



**UNIVERSIDAD NACIONAL DE LA MATANZA
ESCUELA DE POSGRADO**

DOCTORADO EN CIENCIAS ECONÓMICAS

**LOS IMPACTOS DE LOS CAMBIOS DE LOS MARCOS
REGULATORIOS EN LA INDUSTRIA DE PETRÓLEO EN BRASIL
(1953-2010)**

**Tesis presentada para obtener el título de
Doctor en Ciencias Económicas**

Mención en Economía

**Director de Tesis: Dr. Juan Cruz Esquivel
Autor: José Lopes de Souza**

Buenos Aires, Enero de 2024

Agradecimientos

Muchas cosas suceden y muchas personas pasan por nuestras vidas a lo largo del tiempo, y cada una de ellas ejerce, de alguna forma, influencia sobre nosotros. Por eso, me gustaría agradecerles a todos aquellos que, directa o indirectamente, participaron de nuestra vida durante el curso de doctorado.

Le agradezco al profesor Juan Esquivel que en sus clases de Taller de Tesis I y II me ayudó a definir mi proyecto de tesis y, posteriormente, aceptó ser mi director de tesis. Estoy muy agradecido por su orientación, por su presteza en analizar cada capítulo de la investigación. Su amistad e incentivo fue fundamental para que yo pudiera llegar hasta aquí.

A los administrativos y profesores de la UNLaM también les dedico mis agradecimientos, principalmente a la profesora Susana Nothstein, que también contribuyó con sugerencias para mi proyecto de tesis.

Agradezco especialmente a mi colega de trabajo Jacqueline Barboza Mariano, que en la práctica fue mi codirectora en Brasil. Mal puedo expresarle lo cuanto le soy grato por su preciosa y cuidadosa orientación en la estructuración y en el desarrollo de esta investigación.

Agradezco a los profesores del Instituto Cervantes de Rio de Janeiro que despertaron mi interés por el idioma, literatura y cultura española e hispanoamericana, especialmente a las profesoras Belén García Llamas, Laura Fresno Tejedor y Vanessa Bargiela Monteiro. Agradezco también a los colegas de clase Andrezza Souza, Anna Carolina, Clarissa Davico, Isabela Dwyer y José Ferroni, por la amistad, compañerismo e incentivo en esta larga jornada.

A mis familiares les agradezco por todo el apoyo a lo largo del período del curso. Fueron muchos fines de semana que no pudimos salir juntos, pero me apoyaron y me ayudaron en lo que podían. A mi esposa Valeria le agradezco por todo el cariño, apoyo e incentivo durante todo el periodo del doctorado. A mis hijos Marina y Mateus agradezco su comprensión por las noches y fines de semana que me quedaba estudiando, sintiéndome culpado por no poder estar con ustedes. No tengo palabras para agradecer el apoyo y amor de ustedes.

A mis compañeros de clase de doctorado, especialmente Carlos José Marin Filho, José Carlos de Souza Colares e José Morais. Nuestra amistad hizo más fácil superar nuestros desafíos.

A mis colegas de trabajo Alice Pinho, Krongnon Regueira, Maria Fonseca, Mirian Reis, Ney Cunha, Roberta Salomão y Romulo Hansen, por la amistad, apoyo e incentivo.

Agradezco a todo el personal de Sensus por el apoyo durante el doctorado, especialmente a Ana Cecilia Romero, Renato Pereira y Silvia Fernández Machado.

Resumen

La presente investigación tiene como finalidad analizar la evolución de la industria del petróleo en Brasil y los impactos de los cambios en el marco regulatorio que ocurrieron a mediados del siglo XX, con la instauración del monopolio estatal del petróleo y la creación de la Petrobras, y a partir de la década de 1990, con la flexibilización del monopolio del petróleo y la apertura del mercado para la iniciativa privada, la cual se inició con la promulgación de la Ley n° 9.478/1997 (Ley del Petróleo), que creó la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) e instituyó la concesión como régimen de contratación de empresas para el ejercicio de actividades de explotación y producción de petróleo y gas natural en el país. En el 2010, a través de la Ley n° 12.351/2010, se aprueba el Régimen de Reparto de la Producción para la explotación y producción de petróleo en el polígono del pre-sal y en áreas consideradas estratégicas. Como elementos de análisis, observamos los factores y objetivos de las reformas regulatorias del contrato de concesión y del reparto de producción, comparándolos bajo una perspectiva de objetivos a ser alcanzados. Además, examinamos los indicadores de la industria nacional del petróleo y gas natural, con la finalidad de verificar los resultados obtenidos. Identificamos también los diseños institucionales y los ambientes regulatorios siguientes a la Ley del Petróleo y a la introducción del régimen de reparto de la producción. Al final, destacamos los principales desafíos decurrentes de la convivencia entre las dos modalidades de contratación: concesión y reparto de la producción, y las perspectivas de la industria del petróleo en Brasil.

Abstract

The present research has the purpose to analyze the evolution of the oil industry in Brazil and the impacts of the changes in the regulatory milestones in this industry, in the middle of the XX century, with the establishment of the state oil monopoly and the creation of Petrobras and, more recently, since the 1990s, with the flexibilization of the oil monopoly and the opening of the market for private initiative, which began with the promulgation of Law 9,478/1997 (Petroleum Law), which created the National Petroleum Agency (NPA) and instituted the concession as the regime for contracting companies for the exercise of exploration and production of oil and natural gas in the country. In 2010, through the Law 12,351/2010, was approved the Production Sharing Agreement for the exploration and production of oil in the pre-salt polygon and in strategic ones was approved. As elements of analysis, we observe the factors and objectives of the regulatory reforms of the concession contract and of production sharing, comparing them under a perspective of the objectives to be achieved. In addition, it examines the indicators of the national oil and natural gas industry, with purpose to verify the results obtained. Also identified are the institutional designs and regulatory environments that followed the Oil Law and the introduction of production sharing. At the end, are highlighted the main challenges of the coexistence between the two contracting modalities: concession and production sharing and the prospects of the oil industry in Brazil.

Índice

Capítulo 1 – Introducción.....	16
1.1 – Antecedente de la Investigación.....	16
1.2 – Objetivo.....	18
1.3 – Problema y Delimitación de la Investigación.....	18
Capítulo 2 – Aspectos económicos de la industria del petróleo.....	21
2.1 – Etapas de la cadena productiva del petróleo.....	21
2.2 – Estrategias empresariales de la industria.....	23
2.3 – Estrategias empresariales de la industria del petróleo.....	25
2.3.1 – Integración vertical.....	26
2.3.2 – Cooperación.....	28
2.4 – Características de la industria del petróleo.....	32
2.4.1 – El carácter no renovable del petróleo.....	32
2.4.2 – Los riesgos de inversiones en el sector.....	32
2.4.3 – Las características de las inversiones.....	33
2.4.4 – La integración vertical y la distribución de los riesgos.....	34
2.4.5 – Barreras a la entrada.....	34
2.4.6 – Estructura de los mercados.....	34
2.4.7 – Las tecnologías involucradas en el proceso de explotación y producción.....	35
2.5 – Agentes de la industria del petróleo.....	36
2.5.1 – Las compañías privadas de petróleo.....	36
2.5.2 – Las compañías estatales.....	36
2.5.3 – Organizaciones internacionales.....	37

Capítulo 3 – La formación de la industria del petróleo y el período de monopolio estatal en Brasil.....	38
3.1 – Antecedentes: Breve histórico de la industria del petróleo en el mundo.....	38
3.1.1 – La formación de la industria mundial del petróleo.....	39
3.1.2 – Internacionalización y competencia entre las grandes compañías de petróleo....	44
3.1.3 – Competencia oligopolística: Los acuerdos de Achnacarry y la creación del “cartel de las siete hermanas”.....	46
3.1.4 – La creación de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo – OPEP.....	47
3.1.5 – Del período post contra choque del petróleo a los días actuales.....	52
3.2 – Evolución del sector de petróleo en Brasil entre 1850 y 1953.....	54
3.2.1 – Los cambios de la Constitución Republicana de 1891 y las primeras iniciativas concretas de exploración de petróleo en Brasil.....	55
3.2.2 – Nueva reglamentación para la exploración de petróleo en Brasil y restricciones al capital extranjero a partir de 1930.....	58
3.2.3 – El embate entre nacionalistas y privatistas y el movimiento “el petróleo es nuestro” en defensa del monopolio estatal del petróleo.....	63
3.2.4 – La aprobación del monopolio estatal y la creación de Petrobras.....	67
3.2.5 – La expansión del área de exploración y producción.....	70
3.2.6 – A expansión del parque de refino.....	79
3.2.7 – El mercado de derivados en el país.....	84
3.2.8 – A expansión de la distribución de combustibles.....	88
3.3 – Conclusión.....	92
Capítulo 4 – Flexibilización del Monopolio Estatal en 1995 y la participación de la iniciativa privada en la explotación de petróleo.....	96
4.1 – Apertura de la economía brasileña a inicio de los años 1990.....	99
4.2 – Flexibilización del monopolio del petróleo ejercido por Petrobras.....	99

4.3 – La creación de la Agencia Nacional del Petróleo – ANP.....	103
4.4 – El régimen de concesión para la exploración de petróleo y gas natural.....	106
4.5 – Las rondas de licitaciones de bloques para exploración de petróleo y gas natural en el régimen de concesión.....	110
4.6 – La participación de la iniciativa privada en la exploración de petróleo en Brasil.....	112
4.7 – El crecimiento de las reservas y de la producción de petróleo y gas natural.....	115
4.8 – Los descubrimientos de petróleo en el pre-sal a partir del 2007 y los nuevos cambios regulatorios.....	121
4.9 – Los descubrimientos de grandes reservorios de petróleo y gas natural, en la camada pre-sal en las cuencas de Campos y Santos, a partir del 2007.....	123
4.10 – Los cambios en el marco regulatorio a partir del 2010.....	126
4.10.1 – Cesión onerosa y capitalización de Petrobras.....	130
4.10.2 – Creación de la Pre-Sal Petróleo S/A (PPSA).....	132
4.10.3 – Régimen de reparto de la producción y la creación del Fondo Social.....	134
4.11 – La primera licitación de reparto de la producción.....	136
4.12 – Las nuevas perspectivas de producción y exportación de petróleo.....	137
4.13 – Conclusión.....	139

Capítulo 5 – Análisis de los cambios en el marco regulatorio del sector de petróleo.....

5.1 – Modelos Contractuales para las Actividades de Exploración y Producción de Petróleo y Gas Natural.....	140
5.1.1 – Régimen de Concesión.....	140
5.1.2 – Régimen de Reparto de la Producción.....	141
5.1.3 – Contrato de Servicio.....	143
5.2 – Comparación de los Regímenes de Concesión y Reparto de la Producción.....	146

5.2.1 – Análisis de los cambios en la regulación de 2010 y de los modelos de regulación actualmente vigentes en Brasil.....	147
5.2.1 1 – El papel del Estado en los regímenes de concesión y reparto de la producción.....	151
5.2.1 2 – Cambio del ritmo de explotación de los recursos del pre-sal a partir de la aprobación del régimen de reparto de la producción.....	154
5.2.1 3 – Participaciones Gubernamentales bajo los regímenes de concesión y reparto de la producción en Brasil.....	157
5.2.1 4 – Atracción de inversiones en proyectos de exploración y producción.....	159
5.2.1 5 – Promoción del desarrollo industrial y tecnológico.....	161
5.3 – Flexibilización de la ley de reparto de la producción.....	164
5.4 – Conclusión.....	165
Capítulo 6 – Conclusión.....	166
Bibliografía.....	172

Índice de Tablas

Tabla 1 – Capacidad de refino de Brasil – 1932-1950.....	62
Tabla 2 – Consumo de derivados de petróleo en Brasil – 1900-1950.....	63
Tabla 3 – Ranking de las cuencas sedimentarias brasileñas en el inicio de la década de 1960.....	73
Tabla 4 – Evolución de capacidad de refino do Brasil – 1954-1995.....	81
Tabla 5 – Consumo de derivados de petróleo en Brasil – 1954-1995.....	85
Tabla 6 – Resultado de las rondas de licitaciones de bloques en el régimen de concesión, por ronda – 1999-2021.....	112
Tabla 7 – Evolución de las inversiones de Petrobras en exploración y producción 1998-2022 (millones US\$).....	115
Tabla 8 – Reservas probadas de petróleo de Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022.....	116
Tabla 9 – Reservas probadas de gas natural de Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022.....	116
Tabla 10 – Producción de petróleo de Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022.....	117
Tabla 11 – Producción de gas natural de Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022.....	118
Tabla 12 – Producción de petróleo y gas natural de Brasil, por concesionario – 2022.....	120
Tabla 13 – Dependencia externa de petróleo y sus derivados en Brasil – 2000-2022.....	121
Tabla 14 – Bloques en el Pre-sal de la Cuenca de Santos de la Segunda y Tercera Ronda de Licitación.....	123
Tabla 15 – Proyectos de Ley presentados por el Poder Ejecutivo al Congreso Nacional.....	128
Tabla 16 – Volúmenes y valores de los bloques cedidos a Petrobras en la Cesión Onerosa.....	132

Tabla 17 – Resultado de la primera licitación de reparto de producción – 2013.....	136
Tabla 18 – Evolución de la producción de petróleo y gas natural en el pre-sal –2008-2017.....	137
Tabla 19 – Previsión de entrada en operación de los campos de la Cesión Onerosa.....	138
Tabla 20 – Diferencia entre los contratos de concesión y reparto de la producción.....	150
Tabla 21 – Obligación de inversiones en investigación, desarrollo e innovación (ID&I), por concesionario – 1999-2022.....	164

Índice de Gráficos

Gráfico 1 – Producción y consumo de petróleo – 1954-1965.....	71
Gráfico 2 – Precio internacional de petróleo – 1954-1970.....	74
Gráfico 3 – Inversiones de Petrobras en exploración y producción (E&P) y refino – 1954-1970.....	75
Gráfico 4 – Precio internacional de petróleo – 1970-1995.....	76
Gráfico 5 – Inversiones de la Petrobras en exploración y producción (E&P) y refino – 1970-1995.....	77
Gráfico 6 – Producción y consumo de petróleo – 1970-1995.....	78
Gráfico 7 – Evolución del petróleo procesado, según el origen – 1954-1995.....	82
Gráfico 8 – Producción, consumo, importación y exportación de derivados – 1954-1995.....	83
Gráfico 9 – Consumo nacional de derivados de petróleo – 1954-1995.....	87
Gráfico 10 - Evolución de las inversiones extranjeras directas en Brasil en las actividades de exploración de petróleo y gas natural - 1998-2022 (millones US\$).....	114
Gráfico 11 – Evolución de las reservas probadas de petróleo en Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022.....	116
Gráfico 12 – Evolución de las reservas probadas de gas natural en Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022.....	117
Gráfico 13 – Evolución de la producción de petróleo en Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022.....	118
Gráfico 14 – Evolución de la producción de gas natural en Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022.....	119
Gráfico 15 – Producción de petróleo en Brasil, post sal y pre sal – 1998-2022.....	155
Gráfico 16 – Importaciones y exportaciones de petróleo y derivados – 2006-2022.....	156
Gráfico 17 – Contenido local de las rondas de licitación de bloques en los regímenes de concesión y reparto de la producción.....	162

Índice de Figuras

Figura 1 – Perfil geológico esquemático de la provincia del pre-sal.....	122
Figura 2 – Provincia petrolífera del pre-sal.....	122
Figura 3 – Asignación de ingresos en el Régimen de Reparto de la Producción.....	143
Figura 4 – Regímenes contractuales, por país, en 2013.....	145

Abreviaturas y siglas

AIE – Agencia Internacional de Energía

ANP – Agencia Nacional de Petróleo

BNDES – Banco Nacional de Desarrollo Económico

BCB – Banco Central de Brasil

BP – British Petroleum

CNP – Consejo Nacional del Petróleo

CNPE – Consejo Nacional de Política Energética

CSN – Compañía Siderúrgica Nacional

CVDR – Compañía Vale del Rio Doce

CEDPEN - Centro de Estudios y Defensa del Petróleo y de la Economía Nacional

CNODC – China National Oil and Development Corporation

CNOOC - China National Offshore Oil Company

DNC - Departamento Nacional de Combustibles

DNPM – Departamento Nacional de la Producción Mineral

EPE – Empresa de Investigación Energética

EUA – Estados Unidos de América

GEI – Gases de Efecto Invernadero

GLP – Gas licuado de petróleo

GNC – Gas Natural Comprimido

IED – Inversión Extranjera Directa

IBGE – Instituto Brasileño de Geografía y Estadística

IBP – Instituto Brasileño de Petróleo y Gas

ICMS – Impuesto sobre Circulación de Mercaderías y Servicios

ID&I – Investigación, Desarrollo e Innovación

MME - Ministerio de Minas y Energía

OCDE - Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico

ONIP - Organización Nacional de la Industria del Petróleo

ONU – Organización de las Naciones Unidas

OPEP – Organización de los Países Exportadores de Petróleo

PDVSA – Petróleos de Venezuela

PIB – Producto Interior Bruto

PL – Proyecto de Ley

PEM – Programa Exploratorio Mínimo

PPSA – Pré-Sal Petróleo S/A

SGMB – Servicio Geológico y Mineralógico de Brasil

TRM – Transportador Revendedor Minorista

UT – Unidades de Trabajo

YPF – Yacimientos Petrolíferos Fiscales de Argentina

Capítulo 1 – Introducción

1.1 – Antecedente de la Investigación

La actual importancia económica de la industria del petróleo en el mundo y en Brasil, y el alto grado de dependencia de la sociedad con relación a este combustible contrastan con el inicio del uso solo como queroseno para la iluminación, a mediados del siglo XIX. El siglo XX representó la era del petróleo, principal fuente de energía en países desarrollados y en desarrollo. La importancia del petróleo no se restringe apenas a su posición como principal fuente de energía. Por ser también un recurso natural geográficamente mal distribuido, se tornó un bien estratégico, objeto de disputas geopolíticas. Además, los fuertes aumentos de precios del petróleo en la década de 1970 alertaron a los países sobre la necesidad de diversificar las fuentes energéticas para que los mismos pudieran disminuir su vulnerabilidad energética, debido a los fuertes aumentos de precios del petróleo. De esta forma, varios países se comprometieron en un proceso de disminución de la dependencia de este combustible, incentivando el uso de otras fuentes de energía en sus matrices energéticas. Sin embargo, a pesar de esta diversificación de las fuentes de suministro, el petróleo continúa siendo la principal fuente mundial de energía.

En 2022, el petróleo ocupó el primer puesto en la matriz energética brasileña, con una participación de 42% de la demanda total de energía y la producción promedio nacional de petróleo, de 3 millones de barriles por día, tornó a Brasil autosuficiente, ocupando el noveno puesto en el ranking mundial de productores de petróleo (EPE, 2023). La industria del petróleo tiene un peso significativo en el Producto Interior Bruto (PIB) del país, con destaque a la Petrobras, empresa estatal brasileña que continúa siendo una de las mayores compañías de petróleo del mundo.

En Brasil, la industria de petróleo empezó en la década de 1930 con la construcción de las primeras refinerías y el descubrimiento del primer campo comercial de petróleo en Candeias, Bahia, en 1941. En 1953, después de una amplia discusión en el parlamento y en la sociedad civil, el Congreso Nacional aprobó la Ley nº 2.004, que instituyó el monopolio estatal del petróleo y creó la Petrobras, empresa estatal responsable por ejercer el monopolio en nombre de la Unión. El monopolio estatal del

petróleo vigoró entre 1954 y 1995, cuando se aprobó la Enmienda Constitucional n° 09, que flexibilizó el monopolio, permitiendo que las actividades de la industria del petróleo pudieran ser realizadas por empresas estatales y privadas.

La flexibilización del monopolio del petróleo está inserida en el proceso de reforma del papel económico del estado brasileño y apertura de diversos segmentos de la economía brasileña a lo largo de la década de 1990. El escenario vivido en esa época, con grandes dificultades a nivel macroeconómico, reflejó la incapacidad del Estado de dar continuidad a las inversiones antes realizadas y creó el ambiente propicio para la adopción de reformas estructurales de la economía, principalmente en sectores con fuerte participación estatal.

En el caso de la industria del petróleo y gas natural, tal proceso de reforma dio origen a un nuevo diseño institucional a partir de 1997, cuando se promulgó la Ley n° 9.478/1997 (Ley del Petróleo), que creó la Agencia Nacional de Petróleo (ANP) y alteró el ambiente regulatorio del sector, introduciendo nuevos agentes y atribuciones e instituyendo la concesión como régimen de contratación de empresas para el ejercicio de las actividades de explotación y producción de petróleo y gas natural en el país.

En el 2007, con el descubrimiento de grandes yacimientos de petróleo y gas natural en el polígono del pre-sal, se reabrió el debate sobre cuál sería el régimen de explotación y producción de petróleo más adecuado a los intereses del país. A partir de ese momento, se inició un proceso de modificación del marco regulatorio, que culminó con su revisión a finales del 2010, provocando el rediseño institucional de la regulación de petróleo y gas natural. Por medio de la Ley n° 12.351/2010 se aprobó el Régimen de Reparto de la Producción para la explotación y producción de petróleo en el polígono del pre-sal y en áreas estratégicas que llegaran a ser delimitadas por acto del Poder Ejecutivo y le garantizó a la Petrobras el papel de operadora única de todos los bloques contratados en este nuevo régimen, teniendo derecho a por lo menos 30% de los bloques licitados. En este contexto, con la inserción del régimen de reparto de la producción como modalidad contractual en áreas consideradas estratégicas, dos tipos de régimen para explotación de petróleo y gas natural pasaron a coexistir, el Régimen de Concesión y el Régimen de Reparto de la Producción, cada uno con características y regímenes específicos de incentivo.

