos en la documentación licitatoria del Programa RenovAr¹, por un lado, y a las condiciones de inscripción en el Registro Nacional de Proyectos de Generación de Energía Eléctrica de Fuentes Renovables (el RENPER)², inscripción necesaria para que los proyectos de generación, cogeneración y autogeneración de fuentes renovables en general y eólica en particular se desarrollen en el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), por el otro lado.

En cuanto a la relevancia financiera, este trabajo buscará brindar una primera aproximación acerca de cuál de los instrumentos jurídicos reconocidos para acreditar la disponibilidad de la tierra, en el marco del Programa RenovAr y del RENPER, resulta más atractivo para el desarrollo de una actividad de capital intensivo, como lo es la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, donde el acceso a financiamiento de largo plazo se vuelve fundamental.

Para lograr el objetivo propuesto, se presentarán los diferentes instrumentos jurídicos reconocidos para acreditar la disponibilidad de la tierra y cómo su elección debería realizarse tomando en consideración las características propias de cada uno de ellos a fin de mitigar la mayor cantidad de riesgos al menor costo posible. Asimismo, y por las razones que expondré a lo largo del presente, dentro de todos los instrumentos reconocidos para acreditar la disponibilidad de la tierra, me limitaré a analizar el derecho real de usufructo y el derecho real de superficie, por considerar que son los dos instrumentos jurídicos que mejor se adaptan a los requisitos y necesidades relativos al desarrollo de un proyecto eólico de generación. También quedarán excluidas del presente trabajo las tierras fiscales, siendo únicamente analizadas las alternativas disponibles para acreditar la disponibilidad de tierras pertenecientes a sujetos. Ello en tanto que, en virtud del artículo 121 de la Constitución nacional, cada provincia debe legislar acerca de los bienes que se encuentran ubicados dentro de su territorio. Por ello, para un adecuado estudio acerca de los instrumentos jurídicos que mejor se adaptan a cada situación, sería necesario analizar la legislación correspondiente a cada una de las provincias argentinas, tarea que no es objeto del presente.

De este modo, y en cuanto al llamado “riesgo tierra” que cualquier proyecto de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables debe afrontar, este trabajo tomará en consideración los siguientes desafíos que aumentan la exposición del proyecto: *i*) coexistencia de actividades y/o

¹ Resolución MinEM 136/2016 (B.O. 26/7/2016); resolución MinEM 252/2016 (B.O. 31/10/2016); resolución MinEM 275/2017 (B.O. 17/8/2017).

² Creado por la resolución MinEM 281/2017 (B.O. 22/8/2017).

derechos sobre la tierra; *ii*) limitaciones a la tenencia de tierras por parte de personas extranjeras; *iii*) limitaciones geográficas para la adquisición de tierras, y *iv*) costos registrales relacionados con la instrumentalización del derecho elegido.

El análisis propuesto surge como consecuencia del actual auge de las energías renovables en la Argentina y del reconocido éxito del Programa RenovAr. En tal contexto, hay una serie de riesgos que han sido diligentemente mitigados por la estructura de RenovAr para facilitar el acceso al financiamiento necesario. En este sentido, el contrato de abastecimiento modelo del Programa RenovAr³ se destaca por procurar mitigar una serie de riesgos característicos de un contrato a largo plazo celebrado en Argentina, especialmente el riesgo soberano. Así, prevé un precio base fijo en dólares por todo su período de vigencia, la dispensa de las obligaciones del generador ante un evento de fuerza mayor, un procedimiento arbitral como mecanismo de resolución de controversias y la celebración del acuerdo de adhesión FODER, entre otras cuestiones.

En este contexto, el presente trabajo analizará el riesgo relacionado con la disponibilidad de la tierra sobre la que se desarrolla un proyecto eólico de generación de energía eléctrica, y los diferentes instrumentos disponibles para su mitigación.

Las conclusiones alcanzadas por medio de este trabajo están orientadas a ofrecer una primera aproximación a lo que constituye el riesgo tierra en este tipo de proyectos y brindar propuestas prácticas para su mitigación, procurando incentivar, en adelante, un desarrollo más profundo sobre la materia.

§ 2. CONTEXTO

a) *MARCO NORMATIVO DE LAS ENERGÍAS RENOVABLES*. — En 2006, el Congreso Nacional dictó la ley 26190⁴, que aprobó el Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía Destinadas a la Producción de Energía Eléctrica (en adelante, el “Régimen de Fomento”). Como es sabido, el objeto del Régimen de Fomento fue declarar de interés nacional la generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables. En tal sentido, se estableció como objetivo del Régimen de Fomento alcanzar una contribución del 8 % por parte de las energías renovables en el consumo eléctrico nacional, objetivo que debía alcanzarse en el plazo de diez años desde la entrada en vigencia de la norma. Finalmente, la norma instituyó, por un plazo de diez años, un régimen de inversiones destinado a la construcción de nuevas obras de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

³ El contrato de abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables modelo se encuentra adjunto a los sucesivos pliegos de bases y condiciones aprobados por la resolución MinEM 136/2016 (B.O. 26/7/2016); la resolución MinEM 252/2016 (B.O. 31/10/2016) y la resolución MinEM 275/2017 (B.O. 17/8/2017).

⁴ Ley 26190 (B.O. 2/1/2007).

Posteriormente, en 2015, el Congreso de la Nación dictó la ley 27191⁵, con el fin de modificar y ampliar ciertos aspectos de la ley 26190.

De este modo, se estableció el 31 de diciembre de 2017 como nueva fecha de cumplimiento de la obligación de alcanzar una contribución igual o mayor al ocho por ciento (8 %) de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. A su vez, se introdujo un segundo período al Régimen de Fomento, estableciendo como objetivo de consumo de este segundo período “lograr una contribución de las fuentes renovables de energía hasta alcanzar el veinte por ciento (20 %) del consumo de energía eléctrica nacional, al 31 de diciembre de 2025”⁶.

Adicionalmente, la norma impuso a los grandes usuarios del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) y a las grandes demandas, con demandas de potencia iguales o mayores a trescientos kilovatios (300 kW)⁷, el cumplimiento de las nuevas metas de consumo del Régimen de Fomento de manera especial e individual.

Por otra parte, se concedieron una serie de ventajas impositivas, en carácter de beneficios promocionales, para los titulares de inversiones y concesionarios de obras nuevas de producción de energía eléctrica generada a partir de fuentes de energía renovables.

Finalmente, por medio de la ley 27191 se creó el Fondo para el Desarrollo de Energías Renovables (FODER), un fondo fiduciario público destinado a viabilizar la adquisición e instalación de bienes de capital o la fabricación de bienes u obras de infraestructura en el marco de la ley 26190, ampliada y modificada por la ley 27191.

En 2016, el Poder Ejecutivo Nacional dictó el decreto 531/2016⁸, por medio del cual reglamentó tanto la ley 26190, modificada y ampliada por la ley 27191, como el capítulo II correspondiente a la ley 27191.

Entre otras cuestiones, el decreto dispuso la posibilidad de que los grandes usuarios del MEM y las grandes demandas cumplan con la obligación prevista en el Régimen de Fomento a través de tres maneras diferentes. La primera de ellas es la contratación individual de energía eléctrica proveniente de fuentes renovables. La segunda manera es a partir de la autogeneración o cogeneración de energía eléctrica de fuentes renovables. La tercera, mediante la posibilidad de participar en el mecanismo de compras conjuntas desarrollado por CAMMESA.

En este sentido, a fin de que CAMMESA cuente con la posibilidad de abastecer el consumo de aquellos sujetos que opten por participar en el mecanismo de compras conjunta, como así también el abastecimiento de los consumos no susceptibles de ser contractualizados, el decreto la autorizó a convocar “a una licitación pública con el objeto de celebrar los Contratos de Abastecimiento de Energía Eléctrica proveniente de fuentes renovables

⁵ Ley 27191 (B.O. 21/10/2015).

⁶ Artículo 5°, ley 27191.

⁷ Artículo 9°, ley 27191.

⁸ Decreto 531/2016 (B.O. 31/3/2016).

necesarios para abastecer a la demanda de grandes usuarios que quedaron incluidos en el mecanismo de compra conjunta”⁹, facultad que derivó en el Programa RenovAr.

Por otro lado, para que se celebren contratos individuales, fue necesario crear un nuevo mercado específico para la contratación de energía eléctrica entre privados, ya que el mercado a término del MEM se encuentra suspendido desde 2013 en virtud de la resolución 95 de la Secretaría de Energía¹⁰. Para ello, el entonces Ministerio de Energía de la Nación dictó la resolución 281/2017¹¹, por la que se aprobó el Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable (MATER). Asimismo, la norma creó el RENPER, registro de inscripción obligatoria para actuar en el SADI.

En este marco, se adjudicaron proyectos de generación por una potencia total de 4,47 GW¹² a través del Programa RenovAr¹³, proyectos por una potencia total de 500 MW¹⁴ a través de la resolución 202/2016¹⁵; y se asignó con prioridad de despacho, es decir, se concedió una preferencia para la inyección de la energía eléctrica producida¹⁶, a otros proyectos, por una potencia de 1,16 GW¹⁷ para operar en el MATER.

b) *EL DERECHO SOBRE LA TIERRA Y LOS PROYECTOS DE ENERGÍAS RENOVABLES.* — El desarrollo de un proyecto de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables en general, y eólica en particular, además de contar con permisos y autorizaciones otorgadas por parte de autoridades nacionales, provinciales, municipales y concesionarios de servicios públicos, requiere que su titular posea un derecho sobre el terreno elegido para emplazarlo a los efectos de asegurar su disponibilidad durante todo el plazo de construcción y operación del proyecto.

En ese sentido, los pliegos de bases y condiciones (los “Pliegos”) de las diferentes rondas del Programa RenovAr exigieron, para la admisibilidad de las ofertas presentadas, que los oferentes acreditaran la disponibilidad del inmueble donde pretendían instalar su central de generación. En el mismo sentido, uno de los requisitos para obtener la inscripción en el RENPER es la declaración del instrumento jurídico que posee el titular del proyecto y que le garantizará la disponibilidad de la tierra durante toda la vida del proyecto.

⁹ Artículo 9°, inciso 5, apartado viii del decreto 531/2016.

¹⁰ Resolución 95/2013 (B.O. 26/3/2013).

¹¹ Resolución 281/2017 (B.O. 22/8/2017).

¹² MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA (2017c).

¹³ Ello sin tener en cuenta la potencia que será adjudicada como consecuencia de la Ronda 3 del Programa RenovAr – MiniRen que, en el momento de la redacción de este trabajo, se encuentra en pleno proceso licitatorio.

¹⁴ COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (2018b) p. 7.

¹⁵ Resolución MinEM 202/2016 (B.O. 29/9/2016).

¹⁶ Para un análisis más profundo acerca del concepto y la reglamentación de la prioridad de despacho, remitimos a CONSTANZÓ (2018).

¹⁷ COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (2018b) pp. 21-22.

Estas exigencias por parte de las autoridades explican uno de los tantos aspectos que involucra el riesgo tierra. Hasta aquí, podría concluirse que la primera preocupación que genera la disponibilidad de la tierra se fundamenta en la factibilidad de poder iniciar el desarrollo del proyecto que se trate.

Si en el marco del Programa RenovAr, las autoridades convocantes constataran una deficiencia en la acreditación de la disponibilidad del inmueble, entonces la oferta sería descalificada y el proyecto no podría resultar adjudicado con un contrato de abastecimiento, todo ello sin perjuicio de gozar del mejor recurso disponible o de haber presentado la mejor oferta económica. Es decir, bajo el Programa RenovAr, sin importar que el proyecto ostente excelentes condiciones técnicas y/o económicas, si no se logra acreditar la disponibilidad del inmueble por, al menos, el plazo de vigencia del contrato de abastecimiento, el proyecto resultará descalificado.

Por otro lado, similar consecuencia podría presentarse en el MATER. Es decir, si se fracasa en inscribir el proyecto en el RENPER por no lograr acreditar la disponibilidad del inmueble, entonces no se podrá operar bajo el SADI y, en consecuencia, no podrán celebrarse contratos de abastecimiento de energía eléctrica a partir de fuentes renovables individuales bajo la órbita del MATER por la energía generada por el proyecto.

c) *DISTRIBUCIÓN DE RIESGOS Y “PROJECT FINANCE”*. — La actividad de generación de energía eléctrica a partir del recurso eólico se caracteriza por ser de capital intensivo. Es decir, el desarrollo de un proyecto eólico implica el desembolso de grandes sumas de dinero en su etapa inicial¹⁸ —etapas de desarrollo y construcción— sin percibir remuneración alguna hasta tanto inicie su etapa de operación comercial.

En ese sentido, la estructura de RenovAr deja librada a los sujetos adjudicados la obtención del financiamiento necesario para la construcción del proyecto. En general, los titulares de esta clase de proyectos cuentan con, al menos, tres mecanismos de financiación diferentes. El primero de ellos es a través del aporte de capital de su titular (*equity*). El segundo mecanismo consiste en la emisión de deuda reflejada en el balance de la compañía promotora del proyecto destinada a financiar el desarrollo del proyecto (*corporate finance*). El tercer mecanismo implica financiar la construcción y puesta en funcionamiento del proyecto con los recursos producidos por su operación (*project finance*). Es decir, el repago del financiamiento obtenido será realizado contra el flujo de fondos del proyecto y no contra el balance de la empresa promotora, reduciendo el costo del financiamiento a valores razonables, reemplazando, en la práctica, el riesgo de crédito soberano por el riesgo comercial¹⁹.