1.2 – Objetivo

El objetivo de este estudio es analizar las consecuencias de los cambios de los marcos regulatorios¹ en la industria del petróleo en Brasil, en 1953, 1995 y 2010, no sólo del punto de vista histórico, sino también del punto de vista de su evolución institucional y sus consecuencias en las actividades de explotación, producción, refino y comercialización a lo largo del tiempo. El primer cambio ocurrió en 1953, cuando se aprobó el monopolio estatal y la creación de la Petrobras, hasta mediados de la década de 1990. La segunda fase pretende analizar el periodo posterior a la aprobación de la Enmienda Constitucional nº 09/1995, que flexibilizó el monopolio estatal del petróleo con la apertura del sector del petróleo y gas natural para la iniciativa privada y la redefinición de las atribuciones y del papel de la Petrobras en el nuevo ambiente regulatorio. La tercera fase se inició tras el descubrimiento de importantes yacimientos de petróleo y gas natural en la camada del pre-sal, en el 2007, y culminó con la aprobación de la Ley nº 12.351/2010, que aprobó el régimen de reparto de la producción para la explotación y producción del petróleo en el pre-sal y en áreas estratégicas que fueran delimitadas por acto del Poder Ejecutivo.

1.3 – Problema y Delimitación de la Investigación

Tales hechos y objetivos afloraron una serie de indagaciones sobre la estructuración de la industria del petróleo en Brasil y cambios en los marcos regulatorios de los años 1953, 1995 y 2010, así como sobre el futuro de la explotación y producción, tales como: ¿Cómo fue el debate en el parlamento y en la sociedad civil para definir y aprobar el marco regulatorio del sector del petróleo en 1953 que instituyó el monopolio estatal del petróleo y creó la Petrobras? ¿Cuáles eran las prioridades de inversiones de la Petrobras en el periodo de 1954 a 1995, y cuáles fueron los cambios en la estrategia de la Petrobras a partir de los fuertes aumentos de precios del petróleo que se dieron en 1973 y 1979 y que culminaron en grandes descubrimientos de petróleo en la década de 1980 en la Cuenca de Campos? ¿Cuáles fueron las razones y los cambios en la flexibilización del monopolio estatal del petróleo en 1995? ¿Cuáles fueron los cambios regulatorios

¹ Es un conjunto de normas, leyes y directrices que regulan el funcionamiento de los sectores en que agentes públicos y/o privados prestan servicios de utilidad pública. Además de establecer las reglas para el funcionamiento del sector, el marco regulatorio contempla la fiscalización del cumplimiento de las normas, con auditorías técnicas, y el establecimiento de indicadores de calidad.

implementados a partir del descubrimiento de grandes yacimientos de petróleo y gas natural en el polígono del pre-sal en el 2007? ¿Cuáles fueron las consecuencias para el sector del petróleo y gas natural que se dieron a partir de la vigencia del régimen de reparto de producción? ¿Cuáles son las perspectivas para la industria del petróleo en Brasil, a partir de los cambios regulatorios en la ley de reparto de producción aprobados recientemente?

El presente trabajo analiza la evolución de la industria del petróleo en Brasil, las reformas y el rediseño institucional de la regulación del petróleo y gas natural en Brasil en la década de 1950 y, principalmente, la flexibilización del monopolio del petróleo en 1995 como resultado de la apertura económica que se dio en los años 1990, teniendo como foco principal las actividades del segmento de *upstream*. El estudio se basa en levantamientos de informaciones en fuentes primarias (constituciones federales, enmiendas constituciones, leyes, decretos, decretos-leyes, resoluciones y ordenanzas) y fuentes secundarias (anuarios, libros, revistas, periódicos). El soporte técnico del análisis se basa en conceptos de instituciones y diseño institucional a partir de perspectivas teóricas que analizan el proceso de cambio institucional.

Como marco teórico para el entendimiento de la industria del petróleo, haremos una caracterización de la industria del petróleo, donde se abordará las etapas de la cadena productiva del petróleo: *upstream* (explotación, desarrollo y producción) y *downstream* (transporte, refinación y distribución). Además, presentamos un referencial teórico sobre las estrategias empresariales que aumentan la competitividad de las empresas, basándonos en teorías desarrolladas por Porter (1985). En función de tales especificidades de la industria del petróleo y de los elevados riesgos y costos, las empresas petroleras adoptan una gama reducida de estrategias, donde la integración vertical y la cooperación son las estrategias principales.

Como antecedentes, haremos un breve resumen sobre la evolución de la industria del petróleo en el mundo, desde mediados del siglo XIX hasta principios del XXI, donde abordaremos las principales fases de la industria. Haremos aún un análisis del periodo que antecedió la implantación de la industria del petróleo en Brasil, entre 1850 y 1953, abordando: los cambios institucionales en este período; el papel del gobierno y de la iniciativa privada; la evolución del mercado de derivados en Brasil; la construcción de las primeras refinerías y descubrimientos de petróleo. Enseguida, analizaremos el embate entre nacionalistas y privatistas de las décadas de 1930 y 1940 sobre la definición del

nuevo marco regulatorio, que culminó con la aprobación de la Ley n° 2004/1953 que instituyó el monopolio estatal del petróleo y creó la Petrobras. A partir de aquí evaluamos el periodo del monopolio estatal (1954-1995) y los impactos que tuvieron sobre la formación de la industria de petróleo en Brasil.

En la década de 1990, examinaremos las reformas que ocurrieron en Brasil, teniendo en cuenta los objetivos principales de aumentar la participación del capital privado en diversos sectores de la economía, reducir la acción directa del Estado y crear las condiciones propicias para la atracción de inversiones privadas. En este contexto, observamos que la Enmienda Constitucional n° 09/1995 y la Ley n° 9.478/1997 (Ley del Petróleo), que flexibilizaron el monopolio estatal del petróleo, generó un nuevo diseño institucional de la regulación de la industria del petróleo y gas natural, y la redefinición de atribuciones, incluyendo el papel de la Petrobras en el nuevo ambiente regulatorio. Analizaremos también, la nueva reforma de regulación del segmento de *upstream* de petróleo y gas natural realizada en el 2010 en Brasil, tras el descubrimiento de hidrocarburos en la camada del pre-sal y la consecuente creación del régimen de reparto de la producción para el polígono del pre-sal y en áreas estratégicas que puedan ser delimitadas por el acto del Poder Ejecutivo.

Enseguida, hicimos un análisis de los cambios regulatorios ocurridos en Brasil en el 2010 y una comparación entre los regímenes de concesión y reparto de la producción, mostrando las ventajas y desventajas de tales regímenes fiscales. Además, evaluamos las limitaciones del régimen de reparto de la producción y los recientes cambios que flexibilizaron su aplicación en la explotación de petróleo y gas natural en Brasil.

Como conclusión, en el sexto y último capítulo de dicho estudio, evaluamos las reformas regulatorias del sector de petróleo y gas natural, identificando, bajo la óptica institucional, los factores que motivaron el cambio y sus objetivos, así como destacamos los resultados del periodo, conforme indicadores de la industria, y cuáles son las perspectivas del sector. Adicionalmente analizaremos las perspectivas del sector del petróleo y gas natural, tras los nuevos cambios regulatorios en la ley de reparto; los actuales precios del petróleo en el mercado internacional y los desafíos de la industria del petróleo y gas natural durante la transición energética hacia una economía baja en carbono.

Capítulo 2 – Aspectos económicos de la industria del petróleo

Para entender la evolución de la industria del petróleo en Brasil y en el mundo es importante comprender las etapas de la cadena productiva del mismo y las estrategias empresariales de esta industria. Inicialmente, este capítulo describe las etapas de la cadena productiva del petróleo presentando las especificidades del *upstream* y *downstream*, y, enseguida, presenta un referencial teórico sobre las estrategias empresariales para aumentar la competitividad de las empresas integrantes de la cadena, basándose en las teorías desarrolladas por Porter (1985) que entiende que la estructura de la industria determina la competición y la naturaleza de la competición. Además, serán analizadas las estrategias empresariales de la industria del petróleo en función de sus especificidades, que hace que empresas petrolíferas adopten, por lo general, una variedad reducida de estrategias.

2.1 – Etapas de la cadena productiva del petróleo

La cadena del petróleo se divide en dos grupos de actividades. Las actividades conocidas como *upstream* (explotación, desarrollo y producción) y *downstream* (transporte, refino y distribución). Para algunos autores, el refino y el transporte corresponden al llamado *middlestream*.

En las actividades del *upstream*, la fase de explotación se caracteriza por ser la actividad de mayor riesgo y elevadas inversiones, y consiste en el levantamiento de las características geológicas y geofísicas y la perforación de pozos. Siendo así, existen elevadas barreras a la entrada, lo que hace que apenas algunas empresas muy capitalizadas participen del proceso. Aunque existan tecnologías capaces de realizar buenos estudios sobre las áreas, la certeza de que exista petróleo solo se tiene después que la perforación es realizada. Como el costo de la perforación es muy alto, los riesgos asociados son muy grandes. Por ese motivo, las empresas necesitan tener un elevado grado de autofinanciamiento y reservar un gran volumen de recursos en caso de fracaso de la explotación (Almeida, 2002).

En la fase de desarrollo, cuando el petróleo es descubierto y se toma la decisión de ir más allá de la explotación de un campo se debe determinar el número de pozos

necesarios para un mejor aprovechamiento. O sea, hay que determinar, a través de un estudio geológico detallado, el flujo óptimo de producción para aprovechar mejor la energía propia del campo y los locales ideales de perforación de los pozos. Esta fase, a pesar de tener un riesgo menor que aquellos realizados en la fase de la explotación, también se caracteriza por riesgos no despreciables que están asociados a la posibilidad de obtenerse un volumen de petróleo inferior a lo estimado en la fase de explotación. Esta etapa también implica altas inversiones (Almeida, 2002).

Una vez explorado y desarrollado un campo de petróleo, se inicia la fase de producción. El petróleo producido es vendido como una *commodity*² y tiene su precio definido en el mercado internacional, por lo que está sujeto a la incertidumbre. Sin embargo, el costo del petróleo varía enormemente de acuerdo con la región. En algunas regiones el costo puede ser hasta 10 veces superior que, en otras, dado al elevado costo de explotación y producción del óleo. El costo total promedio del óleo producido en el mar es de cerca de 20 dólares el barril, sin embargo, en las áreas del pre-sal el costo puede ser mayor. Con todo, en el Medio Oriente, el costo total promedio del óleo producido en tierra puede llegar a un mínimo de aproximadamente dos dólares. Esta gran diferencia en el costo del óleo se traduce en grandes rentas (o lucros extraordinarios) para las regiones de menor costo de producción del petróleo. Por esta razón, los gobiernos de los países con grandes reservas de petróleo intentan establecer elevados impuestos sobre el petróleo producido, para apropiarse de parte de la renta generada.

El *upstream* es la principal etapa de la industria del petróleo por básicamente dos motivos: el acceso a la materia prima que alimentará lo restante de la cadena productiva, y la posibilidad de obtención de lucros extraordinarios. El descubrimiento de reservas de petróleo es fundamental para la industria del petróleo, pues toda la industria mundial se basa en un patrón de desarrollo de alto consumo de derivados de petróleo. Las reservas de petróleo se encuentran distribuidas de forma desigual en el mundo, lo que origina importantes diferencias en la estructura de costos de producción. Los costos de producción de petróleo son dos: costos técnicos de producción – gastos realizados hasta que el petróleo entra al mercado; y los costos fiscales – referentes a los pagos de los

² Commodity es el término utilizado para referirse a los productos de origen primario que son transaccionados en las bolsas de mercancías. Son normalmente productos en estado bruto o con pequeño grado de industrialización, con calidad casi uniforme y son producidos y comercializados en grandes cantidades desde el punto de vista global. También se pueden almacenar sin pérdida significativa en su calidad durante un cierto período. Pueden ser productos agropecuarios o minerales.

derechos de propiedad y otros encargos tributarios y fiscales. Los costos de producción del *upstream* representan, aproximadamente, el 70% del costo de toda la industria petrolífera. Los costos técnicos pueden ser diferentes según el área geográfica o región de producción, debido a las dificultades exploratorias; el tipo de óleo encontrado; la profundidad de los pozos de producción; la tasa de intereses utilizada para financiar la inversión; y la distancia de los locales de producción.

En las actividades del *downstream* el transporte tiene una función estratégica, ya que cerca de la mitad del petróleo consumido en el mundo es comercializado en el mercado internacional. Los navíos petroleros son la principal forma de transporte de petróleo comercializado en el mercado internacional. Además de ellos, los oleoductos también son utilizados para el transporte de petróleo por grandes distancias, desde los inicios de la industria del petróleo.

El refinado es el conjunto de procesos destinados a la transformación del petróleo en derivados para su uso final o materia prima para la industria petroquímica. Los principales derivados son: gasolina, gasoil, combustible de aviación, óleo combustible, gas licuado de petróleo (GLP), nafta, asfalto, parafina, disolventes y lubricante. El refinado se caracteriza por ser una fase que involucra altas inversiones y baja rentabilidad y, generalmente, las refinerías están localizadas cerca de los centros consumidores, porque es más barato el transporte de petróleo crudo que el de los derivados refinados.

En la fase de distribución, los consumidores acceden a los derivados a través de los centros de abastecimiento, como las estaciones de servicio de combustible. Los derivados son transportados de los centros productores (refinería o central petroquímica) hacia las bases de almacenamiento (distribuidoras), las cuales pueden ser primarias – atendidas directamente por el productor, sin intermediarios – o secundarias, como se les considera a las más distantes del productor, existiendo la necesidad de intermediarios y otras conexiones hasta llegar a su destino final. Esta fase es la más competitiva de la cadena petrolífera.

2.2 – Estrategias empresariales de la industria

Todas las empresas que compiten en una industria poseen, explícita o implícitamente, una estrategia competitiva. El hecho de que muchas empresas adopten un

plan estratégico formal, que es la forma explícita de estrategia, demuestra que los lucros obtenidos con su formulación son significativos (Porter, 2005).

La mayoría de las definiciones de estrategia la sitúan como algún plan o un conjunto de medidas que deben ser seguidas para alcanzar los objetivos. La formulación de estrategias posibilita una mayor interacción de la empresa con el ambiente competitivo, del cual ella hace parte.

(Porter, 2005) propone un modelo para el análisis de la intensidad de la competencia en una industria. Este modelo consiste en la determinación de un conjunto de cinco fuerzas competitivas – amenaza a la entrada, amenaza de sustitución, poder de negociación de los compradores, poder de negociación de los suministradores y rivalidad entre los principales competidores – que, en conjunto, determinan qué estrategia formular. Por lo tanto, conociendo cada una de esas cinco fuerzas, la empresa puede encontrar su mejor opción de actuación.

En cuanto a la amenaza de entrada, hay una relación directa con las barreras a la entrada existente en la industria. Mientras más sean las barreras a la entrada, menor será la amenaza. El principal factor que determina los precios y la rentabilidad en una industria es la facilidad o dificultad que las empresas establecidas encuentran para impedir la entrada de nuevas empresas, o sea, la existencia o no de barreras. Las fuentes de estas barreras son: economías de escala, ventajas absolutas de costo, diferenciación del producto, la necesidad de elevado capital inicial y la política gubernamental (Kupfer, 2002).

La segunda fuerza es la amenaza de sustitución. Si existen productos que pueden ser usados para las mismas finalidades y que pueden ser más competitivos en términos de precios o de desempeño, entonces, el techo de precios que la empresa fija es reducido, lo que conlleva a una disminución de los lucros. Por ese motivo, la empresa debe estar atenta a posibles sustitutos en la definición de sus estrategias.

El poder de negociación de los compradores es otra fuerza que debe ser evaluada. Mientras menor sea el número de compradores, mayor será la estandarización de productos, menores serán los costos de cambios para otro suministrador y mejor la información de los compradores en cuanto a las condiciones de demanda y, además, mayor será el poder de intercambios de los compradores.

De forma análoga, la cuarta fuerza analizada es el poder de intercambio de los suministradores, que será mayor cuando hay menos suministradores, más diferentes entre sí y más importantes para la operación de la industria por los insumos vendidos por ellos, y también si existe la posibilidad de integración frente a los suministradores.

La última fuerza a analizar es la intensidad de la rivalidad entre los principales competidores. (Porter, 2005) apunta que la rivalidad es consecuencia de algunos factores estructurales. El primero de ellos es la cantidad de competidores. Si la industria es concentrada, los líderes actúan como coordinadores, dificultando el comportamiento disidente de algunas empresas. Otro factor relevante es la velocidad de crecimiento de la industria, pues, cuando este crecimiento es lento, mayor es la lucha por la participación en el mercado. La existencia de costos fijos altos y el exceso de capacidad instalada también aumentan la rivalidad, porque todas las empresas desean satisfacer su capacidad, lo cual reduce los precios. Otros factores estructurales, como semejanza entre los productos, diferencias entre los competidores y un gran interés estratégico, también pueden llevar a un aumento de la rivalidad.

El ambiente económico, político y regulatorio en el cual la empresa se encuentra señalará la estrategia que debe ser adoptada. Ese ambiente es cada vez más incierto, debido a la creciente complejidad y la velocidad de los cambios en economías cada vez más globalizadas. Cuando la competencia cambia, las estrategias de las firmas también cambian y, por lo tanto, el análisis de la competencia es fundamental en la determinación de las estrategias. La estrategia que se debe adoptar es factor decisivo para que la empresa tenga éxito.

2.3 – Estrategias empresariales de la industria del petróleo

Las reservas de petróleo no están distribuidas uniformemente entre las diversas regiones del mundo, muy por el contrario. Una pequeña región, el Medio Oriente, tenía, en 2020, el 48,2% de las reservas mundiales de petróleo y representaba el 32,8% de la producción mundial. Además, los mayores consumidores de petróleo no son los principales productores. Así, la internacionalización hacia la materia prima es estratégica para la industria del petróleo, ya que la búsqueda de nuevas reservas es esencial para la sobrevivencia de las empresas (BP, 2021).

La competencia en la industria del petróleo no es la misma que la de otras industrias debido a la existencia de elevados riesgos y costos. Las especificidades de la industria del petróleo llevaron a las empresas petrolíferas a adoptar, por lo general, una gama reducida de estrategias. Por otro lado, la alta incertidumbre en gran parte de las etapas de la cadena del petróleo hace que determinadas estrategias sean particularmente importantes. A continuación, presentaremos los conceptos de integración vertical y cooperación como estrategias dominantes en la industria del petróleo.

2.3.1 – Integración vertical

La integración vertical es la actuación de una empresa en más de una etapa del proceso productivo, siendo ésta una de las estrategias dominantes de la industria del petróleo, donde se procura compensar los riesgos de las altas inversiones en el segmento de *upstream*, por medio de participaciones en las demás etapas de la cadena productiva. O sea, las empresas integradas verticalmente garantizan el acceso a la materia prima, al mismo tiempo que disminuyen los riesgos. En vez de buscar un margen de beneficio para cada etapa de la cadena, las empresas verticalmente integradas maximizan el retorno de la cadena de petróleo como un todo.

Cuando la empresa pasa a actuar en etapas anteriores, hay una integración para atrás (*upstream*) o anterior. De manera análoga, cuando la empresa actúa en etapas posteriores, hay una integración hacia adelante (*downstream*) o posterior. Muchos son los beneficios de la estrategia de integración vertical. La integración aumenta la seguridad con relación al suministro (para atrás) y al flujo de producción (para el frente), además, la integración reduce costos y aumenta el poder de la empresa en el mercado (vía elevación de barreras a la entrada) y provoca mejoras en la diversificación.

La contención de costos causada por la integración vertical es consecuencia de la reducción del número de etapas del proceso de producción, de la reducción del costo de transporte y de la disminución de costos de transacción. La integración permite aún que, una actividad de la empresa que sea más lucrativa financie segmentos menos lucrativos.

Por otro lado, la integración vertical también presenta algunas desventajas. (Porter, 2005) apunta algunos de los costos estratégicos de la integración vertical. La superación de barreras de movilidad es uno de esos costos, una vez que la integración vertical necesita de escala, de financiamiento y de mayores inversiones. La integración

vertical también lleva a un aumento de barreras a la salida, debido al aumento de la cantidad de activos específicos, entre otros.

En el caso de la industria del petróleo, la integración vertical es una estrategia dominante en las empresas, pues evita las incertidumbres de los mercados intermediarios, y permite un gerenciamiento del flujo del petróleo y de los productos refinados del pozo al consumidor final. Las empresas de petróleo, debido a la gran dependencia entre las actividades, poseen estructuras organizativas bastante centralizadas y muchas de ellas se integraron totalmente, o sea, pasaron a actuar en la explotación, producción, refino, transporte y distribución.

La cuestión del acceso a la materia prima, como fue visto anteriormente, es uno de los factores que hacen que la empresa decida integrarse verticalmente. En el caso de la industria del petróleo, ese aspecto es particularmente importante. Las refinerías tendrían menos incertidumbres con relación al suministro de materias primas si la producción fuese hecha por la misma empresa. Asimismo, habría garantía de flujo de la producción, tanto en las refinerías como, posteriormente, en la comercialización, lo que llevaría a un mejor plan de producción. La cuestión de la armonía entre *upstream* y *downstream* ha sido el mayor desafío de las empresas petrolíferas. Por un lado, se busca tener acceso a la materia prima básica, mientras que por otro lado se busca agregar el máximo de valor a los productos refinados que son distribuidos para el consumidor final.