No obstante las opciones presentadas, la magnitud de las inversiones requeridas, inversiones que deben ser desembolsadas en las etapas iniciales

¹⁸ ELIASCHEV (2016) p. 337.

¹⁹ MAIRAL (2005) pp. 140-141.

del proyecto, dificulta que una empresa pueda llevarlas a cabo exclusivamente por medio de capital propio o a través de un *coprporate finance*²⁰.

Así, el mecanismo de financiamiento que parecería adaptarse de mejor manera a las necesidades de los titulares de grandes proyectos de generación de energía a partir de fuentes renovables es el conocido como *project finance*.

Como fuera anticipado, esta técnica de financiamiento se caracteriza porque el repago de la deuda se realiza a través del flujo de fondos de la operación del proyecto²¹. Al mismo tiempo, quienes buscan financiamiento a través de este mecanismo lo hacen porque se encuentra orientado a suplir las restricciones que existen para financiarse a través de la emisión de deuda en el balance.

Por las razones expuestas, los acreedores del proyecto tendrán en cuenta, sobre todo, la capacidad del propio proyecto para generar ingresos que permitan el repago de su inversión. Esto hace que los acreedores, de manera previa a comprometer el financiamiento, analicen cuidadosamente los riesgos del proyecto y “adopten todas las medidas necesarias para asegurar su exitosa concreción, dado que el fracaso de una de las partes involucradas puede conducir al inevitable fracaso del proyecto y, consecuentemente, tornar ilusorias sus expectativas de cobro”²².

Siguiendo la estructura de riesgos desarrollada por MAIRAL²³, puede afirmarse que, a lo largo de la vida de un proyecto de largo plazo, existen riesgos que se encontrarán presentes en la etapa de desarrollo, riesgos que surgirán durante la etapa de construcción y riesgos que habrá que mitigar durante la etapa de operación. Entonces, la identificación, asignación y mitigación de las diferentes categorías de riesgos reviste un carácter fundamental para la correcta ejecución de un *project finance*²⁴.

La estructura del Programa RenovAr y el marco normativo de las energías renovables en la Argentina han logrado atenuar en gran medida mucho de los riesgos que se encuentran presentes en un proyecto de largo plazo como es la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, al mismo tiempo que han garantizado la más amplia concurrencia de ofertas en los diferentes procesos licitatorios que se han convocado.

Esta eficacia en la atenuación de riesgos se debió, en parte, a una decisión regulatoria de exigir el cumplimiento de estándares mínimos de calidad de cada uno de los proyectos de generación que se presentaron al Programa RenovAr, so pena de descalificación de ofertas.

Como se expondrá más adelante, el riesgo tierra no fue una excepción a esta decisión regulatoria. En ese sentido, los Pliegos de las tres rondas del Programa RenovAr exigieron que los oferentes acrediten, a través de cualquiera de los instrumentos jurídicos aceptados por los Pliegos para ello, la

²⁰ AGUILAR VALDEZ (2006) p. 574.

²¹ MAIRAL (2005) p. 141.

²² GERSOVICH y TAVARONE (2000) p. 2.

²³ MAIRAL (2005).

²⁴ GERSOVICH y TAVARONE (2000) p. 113.

disponibilidad del inmueble sobre el que pretendían emplazar la central de generación por, al menos, toda la vigencia del contrato de abastecimiento.

Asimismo se exigió que el inmueble elegido se encuentre libre de todo gravamen y su titular libre de inhibiciones a la fecha de suscripción del contrato de abastecimiento, extremos que debían acreditarse mediante la presentación de un certificado de dominio e inhibición actualizado a la fecha de suscripción del contrato.

Adicionalmente, se requirió que el instrumento a partir del cual se pretenda acreditar la disponibilidad del inmueble prevea la posibilidad de ceder el derecho del uso del suelo en favor de un tercero, siempre que éste sea el titular de la central de generación.

Por último, se exigió que los oferentes presenten, junto con sus ofertas, documentación, emitida por autoridad competente, que certifique que los inmuebles involucrados en el desarrollo de sus proyectos se encontraban correctamente habilitados para que en ellos se llevara a cabo la actividad de generación de energía eléctrica.

Sin embargo, más allá de este estándar de calidad mínimo, el Programa RenovAr decidió delegar una parte importante del riesgo tierra en el sector privado. Así, fueron los titulares de los proyectos quienes eligieron la ubicación del inmueble, sus condiciones y el instrumento jurídico con el que acreditaron y aseguraron su disponibilidad.

De este modo, si bien parte del riesgo tierra ha sido mitigado por las exigencias regulatorias de los Pliegos, otra parte del riesgo ha sido asumida por los titulares de los proyectos. Entonces, las condiciones del suelo, el instrumento elegido, la situación catastral del inmueble y otra serie de situaciones dependerá de cada caso concreto y de las precauciones que haya tomado, o no, cada titular. Por ello, y sin perjuicio de la decisión regulatoria de mitigar, entre otros, el riesgo tierra, este factor es analizado con detenimiento por aquellos sujetos que se encuentren dispuestos a financiar esta clase de proyectos.

En tal sentido, resulta de vital importancia lograr identificar correctamente el riesgo tierra y, de ese modo, mitigarlo de la manera más eficiente posible, entendiendo por eficiencia la obtención de mayor seguridad al menor costo, para aspirar a las mejores condiciones de financiamiento disponibles en el marco de un *project finance*.

Lo anterior se expresa en razón de que cualquier contingencia que sufra el proyecto impactará en su flujo de fondos y, por lo tanto, dificultará el repago del financiamiento. Por ello, las entidades dispuestas a proveer el financiamiento requerido, al efectuar un análisis de rentabilidad del proyecto, prestarán especial atención a los riesgos a los cuales se enfrenta el proyecto, dentro de los que destaco el riesgo tierra.

Así, en la mayoría de los casos, tales entidades serán reticentes a financiar proyectos riesgosos o, cuando estén dispuestas a hacerlo, es esperable un elevado costo por tal financiamiento. Por ello, es importante detectar y mitigar todos los riesgos en general y el riesgo tierra en particular en el marco de esta clase de proyectos. En lo que al riesgo tierra compete, las entidades

financieras referidas prestarán especial atención a la validez del derecho adquirido sobre el inmueble y las facultades reconocidas por tal derecho a su titular para repeler todo tipo de contingencia que pudiera surgir a lo largo de la vida del proyecto.

§ 3. LA TIERRA

a) *INSTRUMENTOS PARA ACREDITAR SU DISPONIBILIDAD.* — Según lo hasta aquí expuesto, el elemento tierra reviste una gran importancia en el desarrollo de un proyecto de generación de energía eléctrica a partir del uso de fuentes renovables, en general, y del recurso eólico, en particular. En consecuencia, los Pliegos contemplaron una serie de derechos en virtud de los cuales los oferentes podían acreditar tal disponibilidad, a saber: *i)* un derecho real de dominio sobre el inmueble; *ii)* un derecho personal de uso y goce proveniente de un contrato de locación; *iii)* un derecho real de superficie o usufructo, o en su defecto un derecho de opción de constituir un derecho real de superficie o usufructo, o *iv)* un derecho personal resultante de un contrato de comodato.

Adicionalmente, las autoridades convocantes han permitido la acreditación de la disponibilidad del inmueble mediante la constitución de una servidumbre administrativa cuando los proyectos fueran a ser emplazados sobre tierras fiscales. De todos modos, como fuera adelantado, tal supuesto es ajeno al objeto de este trabajo.

Sin perjuicio del amplio abanico de posibilidades para acreditar la disponibilidad de la tierra sobre la cual se instalará una central eólica de generación de energía eléctrica, entiendo que, en la generalidad de los casos, solo dos de ellos satisfacen las necesidades de eficiencia propias de la industria, es decir, la mitigación de la mayor cantidad de riesgos al menor costo posible.

En este sentido, y si bien la adquisición de un derecho real de dominio otorga el mayor grado de seguridad posible, el costo de adquisición de la tierra torna tal alternativa ineficiente, razón por la cual, habiendo alternativas más económicas y que otorgan un grado de seguridad similar, no resulta recomendable, en principio, la adquisición de la tierra para el desarrollo de este tipo de proyectos. Ello en razón de que, en la generalidad de los casos, la adquisición de un derecho perpetuo (derecho real de dominio) resultará más onerosa que la adquisición de un derecho temporal (por ejemplo, derecho real de usufructo o de superficie).

Por otro lado, entiendo que los contratos de locación y comodato tampoco cumplen con el extremo de eficiencia mencionado anteriormente. En estos casos tal apartamiento no se encuentra relacionada con el costo relacionado a los contratos, sino que, por el contrario, se encuentra vinculado a la mitigación de riesgos. Esto se debe, principalmente, al hecho de que los contratos mencionados se limitan a reconocer derechos personales en favor del titular del proyecto por lo que, ante cualquier contingencia, no podrá hacer valer su derecho ante un tercero de buena fe que no haya conocido o debido conocer

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

la existencia del contrato que lo vincula con el propietario de la tierra. Ello, sumado a la probabilidad de que en un plazo de, por lo menos, veinte años surja cualquier tipo de controversia sobre el inmueble, constituye un riesgo innecesario en el desarrollo de esta clase de proyectos.

De este modo, considero que los derechos reales de usufructo y superficie son los que mejor se adaptan a las exigencias propias del desarrollo de un proyecto eólico de generación de energía eléctrica. En ese sentido, ambos derechos permiten postergar en el tiempo el costo relacionado con la adquisición del derecho que se trate, al mismo tiempo que conceden un grado de seguridad relativamente similar al que se adquiere en virtud de un derecho real de dominio. En efecto, al postergar en el tiempo el pago del canon acordado, el titular del proyecto se encontrará en condiciones de afrontar tales pagos a través del flujo de fondos del proyecto. Adicionalmente, por su carácter de derechos reales, tanto el usufructo como la superficie gozan de ciertas características que permiten mitigar en gran medida los riesgos inherentes a la tierra. Dentro de tales características se destaca la necesidad de inscribir el instrumento que reconoce el derecho ante el Registro de la Propiedad Inmueble que corresponda. Esta necesidad no solo presume la relación entre el titular del proyecto y el propietario conocida por todos, evitando así que un tercero alegue un mejor derecho sobre la tierra con posterioridad a la inscripción, sino que también implica que el instrumento jurídico es considerado válido por las autoridades competentes, por lo que ningún tercero que se considere con un mejor derecho sobre el inmueble podrá alegar la nulidad del instrumento por el que fuera adquirido el derecho del que se trate.

Así, de los instrumentos jurídicos previstos en los Pliegos, y por las razones expuestas, considero que los que mejor se adaptan a las necesidades del desarrollador, y a las posibles exigencias del acreedor en el marco de un *project finance*, son los derechos reales de usufructo y de superficie.

b) *¿DERECHO DE SUPERFICIE O DERECHO DE USUFRUCTO?* — Si bien en su esencia ambos derechos se asemejan mucho, existen determinadas características del derecho real de superficie que lo distinguen del derecho real de usufructo y, por ello, lo presentan como el instrumento jurídico más apropiado para el desarrollo de un proyecto eólico de generación de energía eléctrica. Esto se debe, principalmente, a que el derecho de superficie es un derecho que fue originalmente diseñado para la ejecución de obras o construcciones, característica de la cual carece el derecho de usufructo.

Por ello, el derecho de superficie otorga mayor seguridad al desarrollador en tanto que, a lo largo de la obra y durante la operación de la central de generación, el superficiario será el propietario de lo construido. En cambio, con un derecho de usufructo, lo construido será siempre propiedad del titular del inmueble y el usufructuario solo tendrá el derecho exclusivo de instalar y operar la central de generación durante el plazo de vigencia del derecho de usufructo.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

Adicionalmente, el derecho real de superficie faculta a su titular a hipotecar tanto el derecho a construir como la propiedad superficiaria. Esta facultad, ausente en el caso del derecho de usufructo, en caso de ser ejercida, podría otorgar mayor seguridad tanto a quien conceda el financiamiento, que se encontrará facultado a ejecutar la hipoteca en caso de incumplimiento, como al titular del proyecto, a quien le permitirá acceder a una financiación más simple y económica.

Otra de las ventajas del derecho de superficie sobre el de usufructo es que, a diferencia de este último, faculta a su titular a constituir un derecho real de usufructo sobre la propiedad superficiaria. Esto le permitirá al desarrollador, siempre y cuando el inmueble sea lo suficientemente extenso, constituir un derecho real de usufructo, sobre una parte indivisa del inmueble, en cabeza de otra sociedad para el desarrollo de una nueva central de generación, aprovechando los estudios técnicos ya realizados por la central original, sin necesidad de contar con la conformidad previa del dueño de la tierra. Esto evitaría posibles conflictos con el propietario y facultaría al superficiario a acordar con el nuevo usufructuario el pago mancomunado del canon oportunamente acordado con el propietario por el derecho real de superficie constituida en su favor.

Asimismo, la posibilidad de sujetar el plazo de ambos derechos a una condición resolutoria permitirá al titular del proyecto constituir y registrar cualquiera de los dos derechos con anterioridad a la adjudicación o celebración de un contrato de abastecimiento de energía eléctrica de fuentes renovables. De todas maneras, esta situación podría generar la obligación de abonar el impuesto de sellos al momento de instrumentar el contrato, obligación impositiva que deberá ser afrontada incluso en el caso en el que el proyecto no resulte adjudicado y se cumpla la condición acordada²⁵.

Finalmente, debe tenerse en cuenta que el derecho de superficie, al reconocer al superficiario como el dueño de lo construido, impone al propietario del inmueble, salvo pacto expreso en contrario, la obligación de indemnizar al superficiario por las construcciones adquiridas al finalizar el plazo de vigencia de la superficie.

En virtud de lo manifestado, y considerando que, tanto en el procedimiento de constitución como en todos los demás elementos, ambos derechos son prácticamente idénticos, considero que, ante la posibilidad de optar por uno de ellos, es recomendable elegir el derecho real de superficie. De todas maneras, es de destacar que, al día de la fecha, gran parte de los titulares de proyectos eólicos han optado por acudir a la figura del derecho real de usufructo. Esto puede deberse a lo novedoso que resulta la superficie en el derecho argentino. En este sentido, hasta 2015, el instrumento jurídico más eficiente para el desarrollo de un proyecto de infraestructura era el derecho

²⁵ En este sentido, y a modo de ejemplo, se cita el Código Fiscal de la Provincia de Buenos Aires que, en su artículo 259, al referirse al impuesto de sellos, manifiesta que “los actos sujetos a condición se entenderán, a los efectos del impuesto, como si fueran puros y simples”.

real de usufructo. Por ello, tanto los titulares de proyectos como los propietarios de inmuebles han preferido utilizar una figura conocida en lugar de aventurarse en una figura por conocer.

c) *DESAFÍOS PUNTUALES*. — Existen diferentes desafíos que deben ser tenidos en cuenta en el momento de adquirir un derecho sobre un inmueble donde se instalará una central eólica de generación de energía eléctrica. Un correcto tratamiento de tales desafíos permitirá mitigar la exposición del proyecto al riesgo tierra, circunstancia que facilitará tanto la obtención de financiamiento para su desarrollo como su posterior construcción y operación comercial. Algunos de los principales desafíos referidos con anterioridad se desarrollan a continuación.

1. *Coexistencia de actividades sobre la tierra*. Es común que se lleven a cabo diferentes actividades económicas dentro de los límites del inmueble elegido para el emplazamiento de una central de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables. En este sentido, hay que recordar que este tipo de generación de energía comenzó a desarrollarse de manera significativa a partir de 2016 con el inicio del Programa RenovAr. Por ello, no es extraño que se ejerzan actividades económicas sobre el inmueble elegido para el emplazamiento de una central de generación con anterioridad a tal fecha, sobre todo cuando la tierra elegida es apta para el desarrollo de tales actividades. Así, por ejemplo, el titular de un proyecto eólico puede verificar que sobre el terreno optado se ejercen actividades como la ganadería, agricultura, minería o hidrocarburífera.

Todas las actividades mencionadas en el párrafo anterior podrían interferir negativamente en el desarrollo de este tipo de proyectos. En consecuencia, será necesario que el titular del proyecto cuente con un derecho sobre la tierra que le permita eliminar, de ser posible, estos riesgos de interferencia. Asimismo, será necesario que tal derecho le permita mitigar los riesgos conocidos al momento de adquirir el derecho sobre la tierra como los posibles riesgos que podrían surgir a lo largo de todo el plazo de vida de la central de generación.

Tal necesidad de protección puede ser provista tanto por el derecho real de usufructo como por el de superficie cuando los riesgos de interferencia se presenten por el ejercicio de actividades agrícolas o ganaderas sobre el inmueble. Así, en el momento de constituir uno de estos derechos se deberá delimitar claramente en el instrumento constitutivo del derecho la superficie del inmueble que será ocupada por el proyecto.

Una vez delimitada la superficie abarcada, podrían presentarse diferentes escenarios. Una posibilidad sería que el propietario ejerciera, en el momento de celebrar el instrumento constitutivo, actividades de ganadería y/o agricultura sobre el inmueble. Ante esa situación, podría acordarse que, sin perjuicio de la constitución del derecho, el propietario continuara facultado para ejercer su actividad sobre el inmueble con excepción de la superficie concedida al proyecto. De este modo, cualquier interferencia en el

desarrollo del proyecto originada por la actividad del propietario constituiría un incumplimiento contractual, y la consecuente aplicación de penalidades en favor de su titular.

Una segunda posibilidad es que, en el momento de celebrar el contrato constitutivo, el propietario no ejerza ningún tipo de actividad sobre el inmueble. Ante esta situación, entiendo que el titular del proyecto se encontrará en una mejor situación para acordar contractualmente la imposibilidad del propietario de ejercer cualquier tipo de actividad que interfiera con la de generación de energía eléctrica dentro del inmueble y no solo de la superficie abarcada por el proyecto. Sin perjuicio de ello, y ante el hipotético caso en el que el propietario se rehúse a aceptar tales condiciones, es recomendable replicar lo expuesto en el párrafo anterior.

Como podrá apreciarse, la tarea de mitigación de los riesgos relacionados con el ejercicio de actividades agrícolas o ganaderas dentro del inmueble es relativamente sencilla. Esto se debe principalmente a que el ejercicio de tales actividades depende exclusivamente de la voluntad del propietario. Así, quien no cuente con su autorización expresa, no podrá ejercer tales actividades. De este modo, al limitar el uso del inmueble por parte del propietario, se estaría mitigando en gran medida la posibilidad de que el ejercicio de cualquiera de estas actividades interfiera con el correcto desarrollo del proyecto.

Sin embargo, hay otras actividades cuya prevención no resulta tan sencilla. En este sentido, la normativa vigente no requiere el consentimiento previo del propietario para el ejercicio de ciertas actividades mineras o hidrocarbúricas. Así, por ejemplo, para ejercer la concesión de explotación prevista en la ley 17319 no se requiere del consentimiento previo del propietario e incluso su oposición expresa no resulta una causal suficiente para disponer la suspensión de los trabajos autorizados por la autoridad concesionaria²⁶.

Entonces, el hecho de que se realicen declaraciones y garantías en el documento constitutivo del derecho sobre el inmueble en virtud de las cuales el propietario declare y garantice no tener conocimiento sobre ningún permiso de exploración y/o explotación minera o de hidrocarburos otorgado sobre su inmueble, y se comprometa a, en un futuro, no prestar consentimiento para el otorgamiento de dichos permisos informando la existencia del contrato suscripto con el generador de energía eléctrica, no resulta resguardo suficiente para evitar algún tipo de interferencia en el desarrollo del proyecto como consecuencia de actividades hidrocarbúricas o mineras en el inmueble²⁷.

Por ello es importante que el instrumento elegido pueda ser inscripto en el Registro de la Propiedad Inmueble que corresponda y, en consecuencia, se presuma conocido por todos. Ello se debe a que, si bien la legislación vigente no requiere del consentimiento previo del propietario para el ejercicio de las actividades mencionadas, de ningún modo el titular de un permiso de exploración o una concesión de explotación se encuentra facultado a generar

²⁶ Artículo 66, ley 17319 (B.O. 30/6/1967).

²⁷ PERRONE (2019).

un daño injustificado sobre un tercero. Así, cualquier interferencia con el desarrollo del proyecto representaría un daño al patrimonio de su titular, generando una acreencia en su favor. Si bien esto no garantiza que el proyecto no sufra interferencias y/o demoras como consecuencia del ejercicio de actividades hidrocarburíferas o mineras en el inmueble, sí reconoce una obligación de reparación por parte de quien ejerza tales actividades. Dependiendo del monto de la reparación, podría representar una razón suficiente para evitar su ejecución.

De acuerdo con todo lo expuesto, existen grandes posibilidades de que se lleven a cabo una serie de actividades, diferentes a la generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables, sobre el inmueble elegido para el desarrollo del proyecto. Sin embargo, si el titular del proyecto optara por adquirir un derecho real de superficie o usufructo sobre el mismo, tal coexistencia de actividades no debería interferir con su desarrollo. Ello se debe a que los derechos mencionados poseen ciertas características que le conceden a su titular cierta flexibilidad para sobreponerse a estos desafíos. Algunas de las posibilidades disponibles han sido desarrolladas en este apartado, pero debe tenerse en cuenta que, gracias al abanico de posibilidades previstas por estos derechos, muchas más soluciones pueden ser encontradas.

2. *Limitación de tenencia de tierras por parte de extranjeros.* La limitación de tenencia de tierras rurales dentro del territorio de la República Argentina por parte de personas extranjeras es otra cuestión que, hasta el 26 de abril de 2018, debía ser tenida en cuenta por parte de los titulares de proyectos de generación de energía eléctrica de fuentes renovables.

En tal sentido, los sujetos mencionados se encontraban sujetos a la ley 26737²⁸, norma que regula los límites a la titularidad y posesión por parte de las personas extranjeras de las tierras rurales ubicadas en el país.

De este modo, la norma impone la necesidad, por parte de las personas extranjeras, de contar con un certificado de habilitación²⁹ (emitido por el Registro Nacional de Tierras Rurales) de manera previa a adquirir la propiedad o ejercer la posesión de un inmueble catalogado, por la autoridad competente, como rural, so pena de declarar la nulidad total, absoluta e insanable del acto jurídico celebrado.

Asimismo, la norma limitó la cantidad de tierras rurales que pueden ser adquiridas por personas extranjeras, siendo el 15 % tal límite. Adicionalmente, se encuentra expresamente prohibido que más del 30 % de las tierras correspondientes al límite mencionado se encuentren bajo el dominio o posesión de personas de una misma nacionalidad extranjera.

Como podrá apreciarse, de manera previa a iniciar el desarrollo de un proyecto eólico, el titular extranjero debía constatar en el Registro Nacional

²⁸ Ley 26737 (B.O. 22/12/2011).

²⁹ Artículo 1, Anexo I de la Disposición de la Dirección Nacional del Registro Nacional de Tierras Rurales 1/2013 (B.O. 25/4/2013).

de Tierras Rurales la disponibilidad de tierras, en el sitio elegido para la ejecución del proyecto, para su adquisición.

De todas maneras, tal exigencia ha sido eliminada por medio de la disposición 26/2018 de la Dirección Nacional del Registro Nacional de Tierras Rurales³⁰, norma que sustituyó el artículo 13 de la Disposición Técnico Registral 1/2013³¹, por la cual no se requerirá la obtención del certificado de habilitación cuando se transfiera la titularidad o posesión de un inmueble con destino al desarrollo de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables.

3. *Zona de seguridad de fronteras.* Otra limitación a la posesión de tierras a la que deben prestar especial atención los titulares de proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables es la dispuesta por la Dirección Nacional de Asuntos Técnicos de Frontera.

Así, la ley 12913³² –que ratificó, entre otras cuestiones, el decreto ley 15385/1944, y que fuera modificada por la ley 23554³³– declaró de conveniencia nacional que los bienes, incluyendo inmuebles, ubicados en la zona de seguridad declarada por la Dirección Nacional de Asuntos Técnicos de Frontera pertenezcan a ciudadanos argentinos nativos.

Con el objeto de sistematizar y ordenar la normativa vigente en la materia, el entonces Ministerio del Interior dictó la resolución 166/2009³⁴. La norma en cuestión dispuso la obligación, tanto a las personas jurídicas locales como a las personas jurídicas extranjeras, de solicitar la previa conformidad de la Dirección Nacional de Asuntos Técnicos de Frontera para la adquisición de bienes inmuebles de naturaleza rural que se encuentren situados en las zonas de seguridad declaradas por tal autoridad.

En consecuencia, las personas jurídicas locales que pretendan desarrollar su proyecto en un inmueble rural deberán solicitar la previa conformidad del organismo e informar sus antecedentes comerciales y los antecedentes del inmueble que se pretenda adquirir. Para ello, entre la documentación que debe ser presentada, la autoridad competente requiere que el solicitante indique el acto jurídico para el cual se solicita la previa conformidad y la finalidad y/o destino del inmueble que se pretende adquirir.

Asimismo, debe tenerse en cuenta que el plazo de validez de las resoluciones de previa conformidad es de un año a contar desde su otorgamiento, por lo que, vencido tal plazo, la autorización caducará en forma automática. Sin perjuicio de ello, la norma prevé un trámite abreviado para su renovación. De este modo, solo deberá presentarse una nueva solicitud de previa conformidad junto con los antecedentes del inmueble y una declaración jurada para trámite abreviado, todo certificado por escribano público.

³⁰ Disposición 26/2018 (B.O. 2/5/2018).

³¹ Disposición 1/2013 (B.O. 25/4/2013).

³² Ley 12913 (B.O. 3/6/1947).

³³ Ley 23554 (B.O. 5/5/1988).

³⁴ Resolución 166/2009 (B.O. 5/3/2009).