Las grandes empresas del petróleo actúan en todas las etapas de la cadena y, por tanto, poseen alto grado vertical. La integración vertical, además de aumentar las barreras en la entrada, tiende también a elevar la intensidad de la rivalidad. Al actuar de forma independiente y en todas las etapas de la cadena, las empresas pasan a competir por posiciones en el mercado y todas desean satisfacer su gran capacidad instalada, lo cual aumenta la disputa entre ellas.

Aunque la integración vertical es la principal estrategia de crecimiento de las empresas petrolíferas, existen algunas desventajas asociadas a ella, conforme abordamos anteriormente. Por ese motivo, algunas empresas buscan otras estrategias. En los últimos tiempos, ocurrieron cambios significativos en el ambiente competitivo de la industria mundial que hicieron que las empresas buscaran estrategias alternativas a la integración vertical. Dentro de ellas se destaca la cooperación.

2.3.2 – Cooperación

La comprensión del mecanismo de cooperación se remonta a la cuestión de la globalización. Las transformaciones ocurridas en los últimos años fueron causadas, en parte, por ella. La globalización abarca muchas dimensiones, entre ellas la globalización productiva, que involucra el avance del proceso de internacionalización de la producción, la mayor integración entre las estructuras productivas de las economías nacionales y el aumento de la competencia internacional (Gonçalves, 1992).

Dentro de los mecanismos de internacionalización de la producción como forma de inserción productiva, se destacan la inversión externa directa, que ocurre cuando el agente actúa dentro de la economía nacional y las relaciones contractuales, como los contratos de transferencia de *know-how*, patentes, franquías y alianzas estratégicas. A partir de la mitad de la década de 1980, la actuación de las empresas transnacionales aumentó mucho. Así, los acuerdos de cooperación entre estas empresas también crecieron (Gonçalves, 1992).

Las ventajas de las asociaciones cooperativas son compartir los costos de Investigación y Desarrollo (I&D), de producción, de comercialización y de almacenamiento; economías de escala, de aglomeración, de diversificación (penetración en nuevos mercados) y de diferenciación (nueva marca o producto); acceso a nuevas tecnologías de producto y proceso; acceso a recursos financieros, equipamientos, instalaciones y las redes de distribución. Además, compartir los costos y riesgos del capital también son beneficios que la cooperación proporciona (Porter, 2005).

La cooperación también es una estrategia dominante en la industria del petróleo mundial. Alianzas estratégicas y contratos surgen a todo momento en esta industria. Las alianzas pueden hacer crecer las industrias y la tendencia es que el aumento del desempeño venga más de alianzas que de operaciones internas, pues ellas ofrecen la oportunidad de mejorar el desempeño cuando el corte de los costos internos y los procesos de reingeniería ya fueron agotados.

En la década de 1960, con la creación de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), generó un proceso de “desintegración” de las compañías internacionales de petróleo que, en vez de ser detentoras exclusivas de la producción en los países poseedores de reservas, compartían esta producción con las recién creadas compañías estatales de estos países. La cooperación proporciona una

“reintegración vertical” entre las empresas productoras nacionales y las compañías internacionales. Eso ocurre porque con las alianzas estratégicas entre refinadores y productores una empresa no es obligada a actuar en ambos segmentos, lo que permite una cooperación entre rivales.

La cooperación puede ser vertical o horizontal. La primera se refiere a las subcontrataciones entre petroleras y para-petroleras, concesiones y franquías. Con todo, la cooperación horizontal involucra *joint ventures* y son desarrolladas cuando las empresas tienen un proyecto productivo conjunto. Los acuerdos de cooperación en la industria del petróleo son, generalmente, relaciones contractuales de largo plazo. En esos contratos hay un compromiso entre las firmas y los riesgos, costos y beneficios son repartidos. La regulación de la industria también es un factor determinante en la cooperación. En Brasil, con la flexibilización del monopolio estatal en la década de 1990, disminuyeron las barreras a la entrada, permitiendo la cooperación.

Actualmente existe una complementariedad entre las posiciones de las grandes compañías internacionales privadas, conocidas como *majors*, y de las estatales. Como ya mencionamos, las primeras están concentradas en el *downstream* mientras que las estatales poseen la mayor parte del negocio dirigida para el *upstream*. Las estatales tienen mayor disponibilidad de acceso a las reservas, pero la capacidad de refino queda abajo de su producción. Por otro lado, el acceso al mercado y la capacidad de refino son mayores en las empresas internacionales privadas. Esa complementariedad entre *majors* y estatales, sumada al aumento de los costos y al nivel de precios estancados, que disminuyeron los lucros de esos dos agentes, hicieron que los movimientos de cooperación pasaran a hacer parte de la dinámica de la industria.

Los beneficios de la cooperación en la industria del petróleo son muchos. En primer lugar, posibilita que las estatales tengan acceso a la tecnología, a las inversiones y al mercado de las *majors*, mientras que las *majors* tienen acceso a las reservas de las estatales, o sea, garantizan el abastecimiento de materia prima. Además de este intercambio, el compromiso a largo plazo entre las empresas es también responsable por la división de costos y mitigación de riesgos, además de proporcionar mayor eficiencia tecnológica y proporcionar mayor capacidad para conseguir recursos financieros (Alveal y Pinto Jr., 1996).

Desde la década de 1990 se constata la reverticalización de las empresas petrolíferas por medio de *joint ventures* entre las organizaciones estatales de países

productores exportadores y grandes compañías privadas internacionales. Vale destacar que *joint ventures* no favorecen apenas la verticalización, ya que representan una manera de explorar nuevas áreas con socios cuyas capacidades son complementarias, lo cual permite transferir conocimiento y distribuir riesgos. La generalización de este tipo de acuerdo parece estar fundando un nuevo pacto entre las empresas, que posibilita el aprovechamiento de la complementariedad entre los dos bloques. Sin embargo, el retorno a una integración vertical de la industria presenta una cierta asimetría: el trayecto de las grandes compañías internacionales en dirección a las actividades corrientes ascendentes del segmento petrolífero parece más factible que la ampliación de las compañías estatales rumbo a las actividades corrientes descendientes, dadas las diferencias de los modelos organizacionales de los dos grupos.

Las grandes compañías internacionales que tienen acceso limitado a las reservas petrolíferas mundiales han estado ampliando sus acuerdos de cooperación vertical con compañías estatales de países productores, lo que intensifica el movimiento de reintegración vertical. La diseminación de ese tipo de arreglo cooperativo es muy compleja, pues involucra empresas cuyos modos de organización industrial son distintos. Las empresas involucradas deben compartir las ventajas competitivas que emergen del conjunto de innovaciones tecnológicas y financieras del acuerdo. Además, el avance progresivo en la frontera de los acuerdos de cooperación vertical depende de una revisión de los reglamentos nacionales que ya se observa en el proceso generalizado de reforma de la legislación petrolífera en los países productores, y que reduce, así, las barreras institucionales a la entrada de nuevos operadores.

Las nuevas modalidades de cooperación que emergen de la agenda de reestructuración de la industria mundial del petróleo privilegian, claramente, la función empresarial de las compañías estatales en detrimento de su función política de desarrollo del Estado. Esa orientación estratégica exige, para la gran mayoría de las compañías estatales nacionales de petróleo, la actualización de los criterios de gestión y la revisión de la relación entre la empresa y su accionista principal – el Estado – con la finalidad de dotarla de autonomía compatible con los desafíos emergentes en el nuevo ambiente competitivo de la industria mundial del petróleo. La nueva relación tiene como objetivo primordial aumentar la eficiencia productiva, permitiendo la reducción de costos y la mejor asignación de recursos.

Se observa que existe una creciente apertura de las empresas petrolíferas estatales al capital extranjero y la multiplicación de asociaciones y joint ventures con las compañías internacionales. Sin embargo, no existe una tendencia de privatización generalizada de las compañías petrolíferas estatales, especialmente de aquellas vinculadas a la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Hay pocos casos de privatización de empresas petrolíferas estatales importantes. La privatización de *British Petroleum (BP)*, una de las grandes empresas occidentales a principios de los años 1980, debe ser considerada una excepción más que una regla, pues este movimiento no fue seguido por los demás de la industria. Todavía se pueden citar ejemplos de la *Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF)*, empresa estatal argentina, privatizada en 1999 y re-estatizada en 2012, y el caso de la *Elf Aquitaine*, empresa estatal francesa, privatizada en 1995.

Las fusiones y adquisiciones que han caracterizado recientemente la industria del petróleo pueden ser completamente entendidas dentro de un contexto más amplio de modificaciones económicas, proliferación de las fusiones y adquisiciones en diversos sectores en el mundo entero. El movimiento de fusiones y adquisiciones refleja el imperativo de reducción de costos, vía reestructuración y racionalización de las estructuras de producción y de comercialización para sustentar ventajas competitivas. En 1999, ocurrió la fusión de la *Exxon* con la *Mobil* formando la *ExxonMobil*. Ya en 1998 la *British Petroleum (BP)* se fundió con la *Amoco Corp.* formando la *BP-Amoco* y, en el 2000, la *BP-Amoco* adquirió la americana *Atlantic Richfield Company (Arco)* y la *Castrol*. La *Chevron* se fundió con la *Texaco* en el 2001, formando la *ChevronTexaco* y, en el 2005, la compañía volvió a llamarse *Chevron* y también adquirió la *Unocal* que pasó a ser una subsidiaria. En el 2015 la empresa angloholandesa *Royal Dutch Shell* adquirió la *British Gas (BG)*.

Respecto a la diversificación de actividades, durante la década de 1980 las empresas de petróleo invirtieron en la diversificación de sus actividades (producción de fertilizantes, minerales, química y petroquímica) con la idea de aumentar sus oportunidades de lucro. Sin embargo, a partir de la década de 1990, las empresas de petróleo direccionaron sus inversiones para las actividades básicas vinculadas a la explotación, producción, transporte, refinado y abastecimiento de derivados del petróleo y gas natural. Esto no significó la muerte de la estructura de múltiples divisiones, pero sí que las nuevas inversiones deben ser más selectivas y concentradas en las actividades

donde la compañía detiene mayores ventajas comparativas, especialmente en un contexto financiero restrictivo.

2.4 – Características de la industria del petróleo

Las teorías no representan una razonable comprensión de la industria del petróleo y de la evolución de los precios del petróleo, debido a la dificultad de estimar y cuantificar los factores geopolíticos; la dificultad empírica de separar los factores de corto y medio plazo y, así, presentar el comportamiento de las variables, así como, la dificultad de simplificar el sistema que represente la industria petrolera por causa de la interdependencia entre variables. En este ambiente de inestabilidad y falta de certeza, las compañías utilizan varias estrategias para reducir el nivel de incertidumbre: nuevas formas de organización industrial, definición de relaciones con el mercado y mecanismos contractuales para conciliar competencia (corto plazo) con estabilidad de los mercados (largo plazo).

Para comprender mejor las estrategias de la industria del petróleo y el ambiente relacionado a ella, sería conveniente identificar las principales características sectoriales a seguir:

2.4.1 – El carácter no renovable del petróleo

El petróleo es un recurso natural no renovable, un insumo que debe tener su abastecimiento y suministro ininterrumpido, lo que hace la incertidumbre y la inestabilidad dimensiones relevantes de la industria del petróleo, desde su surgimiento hasta los días actuales. La gran contradicción de esta industria es que los mayores consumidores de petróleo no son los países que tienen los mayores volúmenes de reservas. Además de que las principales regiones productoras, como el Medio Oriente, son por lo general áreas políticamente inestables.

2.4.2 – Los riesgos de inversiones en el sector

El segmento más arriesgado de la industria del petróleo es el *upstream*, pero, por otro lado, sin petróleo no hay industria. El *upstream* es la actividad altamente intensiva

en capital. Sin embargo, los descubrimientos de nuevas áreas son primordiales para el mantenimiento del flujo de petróleo y para el sustento de toda la cadena petrolífera. Además de los riesgos existentes en todas las industrias (costos, mercados, demanda, precios), el sector petrolífero posee riesgo geológico, dado a la incertidumbre de la rentabilidad económica de los descubrimientos de hidrocarburo; el riesgo político, proveniente de cambios normativos o institucionales de los países anfitriones; y el riesgo técnico, proveniente de equivocaciones en la interpretación de datos en la actividad exploratoria.

Las estrategias adoptadas por las empresas para inversiones en el *upstream* son el elevado nivel de autofinanciamiento y el financiamiento compartido con otras empresas. La estrategia utilizada por las compañías en la distribución de riesgos y costos es la integración vertical y horizontal, que actúa con escala en diversos países que poseen diferentes grados de reservas y riesgos políticos. Además, para obtener el propio petróleo y continuar actuando en otras actividades de la industria, minimizando los costos de los fracasos exploratorios, las compañías destinan parte significativa de los recursos a la actividad exploratoria.

2.4.3 – Las características de las inversiones

La eficiencia y la productividad de la empresa están vinculadas al aumento constante de su tamaño, a la obediencia, a la economía de escala y a la actuación en conglomerados petrolíferos. La escala es indispensable para enfrentar un negocio de alto riesgo, en el que la alta tecnología y las sumas enormes de recursos son necesarias.

En un corto plazo la decisión de colocar un campo petrolífero para producir es irreversible debido a cierta rigidez de las variables que condicionan la estructura y el nivel de los costos de la producción de petróleo, aunque ocurran variaciones de precios y de demanda. Por otro lado, a largo plazo, aumentos o reducciones consistentes de precios influyen el abastecimiento futuro debido a las variaciones en los volúmenes de inversiones direccionados al *upstream*.

La industria petrolífera es conducida, de cierta forma, a tomar decisiones a partir de una evaluación global de todos sus segmentos, a corto y largo plazo. El largo período de maduración de las inversiones es una característica que marca la industria del petróleo. La explotación, por ejemplo, requiere de dos a tres años, en tierra, y de tres a cinco años

en aguas profundas. En el caso de que tengan éxito en la explotación, son necesarios, aproximadamente, de dos a cuatro años para la instalación de la infraestructura de transporte y producción. Además de las actividades de *upstream*, otras inversiones también exigen un considerable período de tiempo, como la construcción de refinerías, de redes de oleoductos y de navíos-tanques (Clô, 2000).

2.4.4 – La integración vertical y la distribución de los riesgos

La industria de petróleo fue una de las primeras industrias en el mundo en actuar de forma verticalmente integrada. La integración vertical de la industria del petróleo proviene de la necesidad de distribuir riesgos y costos en varios segmentos de la cadena. Dada la incertidumbre, los niveles de riesgo y las altas inversiones requeridas en la industria, la integración vertical permite salidas de mercado garantizadas para el refinador y ofertas garantizadas para el distribuidor. Adicionalmente, permite compensar la rentabilidad de la producción, refino y comercialización (actuación del pozo a la estación de servicio de combustible).

2.4.5 – Barreras a la entrada

Las principales barreras a la entrada de nuevas empresas en la industria del petróleo son el alto volumen de capital requerido en el emprendimiento y el acceso a las materias primas. Cuando los precios del petróleo están más bajos, varias compañías dejan de actuar en el *upstream* o salen de la industria. Actualmente, la estrategia utilizada por las grandes compañías es fusionarse o realizar adquisición, aumentando, principalmente, el nivel de reservas y el volumen de capital a ser invertido.

2.4.6 – Estructura de los mercados

La industria mundial del petróleo actúa de forma oligopólica, diversificada e internacionalizada, lo cual les permite a las grandes empresas dominar el mercado mundial del petróleo, integrando verticalmente sus actividades desde la investigación, la explotación y la producción, hasta el transporte, el refino y la distribución de derivados.

La reducción de los precios en el mercado oligopólico puede ser fácilmente imitada, ocasionando una guerra de precios que no es ventajosa. Dada la competencia predatoria de los primeros años de la industria, la estrategia utilizada por las grandes empresas fue hacer acuerdos y la regulación privada (como ejemplo, tenemos el cartel de las siete hermanas, un acuerdo entre Exxon, Chevron, Gulf, Texaco, Mobil, Shell y BP). Toda la historia de la industria mundial del petróleo ha sido marcada por un continuo esfuerzo para reducir los aspectos no económicos (en especial los factores geopolíticos) y los costos de la libre competencia, a través de la centralización del control sobre la industria del petróleo, con la finalidad de conferir estabilidad a los mercados.

2.4.7 – Las tecnologías involucradas en el proceso de explotación y producción

El *upstream* es la etapa de la cadena de producción del petróleo que requiere grandes conocimientos de geofísica, sismología, modelaje, procesamiento de datos, requiere diversificadas tecnologías de perforación y sondeos y altas inversiones en los descubrimientos de yacimientos y en la evaluación de viabilidad del campo recién-descubierto. Así, las decisiones de invertir en nuevas áreas de producción deben considerar el desarrollo en el *upstream*, las nuevas áreas descubiertas, los escenarios de evolución de precios del petróleo, la trayectoria de la demanda por petróleo y la evolución de las tasas de interés.

Los cambios ocurridos en la industria tras la nacionalización de las principales áreas productoras y de los fuertes aumentos de precios del petróleo en la década de 1970 abarcaron, del lado de la demanda, la sustitución del petróleo por otras fuentes de energía y la adopción de medidas de conservación de energía. Del lado de la oferta, el aumento de la producción por países fuera de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo – OPEP. El *upstream*, con la búsqueda de petróleo en nuevas áreas offshore, posibilitó la innovación en los métodos, en las técnicas y en la organización industrial, lo que estimuló gran concentración en la industria petrolera. Estas nuevas tecnologías permitieron un rápido aumento de las reservas de petróleo no OPEP a lo largo de las décadas de 1970 y 1980. En los años 80 se descubrió tres veces más petróleo de lo que se consumió. Nuevas áreas de producción con grandes reservas fueron desarrolladas. Las

principales nuevas áreas fueron las reservas offshore del Mar del Norte, del Golfo de México, de África Occidental y de Brasil (Alveal, 2003).

2.5 – Agentes de la industria del petróleo

Los principales agentes de la industria del petróleo son las compañías privadas de petróleo, las compañías estatales y las organizaciones internacionales.

2.5.1 – Las compañías privadas de petróleo

Las compañías privadas de petróleo están divididas en dos grupos: las grandes compañías internacionales del petróleo y las compañías independientes.

Las grandes compañías internacionales del petróleo se caracterizan por: 1) larga tradición profesional y gran conocimiento técnico; 2) gran tamaño en términos absoluto y relativo; 3) alto nivel de diversificación geográfica; 4) alto grado de integración vertical; y 5) estructura fundamentalmente privada de gerenciamiento. Sus estructuras fueron fragilizadas en la década de 1970 con los fuertes aumentos de precios del petróleo y nacionalización de las reservas por los países productores. *ExxonMobil, Chevron, Shell* y *British Petroleum (BP)* son ejemplo de grandes compañías internacionales del petróleo.

Ya las compañías independientes tienen como características: 1) estructura vertical con concentración en el *downstream*; 2) limitada diversificación geográfica; y 3) perspectiva más nacional. Son ejemplo de compañías independientes las estadounidenses *Phillips Petroleum, Occidental, Conoco, Amerada Hess* y *Getty Oil*, la europea *Petrofina* y la japonesa *Arabian Oil Company*.

2.5.2 – Las compañías estatales

Las compañías estatales pueden ser controladas por Estados consumidores o productores, configurando un importante instrumento de políticas públicas. En el caso de los países consumidores, los objetivos son: 1) adquirir control sobre los recursos petrolíferos; 2) ocupar el espacio que antes era de las compañías privadas; y 3) consolidar la industria nacional de petróleo y convertirla en apta para actuar en todos sus segmentos. Con relación a las estatales de los países productores-exportadores, los motivos por los

cuales fueron creadas son: 1) ganar experiencia directa en el sector del petróleo para gradualmente asumir el espacio de las compañías extranjeras; 2) diversificar la estructura de la economía nacional que era centrada solamente en la exportación del petróleo, a través del proceso de industrialización en sectores básicos como refino, petroquímica y química; y 3) desarrollar la distribución de derivados del petróleo. Petrobras fue un ejemplo de empresa estatal creada en un país consumidor, no obstante, posteriormente, se convirtió también en un gran productor y refinador. Algunos ejemplos de empresas de países productores-exportadores son *Saudi Aramco* de Arabia Saudita, la *National Iranian Oil Company* de Irán, *Kuwait Petroleum Company* de Kuwait y Petróleos de Venezuela (*PDVSA*) de Venezuela.

2.5.3 – Organizaciones internacionales

Las organizaciones internacionales tienen un papel complementario importante en la industria del petróleo. Dentro de las organizaciones de países consumidores que poseen influencia en la industria del petróleo podemos destacar la Organización para Cooperación Económico y Desarrollo Económico (OCDE) y la Agencia Internacional de Energía (AIE). La AIE fue creada en 1974, en respuesta a la crisis del petróleo de 1973-1974, que exigía una cooperación eficaz entre los países desarrollados y grandes consumidores, posibilitando trazar políticas energéticas y garantizar el abastecimiento de los mismos. La principal organización de los países productores exportadores de petróleo es la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP). La OPEP fue fundada en 1960 por Arabia Saudita, Irán, Irak, Kuwait y Venezuela. Actualmente también forman parte Angola, Argelia, Congo, Ecuador, Emiratos Árabes Unidos, Gabón, Libia y Nigeria. Los objetivos de la OPEP son: 1) coordinar y unificar las políticas del petróleo de los estados miembros; 2) determinar el mejor medio de salvaguardar los intereses de los estados miembros; 3) garantizar estabilidad de precios en los mercados internacionales, eliminándose las fluctuaciones de precios; y 4) garantizar una renta constante para los países productores; una eficiente y regular oferta de petróleo para los países consumidores; y una renta equilibrada para la industria del petróleo.