La no obtención de la previa conformidad o la pérdida de vigencia de la previa conformidad implicará la nulidad del acto jurídico en virtud del cual el solicitante adquirió el inmueble ubicado en la zona de seguridad de fronteras.

En consecuencia, el titular de un proyecto deberá prestar especial atención a la ubicación del inmueble elegido, ya que si se encuentra en zona de seguridad de fronteras y no se solicita la previa conformidad ante las autoridades competentes, el proyecto podría sufrir importantes interferencias en su desarrollo pudiendo llegar a generar, incluso, su prematura conclusión.

4. *Aspectos registrales.* Instrumentar tanto un derecho de usufructo como uno de superficie obliga a incurrir en costos registrales en razón de que, debido a su carácter de derechos reales que recaen sobre cosas registrables, ambos instrumentos deben ser elevados a escritura pública para su validez y registrados en el registro de la propiedad inmueble correspondiente para su oponibilidad ante terceros.

Por ello, para evitar los costos notariales referidos, los titulares de proyectos de generación pueden celebrar contratos de opción por los cuales el propietario del inmueble les confiera un derecho irrevocable para constituir un derecho real de superficie y/o usufructo en caso de que se dieran las condiciones técnicas y económicas adecuadas para el desarrollo del proyecto.

Aunque la ley exige que el instrumento mediante el cual se obligan las partes debe observar la forma exigida para el contrato definitivo, es decir, para el caso concreto la forma de escritura pública, en la práctica tal requisito no ha sido exigido por las autoridades para este tipo de proyectos. Si bien, al día de la fecha, la jurisprudencia no se ha expedido al respecto, el incumplimiento de la forma legal podría eventualmente dar lugar a la nulidad del contrato de opción.

Asimismo, este tipo de contratos tienen un plazo máximo de vigencia de un año. Como podrá observarse, este plazo resulta extremadamente breve para determinar la factibilidad de un proyecto de generación de energía eléctrica a partir de fuentes eólicas, suscribir un contrato de abastecimiento y obtener el financiamiento necesario para su desarrollo.

Sin perjuicio de ello, parte de la doctrina ha entendido que el plazo mencionado precedentemente solo alcanza a las promesas de celebrar contratos previstos en el artículo 995 del CCyC, por lo que “no se aplica al contrato de opción del art. 996, según se desprende de la propia redacción de la norma y de la diferencia con el texto del art. 934 del Proyecto de 1998 de Unificación del Código Civil con el de Comercio”³⁵.

³⁵ Opinión unánime de la “Comisión 4. Contratos: ‘Formación progresiva del contrato: tratativas y pactos preliminares’” integrada por los Dres. Federico de Lorenzo, Noemí Nicolau, Cristina Armella, José M. Gastaldi, Celia Weingarten, Fulvio Santarelli, Sergio Barotto, Mariano Esper, Eduardo Lombardi, Leonardo Beder, Gabriela Sotomayor, Enrique Pita, Ariel Moreno y María Belén Riobó en las XXV Jornadas Nacionales de Derecho Civil que tuvieron lugar en la ciudad de Bahía Blanca, provincia de Buenos Aires, durante los días 1, 2 y 3 de octubre de 2015.

Otra interpretación doctrinaria para limitar el alcance del artículo en cuestión es que “la limitación del plazo máximo aplica únicamente al contrato de opción que configure un ‘contrato preliminar’ pero no al contrato de opción celebrado como ‘contrato definitivo’”³⁶.

De todas maneras, al carecer, al día de la fecha, de jurisprudencia que haya interpretado la norma en cuestión, entiendo conveniente seguir la opinión de Ricardo Lorenzetti, codificador y ministro de la Corte Suprema de la Nación, en el sentido de que el plazo máximo de un año debe aplicarse no solo al contrato de opción preliminar, sino que también al contrato de opción definitivo³⁷.

No obstante lo explicado a lo largo del presente apartado, el derecho de opción es un derecho personal con las implicancias que ello representa. Así, en el hipotético caso en que el propietario del inmueble se rehusara a constituir el derecho real, el titular de la opción sólo podrá exigir su cumplimiento en sede judicial. De todos modos, existen instrumentos para mitigar tal riesgo, como el otorgamiento de un poder especial irrevocable por un determinado plazo a favor del titular de la opción para constituir por sí el derecho real sobre el inmueble del propietario.

En definitiva, es posible celebrar contratos de opción para constituir, posteriormente, tanto un derecho de superficie como un derecho de usufructo. Este tipo de contratos permitirá al titular del proyecto postergar el pago de los costos notariales relacionados a la escrituración e inscripción de un derecho real en el registro público correspondiente. Sin perjuicio de ello, si no se toman los recaudos necesarios, puede suceder que una vez que el proyecto es adjudicado con un contrato de abastecimiento, el propietario se rehusó a cumplir su obligación por el precio originalmente acordado. Esto, posiblemente, produzca retrasos en el emplazamiento de la obra, lo que se verá reflejado en un retraso en la entrada en operación de la central de generación con todo lo que ello implica.

§ 4. CONCLUSIONES

A través de este trabajo me propuse analizar, desde un punto de vista práctico, las implicancias jurídico-financieras de los derechos reconocidos en el marco del Programa RenovAr y del RENPER para acreditar la disponibilidad de la tierra sobre la cual se desarrollan proyectos de generación de energía eléctrica a partir de fuentes renovables a través de la tecnología eólica.

Opté por realizar este tipo de análisis ya que, como he explicado a lo largo del trabajo, ambas materias se encuentran estrechamente relacionados en el desarrollo de un proyecto eólico. En ese sentido, el desarrollo de estos

³⁶ SERRANO REDONNET (2015) p. 801.

³⁷ Sin perjuicio de ello, el magistrado no argumenta su postura en su obra en la que comenta el Código Civil y Comercial de la Nación. Por ello, creemos que es posible un cambio de interpretación en el sentido descripto.

proyectos requiere de acceso a financiamiento cuyo costo permita el desarrollo del proyecto con recursos provenientes, únicamente, de su flujo de fondos. Así, los titulares de proyectos que aspiren a este tipo de financiamiento necesitarán, entre otras cuestiones, mitigar en el mayor grado posible todos los riesgos inherentes al proyecto que puedan impactar en su flujo de fondos ya que, a menor riesgo, menos costosos resultará financiarse.

De lo expuesto en el párrafo anterior, resulta evidente la relación existente entre lo jurídico y lo financiero en el desarrollo de proyectos eólicos de generación de energía eléctrica. Es decir, esta clase de proyectos, para ser financieramente viables, requieren mitigar en el mayor grado posible los riesgos que pudieran afectarlos. Tal tarea se logra a través de instrumentos jurídicos lo suficientemente sólidos como para proteger al proyecto.

De este modo, este trabajo ha resaltado el hecho de que los proyectos eólicos de generación de energía eléctrica, a lo largo de toda su vida útil, deben afrontar y, en consecuencia, mitigar una gran cantidad de riesgos, muchos de los cuales han sido profundamente estudiados por especialistas en la materia.

Por medio de este trabajo, me propuse brindar una primera aproximación al riesgo tierra, a su impacto en el desarrollo de un proyecto de generación de energías renovables a partir de fuentes eólicas y presentar algunas propuestas para lograr mitigarlo procurando motivar, en adelante, un desarrollo más profundo acerca de la materia.

De este modo, he identificado una serie de componentes que configuran el riesgo tierra, sin que ello implique que sean los únicos que lo hacen, los cuales se resumen a continuación.

En primer lugar, se ha hecho referencia a la posibilidad de que coexistan diferentes actividades económicas sobre el mismo inmueble utilizado para el desarrollo del proyecto. Tal coexistencia de actividades podría generar interferencias en la etapa de construcción del proyecto que posterguen la entrada en operación comercial de la central de generación impactando, entonces, en el flujo de fondos del proyecto. Para mitigar este riesgo, se ha propuesto identificar de manera clara y precisa en el instrumento constitutivo del derecho que acredita la disponibilidad del inmueble la superficie del inmueble que será abarcada por el proyecto. De este modo, se puede limitar la actividad del propietario del inmueble sobre la superficie comprometida para el desarrollo del proyecto.

Asimismo, se ha demostrado la dificultad de limitar el ejercicio de ciertas actividades, como lo son la actividad minera o hidrocarburífera, ya que en ciertos casos tal ejercicio no requiere de la autorización previa del propietario del inmueble. Por ello, se considera conveniente que el titular del derecho adquiera un derecho real sobre el inmueble elegido. Ello en razón de que este tipo de derechos requiere su inscripción en el Registro de la Propiedad Inmueble y, a partir de tal inscripción, el derecho se considera conocido por todos. De este modo, cualquiera que ejerza una actividad económica en el inmueble, con posterioridad a la inscripción del derecho, y en consecuencia genere un daño al proyecto y, por lo tanto, a su titular, será pasible de una acción de daños y perjuicios. Si bien esto no garantizaría la coexistencia armónica de

actividades en el inmueble, si generará un derecho de indemnización en favor del desarrollador si tal coexistencia interfiriera en el desarrollo del proyecto.

Un segundo desafío planteado se encuentra relacionado con la adquisición de tierras por parte de personas jurídicas. En ese sentido, se ha destacado la limitación que existía, hasta mediados de 2018, sobre las personas extranjeras para adquirir tierras rurales destinadas a la generación de energía eléctrica de fuentes renovables dentro de los límites de la República Argentina. Asimismo, se ha identificado la necesidad de las personas jurídicas, tanto locales como extranjeras, de tramitar la previa conformidad de las autoridades competentes de manera previa a la celebración de actos jurídicos sobre inmuebles que se encuentren ubicados dentro de la zona de seguridad de fronteras delimitada por la autoridad competente.

El manejo de estos desafíos dependerá de la debida diligencia de los dueños de los proyectos y sus asesores técnicos, ya que sin importar el derecho que se adquiera, los trámites deberán llevarse a cabo de igual manera. En tanto que la consecuencia de su inobservancia es la nulidad del acto jurídico celebrado, es importante que el desarrollador inicie los trámites con el tiempo suficiente y los considere en el cronograma de ejecución del proyecto. De este modo, se evitarán retrasos en la ejecución del proyecto.

Finalmente, se ha presentado la necesidad de postergar, en la medida de lo posible, los costos notariales relacionados con la adquisición de un derecho real sobre la tierra en la cual se va a desarrollar el proyecto.

La propuesta para sobreponerse al desafío en cuestión consiste en celebrar un acuerdo de opción para celebrar un contrato de usufructo o superficie en virtud del cual el propietario del inmueble le conceda al desarrollador, hasta tanto informe su decisión de ejercer, o no, la opción prevista, un derecho exclusivo para llevar a cabo los estudios técnicos que le permitan determinar la factibilidad de desarrollar el proyecto en el inmueble. De este modo, podrían prorrogarse todos los costos notariales hasta tanto se instrumentalice el contrato definitivo.

Como puede apreciarse, el titular de un proyecto eólico de generación de energía eléctrica podrá resguardarse de los desafíos planteados a través de la adquisición de un derecho real. Sin embargo, no cualquier derecho real satisface el requisito de eficiencia de la industria, por lo que, si se desea desarrollar un proyecto competitivo, no se recomienda la adquisición de la tierra.

Lo anterior significa que los derechos recomendados para disponer del inmueble son los de usufructo y superficie. En ese sentido, y si bien ambos derechos resultan suficientes para acreditar tal extremo, este trabajo ha brindado razones suficientes para que, en caso de ser posible, se opte por el derecho real de superficie.