Capítulo 3 – La formación de la industria del petróleo y el período de monopolio estatal en Brasil

Para entender las características y la actual etapa de la industria del petróleo es necesario analizar su evolución histórica en Brasil y en el mundo, para identificar sus orígenes, internacionalización y globalización. Como antecedente, el capítulo presenta una síntesis de la evolución histórica de la industria petrolífera en el mundo, desde mediados del siglo XIX hasta nuestros días, así como el período anterior al establecimiento de la industria petrolera en Brasil, con la implementación de las primeras refinerías nacionales y, los primeros descubrimientos de petróleo en Brasil.

Enseguida, será analizado la discusión que ocurrió en la sociedad brasileña en las décadas de 1930 y 1940 sobre el modelo de desarrollo de la naciente industria del petróleo, que culminó con la aprobación de la Ley nº 2.004, en 1953, y que instituyó el monopolio estatal. A continuación, analizaremos el período de monopolio estatal, que va desde 1954 hasta 1995, y representó la consolidación de Petrobras como una empresa verticalmente integrada, destacando la implantación de un parque de refino para el abastecimiento de la demanda nacional de derivados y crecimiento de la producción de petróleo, principalmente a partir de la década de 1970, debido al descubrimiento de grandes yacimientos en la Cuenca de Campos, en el litoral sudeste del país, y la implantación de una red logística de transporte que abastece todas las regiones de Brasil.

3.1 – Antecedentes: Breve histórico de la industria del petróleo en el mundo

El origen de la moderna industria del petróleo se dio en los Estados Unidos de América (EUA), a partir del descubrimiento pionero de petróleo por Edwin Laurentine Drake, en un pozo en Tuttsville, Pensilvania, en 1859. Sin embargo, los relatos de la existencia y utilización del petróleo se remontan a la antigüedad. Registros históricos indican la utilización de betún, una forma pastosa del petróleo, encontrada a cielo abierto, para pavimentar las carreteras, sellado de construcciones, así como lubricantes y hasta medicamentos por pueblos de Mesopotamia, Egipto, Persia, Judea, y para fines bélicos, por griegos y romanos.

Las primeras utilizaciones del petróleo fueron como iluminante y lubricante a mediados del siglo XIX con el advenimiento de la Revolución Industrial. Las transformaciones económicas oriundas de la Revolución Industrial, con el uso intensivo de máquinas, llevó a la industria a usar equipamientos que requerían lubricantes, de mejor calidad, en mayor cantidad y más baratos que las grasas de animales y los óleos vegetales. Al mismo tiempo, el crecimiento poblacional del siglo XIX y el acelerado proceso de urbanización de Europa y de los Estados Unidos, intensificaron la necesidad por iluminación artificial, estimulando la búsqueda de óleos iluminantes más eficaces y a menor precio que los disponibles en el mercado, básicamente a partir de óleo de grandes mamíferos (Giebelhaus, 2004).

3.1.1 – La formación de la industria mundial del petróleo

Inicialmente, la industria del petróleo en los Estados Unidos se estructuró de forma competitiva, pero se caracterizaba por una competencia desorganizada, con importantes fluctuaciones en los precios, en función de los bruscos movimientos en la oferta. A inicio de 1861, el precio era de 10 dólares el barril; en 1862, el precio cae para 4 dólares, y en 1863, sube para 7 dólares.

En el período que va de 1870 a 1911, la industria del petróleo permaneció concentrada en los Estados Unidos. Sin embargo, a la inversa de la competencia entre diversos actores, el período fue marcado por el dominio de la *Standard Oil*, que controló la industria del petróleo en las actividades de transporte, refino y distribución de derivados. Pero la estructura desarrollada por la *Standard Oil* generó casi un monopsonio³ en la compra del petróleo y un monopolio en las ventas de los derivados, por medio de la fijación de los precios de compra del óleo bruto y de los precios de venta de los derivados (Alveal, 2003).

El gran nombre de la segunda fase de la industria del petróleo fue John Davison Rockefeller, propietario de la *Standard Oil*, cuya actuación posibilitó un gran cambio en las características de la industria. Rockefeller poseía una empresa de transportes de mercancías en Cleveland, en el estado de Ohio. En 1863, la construcción de un nuevo

³ Monopsonio es una forma de mercado con apenas un comprador, llamado de monopsonista, e numerosos vendedores. Es un tipo de competencia imperfecta, inverso al caso de monopolio, donde existe apenas un vendedor y varios compradores.

ferrocarril en la región, uniendo Cleveland con la región productora en Pensilvania, hizo que surgiesen diversas refinarias en la ciudad, atrayendo el empresario para el sector. En 1863, Rockefeller entró en el negocio del petróleo, inicialmente por medio de su participación en una refinería. En 1865, él ya era el único dueño de la mayor refinería de Cleveland y, en 1870, fundó la *Standard Oil*, que inicialmente dominó el negocio de refino en Cleveland. El termino Standard (del inglés, “patrón”) se refiere al hecho de que la compañía se propuso estandarizar el producto final, en ese caso el querosene, y crear un mercado cautivo por diferenciación de calidad. Rockefeller observó que era altamente costoso almacenar el petróleo e intentar controlar su oferta. Por eso, expandió sus actividades en los sectores de refino, transporte y distribución, minimizando, así, las fluctuaciones para el consumidor final y, al mismo tiempo, aumentando su poder de negociación junto a los productores de petróleo que competían entre sí de forma desorganizada. La integración del proceso de refino con las actividades de suministro y distribución permitió que la empresa fuera menos vulnerable a la inestabilidad del mercado de suministros, mejorando la competitividad de su producto (Alveal, 2003).

Entre 1880 y 1890, la *Standard Oil* pasó a poseer cerca del 90% del transporte ferroviario y de oleoductos, 80% de la capacidad de refino y el 90% de la red de distribución y ventas de derivados de petróleo de los Estados Unidos. Además, la compañía expandió su actuación en Europa, Asia, África y Australia, siendo que, en 1990, 70% de sus actividades eran desarrolladas fuera de los Estados Unidos. Al principio, la *Standard Oil* se hizo monopolista del refino de petróleo, a través de la compra de las demás refinerías y el control del transporte de derivados, convirtiéndose así en formadora de precios y de cantidades para la venta a las compañías distribuidoras de derivados y, también la única demandante de la compra de óleo bruto junto a las compañías productoras de óleo crudo, en función de ser monopolista del refino. Para finalizar, el control de todas las actividades petrolíferas relativas al segmento de *downstream*, la *Standard Oil* invirtió en el segmento de comercialización. En este sentido, la compañía invirtió en innovaciones que facilitaban las operaciones entre las refinerías y el consumidor final. De ese modo, fueron creados los vagón-tanque, que eliminaba la necesidad de amontonar barriles en vagón cerrado, y el carrotanque, que empujado por caballos abastecía a los comerciantes con cantidades variables de querosene y no más con barriles de madera (Yergin, 2012).

Consolidado el casi monopolio del segmento de *downstream*, la *Standard Oil* pasó a invertir en el segmento de explotación y producción de petróleo (*upstream*). A mediados de la década de 1880, surgen rumores de que el petróleo estaría agotándose en Pensilvania, causando un cierto temor en la *Standard Oil*, pues todas sus inversiones en refino, transporte y distribución dependían de la disponibilidad de petróleo. En el mismo período, el surgimiento de nuevos yacimientos en el estado de Ohio permitió a *Standard Oil* entrar directamente en el segmento de explotación y producción de petróleo. La organización industrial y el método productivo basado en economías de escala y control de los costos fueron implementados en la producción de petróleo. La configuración de una producción racional, aliada a la capacidad de control de los stocks del producto, posibilitó que la compañía mantuviera aislada de las fluctuaciones e inestabilidades del mercado del petróleo. En 1891, la compañía ya era responsable por un cuarto del total del petróleo bruto extraído en los Estados Unidos (Yergin, 2012).

En el año 1899 la compañía fue reorganizada como *Standard Oil Company Nova Jersey*, siendo el holding de las demás empresas y sujeta a la legislación de Nueva Jersey. A esta altura, la empresa ya estaba integrada para atrás (por medio de la compra de propiedades y campos productores), poseía sus propios conductos, y también se había integrado para el frente, en dirección al mercado doméstico de queroseno y a las exportaciones. El mercado petrolífero americano era fuertemente concentrado, sobre el dominio de la *Standard Oil Company*. En el año 1907, la *Standard Oil* controlaba 67 subsidiarias, 9 compañías de refino, 5 compañías de óleo lubricante y compuestos, 3 compañías productoras de petróleo, 12 compañías de oleoducto, 1 compañía transportadora de vagones-tanques, 6 compañías distribuidoras de gas y 45 compañías de petróleo en el exterior (Marinho Jr., 1989).

En función del poder del mercado, resultante de la elevada concentración de la *Standard Oil*, ella conseguía determinar los precios, los cuales eran también adoptados por las compañías independientes y por pequeños operadores. Durante años los competidores intentaron legalmente impedir el ejercicio del poder de mercado de la compañía. La movilización política presionó al gobierno para controlar los excesos del poder económico y político de los grandes grupos empresariales, en especial el del emblemático “imperio” Rockefeller. Con el objetivo de controlar los excesos de poder político-económico de los grupos empresariales, en 1890, fue otorgada la Ley Sherman antimonopolio, también conocida como *Sherman Act*. Esta legislación reguladora

buscaba garantizar la competencia entre las empresas en los Estados Unidos, evitando que cualquiera de ellas se convirtiera en lo suficientemente grande como para dictar las reglas del mercado en que actuaban (Marinho Jr., 1989).

Después de una lucha legal de prácticamente dos décadas, la Suprema Corte Federal de los Estados Unidos determinó en 1911, con base en la ley antimonopolio de 1890, la división de la *Standard Oil Company* en 34 empresas, dentro de las cuales algunas evolucionaron y se convirtieron en grandes compañías internacionales de petróleo. La *Standard Oil of New Jersey*, que después pasó a llamarse *Exxon*; la *Standard Oil of New York*, que pasó a llamarse *Socony* y que en 1931 se fundó con la *Vacuum*, formando la *Mobil* y, en 1999, esta se fusionó con la *Exxon*, formando la *ExxonMobil*; la *Standard Oil of California*, que pasó a llamarse *Socal*, y actualmente es la *Chevron*; la *Standard Oil de Ohio* que pasó a llamarse *Sohio* y en 1987 fue adquirida por la *British Petroleum (BP)*; la *Standard Oil of Indiana* que pasó a ser llamada *Amoco* y, en 1998, fue adquirida por la *British Petroleum (BP)*; la *Atlantic Petroleum* que en 1966, se unió con la *Richfield Oil* formando la *Atlantic Richfield Company (Arco)* y, en el 2000, fue adquirida por la *British Petroleum (BP)*. Esas empresas pasaron a disputar el mercado americano con la *Sunoco*, la *Texaco* y la *Gulf* (Yergin, 2012).

Fuera de los Estados Unidos, la industria del petróleo también avanzó a lo largo de esos años, principalmente en Europa que importaba queroseno de los Estados Unidos. La dependencia con relación a las importaciones de los Estados Unidos, específicamente de la *Standard Oil*, conllevó a la búsqueda de fuentes alternativas de suministro de petróleo. Desprovistos de reservas locales conocidas, los europeos volvieron sus ojos para la región de Rusia, donde los campos de petróleo, al oeste del Mar Caspio, ya abastecían las ciudades de Moscú y San Petersburgo. En las dos últimas décadas del siglo XIX los hermanos Robert y Ludwig Nobel se concentraron en direccionar el petróleo ruso de la región de Bakú (actual Azerbaiyán) para los mercados europeos. El petróleo producido en esta región era transportado en una combinación de ferrocarril, oleoductos y pioneros navíos petroleros. En 1883 la flota de navíos que transportaba petróleo de los hermanos Nobel alcanzó el mercado europeo. Esta forma de venta del petróleo desafió, con ventaja, la red de distribución europea de la *Standard Oil*. La producción de petróleo en los campos de Bakú excedió la producción de los EUA en 1901. La época, Rockefeller y los hermanos Nobel controlaban el 90% del negocio del petróleo en el mundo (Yergin, 2012).

Todavía, en Europa, en 1907, la empresa holandesa Royal Dutch Petroleum Company se fusionó con la empresa inglesa Shell Transport and Trading Company. De esta alianza nació el grupo angloholandés Royal Dutch Shell, que pasó a competir con la Standard Oil en el suministro del mercado europeo, a través de la importación de petróleo de Rusia y Asia. Al mismo tiempo, la Royal Dutch Shell direccionó su estrategia hacia la obtención de concesiones fuera del continente europeo, con descubiertas significativas en países como Venezuela (1910), Egipto (1911), Rusia (1912) y México (1913) (Yergin, 2012).

En 1908, después del descubrimiento del gran campo de petróleo en *Masjed Soleiman* en Persia, actual Irán, fue creada la *Anglo Persian Oil Company*, actualmente *British Petroleum* (BP), empresa que vendría a establecer una fuerte competencia en el mercado internacional dominado por la *Standard Oil* y *Royal Dutch Shell*. Por otro lado, en los EUA, crecieron la *Gulf Oil* (adquirida por la *Chevron* en 1984), la *Sunoco*, la *Texaco* (adquirida por la *Chevron* en el 2001) y la *Unocal* (adquirida por la *Chevron* en el 2005), todas creadas a partir de los descubrimientos de petróleo de Texas, California, Louisiana y Oklahoma. Vale resaltar que en este período la *Standard Oil* ya no poseía un poder de mercado tan grande a finales del siglo XIX. Lo que existía de hecho era un elevado grado de concentración en mercados regionales relevantes, como, por ejemplo, en Pensilvania e Indiana (Yergin, 2012).

Durante la primera Guerra Mundial, quedó clara la importancia estratégica del petróleo para las naciones que participaron del conflicto. El óleo combustible sustituyó el carbón en los navíos de guerra, teniendo en cuenta que el óleo combustible podía ser almacenado y transportado en tanques de guerra, permitiendo el reabastecimiento en el mar. Ya la gasolina pasó a ser utilizada en los tanques y vehículo de transporte de tropas. De ese modo, el óleo combustible, así como la gasolina, se convirtieron en energéticos esenciales para la movilidad de las tropas de los países involucrados en la guerra (Giebelhaus, 2004).

Hasta 1880, la industria del petróleo se basaba prácticamente en el mercado del queroseno y el producto representaba cerca del 80% de los derivados abastecido por las refinerías. Dentro de los otros productos comercializados, sin embargo, en escalas bien inferiores, estaban: la nafta, la gasolina, el óleo combustible, y los lubricantes. Por otro lado, con el desarrollo del motor a combustión interna y la expansión de la producción de automóviles, un nuevo mercado surge para la gasolina. El automóvil pasó a ser producido

en masa por Henry Ford en 1896 y el crecimiento de la industria automovilística fue tan intenso que los licenciamientos de automóviles en los Estados Unidos se elevaron de ocho mil en 1900 a 902 mil en 1912. Tal hecho trajo bruscos cambios para el mercado del combustible, que redujo la participación del queroseno del 80% en 1880 para el 60% en 1900. En 1910, el consumo de gasolina ya había superado el de queroseno. Además de la gasolina, se estaba desarrollando un nuevo mercado expresivo para otro derivado del petróleo: el óleo combustible, que pasó a ser utilizado en las calderas de fábricas, trenes y navíos (Martin 1992).

3.1.2 –Internacionalización y competencia entre las grandes compañías de petróleo

El período que va de 1911 hasta 1928, es marcada por la internacionalización de las grandes compañías de petróleo, denominadas *majors*, y la disputa acérrima por mercados y por la búsqueda de yacimientos de petróleo en América Latina, Asia y, en especial en el Medio Oriente. El mercado del petróleo, que se había convertido en competitivo, conoció una era de rivalidades, no obstante, no entre pequeños productores como al inicio de la industria, pero entre las grandes compañías del petróleo. Lo que inicialmente se caracterizó como una disputa acérrima por yacimientos y mercados, posteriormente se transformó en acuerdos entre las empresas, que resultaron en la convivencia pacífica de las mismas, las cuales quedaron conocidas como Siete Hermanos (Giebelhaus, 2004).

En el intento de disminuir el acentuado ritmo de agotamiento de las reservas de los EUA, el gobierno americano, junto con sus compañías de petróleo, decidió controlar el mayor número posible de reservas potenciales en territorios extranjeros. El principio invocado era el “acceso igual para los capitales y los negocios americanos”. Esta competencia marcó el inicio de un proceso de fuerte competencia oligopólica en la industria mundial de petróleo, reforzando la presión por la búsqueda de nuevas fuentes de suministros en América Latina, en el Medio Oriente y en Asia, sea para la explotación directa de petróleo, o para adquisición de la producción existente en esas localidades.

En la década de 1920, la industria se desarrollaba de forma relativamente estable, como resultado de la creciente percepción, por parte de las grandes operadoras mundiales, de disciplinar el desarrollo de la industria. En este sentido, era fundamental controlar el

suministro del óleo crudo al mercado, con el objetivo de evitar un exceso de oferta que resultase en una caída de precios y, más que eso, la guerra de precios entre los agentes. A partir de esto, las empresas se dieron cuenta que era necesario organizar el mercado, con el objetivo de poder mantener el retorno de sus inversiones, y una de las variables-llave era el control sobre la oferta (Alveal, 2003).

Este control de oferta, sin embargo, dependía tanto de la definición de los derechos de la propiedad y control por las empresas de las abundantes reservas localizadas en el Medio Oriente, como de la adopción de una coordinación oligopólica entre las grandes compañías del petróleo (*majors*), que impidiese la competencia predatoria entre ellas, estableciendo previamente los niveles de producción y de suministro de la demanda en las áreas geográficas atendidas por las compañías actuando en los segmentos de explotación, producción, refinado, transporte e comercialización (Alveal, 2003).

En cuanto al derecho de propiedad, este fue implementado por medio del sistema de concesiones. El sistema de concesiones fue el instrumento jurídico concebido para regular las relaciones entre los gobiernos de los países con reservas de petróleo y las empresas internacionales. La concesión otorgaba a la empresa un tipo de derecho absoluto sobre una cierta área territorial sobre jurisdicción del Estado anfitrión para buscar, extraer y vender volumen de óleo a precios también discriminados por la concesionaria, en cambio de una compensación financiera. La cobertura territorial de la concesión se extendía a un pedazo o a la totalidad del área geográfica del país, y a su duración, usualmente, contemplaba entre 60-75 años y la compensación financiera (*royalties* para el propietario sobre el volumen vendido y un impuesto sobre la renta sobre el lucro realizado) (Alveal, 2003).

Con respecto a las relaciones entre las empresas internacionales con los países titulares de reservas, el consorcio fue el principal instrumento de regulación de las relaciones entre las empresas, de forma que se pueda impedir la competencia predatoria. Al final de la década de 1920, comienzan a ser realizados acuerdos entre las multinacionales del petróleo para garantizar sus derechos de explotación y producción en la región del Oriente. El primer acuerdo fue la formación del consorcio y creación de la Compañía Iraquí del Petróleo, también conocido como Acuerdo de la Línea Roja, que reunió las mayores petrolíferas americanas y europeas y que dividía las provincias petrolíferas del Medio Oriente entre los miembros del consorcio. La Compañía Iraquí del Petróleo marcó el ingreso definitivo de las empresas americanas en el Medio Oriente y

pasó a ser referencia para la formación de nuevos consorcios en la industria del petróleo. Además, consagró la propiedad y el control conjunto de la gestión, como mecanismo de prevención de la competencia. Según el Acuerdo de la Línea Roja, las empresas participantes del consorcio de concesiones en Iraq solo podrían desarrollar operaciones de petróleo en conjunto en la región abarcada por la Línea Roja que abarca los actuales territorios de Arabia Saudita, Bahrein, Emiratos Árabes, Iraq, Israel, Jordania, Líbano, Omán, Qatar, Siria y Yemen (Alveal, 2003).

3.1.3 –Competencia oligopólica: Los acuerdos de *Achnacarry* y la creación del “cartel de las siete hermanas”

Los acuerdos *Achnacarry* tenían como objetivo disciplinar el mercado mundial del petróleo. En 1928, fue hecho el acuerdo, conocido como *Achnacarry*, que concretizó el control mundial del petróleo por un oligopolio de compañías internacionales. El acuerdo determinaba una cuota de producción para cada empresa, que solo podría ser aumentada a medida que creciese la demanda total, y un precio base de venta para el barril de petróleo en el mercado mundial, que oscilaría conforme el precio del óleo vendido en el Golfo de México. Los principios generales acordados en *Achnacarry* fueron seguidos por tres acuerdos (en los años de 1930, 1932 y 1934) que, progresivamente, asignaron funciones con objetivos muy específicos de control para la operación internacional de las empresas en los países consumidores (Alveal, 2003).

Como resultado de los acuerdos de la Línea Roja y de *Achnacarry*, la década de 1930 comienza con el mercado mundial del petróleo compartido por las siete mayores compañías de petróleos internacionales, conocido como “cartel de las siete hermanas”: *Standard Oil of New Jersey (Exxon)*, *Standard Oil of California (Chevron)*, *Gulf Oil Co.*, *The Texas Company (Texaco)*, *Mobil* (sucesora de la *Socony-Vacuum Oil Co*), *Royal Dutch-Shell* y *Anglo Iranian Oil Co. (BP)*. El sistema implantado por el “cartel de las siete hermanas” organizó y gobernó los mecanismos económicos del mercado mundial de petróleo, manteniendo tanto la posición dominante de las siete compañías como el crecimiento continuo de la industria. Estas compañías actuaban de forma integrada en todos los segmentos de la cadena del petróleo y se beneficiaban, simultáneamente, de “economías de escala” (a nivel de la producción, del transporte y del refinado), de

“economías de integración” (verticalmente del pozo al puesto) y de “economías de escape” (número de derivados).