Por todo ello, considero cumplido el desafío planteado al inicio del trabajo en el sentido de presentar una primera aproximación de lo que implica el riesgo tierra, sus posibles impactos en el desarrollo de un proyecto eólico y proponer algunos mecanismos para mitigarlo.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

BIBLIOGRAFÍA CITADA

- ABELLA, Adriana N. y MARIANI DE VIDAL, Marina (2016): “Derecho real de superficie en el Código Civil y Comercial”, *La Ley*, 2016-A: pp. 1117-1134.
- AGUILAR VALDEZ, Oscar R. (2006): “Financiamiento de la contratación pública. Contratación administrativa y financiamiento. La relación entre el financiamiento y los mecanismos de ejecución contractual. El caso de los contratos de construcción y explotación de infraestructuras públicas”, en Juan C. Cassagne y Enrique Rivero Ysern (dirs.), *La contratación pública* (Buenos Aires, Hammurabi) pp. 561-596.
- BLARASIN, Silvia B. (2015): “Comentarios al Título VII del Libro Cuarto del nuevo Código Civil y Comercial: Derecho Real de Superficie”, en Devia, Leila (dir.), *Avances del nuevo Código Civil y Comercial de la Nación en los aspectos ambientales* (Buenos Aires, eDial.com) pp. 227-248.
- CAÑADA, Francisco R., ERRECARBORDE, José D. y PARADA, Ricardo A. (2014): *Código Civil y Comercial de la Nación* (Buenos Aires, Errepar, primera edición).
- CARAMELO, Gustavo, HERRERA, Marisa y PICASSO, Sebastián (2015): *Código Civil y Comercial de la Nación Comentado* (Buenos Aires, Infojus, primera edición).
- CONSTANZÓ, Javier (2018): “Una nueva mirada al principio de acceso abierto a la luz de la prioridad de despacho adoptada en recientes regulaciones”, *RADEHM*, N° 17: pp. 135-159.
- DE LA RIVA, Ignacio María (2016): “Derecho de superficie y bienes del dominio Público. ¿Un nuevo instrumento para el desarrollo de infraestructuras?”, *La Ley*, 2016-B: pp. 723-730.
- DE LA RIVA, Ignacio María (2018): “Lo público y lo privado en el derecho de las infraestructuras” (Buenos Aires, Thomson Reuters-La Ley, primera edición).
- ELIASCHEV, Nicolás (2016): “Propuestas para el desarrollo de las energías renovables en la Argentina”, *RADEHM*, N° 7: pp. 331-344.
- GERSOVICH, Carlos E. y TAVARONE, Marcelo (2000): *Financiación de proyectos –Project finance–* (Buenos Aires, Depalma).
- LÓPEZ DE ZAVALÍA, Fernando J. (2001): *Teoría de los contratos* (Buenos Aires, Zavalía, segunda edición) tomo III.
- LORENZETTI, Ricardo Luis (2015): *Código Civil y Comercial de la Nación comentado* (Santa Fe, Rubinzal-Culzoni, primera edición).
- MAIRAL, Héctor (2005). “La asignación de riesgos en la financiación privada de proyectos públicos”, *RAP*, Doctrina Pública, XX-VII-2: pp. 139-160.
- MENDIZÁBAL, Gonzalo A. y PEPE, Marcelo A. (2016): “El derecho real de superficie en el Código Civil y Comercial de la Nación”, *La Ley*, 2016-F: pp. 579-595.
- MOLINA SANDOVAL, Carlos A. (2017): “El derecho de superficie en los negocios inmobiliarios”. *La Ley*, 2017-B: pp. 779-798.
- PERRONE, Daiana (2019): “Generación de energía eléctrica, derecho minero y de hidrocarburos. Conveniencia entre la explotación de recursos renovables y recursos no renovables”, *RADEHM*, N° 19: pp. 35-62.
- RACHID, Martín y SAENZ, Pedro Facundo (2017): “Reflexiones sobre el derecho real de superficie en el Código Civil y Comercial”, *Revista del Notariado*, N° 927: pp. 85-112.
- SERRANO REDONNET, Diego M. (2015): “Imposición de plazos máximos para el contrato de opción y el pacto de preferencia en el nuevo Código”, *La Ley*, 2015-D: pp. 801-810.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

SPOTA, Alberto G. (2009): *Instituciones de Derecho Civil. Contratos*. (Buenos Aires, La Ley, segunda edición actualizada y ampliada por Luis F. P. Leiva Fernández) tomo V.

NORMAS NACIONALES

Constitución de la Nación Argentina.
Código de Minería de la Nación, texto aprobado por la ley 1919 (B.O. 30/11/1886) y por el decreto 456/1997 (B.O. 30/5/1997).
Ley 12913 (B.O. 3/6/1947). Ratifica el decreto ley 15385/1944.
Ley 15336 (B.O. 22/9/1960). Energía eléctrica. Régimen legal.
Ley 17319 (B.O. 30/6/1967). Ley de hidrocarburos.
Ley 23554 (B.O. 5/5/1988). Defensa nacional.
Ley 24065 (B.O. 16/1/1992). Energía eléctrica. Régimen legal.
Ley 24498 (B.O. 19/7/1995). Actualización minera.
Ley 25019 (B.O. 26/10/1998). Régimen Nacional de Energía Eólica y Solar.
Ley 26190 (B.O. 2/1/2007). Energía eléctrica.
Ley 26197 (B.O. 5/1/2007). Hidrocarburos. Modificatoria de la ley 17319.
Ley 26737 (B.O. 22/12/2011). Tierras Rurales. Régimen de protección.
Ley 27007 (B.O. 31/10/2014). Hidrocarburos. Modificaciones al régimen de las leyes 17319 y 25943.
Ley 27191 (B.O. 21/10/2015). Energía eléctrica. Modificación de la ley 26190.
Decreto 563/2009 (B.O. 20/5/2009). Reglamentación de la ley 26190.
Decreto 531/2016 (B.O. 31/3/2016). Reglamentación de la ley 26190.
Resolución 166/2009 del Ministerio del Interior de la Nación (B.O. 5/3/2009). Zonas de fronteras.
Resolución 95/2013 de la Secretaría de Energía (B.O. 26/3/2013). Energía eléctrica. Mercado Eléctrico Mayorista.
Resolución MinEM 71/2016 (B.O. 18/5/2016). Energía eléctrica de fuentes renovables. Convocatoria abierta.
Resolución MinEM 136/2016 (B.O. 26/7/2016). Energía eléctrica de fuentes renovables. Convocatoria abierta nacional e internacional.
Resolución MinEM 202/2016 (B.O. 29/9/2016). Deroga parcialmente la resolución 712/2009 de la Secretaría de Energía del Ministerio de Planificación Federal.
Resolución MinEM 252/2016 (B.O. 31/10/2016). Energía eléctrica de fuentes renovables. Convocatoria abierta nacional e internacional para proyectos presentados y no adjudicados en la Ronda 1.
Resolución MinEM 275/2017 (B.O. 17/8/2017). Energía eléctrica de fuentes renovables. Convocatoria abierta nacional e internacional.
Resolución MinEM 281/2017 (B.O. 22/8/2017). Régimen del Mercado a Término de Energía Eléctrica de Fuente Renovable.
Resolución MinEM 473/2017 (B.O. 1/12/2017). Adjudicación. Programa RenovAr Ronda 2.
Disposición de la Dirección Nacional del Registro Nacional de Tierras Rurales 1/13 (B.O. 25/4/2013) – Tierras Rurales – Certificado de Habilitación.
Disposición de la Dirección Nacional del Registro Nacional de Tierras Rurales 26/18 (B.O. 2/5/2018). Tierras rurales. Certificado de habilitación. Modificación.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

OTRAS FUENTES CONSULTADAS

- COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (2016): “Los Procedimientos para la Programación de la Operación, el Despacho de Cargas y el Cálculo de Precios”, disponibles en: <http://portalweb.cammesa.com/Pages/Institucional/Empresa/InstrProcedimientos.aspx> (último acceso: 31/7/2019).
- COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (2018a): “Informe Mensual Noviembre 2018”, disponible en: <http://www.cammesa.com/linfomen.nsf/MINFOMEN?OpenFrameSet> (último acceso: 31/7/2019).
- COMPAÑÍA ADMINISTRADORA DEL MERCADO MAYORISTA ELÉCTRICO S.A. (2018b): “Informe Renovables Diciembre 2018”, disponible en: <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Mater/Informe%20Renovables%20DIC%202018.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA (2016a): “Resumen de Ofertas Adjudicadas y Localización de RenovAr Ronda 1”, disponible en: <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/Mapa%20Renovar.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA (2016b): “Resumen Preliminar Ofertas Recibidas de RenovAr para Ronda 1.5”, disponible en: <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/Ofertas%20Recibidfas%20Renovar%201%205%20viernes%2011%20nov%20Resumen.pdf> (último acceso: 31/7/2019).
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA (2016c): “Resumen MinEM RenovAr 1.5”, disponible en: http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/RenovAr/Presenta%20MINEM%20Ronda%201.5_%20Adjudicacion%202016%20nov%2025.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA (2017a): “Resumen de Ofertas Adjudicadas RenovAr 2 Fase 1”, disponible en: <http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Resumen%20de%20Ofertas%20Adjudicadas%20Renovar%202%20FASE%201.PDF> (último acceso: 31/7/2019).
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA (2017b): “Ofertas Adjudicadas RenovAr 2 Fase 2”, disponible en: http://portalweb.cammesa.com/Documentos%20compartidos/Noticias/Renovar2/Res488/ANEXO%20I%20RES%20488%20IF-2017-33426894-APN-DNER_MEM%20E.%20Renovable.pdf (último acceso: 31/7/2019).
- MINISTERIO DE ENERGÍA Y MINERÍA (2017c): “Adjudicaciones del Programa RenovAr – Ronda 1, Ronda 1.5 y Ronda 2”, disponible en: <https://public.tableau.com/profile/datosenergia#!/vizhome/AdjudicacionesRenovARMINEMArgentina/AdjudicacionesRenovArArgentina> (último acceso: 31/7/2019).

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

“UNITIZACIÓN” DE YACIMIENTOS*

UNITIZATION OF OIL FIELDS

Por ARTURO PERA**

Resumen: Comentarios sobre el concepto de “unitización” y la necesidad de una mejor regulación para evitar conflictos entre productores.

Palabras clave: “unitización”, necesidad de mejor regulación.

Abstract: Comments on the unitization concept and the need of a better regulation, in order to avoid conflict between producers.

Key words: unitization, the need of a better regulation.

§ 1. INTRODUCCIÓN

Uno de los tópicos menos discutidos en la República Argentina, tanto en la doctrina como en la práctica de la industria de extracción de hidrocarburos (HC), es el relacionado con la explotación de recursos en zonas colindantes, con diferentes concesionarios, y en especial en el *offshore*. Es sabido que la naturaleza no respeta límites establecidos por el hombre, y de allí surgen conflictos cuando productores vecinos, se encuentran con este hecho, sin haber resuelto preventivamente las complicaciones que pueden surgir respecto de la atribución de la producción, la cual podría estar proviniendo del subsuelo de la otra propiedad o concesión lindera. Consecuentemente, los productores se terminan enfrentando a reclamos por presuntas pérdidas sufridas por el

* Recibido: 25/5/2019. Aceptado: 8/5/2019.

** Abogado (Universidad Católica Argentina, 1974). Además de ser doctorando en Derecho Financiero en la Universidad de Buenos Aires, realizó varios cursos de posgrado en Estados Unidos y el Reino Unido. En el ámbito académico, es profesor en el posgrado de Petróleo y Gas de la Facultad de Derecho de la UBA y la UCA, y docente de la cátedra de Regulación de Mercados Energéticos del Instituto Tecnológico de Buenos Aires. Forma parte del Consejo Editorial de *RADEHM* y es miembro de la International Bar Association y vicepresidente de la Asociación Argentina de Derecho de la Energía y Recursos Minerales (ADERM). Cuenta con más de cuarenta años de experiencia en la industria del gas y del petróleo, donde se desempeñó como director jurídico de Total Austral durante dieciocho años. Desde 2016 se desempeña como consultor en Marval, O’Farrell & Mairal. Correo electrónico: ARP@marval.com.

otro u otros colindantes. En este contexto, la resolución preventiva de posibles conflictos implicaría haber acordado las reglas de operación conjunta, independientemente del momento en que se torne relevante el hecho de la posible migración de HC en el subsuelo.

§ 2. PANORAMA INTERNACIONAL

Como lo describe con toda claridad Tomás LANARDONNE¹, haciendo referencia a la obra del profesor Terence DAINTITH², en los Estados Unidos de América prevalece la teoría de la “regla de captura” que, en muy comprimida síntesis, significa que el titular de un lote en el que se han perforado pozos puede continuar la explotación aun a sabiendas de que está drenando hidrocarburos provenientes del subsuelo de un lote o lotes vecinos.

Sabido es que en los Estados Unidos y Canadá rige el principio de acesión, por el cual el titular de la superficie también lo es de todo lo que se encuentra por encima y por debajo de esa superficie, o, en otras palabras, “del cielo al infierno”. El sistema jurídico prevaleciente en ese país en materia de propiedad de los recursos ha facilitado y estimulado la aplicación de esta regla, con limitaciones regulatorias, u otras en muchos casos autoimpuestas por acuerdos entre los propios productores, que pretenden hacer más eficiente la producción y, al mismo tiempo, pretenden reducir el impacto de los conflictos que de esas prácticas se derivan.

De ese modo se han establecido mecanismos tendientes a espaciar los pozos y unificar la producción. También es cierto que, en el caso de hidrocarburos en zonas limítrofes entre yacimientos, en distintos países se tiende más a la idea de la cooperación internacional cuando se trata de yacimientos encaballados (*straddling fields*) en zonas fronterizas.

De hecho, la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar (UNCLOS) establece que, si bien el estado ribereño tiene derecho a explotar y perforar en su plataforma continental³, debe hacerlo dentro del marco los derechos de otro estados vecinos donde se puedan encontrar yacimientos contiguos. En este sentido, la UNCLOS prevé en su artículo N° 142, que:

“1. Las actividades en la Zona relativa a los recursos cuyos yacimientos se extiendan más allá de los límites de ella se realizarán teniendo debidamente en cuenta los derechos e intereses legítimos del Estado ribereño dentro de cuya jurisdicción se extiendan esos yacimientos.

”2. Se celebrarán consultas con el Estado interesado, incluido un sistema de notificación previa, con miras a evitar la lesión de sus derechos e intereses

¹ LANARDONNE (2014).

² DAINTITH (2010).