El período de dominio del cartel internacional de las siete hermanas perduró hasta el final de la década de 1950, período en el cual las grandes corporaciones dictaban precios de acuerdo a su conveniencia y controlaban los recursos producidos en los países titulares de las reservas. Las compañías multinacionales que operaban en el Medio Oriente eran titulares de contratos de concesión que les permitían fijar precios y cantidades, y esta estructura contractual se mostró robusta hasta la segunda mitad de los años 1950.

En lo que se refiere a los precios, es importante destacar que el cartel de las siete hermanas instauró un sistema mundial que evolucionó de un precio de referencia de base única (punto de carga) para uno de base múltiple, en función de la importancia del origen del óleo suministrado y de la distancia del transporte a recorrer, para el abastecimiento de los mercados demandantes (punto de descarga).

Al inicio de la década de 1950, los precios del petróleo pasaron a ser formalmente tabulados y publicados, como resultado de un cambio en las relaciones entre las compañías de petróleos internacionales y los gobiernos de los países productores. En este nuevo acuerdo los gobiernos no recibían una suma fija como *royalties* de la producción, sino 50% del lucro de las empresas calculado con referencia a los precios tabulados (contratos *fifty-fifty*). De esta manera, los países productores pasaron a tener intereses directo en los precios tabulados, aunque no tuviesen cualquier influencia sobre el proceso de determinación de esos precios.

Como los precios del petróleo eran controlados por el propio cartel, una eventual disminución en los costos de producción, en función de una entrada en operación de un campo petrolífero de menor costo, no disminuiría los precios. De esta forma, el cartel también garantizaba un elevado flujo de caja de las operaciones de las empresas, garantizando, así, las condiciones para la realización de inversiones en la propia industria, necesarios para la continuidad del proceso de producción. Al inicio de la década de 1950, el “cartel de las siete hermanas” tenía aproximadamente el 90% de las reservas mundiales del petróleo y controlaba alrededor de tres cuartos de las actividades de refino y distribución de los productos petrolíferos.

Este período también fue caracterizado por la difusión masiva del uso del petróleo y de sus derivados en la estructura productiva mundial. De esta forma, el petróleo se convertía no apenas en un producto importante, sino también en indispensable para el crecimiento económico de los más distintos países.

3.1.4 –La creación de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo – OPEP

La búsqueda por una mayor apropiación de las rentas petrolíferas llevó a algunos importantes países productores (Irán, Iraq, Kuwait, Arabia Saudita y Venezuela) a fundar, en 1960, la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP). La creación de la OPEP fue el resultado de la acción política de los gobiernos de los países miembros para poner fin a la pérdida de ingresos que habían sufrido en función de las reducciones de precios orquestadas por las compañías de petróleo. Los países productores, ahora organizados, procuraban aumentar su participación en la apropiación de la diferencia entre el precio y el costo de producción del petróleo, consolidando la alteración en la sistematicidad de cobro de los impuestos y *royalties* con base en los precios tabulados, para la participación directa en la explotación y desarrollo de sus yacimientos, así como por medio de la propiedad de las compañías que operaban en su territorio. Para los países miembros, la construcción de una industria nacional del petróleo, en la forma de monopolios públicos y compañías estatales permitió al mismo tiempo crear y fortalecer la soberanía política de cada uno de los países, así como valorizar y apropiarse de una parte de la renta de un recurso natural agotable, cuya demanda crecía vigorosamente en todo el mundo (Alveal e Pinto Jr., 1996).

Los países que poseían reservas asumieron, efectivamente, a través de la revisión de concesiones, el control de las riquezas nacionales para utilizar la renta petrolífera como principal fuente de financiamiento del desarrollo económico. El control de las reservas por las empresas estatales de petróleo recién-creadas reforzó la importancia de la dimensión geopolítica de la industria e hizo que las reservas y la producción mundial pasasen a ser concentradas en las empresas de los países de la OPEP. Ese movimiento, que con la generalización de las nacionalizaciones consolidó el modo de organización industrial de los monopolios petrolíferos estatales, consagró el establecimiento de

barreras institucionales a la entrada de las compañías internacionales en la explotación y en la producción (Alveal y Pinto Jr., 1996).

A pesar de la creación de la OPEP, esta no puede actuar como cartel a lo largo de la década de 1960, ya que, en todos los países miembros, con excepción de Irán, las reservas de petróleo en el suelo pertenecían contractualmente a las compañías concesionarias, lo cual limitaba el control de los países productores. La organización se impone para cohibir cualquier alteración unilateral de precios por parte de las compañías petrolíferas sin consulta previa y anuencia de la propia OPEP. Los países exportadores pasaron a actuar directamente en el mercado como vendedores, determinando los niveles de precios de referencia para la cesta de petróleo de la OPEP⁴ (Alveal y Pinto Jr., 1996).

Según (Yergin, 2012), entre los años 1971 y 1973 las compañías de petróleo y los países exportadores miembros de la OPEP asignaron una serie de acuerdos que buscaban configurar una nueva estructura de precios, que consideraba las diferencias entre los diversos tipos de petróleo, como la densidad (grado API), y el contenido de azufre, y también los premios por la localización geográfica (por la variación en los costos de flete). En esta misma década, la economía mundial fue sorprendida dos veces por el aumento rápido y significativo de los precios del petróleo, que quedó conocido como las crisis de 1973 y 1979.

El primer aumento de precios del petróleo tuvo motivaciones de naturaleza política y económica. En 1973, Siria y Egipto hicieron un ataque “sorpresa” a Israel durante el feriado judío de *Yom Kippur*, el día del perdón, a lo cual Israel respondió violentamente. En octubre de 1973, cuando surge la guerra entre Israel, Egipto y Siria, los países exportadores del Medio Oriente (Arabia Saudita, Irán, Iraq y Kuwait) reunidos en Ginebra, Suiza, elevaron unilateralmente el precio del barril de 2,99 dólares para 4,12 dólares. En los días siguientes al inicio de la Guerra del *Yom Kippur*, la OPEP decidió embargar las exportaciones destinadas a los aliados de Israel, o sea, EUA y Holanda. Dos meses más tarde, en diciembre de 1973, hubo una nueva alza de los precios de referencia, para 11,58 dólares. Esta secuencia de eventos políticos muchas veces es presentada como la razón por detrás del primer choque de petróleo. Sin embargo, fue apenas un factor de incentivo para el aumento de precios de la OPEP en aquel momento. Verdaderamente los

⁴El precio de la cesta de referencia de la OPEP tiene como base el promedio de los precios de los tipos de petróleo *Saharan Blend, Angola Girassol, Iran Heavy, Basra Light, Kuwait Export, Es Sider, Bonny Ligth, Qatar Marine, Arab Light, Murban y Merey*.

aumentos de precios se dieron principalmente por factores de naturaleza económica: los países de la OPEP se habían dado cuenta de la creciente pérdida de renta petrolífera que estaban cediendo al Occidente en un ambiente de bajos precios del petróleo. De hecho, la desvalorización del dólar americano y la inflación mundial de los años anteriores estaban reduciendo, en términos reales, el valor del barril de petróleo, teniendo en cuenta la importancia estratégica y la no renovación del petróleo (Martin,1992).

Posteriormente al primer aumento de precios del petróleo en 1973, los precios oficiales de la OPEP continuaron su tendencia de alza. Los miembros de la OPEP se percataron que, por lo menos en un corto plazo, en función de la percepción de los riesgos de suministro, los consumidores estaban dispuestos a pagar precios en aquellos niveles para evitar escasez. Sin embargo, ese movimiento incesante de revisiones crecientes de los precios nominales del petróleo, el precio real del barril, en 1979, estaba por debajo de los valores observados en 1974.

El segundo aumento de precios del petróleo comenzó en febrero de 1979, con la disposición del *Xá Reza Pahlavi* de Irán por la revolución islámica que puso fin al Consorcio Iraní de Petróleo, retirando temporalmente 6 millones de barriles/día de los mercados mundiales. A pesar del aumento de la producción de Arabia Saudita en 2 millones de barriles/día para compensar el desaparecimiento del petróleo iraní del mercado, compras de petróleo para la formación de stock elevaron sus precios, llegando a US\$ 31,61 por barril. La desestabilización del mercado con la pérdida de la producción iraní fue compensada apenas parcialmente por la entrada en producción de capacidades ociosas de otros países de la OPEP. El retorno de Irán al mercado de petróleo, a inicio de la década de 1980, restableció el balance entre oferta y demanda para el consumo, pero en poco contribuyó para disminuir las incertidumbres sobre la política petrolífera del nuevo régimen del país, y elevados premios sobre el precio del petróleo continuaron pagándose en medida que los importadores aún intentaban maximizar su stock, con el objetivo de limitar su exposición, caso hubiera un posible deterioro del escenario geopolítico que comprometiese la oferta del petróleo. Con el inicio de la Guerra Irán-Iraq, en 1980, y la retirada de 4 millones de barriles de petróleo del mercado, los precios alcanzaron US\$ 36,83 por barril.

Al mismo tiempo en que aumentaba los ingresos de los países exportadores, el aumento del precio del petróleo también provocó un incremento de la actividad exploratoria en los países no pertenecientes al cartel de productores. Eso trajo como

consecuencia el aumento de la producción de petróleo de los países no OPEP y, por lo tanto, trajo consigo la pérdida de participación relativa de la OPEP en la producción mundial de petróleo y en su capacidad de fijar el precio del petróleo en el mercado internacional. Además, los aumentos de precios desencadenaron un cambio en la estructura de consumo energético mundial: una búsqueda constante de sustitución de los derivados del petróleo por otras fuentes de energía, sobre todo electricidad, gas natural y fuentes renovables y, la búsqueda por yacimientos en nuevas regiones productoras de petróleo (Alaska, Siberia, Mar del Norte, Costa Occidental de África y Cuenca de Campos en Brasil) (Yergin, 2012).

A partir de 1983, la OPEP buscó, efectivamente, una cartelización, instituyendo un sistema de cuotas máximas de producción y creando un comité de supervisión. Sin embargo, los objetivos originalmente definidos en los términos del acuerdo no fueron cumplidos, principalmente en función de la incapacidad de los países miembros en absorber cortes en sus producciones. A esto se le adiciona el hecho de que, en aquella época, Irán e Irak estaban en guerra, y eso tenía un doble efecto: el enflaquecimiento de su capacidad productiva en función del conflicto y la necesidad de generar valores para el financiamiento de la guerra. Por esta razón estos países no cumplían las metas de producción establecidas por el cartel (Alveal y Pinto Jr., 1996).

La OPEP buscaba mantener el sistema de cuotas en un contexto de disminución de la producción internacional, en el cual los países exportadores ya eran afligidos por una pérdida de valor de exportación. Había, por lo tanto, fuertes incentivos para que los participantes del cartel no obedecieran los límites de producción establecidos por las cuotas, una vez que buscaban, sobre todo, el aumento de sus valores con la exportación para la sustentabilidad de sus balanzas comerciales. De esta forma, países con menores costos de producción recurrieron a fórmulas clásicas de reducción directa de precios y concesiones de descuentos buscando el aumento de sus ventas, lo que contribuyó para vaciar la estructura de precios de la OPEP. A partir de ahí, fue desencadenada una guerra de precios en el mercado internacional de petróleo, conocida como contra choque. Los precios dejaban de ser fijados en negociaciones en el ámbito de la OPEP, pasando a fluctuar de acuerdo con negociaciones en los mercados *spot* y futuro (Alveal y Pinto Jr., 1996).

En resumen, lo que más marcó el escenario de transformaciones de la industria del petróleo en las décadas de 1970, 1980 y 1990 fue la fragmentación de la industria y

un proceso de “desverticalización”, que se dio a partir del surgimiento de las empresas estatales de los países productores exportadores, titulares de reservas, pero sin mercado, y de las grandes compañías internacionales del petróleo titulares de parque de refino y mercado, pero sin reservas.

3.1.5 –Del período post crisis de precios del petróleo a los días actuales

Frente a la rápida y expresiva caída de los precios, los países exportadores independientes decidieron negociar con la OPEP la posibilidad de administrar la producción conjunta de acuerdo con las fluctuaciones de la demanda global. El acuerdo entre los países productores de petróleo inició una nueva era de relativa estabilidad, luego interrumpida con la invasión iraquí a Kuwait, en agosto de 1990. El conflicto representó de inmediato la retirada de 4 millones de barriles por día de oferta en el mercado de petróleo. Este hecho, asociado a la amenaza de invasión de Arabia Saudita, subió el precio del barril para más de US\$ 40 en el mercado futuro. Sin embargo, en apenas 4 meses, otros productores habían compensado la disminución de la producción iraquí. Los precios del petróleo comenzaron a ceder, también debido a la respuesta de la demanda, que se desaceleró. En enero de 1991, los Estados Unidos iniciaron un ataque a Iraq, que tuvo como consecuencia la reducción del precio del barril en el mercado, alcanzando los US\$ 20. En el mes siguiente los iraquíes firmaron un cese al fuego. A partir de ahí, las ventas del petróleo iraquí pasaron a ser controladas por la Organización de las Naciones Unidas (ONU) (Yergin, 2012).

Entre los años 2000 y 2003, la OPEP intervino en el mercado por medio de los mecanismos de cuotas para mantener la cotización del barril de petróleo entre el piso y el techo previamente establecido. De hecho, la cotización media de la cesta de referencia de la OPEP en el período fue de US\$ 25,8/barril. Sin embargo, a partir del 2004, el crecimiento de la oferta inferior a la demanda resultó en el aumento de los precios del barril de petróleo, por encima del techo de US\$ 28/barril establecido por la Organización (Yergin, 2012).

En cuanto al desequilibrio entre la oferta y la demanda de petróleo, es necesario investigar las variables tanto por el lado de la oferta, como por el lado de la demanda, que ejercen influencia sobre la determinación de los precios. Por el lado de la demanda, se destaca el incremento de las importaciones de petróleo, principalmente de los Estados

Unidos, China e India, impulsado por las elevadas tasas de crecimiento económico de estos países, presionando la demanda mundial por el energético.

Particularmente en los Estados Unidos, el crecimiento económico de la década del 2000, aliado al bajo peso del costo del petróleo (en particular de la gasolina) en la renta de la población y la utilización de vehículos menos eficientes, resultó en el crecimiento de la demanda por petróleo. Ya en China e India hubo fuerte crecimiento económico que tuvo un doble efecto sobre la demanda de petróleo: el producto es necesario para permitir la continuidad del proceso de crecimiento (óleo combustible para la generación de electricidad y, gasoil en los transportes de carga, en los transportes públicos) y tienen su demanda aumentada también en función del crecimiento de la *renta per capita* aliada a las bajas tasas de motorización de estas sociedades, que resulta en el aumento de la flota de vehículos automotores. También las elevadas tasas de crecimiento de la economía mundial tienen reflejos sobre el aumento de la demanda por petróleo en todo el mundo.

A nivel mundial, la industria del petróleo enfrentaba, en este inicio de siglo, dos grandes desafíos en su crecimiento futuro a medio y largo plazo: la cuestión referente a la reposición de las reservas de petróleo y la aproximación del pico de producción. Sin embargo, en los últimos años, con la explosión de la producción estadounidense de óleos no convencionales y los nuevos descubrimientos de petróleo en camadas pre-sal en Brasil, en el Golfo de México y en la costa occidental africana, las perspectivas de agotamiento del petróleo como fuente energética mundial no están más siendo colocada en el corto y medio plazo.

Por otro lado, el crecimiento de la producción de petróleo no convencional en los Estados Unidos, Canadá y otras regiones del mundo, aliado al bajo crecimiento económico mundial, con destaque para Europa, principalmente a partir de la crisis económica global de 2008, se ha aumentado la oferta de petróleo en el mundo y se ha colocado en jaque el poder oligopólico de la OPEP. Como reacción, la OPEP mantuvo una política de aumento de la oferta, lo que hizo los precios del petróleo caer de US\$ 110 a mediados del 2014 para US\$ 30 en enero del 2016. Esta política de súper oferta y bajos precios buscaba impedir la producción de petróleo en regiones de costo de producción alto (pre-sal en diversas regiones del mundo, petróleo no convencional en los Estados Unidos y área bituminosa en Canadá), tirando los competidores del mercado y, a partir de ahí, volver a controlar la oferta mundial del petróleo y los precios internacionales. A

partir de 2017, la OPEP redujo la oferta de petróleo e los precios volvieron a subir, llegando a 71 dólares en 2018 y 101 dólares en 2022.

Las evidencias históricas muestran que la sustitución de las fuentes energéticas ocurrió no por agotamiento de los energéticos, sino por la pérdida de las ventajas comparativas de una determinada fuente energética con relación a sus sustitutos. Fue lo que ocurrió en la sustitución de leña por carbón mineral, a partir de la Revolución Industrial, y en la sustitución del carbón mineral por el petróleo, a partir del inicio del siglo XX, sobre todo a partir del advenimiento de los motores de combustión interna. Ninguno de estos dos procesos ocurrió por agotamiento de las disponibilidades de leña o carbón, o por falta de acceso a los mismos, pero sí por la pérdida de sus ventajas económicas. O sea: el petróleo deberá ser sustituido como base del consumo energético mundial, no por su agotamiento, sino por la pérdida de sus ventajas comparativas frente a otras fuentes renovables durante la transición energética hacia una economía baja en carbono.

3.2 – Evolución del sector de petróleo en Brasil entre 1850 y 1953

La Historia de la explotación de petróleo en Brasil se inició, aunque de forma incipiente, en la segunda mitad del siglo XIX, durante el imperio. En este período, la legislación de minas no se fundamentaba en ningún código legal específico, siendo definida, en sus aspectos fundamentales, por el texto de la constitución imperial promulgada en 1824. El principio básico previsto en la constitución, que vigoraba en aquel entonces, se basaba en el llamado sistema regalista⁵, que garantizaba al Estado el derecho sobre el subsuelo, que podía explorarlo directamente o a través de concesiones.

Ya en 1854, se percibe la preocupación gubernamental en trazar directrices sobre la extracción y el uso del petróleo en Brasil. El documento “Instrucciones para extracción del petróleo y de la nafta”⁶ presenta la descripción del tipo de roca en que el petróleo era encontrado, como extraerlo, sus utilidades, además de los procesos de uso y extracción de nafta a través del proceso de destilación.

⁵ El sistema regalista se trataba de un derecho de propiedad del subsuelo, cuyo ejercicio era atribuido al monarca, en virtud de su poder soberano. La monarquía tenía el derecho de explorar directamente los recursos minerales del subsuelo o atribuir a terceros a su explotación, mediante recibimiento de una cuantía fija o variable.

⁶Instrucciones para la extracción del petróleo y de la nafta, 22/7/1854. Museo Nacional, Sección de Memoria y Archivo.

Durante el imperio, que se extendió hasta 1889 con la proclamación de la república, no podemos estrictamente hablar de explotación buscando el descubrimiento de petróleo. Las concesiones atendían más la explotación de esquisto, turba y carbón mineral; y la inclusión del petróleo en ellas se debía a la presunción de su asociación con las mismas. Así, un eventual descubrimiento de petróleo estaría incluida en los términos de la concesión.

3.2.1 – Los cambios de la Constitución Republicana de 1891 y las primeras iniciativas concretas de explotación de petróleo en Brasil

El sistema de concesiones para la explotación mineral en Brasil fue alterado profundamente por la Constitución Republicana de 1891, inspirada en el modelo estadounidense, que adoptó el régimen de aceptación que vincula la propiedad del suelo al del subsuelo. En el régimen de aceptación, suelo y subsuelo no serían más propiedades distintas, confiriéndose al propietario del suelo también la propiedad del subsuelo⁷. Otra alteración de fundamental importancia decía respecto a la gran reducción del área de tierras públicas sobre jurisdicción de la Unión, lo que determinó el pasaje de otorgar concesiones para la explotación mineral del poder central para los gobiernos estatales⁸.

Este nuevo cuadro legal acabó dificultando aún más la investigación mineral, una vez que los propietarios tendían a prohibir cualquier actividad en sus tierras. Según (Moura y Carneiro, 1976), el nuevo régimen legal sobre la propiedad de las minas sería la razón para la disminución de las concesiones otorgadas por los gobiernos estatales y que, en la práctica, las modificaciones traídas por la Constitución de 1891, resultando ser perjudicial al desarrollo del sector de la minería brasileña.

La primera iniciativa concreta de explotación de petróleo en el país fue iniciativa privada del granjero Eugenio Ferreira de Camargo, propietario de tierras en el municipio de Bofete, interior de San Pablo. Entre 1892 y 1897, el pozo de Bofete, considerado el primer pozo para explotación de petróleo en Brasil, llegó a 488 metros de profundidad, encontrando, según registros oficiales, apenas agua sulfurosa. Otros registros afirman que

⁷De acuerdo con el art. 72 § 17 de la Constitución Republicana de 1891 “El derecho de propiedad se mantiene en toda su plenitud...” y “Las minas pertenecen a los propietarios del suelo, salvo las limitaciones que fuesen establecidas por ley en aras de la explotación de esta rama de industria”.

⁸De acuerdo con el art. 64, “Pertenecen a los Estados, las minas y tierras públicas situadas en sus respectivos territorios, correspondiendo a la Unión, solamente la porción del territorio que sean indispensable para la defensa de las fronteras, fortificaciones, construcciones militares y ferrocarriles federales”.

fueron producidos también dos barriles de petróleo. Los gastos elevados y los modestos resultados obtenidos llevaron al abandono del proyecto. Ya la primera explotación hecha por un órgano público fue realizada, en 1906, por la Comisión Geográfica y Geológica de San Pablo, que perforó un pozo en el municipio de Guareí, interior de San Pablo. La perforación atravesó una pequeña camada de calcio, con leve impregnación de asfaltos, que fue suspendida a 139 metros de profundidad debido a los resultados no satisfactorios (Moura y Carneiro, 1976).