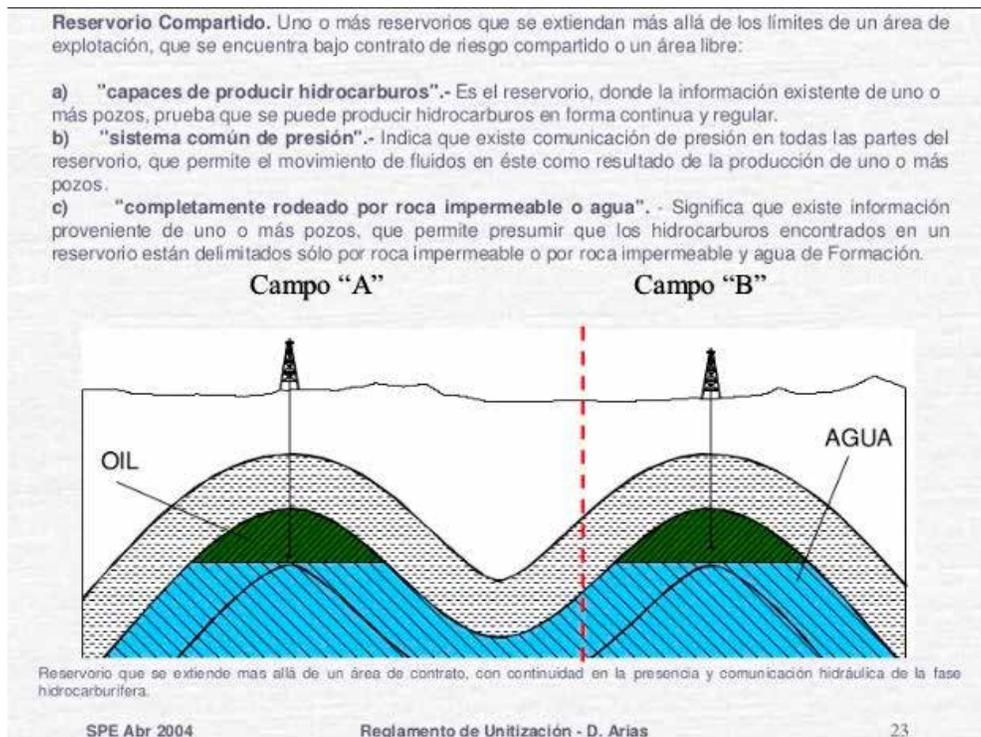
³ Así resulta del artículo 81 de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar, que regula las “perforaciones en la plataforma continental” y establece que “El Estado ribereño tendrá el derecho exclusivo a autorizar y regular las perforaciones que con cualquier fin se realicen en la plataforma continental”.

legítimos. En los casos en que las actividades en la Zona puedan dar lugar a la explotación de recursos situados dentro de la jurisdicción nacional de un Estado ribereño, se requerirá su previo consentimiento.

”3. Ni las disposiciones de esta Parte ni ningún derecho conferido o ejercido en virtud de ellas afectarán al derecho de los Estados ribereños a adoptar las medidas acordes con las disposiciones pertinentes de la Parte XII que sean necesarias para prevenir, mitigar o eliminar un peligro grave e inminente para sus costas o intereses conexos originado por contaminación real o potencial u otros accidentes resultantes de cualesquiera actividades en la Zona o causados por ellas”.

Sin ir más lejos, esta materia se encuentra regulada también por el Estado Plurinacional de Bolivia desde 2003, mediante el Decreto Supremo 27124⁴.

Teniendo en cuenta las limitaciones que este breve ensayo tiene, en materia de la profundidad de análisis, conviene graficar la situación que se comenta⁵ y definir los conceptos principales:



i) *Unitización*: Consiste en la operación conjunta de todo o parte de un reservorio que está compartido entre dos concesionarios vecinos, con conexión

⁴ Gaceta oficial del Estado Plurinacional de Bolivia, edición N° 2512, del 22/8/2003.

⁵ Según ARIAS (2004).

hidráulica entre ambos sectores de la propiedad, lo que torna más eficiente su explotación al evitar la caída de presión en un yacimiento por explotación del otro. Es más eficiente en materia de costos, pues se puede tratar a ambas porciones del yacimiento como una unidad, y de ese modo aplicar prácticas de operación más rentables y eficientes.

ii) Pooling: Consiste en reunir pequeños tramos suficientes para la concesión de un permiso de pozo según las reglas de separación aplicables. Es importante en la prevención de la perforación de pozos innecesarios y antieconómicos, que resultarán en un desperdicio físico y económico⁶.

§ 3. DIFICULTADES OBSERVADAS EN EL RÉGIMEN ARGENTINO

En primer lugar, observamos que la Ley de Hidrocarburos (LH) le permite al concesionario explotar el subsuelo de los lotes comprendidos en el respectivo título de concesión⁷. A su vez, esta norma agrega que la búsqueda y extracción debe hacerse conforme a las más racionales y eficientes técnicas, mientras que obliga al concesionario a asegurar la máxima producción de HC compatible con la explotación adecuada y económica del yacimiento y la observancia de criterios que garanticen una conveniente conservación de las reservas⁸. Asimismo, establece que los lotes abarcados por una concesión deben coincidir los más aproximadamente posible con todo o en parte de trampas productivas de HC comercialmente explotables⁹.

En cuanto a los inconvenientes que puedan surgir entre los permisionarios o concesionarios vecinos, la LH indica una salida a la problemática mediante acuerdos entre las partes, con una posible intervención de la autoridad de aplicación en caso de que estos no sean respetados¹⁰. Nada indica, sin embargo, en relación a las consecuencias de conductas como las sugeridas, máxime existiendo una obligación legal de producir la mayor cantidad de hidrocarburos en forma económica y eficiente.

Esto nos llevaría a la presunta conclusión que en Argentina existe una suerte de aplicación “de facto” de la regla de captura hasta tanto alguna de los productores linderos no planteara su disconformidad o reclamase los presuntos daños, o que las partes decidieran por razones económicas, “unitizar” el yacimiento.

En los hechos, existen reglas y prácticas de distanciamientos de pozos, tendientes a mantener un distanciamiento mínimo entre concesiones linderas, pero también la práctica de la industria ha sido la tolerancia y el ejercicio de la extracción de los hidrocarburos en la forma convencional.

⁶ WILLIAMS y MEYER (1976) p. 438.

⁷ Ley 17319 y modificatorias, art. 27.

⁸ Ley 17319 y modificatorias, arts. 30 y 31.

⁹ Ley 17319 y modificatorias, art. 33.

¹⁰ Ley 17319 y modificatorias, art. 36.

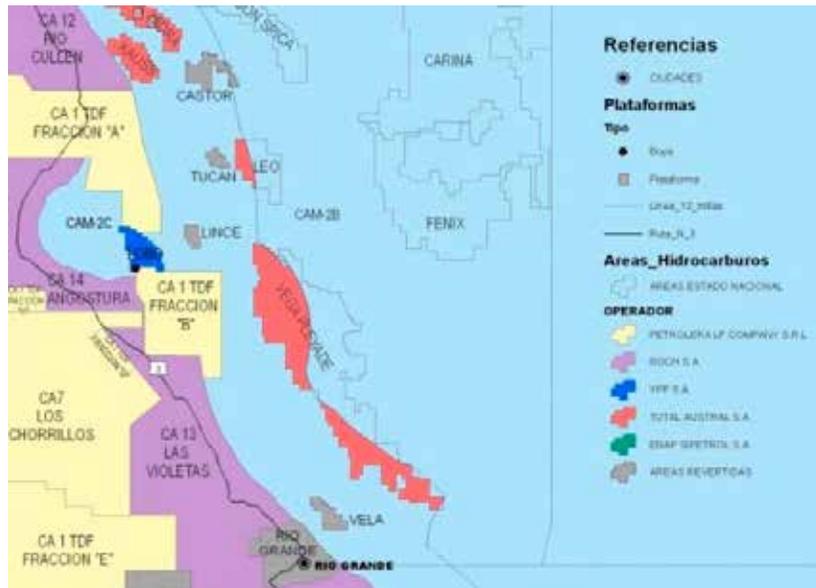
Finalmente, con la intención de motivar el estudio y la discusión de este tema, destacamos que dentro de las notas imprescindibles para regular mínimamente los potenciales conflictos, debe tenerse en cuenta que:

- i) Los acuerdos deben ser hechos cuando ya hay un descubrimiento.
- ii) El área está definida por el yacimiento del campo o reservorio.
- iii) Ambas partes deben colaborar para optimizar el desarrollo del campo o yacimiento, aunque mantengan sus derechos y obligaciones de forma independiente en cuanto a la producción, su disposición, costos operativos, impuestos, etcétera.

§ 4. UN PRECEDENTE LOCAL INTERESANTE

El 27 de septiembre de 2018 la legislatura de la Provincia de Tierra del Fuego aprobó por la ley 1241 la unificación del área CA1 con el yacimiento correspondiente al Área Lobo.

Tal como surge del debate parlamentario, la razón que impulsó esa “unificación” fue la “conexión hidráulica de las estructuras del Área CA1 Tierra del Fuego Fracción B y Lobo”¹¹. Esta “unificación” puede observarse gráficamente a través de la siguiente imagen¹²:



Esta es una evidencia clara, además de los aspectos geológicos y operativos, del ejercicio nítido de la autoridad concedente por parte de la Provincia de Tierra del Fuego, en los términos de las leyes 26197 y 27007.

¹¹ PODER LEGISLATIVO DE LA PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO (2018) p. 3.

¹² SIN AUTOR (2018).

§ 5. UNA SUGERENCIA FINAL

Resultaría de gran utilidad para un mejor desarrollo de la actividad hidrocarburífera, tanto en tierra como en el mar, contar con mecanismos claros para facilitar la producción racional de HC. La experiencia internacional ha ido recogiendo a lo largo del tiempo un “corpus” de reglas y procedimientos probados en infinidad de países y empresas públicas y privadas. Valga como ejemplo la labor de la Asociación Internacional de Negociadores Petroleros (AIPN) u otros organismos similares. La referencia y eventual adopción de modelos aceptados internacionalmente puede ser una herramienta útil para la reducción de los conflictos y un aprovechamiento más eficaz y racional de los HC.

BIBLIOGRAFÍA CITADA

- ARIAS, Darío (2004): “Reglamento de Unitización de Bolivia” (Santa Cruz de la Sierra, Society of Petroleum Engineers, Bolivian Section), disponible en <https://es.slideshare.net/darioarias/spe-regulacin-unitizacion-bolivia-procedimientos> (último acceso: 31/7/2019).
- DAINTITH, Terence (2010): *Finders Keepers? How the Law of Capture Shaped the World Oil Industry?* (Washington D.C.-Londres, RFF Press).
- LANARDONNE, Tomás (2014): “Recensión”, *RADEHM*, n° 2: pp. 235-239.
- WILLIAMS, Howard y MEYER, Charles (1976): *Manual of Oil and Gas Terms* (Nueva York, Matthew Bender, cuarta edición).

NORMAS CITADAS

a) *República Argentina*

1. *Normas nacionales*

- Ley 17319 (B.O. 30/6/1967). Hidrocarburos.
- Ley 26197 (B.O. 5/1/2007). Hidrocarburos. Modificación de la ley 17319.
- Ley 27007 (B.O. 31/10/2014). Hidrocarburos. Modificación de la ley 17319.

2. *Normas provinciales*

- Ley 1241 de la Provincia de Tierra del Fuego (5/10/2018). Aprobación de la determinación del área CA1 Tierra del Fuego Fracción B, incorporada al Área Lobo.

b) *Normas extranjeras e internacionales*

- Convención de las Naciones Unidas sobre el Derecho del Mar (1982), disponible en: https://www.un.org/depts/los/convention_agreements/texts/unclos/convemar_es.pdf (último acceso: 4/6/2019), aprobada por la República Argentina mediante la ley 24543 (B.O. 25/10/1995).

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

Decreto Supremo N° 27.124 (Gaceta Oficial del Estado Plurinacional de Bolivia, edición N° 2512, del 22/8/2003), disponible en: <http://plataformaenergetica.org/10783> (último acceso: 4/6/2019).

OTRAS FUENTES CONSULTADAS

PODER LEGISLATIVO DE LA PROVINCIA DE TIERRA DEL FUEGO (2018): *Cuarta sesión especial del 27 de septiembre de 2018*, disponible en: <http://www.legistdf.gob.ar/index.php/diario-de-sesiones/> (último acceso: 22/3/2019).

SIN AUTOR (2018): “El jueves tratarán la unificación del Área CA1” (publicado el 25/9/2018), disponible en: <http://www.info3noticias.com.ar/public/noticias/el-jueves-trataran-la-unificacion-del-area-ca1> (último acceso: 21/3/2019).

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

INSTITUCIÓN DEL PREMIO “RADEHM”

organizado por el Equipo Editorial de
Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería
Buenos Aires, Argentina
(www.radehm.com.ar)

La Dirección editorial y ejecutiva de *RADEHM* tiene el agrado de comunicar la institución del Premio “*RADEHM*”.

Finalidad: La institución del Premio “*RADEHM*” tiene por finalidad impulsar la investigación científica y la sumatoria de saber, con carácter tanto académico como profesional y práctico, en las áreas de: *a)* energía; *b)* hidrocarburos y *c)* minería, según se definen en las Normas de Publicación de *RADEHM*.

Competidores: Competirán, por dicho premio anual, todos los trabajos admitidos y publicados en *RADEHM*, sean tanto “estudios” como “comentarios jurisprudenciales”, sometidos de conformidad con las Normas de Publicación de *RADEHM*.

No competirán ni los ensayos ni las crónicas ni las reseñas bibliográficas ni las novedades de la revista o de la *webpage* o sus links o adjuntos.

Inclusión: La admisión de un estudio o de un comentario jurisprudencial bajo las Normas de Publicación de *RADEHM*, y la posterior publicación electrónica y en soporte papel en dicha revista, implicará, en forma automática, su inclusión como trabajo competidor a efectos del Premio “*RADEHM*”.

Destinatarios: Participan en el presente Premio anual todos los abogados autores de estudios o comentarios jurisprudenciales publicados en *RADEHM*, sea en autoría como en co-autoría.

Opt-out: El autor tendrá la posibilidad de optar por excluir a su estudio o comentario jurisprudencial de la competencia, si así lo dispusiere antes del momento de admisión del trabajo. En el caso de co-autoría, la totalidad de los coautores deberán disponer, antes del momento de admisión del trabajo, la exclusión para que ésta sea efectiva.

Exclusiones: No podrán participar por el Premio que aquí se instituye los abogados autores que sean miembros del Equipo Editorial de *RADEHM*.

Si un miembro del Equipo Editorial de *RADEHM* fuere coautor, la exclusión se expandirá al otro coautor o a los otros coautores.

“Institución del premio *RADEHM*”

Premio: Las categorías de Premios establecidas son seis, a saber: 1) estudio – hidrocarburos; 2) comentario jurisprudencial – hidrocarburos; 3) estudio – energía; 4) comentario jurisprudencial – energía; 5) estudio – minería; 6) comentario jurisprudencial – minería.

En cada categoría, el ganador de este Premio anual se hará acreedor de:

- Diploma.
- Invitación a exponer, por veinte minutos, sobre el trabajo premiado, en un evento académico auspiciado por *RADEHM*, en la ciudad de Buenos Aires, en fecha por convenir, en lo posible dentro de un plazo máximo de 18 meses a computar desde la fecha de discernimiento del Premio.
- Publicación de la noticia del Premio discernido en la *webpage* de *RADEHM* (www.radehm.com.ar), junto con los contenidos de acceso irrestricto.

Jurados: Habrá tres Jurados designados anualmente: uno para Hidrocarburos (estudios y comentarios jurisprudenciales), uno para Energía (estudios y comentarios jurisprudenciales) y uno para Minería (estudios y comentarios jurisprudenciales).

Composición: Cada uno de los tres Jurados estará conformado por 3 (tres) abogados de verificable trayectoria académica y/o profesional, que serán designados por la Dirección Editorial y Ejecutiva de *RADEHM*, con la conformidad de su Consejo Académico.

Al menos un miembro de cada uno de los tres Jurados será un miembro del Equipo Editorial de *RADEHM*. En su caso, el o los miembros del Consejo Académico no podrán autovotarse en ocasión de elegir a los integrantes de los Jurados.

Al menos un miembro de cada uno de los tres Jurados será un *peer-reviewer* que haya efectuado revisiones en el año. La publicidad de los nombres de los miembros del Jurado omitirá toda mención de la cualidad de *peer-reviewer*.

Selección: Cada uno de los tres Jurados elegirá el estudio ganador y el comentario jurisprudencial ganador dentro de su área, dentro del plazo fijado en el cronograma que se establezca.

La decisión del Jurado será definitiva e irrecurrible.

El Jurado puede declarar desierto el Premio correspondiente a alguna/s de las seis categorías.

Criterios de valoración: El Jurado valorará en forma positiva, entre otros factores:

- a) la claridad y concisión;
- b) la investigación fundada en fuentes especializadas, doctrinarias y/o jurisprudenciales personalmente confrontadas;
- c) la formulación de propuestas concretas tendientes a mejorar la técnica legislativa o los incentivos para invertir en el sector;
- d) la inclusión, en el estudio o comentario jurisprudencial, del elemento humano o social.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

Mención de honor: El Jurado se reserva la facultad de instituir, en cualquiera de las seis categorías, una Mención de Honor para aquel estudio o comentario jurisprudencial que, sin resultar ganador del Premio, merezca tal mención.

Anualidad: La anualidad de este Premio se inicia con el número 6 de *RADEHM*.

Aclaraciones: A todos los efectos, “Equipo Editorial de *RADEHM*” es una expresión que comprende: “director editorial”, “director ejecutivo”, “subdirector”, “coordinadora”, “miembro del Consejo Académico”, “Secretario de Redacción”, en todos los casos, de *RADEHM*.

RADEHM o su Equipo Editorial se eximen de afrontar toda erogación en razón del Premio que aquí se instituye.

Consultas: coordinacionradehm@gmail.com; direccionejecutivaradehm@gmail.com.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

NORMAS DE PUBLICACIÓN DE LA
Revista Argentina de Derecho de la Energía,
Hidrocarburos y Minería

La *Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería (RADEHM)* es publicada por Editorial Ábaco de Rodolfo Depalma S.R.L. Su línea editorial procura que la investigación científica que se difunde en sus páginas responda a las necesidades de la comunidad jurídica nacional y extranjera en esas materias.

En este contexto, *RADEHM* mantiene modernos criterios de política y ética editoriales, dirigidos a todos quienes intervienen en el proceso de su elaboración.

Junto con una clara normativa relativa a la gestión de los derechos de propiedad intelectual, las políticas de edición dirigidas a los autores incluyen el modelo de referencias bibliográficas exigido por *RADEHM*.

De otra parte, el dinamismo de las tecnologías de la información y la universalidad de su alcance inspiran nuestro esfuerzo por propiciar publicaciones en lengua extranjera, y autorizar traducciones en idiomas extranjeros y reproducciones alternativas debidamente autorizadas.

En definitiva, en lo que sigue se ofrece una guía para todos quienes intervienen en el proceso de publicación, agentes relevantes de nuestra comunidad académico-profesional. Con ello se pretende estrechar los lazos entre todos ellos y eventualmente con las instituciones académicas de nuestro medio que acompañen este instrumento de divulgación y difusión de la ciencia jurídica especializada en energía, hidrocarburos y minería bajo criterios tanto técnicos como éticos.

A todos los efectos, la expresión “Equipo” empleada en estas Normas comprende la Dirección Editorial, Dirección Ejecutiva, Subdirección, Coordinación, Consejo Académico y Secretarios de Redacción de *RADEHM*.

1. *SOBRE LAS SOLICITUDES DE PUBLICACIÓN.* — *RADEHM* publica trabajos de investigación originales e inéditos relacionados con la materia de la energía (incluyendo energías renovables), los hidrocarburos y la minería y subespecialidades conexas. Los interesados en publicar sus trabajos en *RADEHM* pueden enviar:

- Estudios,
- Comentarios de jurisprudencia o de normas,
- Recensiones o reseñas bibliográficas, y/o

“Normas de publicación”

– Crónicas o ensayos, en español, inglés, francés, portugués o italiano, vía soporte electrónico (extensión *.docx o equivalente) a la casilla electrónica radehm.autores@gmail.com, bajo el asunto “Presenta trabajo a la Revista Argentina de Derecho de la Energía, Hidrocarburos y Minería”. El correo electrónico al que se adjunte el trabajo debe contener la solicitud de publicación, el nombre del autor y la expresa mención respecto a la categoría en que se incluye el trabajo.

Estas categorías son:

- Energía (incluyendo energías renovables),
- Hidrocarburos Upstream,
- Hidrocarburos Midstream,
- Hidrocarburos Downstream,
- Minería.

El Equipo de *RADEHM* empleará *software* debidamente licenciado a los fines de la detección de plagio en el texto íntegro recibido.

2. *SOBRE EL COMPROMISO CON EL EDITOR.* — El envío de un trabajo original e inédito supone el compromiso por parte del autor de no someterlo simultáneamente a consideración de otras publicaciones periódicas, como asimismo supone el conocimiento por parte del autor de las presentes normas y políticas editoriales.

3. *SOBRE LOS ESTUDIOS Y COMENTARIOS.* — Los estudios y comentarios deberán ser escritos a espacio sencillo; su extensión total no deberá superar los ochenta mil (80.000) caracteres en fuente *Times New Roman* tamaño 12, incluidas las notas al pie de página, bibliografía y apéndices, en su caso.

La primera página incluirá el título del trabajo, tanto en castellano como en inglés y el nombre de su autor o autores. En nota al pie inicial se indicará, como mínimo, respecto de éstos: el o los títulos universitarios obtenidos, con especificación de universidad y año de graduación; la filiación académica; el puesto profesional actual con especificación de firma o institución; y la dirección de correo electrónico. Debajo del título en español y en inglés deberá incluirse, tanto en castellano como en inglés, un resumen de doscientos caracteres como máximo sin espacios, y entre tres y cinco palabras clave en ambos idiomas.

En el caso de comentarios, los 80.000 caracteres incluyen el texto de la respectiva sentencia y, en su caso, el dictamen previo, si lo hubiere, o el texto de la norma.

En el caso de comentarios de jurisprudencia, la sentencia, con clara indicación del tribunal interviniente y nombre de los firmantes, deberá ser entregada en la misma ocasión en que se entregue el comentario de jurisprudencia, preferentemente como texto integrado al comentario en Word, o como PDF anexo.

4. *SOBRE LAS PARTES INTERVINIENTES EN CIERTOS COMENTARIOS DE JURISPRUDENCIA.* — Las partes intervinientes en la jurisprudencia que se comenta deberán señalarse solo mediante sus iniciales únicamente en el caso de sentencias arbitrales voluntarias, sentencias de Derecho de Familia en que intervengan menores de edad y sentencias relativas a los delitos pasibles de acciones personales.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

5. *SOBRE LAS RECENSIONES, CRÓNICAS Y ENSAYOS.* — Las recensiones o reseñas bibliográficas y las crónicas o ensayos deberán ser escritos a espacio sencillo, no pudiendo contener más de diez mil quinientos (10.500) caracteres en fuente *Times New Roman* tamaño 12. La primera página incluirá los detalles indicados en el artículo 3.

6. *SOBRE OTROS ANTECEDENTES.* — Toda inclusión de los grados académicos que posean el autor o los autores, junto con la universidad que los otorgó y el año, los cargos o compromisos laborales o profesionales, dedicatorias o los proyectos científicos patrocinados en los que el trabajo se enmarca podrán incluirse como segundo párrafo de la nota al pie inicial, antes de las notas de numeración correlativa.

Los agradecimientos constituyen un apartado optativo, que forma parte del trabajo, y que se ubicará después de la o las conclusiones, y antes del listado de “Bibliografía citada”. En dicho apartado se incluirán todas las aportaciones de aquellas personas que no hayan firmado el trabajo y que hayan colaborado de alguna manera con él: ayuda técnica, revisiones y sugerencias, apoyo en muestras o experimentos y facilidad de acceso a colecciones y bibliotecas. También se incluirán en dicho apartado los agradecimientos por las ayudas financieras (proyectos, subvenciones, becas) que hayan sido concedidas para la realización del trabajo.

7. *SOBRE LAS REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.* — Todas las referencias a libros, artículos de revistas, capítulos y formatos electrónicos deberán ser listadas al final del trabajo, bajo el título de “Bibliografía citada”. No se admitirán las referencias a textos en desarrollo.

Dicho listado se limitará a los trabajos efectivamente citados o referidos en el trabajo y se ordenará alfabéticamente por el primer apellido del autor.

En el listado, la referencia a los artículos de revistas o capítulos de libros hará indicación de los números de página de inicio y final (xx-xx).

En todas las referencias, los apellidos de los autores se escribirán en VERSALES¹ y el título de la obra/libro en que se encuentra, en *cursiva*². Finalmente, entre paréntesis (), debe incluirse la ciudad de publicación, la sede editorial, el número de edición en caso de que haya más de una, y otros detalles relevantes, como el nombre del traductor, si lo hubiere.

Ejemplos de referencias bibliográficas:

a) *de libro*: LLAMBÍAS, Jorge J. (2001): *Tratado de Derecho civil. Parte general* (Buenos Aires, Abeledo Perrot, décimonovena edición, tomo I).

b) *de traducciones*: WADE, Henry W. R. (1971): *Derecho administrativo* (Madrid, Instituto de Estudios Políticos, traducción de Mariano Baena de Alcázar).

c) *de capítulo de libro*: VANOSSI, Jorge R. (2008): “El significado constitucional de los Congresos y Parlamentos”, en Gentile, Jorge H. (comp.), *El Poder Legislativo: Aportes para el conocimiento del Congreso de la Nación Argentina*

¹ En Mac, shift+command+K; en PC, “Font”, “Small Caps”.

² En Mac, command+I; en PC, botón “italics”.

“Normas de publicación”

(Montevideo, Asociación Argentina de Derecho Constitucional y Konrad Adenauer Stiftung) pp. 103-113.

d) *de artículo de revista*: JAKOB, Walter (1959), “El derecho de minería alemán”, en *Lecciones y Ensayos*, Buenos Aires, Facultad de Derecho y Ciencias Sociales, N° 12: pp. 81-83.

e) *de fuente manuscrita*: Archivo General de la Nación, Legajo 2307, *Orden de el Virrey de Sobremonte*, 31 de agosto de 1806.

f) *de documentos en formato electrónico*: BERMÚDEZ, Jorge (2005): “El principio de confianza legítima en la actuación de la administración como límite a la potestad invalidatoria”, en *Revista de Derecho*, Universidad Austral de Chile, Valdivia, vol. 18, N° 2: pp. 83-105. Disponible en: http://www.scielo.cl/scielo.php?script=sci_arttext&pid=S0718-09502005000200004 (último acceso: 15/9/2017).