Poco a poco, mediante el impacto negativo de la legislación de inspiración liberal, la Unión Federal fue retomando la iniciativa en el campo de la regulación de las actividades minerales. El primer paso efectivo del gobierno federal en el campo de la investigación del petróleo en Brasil fue dado con la creación del Servicio Geológico y Mineralógico de Brasil (SGMB) en 1907. Subordinado al Ministerio de la Agricultura, Comercio y Obras Públicas, el SGMB se convirtió en el principal centro de estudios de la estructura geológica y mineralógica del país, y aumentó sustancialmente las actividades de perforación de pozos con la adquisición de nuevas sondas y la contratación de geólogos (Figueirôa, 1992).

Las preocupaciones gubernamentales con el petróleo solamente fueron relevantes en Brasil durante la primera guerra mundial, debido a las escaseces de combustible, ya que el país dependía integralmente de importaciones. En esa época, Brasil ya importaba gran cantidad de queroseno iluminante, así como gasolina y óleo combustible para abastecer la naciente industria automovilística y la creciente flota nacional de automóviles importados. Fue también durante la primera guerra mundial que se hizo evidente la importancia estratégica del petróleo en el campo militar, con la intensificación de su uso en vehículos de transportes, tanques de guerra y navíos (Dias y Quagliano, 1993).

La falta de recursos y de conocimientos técnicos de la iniciativa privada hizo que el gobierno federal a tomar iniciativas más consistentes en el sector. Aún en 1917, fue creada, en el ámbito del SGMB, la Comisión de Sondaje e Investigación de Carbón de Piedra y Petróleo en el Valle del Amazonas, que pasó a realizar algunas investigaciones en la región. En 1919, el SGMB se lanzó en una búsqueda efectiva por petróleo y promovió el primer sondaje realizado por un órgano público en el país, perforando en Marechal Mallet, en el estado de Paraná. El pozo llegó apenas a 84,77 metros de profundidad, pero fue abandonado en el año siguiente, pues se identificó la existencia de solo un pequeño reservorio de gas natural (Moura y Carneiro, 1976).

La primera gran iniciativa del gobierno federal para la regulación de las actividades de minería en el país fue el Decreto n° 2.933 de 1915, conocido como Ley Calógeras, en alusión al Ministro de Agricultura Pandiá Calógeras. Este decreto, también fue conocido como el primer Código de Minas brasileño no regulado y representó el primer esfuerzo legal del poder central en el sentido de establecer algunos límites a los derechos absolutos de los propietarios del suelo, conferidos por la Constitución de 1891. La principal novedad fue la creación de la figura del interventor de minas. Aunque todavía admitiese que las investigaciones solo podrían ser hechas con la autorización del propietario del suelo, entrevía la posibilidad de explotación en el caso de que el interventor descubriese una mina sin autorización del dueño. El Decreto previa en su art. 17 que, si el dueño de las tierras se recusaba a explorar las minas, el interventor podía requerir la desapropiación de la misma. El decreto creó también el Consejo Superior de Minas, que actuaría como órgano consultivo del gobierno federal y sería el encargado de opinar sobre cuestiones técnicas y económicas relacionadas a la minería (Dias e Quagliano, 1993).

El Decreto n° 15.211 de 1921, conocido como Ley de Minas, además de autorizar al gobierno federal a promover investigaciones a partir de una simple comunicación al propietario, permitía que el descubridor de la mina realizara la investigación sin el consentimiento del propietario, en el caso de que éste no se pronunciase un año después del registro hecho por el manifestante.

La reforma constitucional de 1926 promovió nuevos cambios, siendo que la más importante fue la reformulación del art. 72, § 17, donde se estableció que las “*minas y yacimientos minerales necesarios para la seguridad y defensa nacionales y las tierras donde existieren, no podrán ser transferidas a extranjeros*”. Aunque previendo el mantenimiento del pleno derecho de la propiedad, esa alteración abrió la posibilidad de desapropiación, por necesidad o utilidad pública, mediante previa indemnización. De hecho, a lo largo de la década de 1920 el interés extranjero por el subsuelo brasileño fue motivo de gran preocupación y debates en el congreso nacional, en virtud de la política de los países europeos y de los Estados Unidos en favor de sus compañías, así como de la actuación de estas empresas en la política interna de diversos países latinoamericanos (Dias y Quagliano, 1993).

Hasta 1930, el SGMB realizó 51 perforaciones exploratorias de petróleo, de los cuales fueron 18 en San Pablo, nueve en Pará, siete en Paraná, seis en Bahía y en Alagoas,

cuatro en Santa Catarina y una en Rio Grande del Sur, pero no fue registrado ningún éxito efectivo. En contrapartida, los técnicos del órgano habían acumulado un inmenso volumen de informaciones sobre geología del país, que serviría de base para futuras investigaciones y para el perfeccionamiento y entrenamiento de un equipo de geólogos brasileños (Moura y Carneiro, 1976).

A pesar de Brasil consumir derivados del petróleo desde inicio del siglo XX, no hubo ningún descubrimiento comercial de petróleo, ni ninguna inversión en refino de petróleo en Brasil en las tres primeras décadas del siglo XX. Todo el consumo de derivados (gasolina, óleo combustible y queroseno iluminante) era abastecido con importaciones, y la comercialización de combustibles era hecha por grandes compañías internacionales.

3.2.2 –Nueva regulaciones para la explotación de petróleo en Brasil y restricción al capital extranjero a partir de 1930

En 1930, asume la presidencia de la república Getúlio Vargas, en medio de la crisis económica internacional iniciada en 1929, que tuvo un fuerte impacto en Brasil, cuya economía agroexportadora fue altamente afectada por la retracción en las inversiones extranjeras, la caída en los precios internacional del café y reducción de las exportaciones de materias primas. El Gobierno Vargas (1930-1945) y (1950-1954) fue marcado por una política de intervención del estado en la actividad económica y por el nacionalismo, en una época de gran inestabilidad internacional (fascismo en Italia, en 1922, ascenso del nazismo en Alemania, en 1933, del salazarismo en Portugal, en 1933, del franquismo en España, en 1936) que culminó con la Segunda Gran Guerra Mundial entre 1939 y 1945. También fue marcado por el desprestigio en que se encontraba el liberalismo económico, ya que muchos lo consideraban el mayor responsable por la gran crisis económica mundial de 1929.

Este período se caracterizó por la nacionalización de las riquezas del subsuelo y por la creación del Consejo Nacional del Petróleo (CNP) en 1938. En 1931, uno de los primeros actos del Gobierno de Vargas con relación a la minería fue suspender las actividades de los gobiernos estatales relativas a la concesión para la explotación de riquezas minerales y cancelar todas las concesiones hechas hasta entonces. Para que las antiguas concesiones se mantuviesen legalizadas sería necesaria la autorización federal.

El Decreto nº 20.799 de 1931 confirió al gobierno federal el derecho de autorizar la investigación y la extracción de los recursos minerales en todo el territorio nacional, haciendo que los estados perdiesen el control sobre la regulación de las minas y de la minería (Moura e Carneiro, 1976).

La Constitución Federal de 1934 sustituyó el régimen de aceptación, que vincula la propiedad del suelo al del subsuelo, consagrado en la Constitución de 1891, por el régimen “dominial” de propiedad, fundamentada en el art. 118⁹. También vale descartar la restricción impuesta por el art. 119, § 1^o¹⁰, que reservó exclusivamente a los brasileños o a empresas organizadas en Brasil, las autorizaciones y concesiones para explotación de los potenciales hidráulicos y minerales. El sistema “dominial” permanece hasta hoy en día y se caracteriza por conferir al Estado la propiedad sobre los recursos minerales e hídricos, correspondiendo a él o terceros mediante autorización o concesión de su aprovechamiento (Moura y Carneiro, 1976).

Con base en los principios adoptados por la nueva Constitución, fue sancionado, en 1934, el Decreto nº 24.642 de 1934, que quedó conocido como Código de Minas y tuvo el papel de regular el sector mineral. De acuerdo con el Código de Minas, las riquezas del subsuelo pertenecían a la nación, y no a los propietarios de tierras donde se encontraban. El nuevo Código establecía aún la obligatoriedad de la nacionalidad brasileña para los accionistas de las compañías de minería, conforme art. 3, § 5^o¹¹. Sin embargo, el código aseguró la propiedad privada de las minas que estuviesen en extracción, estableciendo un procedimiento administrativo llamado manifiesto, mediante el cual los interesados en yacimientos y minas conocidos debían declarar al gobierno la existencia y los derechos constituidos sobre las mismas (Dias y Quagliano, 1993).

En 1934, a través del Decreto nº 23.979, fue creado el Departamento Nacional de la Producción Mineral (DNPM) que sustituyó el Servicio Geológico y Mineralógico de Brasil (SGMB). El DNPM tuvo como principales funciones: ejecutar los trabajos de investigación necesarios para la extracción de los yacimientos minerales; realizar estudios sobre minería, rocas combustibles y otras sustancias; emitir pareceres sobre los pedidos

⁹Art. 118 “las minas y demás riquezas del subsuelo constituían propiedad distinta de la propiedad del suelo para efecto de explotación o aprovechamiento industrial”.

¹⁰Art. 119, § 1^o “el otorgamiento de derechos era conferida exclusivamente a brasileños o empresas organizadas en Brasil”.

¹¹Art. 3, § 5^o “Las autorizaciones de investigaciones, concesiones de explotación serán conferidas exclusivamente a brasileños y empresas organizadas en Brasil”.

de autorizaciones para investigaciones y concesiones de extracción; y fiscalizar la investigación y la extracción de los yacimientos minerales. En esa época, el DNPM también actuaba como regulador de las actividades de la industria del petróleo, función que ejerció hasta la creación del Consejo Nacional del Petróleo (CNP) en 1938.

En 1937, el presidente Getúlio Vargas implantó lo que quedó conocido como Estado Nuevo. Un gobierno caracterizado por la centralización del poder, nacionalismo y por su autoritarismo. La Constitución de 1937 reforzó el perfil nacionalista del Gobierno Vargas, que se reflejó en la implementación de una nueva política para el sector del petróleo y la creación del Consejo Nacional del Petróleo (CNP). Desde el inicio del Estado Nuevo, en 1930, el petróleo y toda su cadena productiva pasaron a ser considerados como estratégicos para el país. Esta situación se dio en función de diversos acontecimientos, tales como la gran crisis económica de 1929 que dejó la economía brasileña extremadamente vulnerable; la nacionalización de la industria petrolífera en México y el carácter estratégico del petróleo para el desarrollo del país y la seguridad nacional, conforme tesis defendidas por el general Júlio Caetano Horta Barbosa, como director de ingeniería del Ejército, y posteriormente, como el presidente del CNP (Dias y Quagliano, 1993).

La creación del CNP, por el Decreto Ley n° 395, de 29/04/1938, órgano subordinado directamente al Presidente de la República, representó la primera iniciativa consistente del Estado brasileño de regulación del sector de petróleo y gas natural. El Decreto Ley declaró de utilidad pública el abastecimiento nacional, entendiendo como tal “la producción, la importación, el transporte, la distribución y el comercio de petróleo bruto y sus derivados, así como la refinación de petróleo importado o de producción nacional, cualquiera que sea en este caso su fuente de extracción”. Establecía aún, la exclusividad del Gobierno Federal para “autorizar, regular y controlar la importación, la exportación, el transporte (incluso la construcción de oleoductos), la distribución y el comercio de petróleo y sus derivados, en el territorio nacional”, así como, autorizar la construcción de nuevas refinerías. El Decreto Ley incluía aún, la posibilidad de intervención en los precios de los derivados, además de nacionalizar la industria de la refinación, que debería tener la participación de empresas con capital exclusivo de brasileños natos, siendo estos responsables exclusivos de la dirección y gerencia. La estructuración y las atribuciones del CNP fueron establecidas en el Decreto Ley n° 538, de 1938. El CNP fue concebido como un órgano colegiado compuesto por representantes

de las fuerzas armadas (Ejército, Marina y Aeronáutica), de los Ministerios de Hacienda, Agricultura, de la Aviación y Obras Públicas, además de dos representantes de organizaciones de clase: Industria y Comercio. El primero presidente del CNP fue el general Horta Barbosa, exdirector de ingeniería del Ejército, conocido por sus posiciones nacionalistas (Moura y Carneiro, 1976).

Los principales proyectos del general Horta Barbosa al frente del CNP fueron: la creación del impuesto único sobre combustibles y la creación de una refinería estatal. El impuesto sobre combustibles fue aprobado por el Decreto Ley n° 2.615 de 1940, sin embargo, el proyecto de creación de una refinería estatal encontró resistencias dentro del propio gobierno (Dias y Quagliano, 1993).

La primera iniciativa brasileña en el sector de refino de petróleo surgió de la unión de un grupo de inversionistas brasileños y argentinos que, en 1933, construyeron en la ciudad de Uruguaiana, en Rio Grande del Sur, la Destilaría Sur Riograndense de Petróleo S/A, con capacidad para procesar 150 barriles/día de petróleo importado de Uruguay y Argentina. En esa fase inicial de sus operaciones, la refinería fue sorprendida por una medida del gobierno argentino que prohibió la reexportación del petróleo, impidiendo el esquema de recibimiento de materia prima de la refinería (Dias y Quagliano, 1993).

En 1937, surgieron otras dos refinerías privadas: la refinería Matarazzo, en San Caetano del Sur, San Pablo, con capacidad para procesar 500 barriles por día, perteneciente a las Industrias Reunidas Francisco Matarazzo (en la época el mayor conglomerado industrial brasileño), y la otra en Rio Grande, Rio Grande del Sur, la Refinería Ipiranga, del mismo grupo de la Refinería Riograndense, con capacidad para procesar 1.000 barriles/día. (Dias y Quagliano, 1993).

Durante toda la década de 1940, el CNP también dio continuidad a los trabajos de levantamientos geofísicos y exploratorios en el Recôncavo Baiano a partir del descubrimiento del pozo pionero de Candeias, en 1941, que se convirtió en el primer campo comercial de petróleo de Brasil. Enseguida, vinieron los campos de Aratu y Itaparica, en 1942, Don João, en 1947, Restinga, en 1949, Agua Grande y Paramirim do Vencimento, en 1950, todos localizados en Recôncavo Baiano. A pesar de que en esta fase los resultados fueron incipientes para el refino y producción de petróleo, es interesante resaltar que allí fueron formados los profesionales brasileños que tuvieron un importante papel en la formación técnica inicial de Petrobras (Dias y Quagliano, 1993).

En 1950, ocurrió la primera inversión estatal en el refino. Incentivado por los descubrimientos de petróleo en el Recôncavo Baiano, el CNP instaló la Refinería de Mataripe en el municipio de São Francisco del Conde, Bahía. Fue la primera refinería en el país en poseer unidad de destilación y craqueo término combinado y tenía capacidad para procesar 2.500 barriles de petróleo por día. En este año, la capacidad de refino de Brasil era de apenas 4.150 barriles/día de petróleo, pero casi todo el petróleo procesado era importado, ya que la producción nacional era incipiente, cerca de 900 barriles por día, según presentado en la Tabla 1.

Tabla 1 – Capacidad de refino de Brasil – 1932-1950

Refinería	Ciudad (UF)	Inicio de operación	Capacidad Nominal
			barriles/día
Total			4.150
Refinaria Sul Riograndense	Uruguaiana (RS)	1932	150
Refinaria Matarazzo	São Caetano do Sul (SP)	1937	500
Refinaria Ipiranga	Rio Grande (RS)	1937	1.000
Refinaria de Mataripe	Mataripe (BA)	1950	2.500

Fuentes: ANP y Riograndense.

La época de la Segunda Guerra Mundial fue un período de restricción del suministro nacional de combustible, con disminución considerable en las importaciones de derivados de petróleo. Sin embargo, después que terminó la guerra, en 1945, hubo un gran aumento de la demanda por derivados del petróleo en Brasil. El consumo nacional de combustibles, en 1950, ya era de 87.219 barriles por día (Tabla 2), casi todo importado, pues la capacidad de refino representaba menos del 5% del consumo. El aumento de los volúmenes importados, al mismo tiempo que el aumento de los precios internacionales, elevó los dispendios en monedas extranjeras, señalizando, en mediano plazo, la posibilidad de crisis en el abastecimiento de combustibles.

Tabla 2 – Consumo de derivados de petróleo en Brasil – 1900-1950

Año	Consumo de derivados (barriles/día)				
	Total	Queroseno Iluminante	Gasolina Automotriz	Óleo Combustible	Gasoil
1900	1.106	1.106	-	-	-
1910	2.255	2.174	81	-	-
1920	6.089	1.278	877	3.934	-
1930	15.204	1.976	6.736	6.492	-
1940	24.454	2.376	9.334	9.929	2.815
1950	87.219	5.307	39.445	30.634	11.833

Fuente: IBGE.

3.2.3 – El embate entre nacionalistas y privatistas y el movimiento “el petróleo es nuestro” en defensa del monopolio estatal del petróleo

El Gobierno de Vargas asumió el papel de emprendedor, invirtiendo principalmente en la creación de empresas estatales en sectores estratégicos y de infraestructura, donde se destacaron la Compañía Siderúrgica Nacional (CSN), en 1941; la Compañía Vale del Rio Doce (CVRD), en 1942; y Petrobras, en 1954. La creación de Electrobras, propuesta por Vargas en 1954, fue efectivizada en 1962. Este período se caracterizó también por la nacionalización de las riquezas del subsuelo, conforme el Decreto n° 24.642/1934, conocido como Código de Minas y el cual tuvo como papel regular el sector mineral. De acuerdo con el Código de Minas, las riquezas del subsuelo pertenecían a la Unión y no más a los propietarios de las tierras donde se encontraban. El código también seguía una línea nacionalista al establecer la obligatoriedad de la nacionalidad brasileña para los accionistas de las compañías de minería. Sin embargo, el código aseguró la propiedad privada de las minas que estuviesen en extracción, estableciendo un procedimiento administrativo llamado manifiesto, mediante el cual los interesados en yacimientos y minas conocidas debían declarar al gobierno la existencia y los derechos constituidos sobre las mismas.

En el sector del petróleo, estos cambios institucionales desencadenaron un intenso debate en la sociedad brasileña sobre cual modelo deberíamos seguir en el sector del petróleo. Los liberales defendían que para garantizar el desarrollo del sector petrolero era imprescindible que la iniciativa privada tuviera el máximo de libertad y el mínimo de restricciones por parte del Estado, sin establecer límites al capital extranjero y sin que hubiese injerencia estatal en la producción. Argumentaban que Brasil necesitaba capital y técnica internacional, y que el Estado no tenía capacidad y capital para desarrollar el

sector. Sin embargo, los nacionalistas defendían que la única forma de desarrollar el sector sería mediante la nacionalización de la producción de petróleo en todos sus niveles (monopolio estatal integral del petróleo). Argumentaban que el petróleo era una riqueza que debería ser protegida y explorada para beneficio público y que cualquier concesión a particulares abriría espacio al capital privado monopolista internacional (imperialismo). Por otro lado, los desarrollistas defendían la necesidad de regular la industria del petróleo por parte del Estado (propiedad pública de los yacimientos, control de la producción y atención al mercado interno), pero no descartaban la presencia del capital privado, extranjero, en la producción. Entre los desarrollistas existían dos corrientes. Los desarrollistas nacionalistas defendían la propuesta de una empresa de economía mixta que privilegiara el capital privado nacional (monopolio estatal parcial), y los desarrollistas no nacionalistas descartaban el Estado en la producción y defendían el modelo de concesión de regulación al capital privado, nacional o extranjero (Dias y Quagliano, 1993).

En la década de 1930, el principal defensor de la participación del capital privado nacional en el sector del petróleo fue el escritor Monteiro Lobato. Después de vivir en los Estados Unidos como agregado comercial de Brasil, volvió al país en 1931 y creó la Compañía del Petróleo Nacional, con el objetivo de explorar petróleo en Alagoas. Lobato, defendió la búsqueda del petróleo por la iniciativa privada, no descartando, inclusive, la asociación del capital privado nacional al extranjero. Él defendió la idea de que a las grandes compañías internacionales petroleras que operaban en la distribución de derivados del petróleo (Esso, Shell, Texaco, Atlantic y Gulf) no les interesaba el descubrimiento de petróleo en Brasil para mantenerlo en la condición de mercado importador de derivados. Lobato desconfiaba enormemente de la interferencia del Estado en el sector, por la cuestión de la “ineficiencia” del Estado, y de que la burocracia estatal se asociara a las grandes compañías internacionales para impedir la búsqueda en Brasil.

No obstante, al empeño de las autoridades para viabilizar la explotación del petróleo en Brasil, Monteiro Lobato estaba convencido de que el gobierno actuaba contra las compañías privadas nacionales, sabotando sus actividades como emprendedor. En 1940, el presidente Getúlio Vargas sancionó el nuevo Código de Minas, confirmando todas las disposiciones nacionalistas existentes en el código anterior de 1934 y exigiendo de los candidatos al derecho de investigar la extracción de yacimientos, “prueba de capacidad financiera”, lo cual fue recibido por Monteiro Lobato como un obstáculo para sus iniciativas de investigar petróleo (Wirth, 1973).

De hecho, Monteiro Lobato luchó por el petróleo nacional con todas sus fuerzas, movido mucho más por el instinto que por el conocimiento técnico y por la buena información geológica. Él se posicionaba contra geólogos y funcionarios del gobierno que no estuviesen de acuerdo con sus iniciativas empresariales, confundiendo muchas veces la necesaria cautela con que ellos veían su entusiasmo por la causa del petróleo y lo cual él consideraba un sabotaje deliberado a sus emprendimientos. Por otro lado, jamás se podrá hablar de petróleo en Brasil sin mencionar el nombre de Monteiro Lobato, pues dedicó buena parte de su vida al proyecto de convertir el país en productor de petróleo.

La Constitución de 1946, promulgada en el Gobierno del Presidente Eurico Gaspar Dutra, mantuvo algunos principios heredados de las constituciones de 1934 y 1937 en relación al sector minero, como el mantenimiento del sistema “dominial” de propiedad (separación de la propiedad del suelo y del subsuelo), pero adoptó principios más liberales, al no exigirle a los socios de las empresas “brasileñas” la nacionalidad brasileña para que pudieran explorar mineral en el país. Además, suprimió el dispositivo de la Constitución de 1934, que determinaba la nacionalización progresiva de las riquezas del subsuelo y de las fuentes de energía hidráulica.

La nueva orientación privatista que el CNP empezó a adoptar bajo la presidencia del coronel João Carlos Barreto, incluso en el Nuevo Estado, fue seguido por el nuevo presidente de la república, el general Eurico Gaspar Dutra, electo en 1945. En 1947, el gobierno federal creó una comisión de Anteproyecto de Legislación del Petróleo para revisar las leyes existentes, de acuerdo con la constitución de 1946 y para determinar las directrices y crear los instrumentos y los recursos para la explotación del petróleo en Brasil. Los miembros de la Comisión, indicados por el presidente del CNP eran, en su mayoría, favorables a la participación de capitales privados en el sector petrolífero y tuvieron como orientación alterar la legislación producida por el Nuevo Estado, de contenido nacionalista y estatal, y producir una legislación capaz de asegurar el desarrollo de la industria del petróleo en Brasil. En febrero de 1948, el presidente Dutra envió el anteproyecto al Congreso Nacional. Conocido como Estatuto del Petróleo, el anteproyecto, en síntesis, abrió el sector petrolífero brasileño a la participación del capital privado, fuese nacional o extranjero. El anteproyecto del Estatuto del Petróleo no fue del agrado en los sectores privatistas, nacionales y extranjeros, ni de los sectores nacionalistas. Empresas como la *Standard Oil* (Esso) y *Royal Dutch* (Shell), las dos mayores multinacionales en operación en la distribución de combustibles en Brasil

defendían más apertura del sector petrolero, sin distinción de capital nacional o extranjero (Wirth, 1973).

Por otro, el nacionalismo resurgió con fuerza a través de la creación del Centro de Estudios y Defensa del Petróleo y de la Economía Nacional (Cedpen) y de la campaña “el petróleo es nuestro”. El Cedpen, fundado en Rio de Janeiro, en 1948, tuvo como presidentes honorarios el ex presidente de la República, Artur da Silva Bernardes y el primer presidente del CNP, General Horta Barbosa, y luchaba contra el Estatuto del Petróleo y en defensa de la tesis del monopolio estatal integral del petróleo. El Cedpen fue una asociación civil heterogénea que reunió militares nacionalistas, estudiantes, políticos de varios partidos (tanto conservadores, como aquellos de posición más a la izquierda), intelectuales, sindicalistas y promovía reuniones de estudio, palestras, comicios, demostraciones, publicaciones y, sus reuniones fueron marcadas por civismo (se cantaba el Himno Nacional) y eran escogidos símbolos y héroes asociados al patriotismo y a la lucha por la libertad, tales como Tiradentes y Castro Alves. El lema de la campaña en defensa del monopolio estatal “El Petróleo es Nuestro” fue creado en el movimiento estudiantil y adoptado por el Cedpen. “El Petróleo es Nuestro” se convirtió en un movimiento nacional y fue considerado el primer gran movimiento de masa de Brasil. A pesar del gobierno federal tener mayoría en el Congreso Nacional, la movilización de la opinión pública, a través del movimiento “El Petróleo es Nuestro”, contra el proyecto del estatuto del petróleo hace con que este no fuese aprobado (Dias y Quagliano, 1993).

Para aminorar el problema de la baja oferta nacional, mediante la demanda creciente de derivados del petróleo, y en función de las dificultades de aprobación del estatuto del petróleo, el Gobierno Federal aprobó en 1948, en el congreso nacional, el llamado Plan Salte con inversiones en la infraestructura. En el sector de petróleo, la aplicación del Plan Salte durante el Gobierno de Dutra garantizó al CNP recursos para implementar sus proyectos, y varios emprendimientos salieron del papel, dentro de los cuales podemos destacar las refinerías de Mataripe en Bahía y Cubatão, en São Pablo, el oleoducto Santos-São Pablo y la Flota Nacional de Petroleros – Fronape. La refinería de Mataripe comenzó a operar en el 1950 aún en el Gobierno de Dutra, y la refinería de Cubatão, actualmente Presidente Bernardes (RPBC), comenzó a ser construida en 1950 y fue inaugurada en 1955.

Por otro lado, el CNP también les dio tres concesiones a grupos nacionales para la construcción de refinerías. La primera de ellas fue al Grupo Dalt Ernany, en Rio de Janeiro, para la construcción de la refinería de Manguinhos con capacidad de procesamiento de 10 mil barriles/día. La segunda, al Grupo Soares Sampaio, en 1946, para la construcción de la refinería Unión, en San Pablo, con capacidad de 20 mil barriles/día. La tercera fue al Grupo Sabbá, en 1952, para la construcción de la refinería de Manaus, de 5 mil barriles/día, en Manaus.

En la práctica, las decisiones tomadas por el Gobierno Federal bloquearon la participación del capital extranjero en las actividades del sector del petróleo y, al mismo tiempo, representaron una conciliación entre las corrientes que defendían el monopolio estatal y las que defendían la participación del capital privado nacional.

3.2.4 – La aprobación del monopolio estatal y la creación de Petrobras

En realidad, durante el gobierno Dutra, no se retornó al liberalismo anterior al Gobierno de Vargas. Con la vuelta del Presidente Vargas al poder, en 1950, el gran problema era la necesidad cada vez mayor de asignar divisas para la importación de petróleo y derivados, teniendo en cuenta que una crisis de balanza de pago podría inhibir el crecimiento económico y la modernización de la economía brasileña. En este contexto, el desarrollo de fuentes nacionales de energía era fundamental para la reducción de la vulnerabilidad de la economía nacional. Entonces, el Gobierno de Vargas destinó gran parte de sus recursos al desarrollo de los sectores de petróleo y electricidad, buscando con la creación de una empresa de petróleo estatal una nueva configuración para el sector petrolífero nacional.

En diciembre de 1951 el Presidente Vargas envió al Congreso Nacional el Proyecto de Ley nº 1.516, proponiendo la creación de Petróleo Brasileño S/A – Petrobras - una empresa de capital mixto, con control de la Unión sobre un mínimo del 51% de sus acciones ordinarias. Este proyecto inicial de creación de Petrobras enviado al congreso no estableció el monopolio estatal. Sus acciones podrían ser vendidas al público, a organizaciones gubernamentales y las compañías particulares establecidas en el país, nacionales o extranjeras.

En el congreso, el proyecto no agradó ni a los nacionalistas, que lo consideraron tímido y “entreguista”, ni a la Unión Democrática Nacional (UDN), que, a pesar de su

pensamiento liberal, sorprendentemente, presentó un proyecto substitutivo que proponía la creación de la Empresa Nacional de Petróleo – Enape y que previa el monopolio estatal en todas las fases de la cadena de petróleo. En las calles, la Unión Nacional de los Estudiantes – UNE y el Cepden relanzaron la campaña “el petróleo es nuestro” con movilizaciones populares contra el proyecto, llamándolo de antipatriótico y lesivo a los intereses nacionales. Uno de los puntos más polémicos del proyecto fue la propuesta de que Petrobras fuera una empresa de economía mixta, ya que no mencionaba nada sobre la participación del capital privado nacional o extranjero. El Gobierno adoptó una estrategia de acelerar la discusión del proyecto, evitando la articulación de la oposición sobre el proyecto de la UDN. Sin embargo, con la movilización generada por la campaña “el petróleo es nuestro”, Vargas optó finalmente por el monopolio estatal, determinando la apertura de un canal de negociación con el congreso. En septiembre de 1953, casi dos años después, finalmente el proyecto fue aprobado, manteniéndose la forma de compañía mixta, pero excluyendo la participación de empresas extranjeras y de brasileños nativos o naturalizados casados con extranjeros. De acuerdo con el proyecto aprobado, Petrobras sería ejecutora del monopolio estatal de investigación, labra, refino y transporte de petróleo. Los únicos sectores que quedaron fuera del monopolio fueron los segmentos de importación, exportación y distribución de derivados, las dos refinerías privadas en operación (Matarazzo e Ipiranga) y las tres refinerías privadas, ya autorizadas por el CNP y que estaban en fase de construcción (Manguinhos, Isaac Sabbá y Unión).

Así, el 3 de octubre de 1953, después de seis años de intensa movilización popular, día del 23° aniversario de la Revolución de 1930, una fecha de fuerte connotación simbólica para el Gobierno de Vargas, el presidente promulgó la Ley nº 2.004 que creó Petróleo Brasileño S/A – Petrobras que determinaba:

Art. 1º Constituyen monopolio de la Unión:

I - la investigación y la extracción de los yacimientos de petróleo y otros hidrocarburos fluidos y gases raros, existentes en el territorio nacional;

II - La refinación del petróleo nacional y extranjero;

III - El transporte marítimo del petróleo bruto de origen nacional o de derivados de petróleo bruto y sus derivados, así como de gases raros de cualquier origen.

La garantía del control de la Unión sobre Petrobras fue instituido a través del art. 10, que determinó un mínimo del 51% de las acciones con derecho al voto (ordinarias)

en poder de la Unión. En 1963, el monopolio fue ampliado, abarcando también las actividades de importación y exportación de petróleo y sus derivados.

El CNP, que hasta entonces ejecutaba las funciones de extracción, producción, refino y transporte del petróleo y derivados, transfirió estas atribuciones a Petrobras. En su constitución, Petrobras incorporó del CNP los campos de petróleo del Recôncavo Baiano, con una producción diaria de 2.700 barriles/día; la refinería de Mataripe y la Refinería Presidente Bernardes (RPBC), en Cubatão (SP), cuyas obras fueron concluidas en 1955; y la Flota Nacional de Petroleros con 22 navíos. Pasó también para Petrobras, el Centro de Perfeccionamiento de Personal – Cenap que era responsable por la coordinación de etapas de perfeccionamiento de técnicos en el exterior y por la organización de cursos de especialización en tecnologías ligadas a la industria del petróleo en Brasil. A partir de 1954, el CNP transfirió sus funciones ejecutivas a Petrobras y su actuación estaba restringida a orientar y fiscalizar el monopolio de la Unión, siendo reafirmada su competencia para supervisar el abastecimiento nacional del petróleo. El vaciamiento del CNP es anunciado en el art. 50 de la Ley nº 2.004, que determinaba que: *“siempre que el Consejo Nacional del Petróleo tuviera que deliberar sobre algún asunto de interés de Petrobras, el presidente del CNP participará de las sesiones plenarias, sin derecho al voto”*.

A inicio de la década de 1950, el consumo interno de derivados creció aceleradamente y en el año de la creación de Petrobras, 1954, el consumo diario de derivados de petróleo en Brasil era de cerca de 170 mil barriles, casi todos importados en forma de derivados, dado que la producción nacional de óleo crudo totalizaba apenas 2.700 barriles por día y la capacidad de refino aún era pequeña (4.000 barriles/día). Al final de los años de 1950, el consumo de derivados de petróleo sobrepasó la utilización del carbón mineral como fuente de energía del país (IBGE, 1990).

Considerándose el contexto del inicio de la década de 1950, en el cual el 96% total del consumo de derivados de petróleo consumidos en Brasil era importado y el precio del petróleo bruto era mantenido a valores mundialmente bajos, Petrobras instituyó una política de construcción y ampliación de las refinerías para el aumento del volumen de derivados producidos en territorio nacional. Paralelamente, también se priorizó la estructura del área de explotación y producción, y para eso, fue contratado el geólogo americano Walter K. Link, un ex profesional de la *Standard Oil* (Esso), así como, la contratación de decenas de geólogos y geofísicos extranjeros. La sede de la empresa fue

instalada en Rio de Janeiro, con distritos operacionales en Belén, Maceió, Salvador y Ponta Grossa.

3.2.5 – La expansión del área de explotación y producción

En el área de explotación y producción, Petrobras heredó los técnicos y los levantamientos sísmicos realizados por el antiguo Servicio Geológico y Mineralógico de Brasil (SGMB) y por el Consejo Nacional del Petróleo (CNP). No había en el país cursos universitarios de geología y la mayoría de los técnicos del área era compuesta por ingenieros de minas e ingenieros civiles que tenían alguna especialización o estudio en el área. En 1950, fue creado el Centro de Perfeccionamiento e Investigación del Petróleo (Cenap), embrión del actual Centro de Investigación y Desarrollo Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes) de Petrobras, que realizó algunos convenios con universidades brasileñas para la formación de geólogos del petróleo. Sin embargo, existía falta de personal especializado para trabajar en el necesario aumento de la producción de petróleo (Dias y Quagliano, 1993).

En el área de explotación y producción, fue tomada una importante decisión por la dirección de Petrobras, que organizó el departamento de explotación en los mismos moldes en que operaban las grandes compañías internacionales, bajo la dirección del geólogo americano Walter K. Link, que había trabajado en la Esso americana, lo que generó repercusiones negativas entre los nacionalistas.

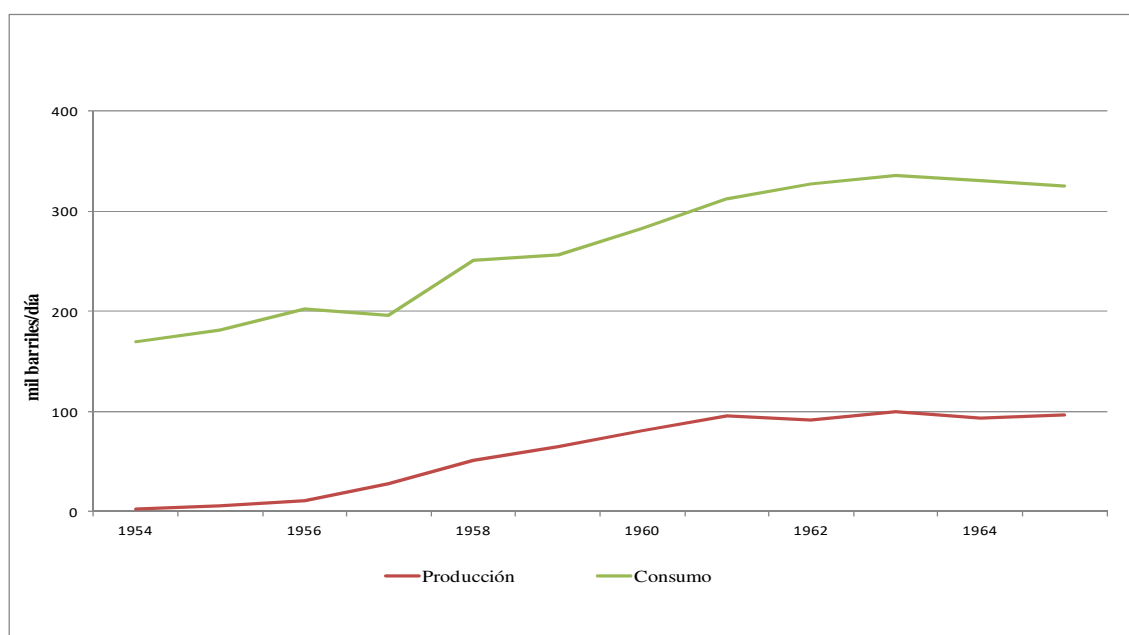
Inicialmente, Link y su equipo revisaron meticulosamente las cuencas sedimentarias conocidas, las acciones se concentraron en las cuencas del Recôncavo y Sergipe-Alagoas (explotación y producción) y Amazónicas (explotación), con esfuerzo más modesto en las demás cuencas, para descubrir nuevas provincias petrolíferas. La estrategia fue aumentar rápidamente la producción y hacer nuevos descubrimientos en la ya conocida Cuenca del Recôncavo y realizar grandes descubrimientos en las Cuencas de Sergipe-Alagoas y Región Amazónica (Souza, 1997).

En 1955, uno de los primeros pozos perforados en la Cuenca del Medio Amazonas, región de Nueva Olinda, produjo algún óleo, generando grandes esperanzas e intensificando la campaña exploratoria en la Amazonia. Sin embargo, la acumulación de petróleo era pequeña y luego se agotó. No se trataba de una acumulación comercial. En la Cuenca del Recôncavo se descubrieron tres nuevas acumulaciones. En 1957, el

descubrimiento de la acumulación de Jequiá fue la primera en la Cuenca de Sergipe-Alagoas y también la primera fuera del Recôncavo Baiano.

En 1960, después de seis años al frente del departamento de explotación, Link podía exhibir, además del gran volumen de conocimientos acumulados sobre las cuencas sedimentarias brasileñas, descubrimientos adicionales en el Recôncavo Baiano y la promesa de nuevos descubrimientos en la Cuenca de Sergipe-Alagoas. Las actividades de perforación de pozos exploratorios crecieron significativamente y se descubrieron nuevas cuencas sedimentarias en el norte del país (Barreirinhas y Pará-Maranhão) y en el este brasileño (Jequitinhonha, Sur de Bahía, y Espírito Santo). Sin embargo, después de haber crecido rápidamente, la participación de la producción brasileña de petróleo se detuvo en la primera mitad de la década de 1960 y representaba, aproximadamente, el 30% del total consumido en todo el país. De acuerdo con el Gráfico 1, la producción de petróleo creció de 3 mil barriles/día en 1954 para 95 mil barriles en 1961, pero se mantuvo en este nivel durante toda la primera mitad de la década de 1960. Por otro lado, el consumo también creció significativamente en este período, pasando de 170 mil barriles/día en 1954 para 326 mil barriles/día en 1965. El incremento de la demanda era suplido por el petróleo importado, que representó, en la media, el 70% del total, a inicio de la década de 1960.

Gráfico 1 – Producción y consumo de petróleo – 1954-1965



Fuente: Petrobras, 1997.

Decepcionado con los resultados obtenidos, Link cambió su visión. Él, que tenía una postura optimista cuando inició los trabajos, pasó a ser pesimista sobre el potencial petrolífero brasileño. El programa de explotación necesitaba ser revisado. Ese proceso, llevado a cabo en el año 1960, consistió en una reevaluación del potencial de las cuencas sedimentarias brasileñas, debido al conocimiento acumulado hasta ese entonces. Los geólogos brasileños y estadounidenses del equipo de explotación fueron llamados para dar su parecer sobre las regiones en las cuales se habían especializado (Souza, 1997).

El Informe Link, como fue llamado, presentaba los criterios de evaluación de las cuencas sedimentarias y las posiciones de varios geólogos. El tono era de pesimismo en la mayoría de ellas. En la Amazonia, los datos más recientes confirmaron las evaluaciones. La misma perspectiva era presentada en la Cuenca del Maranhão/Piauí. De modo general, a partir del Informe, Link se cuestionaba enfáticamente la racionalidad del dispendio de recursos en programas exploratorios audaces en estas cuencas y recomendó la intensificación de los trabajos en las cuencas del Recôncavo y Sergipe-Alagoas, principalmente en la parte sergipana. Vale resaltar que Link insistió que la mayoría de las conclusiones presentadas era dependiente de los escasos y pocos datos de geofísicas de esa época, y que la evolución de esta herramienta podría cambiar el cuadro. Sugirió, aún, que el camino para los tan anhelados grandes descubrimientos podría estar en la Plataforma Continental, que en aquella época ya tenía intensa actividad y además existían descubrimientos animados en el Golfo de México americano, así como en concesiones adquiridas en el exterior, en cuencas geológicamente más atractivas (Souza, 1997).

En marzo de 1961, antes de la salida de Link, se creó, por decisión de la dirección de Petrobras, un grupo de trabajo compuesto por los geólogos Pedro de Moura y Décio Oddone, para la reevaluación del Informe Link. Después de la dimisión del geólogo Link, Pedro de Moura fue elegido como jefe del Departamento de Explotación. El nuevo informe de reevaluación de las cuencas, de modo general, contra argumentaba que hasta ese momento se había realizado un trabajo muy poco detallado, para justificar una condenación tan radical de las cuencas. No obstante, cuando se observan las evaluaciones hechas de las cuencas por los dos grupos - el de Link (1960) y el de Moura y Oddone (1961) - como muestra la Tabla 3 abajo, se verifica la existencia de pocas discrepancias entre las dos. La mayor divergencia observada entre las dos clasificaciones se refiere a la Cuenca de Barreirinhas, que pasa de D+ (Informe Link) para B (Informe Moura &

Oddone), sin embargo, posteriormente, la cuenca no se caracterizó como productora de petróleo (Souza, 1997).