8. *SOBRE LAS NORMAS CITADAS*. — Se deberán incluir al final del trabajo, en un listado, todas las referencias legales o normativas bajo el título “Normas citadas”. Dicho listado se limitará a las normas efectivamente citadas en el trabajo. Se indicará número de la norma; en su caso, año; en su caso, emisor; fecha de publicación y descriptores.

Ejemplos de referencias normativas:

Ley 25561 (B.O. 7/1/2002). Emergencia pública y reforma del régimen cambiario.

Resolución SE 12/1992 (B.O. 20/2/2002). Energía eléctrica. Precios estacionales febrero-abril 1992.

9. *SOBRE LA JURISPRUDENCIA CITADA*. — Se deberán considerar al final del trabajo, en un listado, todas las referencias jurisprudenciales bajo el título “Jurisprudencia citada”. En este listado, las referencias a las sentencias harán indicación de las partes en cursiva, al año de la sentencia entre paréntesis y, seguido de dos puntos, del tribunal que la haya dictado junto con la fecha de su dictación.

Se especificará el tipo de acción si no surgiere de los autos; el tomo y página de la publicación oficial; el *link* respectivo (con más fecha de último acceso) si hubiere publicación *online*, y se podrá incluir la referencia a una publicación no oficial.

Las sentencias se deberán ordenar cronológica y alfabéticamente por el nombre de las partes.

Ejemplo de referencia de jurisprudencia:

Cruz, Felipa y otros c/ Minera Lumbrera Ltd. y otro s/ sumarísimo (2016): Corte Suprema de Justicia de la Nación, 23 de febrero de 2016, Fallos: 339: 142.

En el caso de citarse jurisprudencia extranjera, se deberá emplear el sistema propio de referencia que utilizan las cortes y tribunales de origen de la sentencia para su identificación.

Ejemplos de referencia de jurisprudencia extranjera:

Para los Estados Unidos: *Brown v. Board of Education*, 347 U.S. 483 (1954).

Para el Reino de España: STC 095/2010.

10. *SOBRE LAS REFERENCIAS ABREVIADAS EN NOTA AL PIE, EN GENERAL.* — En notas al pie, se incluirán referencias abreviadas de las obras, normas y jurisprudencia que se citen, conforme se explica *infra*, artículo 11 y siguientes.

11. *SOBRE LAS REFERENCIAS ABREVIADAS DE LIBROS, ARTÍCULOS Y DEMÁS OBRAS.* — En las notas al pie se insertarán referencias abreviadas de los libros, artículos de revistas y demás obras. En nota al pie se señalará sólo el apellido del autor (en VERSALES), el año (entre paréntesis) y el número/s de las páginas precisas en que aparece la cita. En nota al pie no se incluirán hipervínculos o *links*.

Ejemplos de referencias abreviadas de libro de un solo autor:

LLAMBÍAS (2001) p. 210.

LLAMBÍAS (2001) pp. 210-212.

Si la obra tiene dos autores, su indicación se separará con la conjunción “y” en letra derecha.

Si la obra tiene tres o más autores, su indicación deberá contener el apellido del primer autor, seguido por la expresión latina “*et al.*”.

Si se contemplan obras de un mismo autor publicadas en un mismo año, se distinguirán por una letra seguida del año de publicación.

Ejemplos de otras referencias abreviadas:

– Obra con dos autores: THOMSON y MARTINET (1974) p. 392.

– Obra con tres o más autores: GALLARDO *et al.* (2011) p. 94.

– Más de una obra de un mismo autor y año de publicación: GUZMÁN (2005a) p. 12.

12. *SOBRE LAS CITAS TEXTUALES.* — El autor que cite textualmente debe insertar, al final de la reproducción del texto, una nota al pie, efectuando la correspondiente cita abreviada, de acuerdo con las reglas de referencias estipuladas más arriba, sin perjuicio de la inclusión de la referencia completa en el listado pertinente.

RADEHM recomienda el contacto directo con las obras citadas y no efectuar referencias a trabajos que no hayan sido confrontados directamente por el autor o autores.

13. *SOBRE LAS REFERENCIAS ABREVIADAS DE NORMAS.* — En la nota al pie respectiva se deberá indicar el número de la norma y su año de publicación.

Ejemplos de referencias abreviadas de normas:

Ley 25561 de 2002.

Ley 25561 (B.O. 7/1/2002).

"EJEMPLO PARA EL AUTOR"

“Normas de publicación”

14. *SOBRE LAS REFERENCIAS ABREVIADAS DE JURISPRUDENCIA.* — Se indicará el nombre de las partes en cursiva (apellido, o iniciales en el caso de sentencias contempladas supra, artículo 4), seguido del año de dictación entre paréntesis.

Ejemplo de referencia abreviada de jurisprudencia:

Cruz, Felipa y otros c/ Minera Lumbrera Ltd. (2016).

15. *SOBRE LA INCLUSIÓN DE IMÁGENES Y TABLAS.* — Dentro del cuerpo del texto solo podrán incluirse imágenes, tablas y gráficos atinentes a la materia de la publicación. En todos los casos, se indicará la fuente, incluso si fuere elaboración del autor.

En particular, cada imagen, gráfico o tabla debe estar en formato *.jpg.

16. *SOBRE LAS CORRECCIONES DE PRUEBA.* — Los trabajos presentados a *RADEHM* serán revisados para la verificación de estas normas, además de su corrección gramatical, ortográfica, atingencia y novedad, por la Editorial y, en su caso, por dos Secretarios de Redacción.

En ningún caso la solicitud que se les haga a los Autores para que realicen correcciones a los trabajos significa compromiso de publicación alguno por parte de *RADEHM*.

17. *SOBRE EL ARBITRAJE PARA LOS ESTUDIOS Y COMENTARIOS.* — *RADEHM* adopta el sistema de *double-blind peer review* para todos los estudios y comentarios. Discrecionalmente, podrá hacerlo extensivo a los ensayos.

Todos los estudios y comentarios, previamente revisados por dos Secretarios de Redacción bajo el artículo 16, serán evaluados anónimamente por al menos dos árbitros ciegos, externos al Equipo, designados por la Dirección Ejecutiva y la Dirección Editorial. A su vez, cuando el Director editorial o el Director ejecutivo sean autores, los *double-blind peer reviewers* serán designados por la Subdirección.

Como resultado de la evaluación, el estudio o comentario podrá resultar:

- i) aceptado tal como está;
 - ii) pasible de revisión y aceptación;
 - iii) pasible de revisión y reconsideración;
 - iv) rechazado;
- o bien podrá:

v) recibir la recomendación de ser reenviado a una publicación diferente.

En los supuestos iv) y v), serán necesarias dos evaluaciones coincidentes. Si no las hubiere, la Dirección Ejecutiva y la Dirección Editorial designarán, a los fines del desempate, un tercer *double-blind peer reviewer*.

Las evaluaciones estarán gobernadas por los principios de: i) bilateralidad ciega o con anonimato; ii) respeto por la autonomía intelectual del autor; iii) honestidad científica y moral; iv) confidencialidad de los manuscritos; v) puntualidad.

Supletoriamente, se aplicarán las denominadas *Reglas COPE*, previstas en: <https://publicationethics.org/resources/guidelines> (último acceso: 15/9/2017).

17 bis. *CONFLICTOS DE INTERÉS*. — La confianza de los lectores en la investigación y la credibilidad de los estudios y comentarios publicados depende, en parte, de con cuánta transparencia se administren los conflictos de interés, desde el bosquejo de las primeras ideas hasta la publicación final, a lo largo de todo el proceso intelectual y editorial.

Por ello, *RADEHM* pone a disposición, en su *webpage*, un formulario a los fines de que todos los involucrados en el proceso editorial –autores, *peer reviewers* y miembros del Equipo– puedan develar posibles conflictos de interés. Dicho formulario, completado, será conservado por la Dirección Editorial y la Dirección Ejecutiva. Supletoriamente, se aplicarán las denominadas *Reglas COPE*, previstas en: <https://publicationethics.org/resources/code-conduct> (último acceso: 15/9/2017).

Aquellos autores que se hallen en conflicto de interés deberán, asimismo, efectuar la aclaración pertinente en la nota al pie inicial.

Aquellos *peer reviewers* y miembros del Equipo que se hallen en conflicto de interés deberán ineludible e inmediatamente excusarse de participar en el proceso editorial del artículo o comentario de que se trate.

18. *SOBRE LA DECISIÓN FINAL*. — En los supuestos del artículo 17 *iv*) y *v*), dos evaluaciones negativas o de recomendación de reenvío constituirán decisión final sobre la publicación. Se comunicará, tan pronto como sea posible, al autor, esta decisión final, poniéndose, a disposición de éste, el texto escrito de la respectiva decisión fundada.

La Dirección Editorial y Dirección Ejecutiva, previa opinión del Consejo Académico, se reservan la decisión final en todos los demás supuestos y casos.

La Dirección Editorial y la Dirección Ejecutiva, en su caso, decidirán acerca del número específico en el que se publicarán los trabajos.

La aceptación se entenderá firme una vez que el autor reciba un aviso por escrito con esta noticia.

19. *SOBRE EL CONTRATO DE EDICIÓN*. — Una vez aceptado un trabajo para su eventual publicación, deberá firmarse un contrato de edición entre *RADEHM* y el autor en un plazo de siete días. Por medio de este, el autor autorizará a *RADEHM* a publicar la obra correspondiente, distribuirla, venderla, licenciarla y reproducirla en la forma y las condiciones que se estipulen. Asimismo, *RADEHM* quedará facultada para publicar la obra por medios gráficos, magnéticos, electrónicos y por todos los otros medios conocidos o por conocerse, quedando a su decisión la modalidad de publicación que emplee. La autorización también contemplará la facultad del editor para realizar trabajos derivados en general –tales como abreviaciones, resúmenes o traducciones para su publicación–, además de distribuirla tanto en la Argentina como en el extranjero.

20. *SOBRE LAS OBLIGACIONES DEL AUTOR*. — Por el contrato de edición que se celebre, el autor deberá conservar la plena propiedad de la obra, respondiendo ante *RADEHM* de la evicción y de cualquier otro perjuicio que pueda irrogarse ante el incumplimiento de esta obligación. También se obligará a entregar la obra concluida para su edición, a satisfacción de *RADEHM*.

“Normas de publicación”

21. *SOBRE LA RESPONSABILIDAD DEL AUTOR.* — El autor responde ante *RADEHM* por cualquier perjuicio irrogado por el incumplimiento de las obligaciones que impone el contrato de edición. A su vez, el contenido de la obra es de su exclusiva responsabilidad, por lo que, en consecuencia, si por cualquier causa o motivo, directa o indirectamente, *RADEHM*, sus Directores o una tercera parte se vieren obligados a pagar una indemnización en virtud de la obra del autor, *RADEHM*, sus Directores o la tercera parte involucrada siempre podrán repetir en contra del autor por el monto total de las indemnizaciones y costas, más los reajustes e intereses del caso.

22. *SOBRE LA CELEBRACIÓN EXTEMPORÁNEA DEL CONTRATO DE EDICIÓN.* — *RADEHM* se reserva el derecho a suspender la publicación de un trabajo en caso que, cumpliéndose el plazo de siete días para celebrar el contrato establecido supra, 19, este aún no se haya celebrado por demora del autor. Esta suspensión se levantará solo una vez que el autor remita el contrato firmado a *RADEHM*, que podrá fijar un nuevo volumen y número para la publicación del trabajo.

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"

Director editorial

José A. MARTÍNEZ DE HOZ (h.)

Director ejecutivo

Mariano PALACIOS

Subdirector

Tomás LANARDONNE

Coordinadora

María Carolina CRESPO

Consejo académico

Ana Elizabeth BASTIDA • Alberto B. BIANCHI
Daniel CASAL • Germán FERNÁNDEZ LAHORE
Máximo J. FONROUGE • Florencia HEREDIA
Arturo PERA • Héctor M. POZO GOWLAND
Francisco Javier ROMANO • Rubén O. SABATINI
Estela B. SACRISTÁN • Roberto P. SOBRE CASAS
Alejandro VERGARA BLANCO
Mariano C. VIVAS DE LORENZI • Hernán M. ZABALLA

Secretarios de redacción

Juan Cruz AZZARRI (adjunto a Coordinación) • Hugo Aníbal CABRAL
Ignacio M. DE LA RIVA • Nicolás ELIASCHEV
Víctor R. HERNÁNDEZ MENDIBLE • Beatriz KROM
Leonardo F. MASSIMINO • Diego PARRAVICINI
Luis Patricio SALADO • Juan Martín SIANO
Claudio Norberto VÁZQUEZ • Jimena VEGA OLMOS



www.radehm.com.ar



www.abacoeditorial.com.ar

"EJEMPLAR PARA EL AUTOR"