Tabla 3 – Ranking de las cuencas sedimentares brasileñas en el inicio de la década de 1960

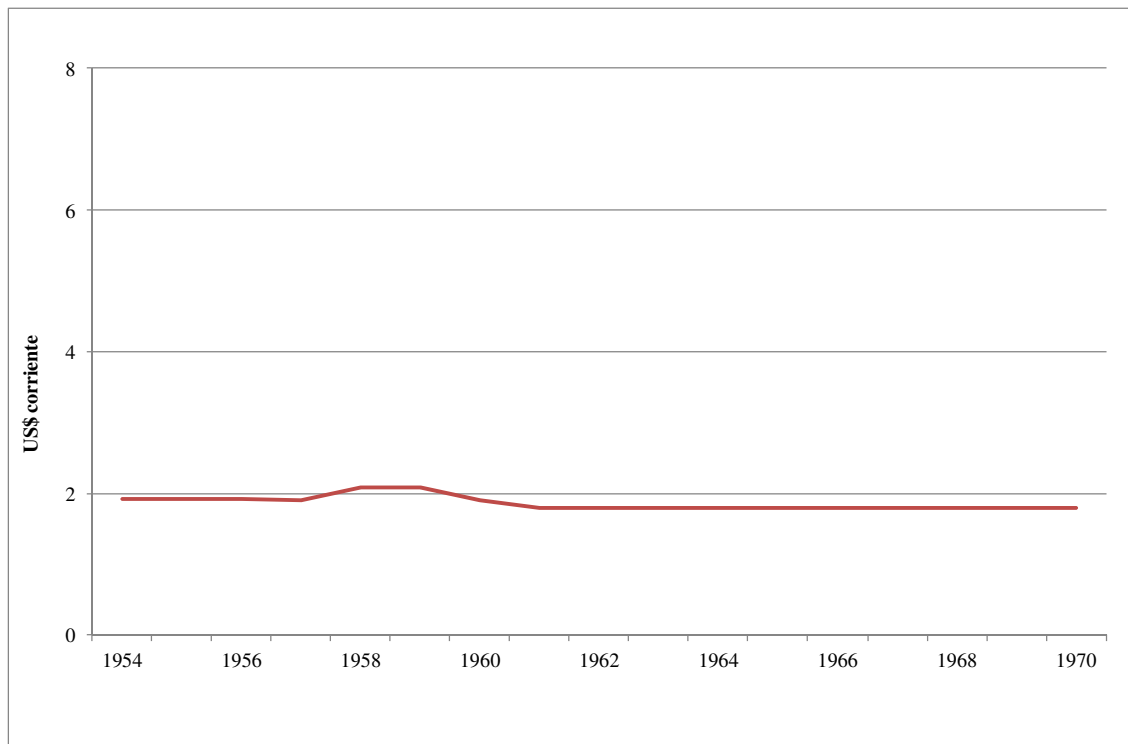
Año	Link	Moura y Oddone
Baixo Amazonas	D	D
Médio Amazonas	C	C+
Alto Amazonas	D	D
Acre	D+	C-
Parnaíba	D+	C-
Barreirinhas	D	B
Maranhão/Piauí	D-	C
Sergipe (terra)	C-	B
Alagoas (terra)	C-	B
Espírito Santo/Sul da Bahia	D	D
Sul da Bahia	D	C-
Recôncavo	A	A
Tucano	B	B

Fuente: Petrobras, 1961.

Nota: Las cuencas clasificadas como "A" fueron consideradas las que tiene producción comercial y donde la explotación debería ser continuada. Como "B" fueron clasificadas las cuencas cuyas informaciones geológicas indican cantidad comercial de petróleo. Como "C" fueron clasificadas las cuencas donde ya han realizado trabajos exploratorios sin éxito. Como "D" fueron clasificadas las cuencas sedimentares donde no había posibilidad de encontrar petróleo y donde los trabajos de explotación deberían cesar.

A pesar del aumento relativo de producción y de las reservas, hasta inicio de la década de 1960, Brasil dependía del petróleo de los campos de la Cuenca del Recôncavo Baiano. El crecimiento del país y el aumento del consumo nacional de petróleo por arriba de la producción indicaban que no era suficiente concentrar todos los esfuerzos en las regiones ya conocidas, aunque tales cuencas presentasen aún grandes posibilidades futuras. Por otro lado, la decisión de invertir en nuevas cuencas no era simple, ya que los precios internacionales del petróleo estaban muy bajos y la inversión en programas ambiciosos de explotación parecía poco racional. Los precios del petróleo en el mercado internacional se mantuvieron estables durante las décadas de 1950 y 1960, alrededor de US\$ 2 por barril, como se presenta en el Gráfico 2.

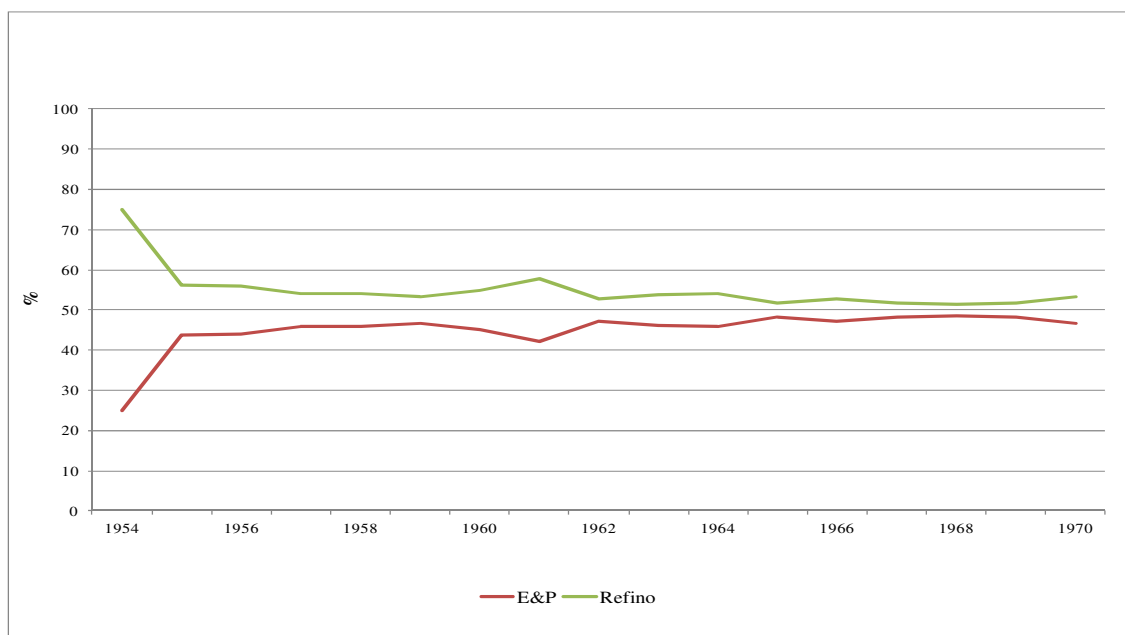
Gráfico 2 – Precio internacional de petróleo – 1954-1970



Fuente: BP, 2021.

En este período, las actividades de refino y distribución eran las que les generaba mayor lucro a las compañías petrolíferas, principalmente a aquellas verticalizadas que operaban en todos los segmentos de la cadena (producción, refino, transporte y distribución). En el período de 1954 a 1970, las inversiones en explotación y producción en Brasil sufrían con la competencia de las inversiones en refino, ya que otra prioridad importante era la construcción de un parque de refino que atendiese la creciente demanda de derivados y del desafío de atender las diversas regiones de Brasil. Según muestra el Gráfico 3 abajo, las inversiones fueron prioritariamente direccionadas para el segmento de refino en el período 1954-1970.

Gráfico 3 – Inversiones de Petrobras en explotación y producción (E&P) y refino – 1954-1970



Fuente: Petrobras, 1997.

Dentro de las nuevas directrices del área de explotación, disminuyeron las actividades en las cuencas amazónicas y los esfuerzos se concentraban más en las cuencas del Recôncavo, Tucano, Sergipe-Alagoas y Barreirinhas. En 1963, se descubrió el campo de Carmópolis, en Sergipe-Alagoas, que se convirtió en el mayor campo terrestre brasileño; un gigante para la época. La delimitación y la entrada en producción del campo de Carmópolis, así como el descubrimiento en 1965 del campo de Miranga en Bahía confirmaron, de cierto modo, el acierto de esa política exploratoria. No obstante, el malogrado resultado de las perspectivas en las cuencas terrestres de Barreirinhas y Tucano fue una señal de alerta para un significativo cambio de rumbo en la política de explotación del país, a partir de 1967, que fue la explotación submarina en la plataforma continental brasileña (Souza, 1997).

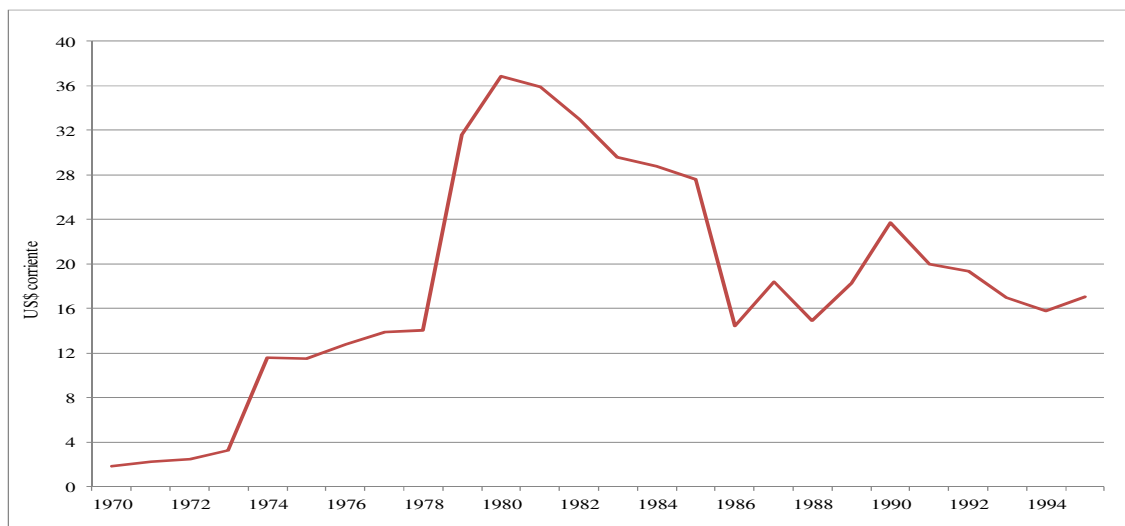
A finales de 1967, con la idea ya madurada de explorar la plataforma continental, se realizó un extenso levantamiento gravimétrico marítimo entre Cabo Frio y Recife. Entre 1967 y 1968, se realizó el reconocimiento de varias cuencas de la plataforma continental con sismica de reflexión de cobertura múltiple y registro digital. Resultado de los levantamientos sísmicos anteriores, las primeras sondas marítimas fueron contratadas y perforados los dos primeros pozos en el mar, en Espírito Santo y Sergipe. En el segundo

de ellos fue descubierto en Guaricema, el primer campo de petróleo en la plataforma continental brasileña, en 1968, en el litoral de Sergipe.

El descubrimiento, en 1969, del campo de São Mateus reveló el potencial de la provincia terrestre de Espírito Santo. Sin embargo, en 1972, se redujeron las actividades en tierra y el número de técnicos. Los modestos resultados en la plataforma marítima, aliados a las reservas en declino, conllevaron a Petrobras a tomar dos importantes decisiones, que fueron: la creación de Braspetro en 1972, con el intento de buscar en el exterior el petróleo no encontrado internamente, y el incremento de las inversiones en el segmento de *downstream* (refino, transporte y petroquímica) (Souza, 1997).

El consumo de petróleo crecía, pero la producción no acompañaba el ritmo, lo cual aumentó la presión sobre la balanza de pago del país. Este cuadro se agravó con los dos aumentos de precio de petróleo en 1973 y 1979. El precio del petróleo, que fue cotizado a US\$ 1,80/barril, en 1970, pasó para US\$ 11,58/barril, en 1974, y para US\$ 31,61/barril, en 1979, como muestra el siguiente Gráfico 4.

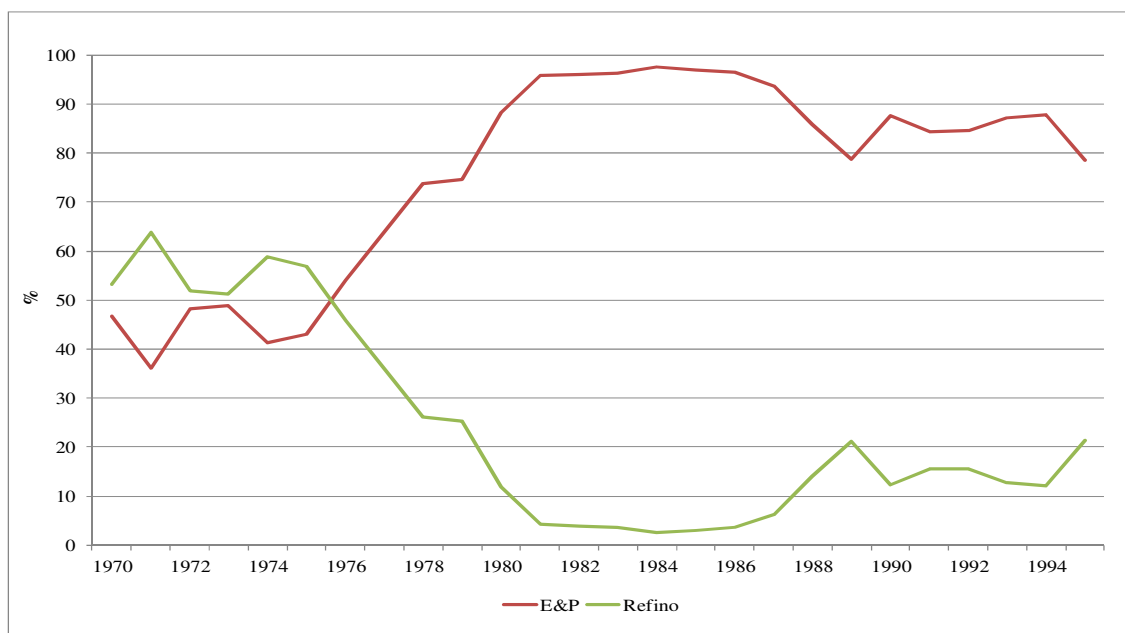
Gráfico 4 – Precio internacional de petróleo – 1970-1995



Fuente: BP, 2021.

En este nuevo escenario se priorizaron las inversiones en la explotación y producción, principalmente en el mar. A pesar de que las inversiones en refino continuaron siendo significativas durante la primera mitad de la década de 1970, las prioridades pasaron a ser las áreas de explotación y producción, a partir de la segunda mitad de la década 1970, como se presenta en el Gráfico 5.

Gráfico 5 – Inversiones da Petrobras en explotación y producción (E&P) y refino – 1970-1995



Fuente: Petrobras, 1997.

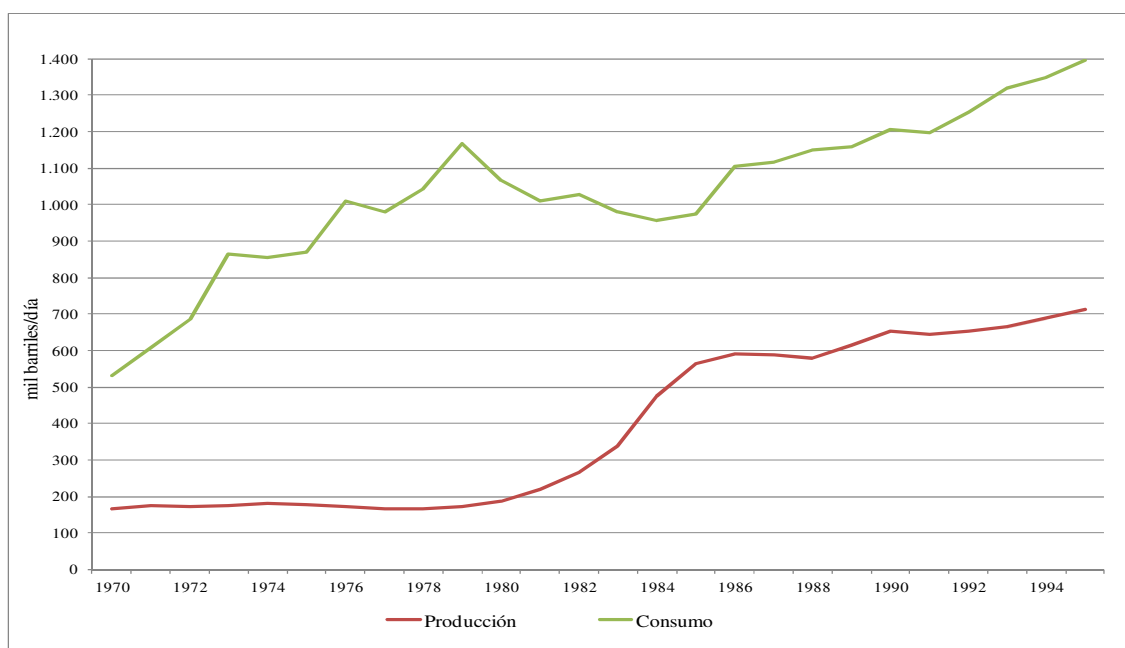
En 1973, fue descubierto el Campo de Ubarana en la porción marítima de la Cuenca Potiguar, y, al final de 1974, se realiza el primer descubrimiento importante: el campo de Garoupa, en la Cuenca de Campos, litoral de Rio de Janeiro, a 120 metros de la superficie del agua. Después de Garoupa, se hicieron nuevos descubrimientos en la Cuenca de Campos. En noviembre de 1975, el campo de Namorado, a 160 metros de profundidad de agua, fue el primer campo gigante de la plataforma continental brasileña. En 1984, se descubrió el campo de Marimbá (350 m) y el campo gigante de Albacora (230 a 1.000 m), y, en 1985, el campo gigante de Marlin (650 a 1.050 m). Estos indicaban el irreversible camino del mar para obtener la autosuficiencia en la producción de petróleo del país. En este mismo período se descubrieron también en la Cuenca de Campos los campos de Enchova, Vermelho, Pargo y Carapeba. Hubo otros descubrimientos además de la Cuenca de Campos, como el campo de gas natural de Juruá, en la Cuenca de Solimões, el campo de Alto Rodrigues, en la Cuenca Potiguar, el campo de Riacho de Barra, en la Cuenca de Recôncavo, y Pilar, en la Cuenca de Sergipe-Alagoas.

En 1986, después de 30 años de investigación, la Región Amazona presentó resultados positivos con el descubrimiento de reservas comerciales de óleo, condensado y gas natural en el río Urucu, Cuenca de Solimões. Aún en la década de 1980, los descubrimientos de los campos de Tiburón, Coral, Estrella de Mar y Calavera, en el sur de la Cuenca de Santos, aumentaron las expectativas de grandes descubrimientos

petrolíferos en la región. En la década de 1990, el gran descubrimiento fue el campo de Roncador, en la Cuenca de Campos.

En 1995, Brasil ya producía un poco más de la mitad del petróleo que consumía y estaba bien distante, por tanto, de los 20% de 1975, según muestra el Gráfico 6. A pesar del crecimiento del consumo que alcanzó cerca de 1,4 millones de barriles por día en 1995, la producción ya sobrepasaba 700 mil barriles por día.

Gráfico 6 – Producción y consumo de petróleo – 1970-1995



Fuente: Petrobras, 1997.

La evolución del segmento de explotación y producción en el período 1954-1995 tuvo dos períodos distintos:

El primer período, que va desde 1954 hasta la mitad de la década de 1970, se caracterizó por la producción en tierra, básicamente concentrada en la Cuenca del Recôncavo, en Bahía. A pesar del crecimiento de la producción, ésta no acompañó el crecimiento del consumo doméstico en este período. Debido a los bajos precios del petróleo en el mercado internacional, en esta época, la prioridad fue para la construcción e instalación de un parque de refino que atendiese la creciente demanda nacional. En 1975, la producción de petróleo representaba apenas el 20% del consumo nacional.

El segundo período, de 1975 a 1995, priorizaba las inversiones en explotación y producción, dando destaque a las cuencas sedimentarias marítimas. Este período fue marcado por el crecimiento de la producción de petróleo, principalmente en la Cuenca de Campos, en niveles superiores a la demanda interna, que se estancó durante toda la década de 1980.

3.2.6 – La expansión del parque de refino

Así como el suministro de energía eléctrica, el suministro de derivados del petróleo era un impedimento para el desarrollo económico nacional en la década de 1950. En 1954, año en se creó Petrobras, la producción nacional de derivados de petróleo representó apenas el 3% del consumo y la demanda nacional era predominantemente atendida por las importaciones. Además, el país vivía un período de crecimiento económico, proporcionado por el proceso de industrialización, consecuente de la política desarrollada por el presidente Juscelino Kubitschek y por el énfasis que su gobierno le daba al programa de la industria automovilística y construcción de carreteras. Uno de los principales objetivos de Petrobras a partir del establecimiento del monopolio estatal, era la construcción de un parque de refino que atendiese a todas las regiones de Brasil y la creciente demanda de derivados.

Con la creación de Petrobras se incorporaron al patrimonio de la empresa las Refinerías de Mataripe en la Bahía y la Presidente Bernardes, en Cubatão, San Pablo, que estaba en construcción sobre la responsabilidad del CNP, comenzando a operar en 1955. Se mantuvieron las concesiones dadas a las refinerías privadas ya construidas y en operación antes de la Ley n° 2004/1953: Matarazzo en San Caetano del Sur, San Pablo – 1936 y Ipiranga en Río Grande, Río Grande del Sur - 1937, así como de las refinerías aún en construcción: Refinería Unión, en Capuava, San Pablo, y Manguinhos, en Rio de Janeiro, ambas inauguradas en 1954, y la Refinería de Manaus, Amazonas, en 1956. De acuerdo con los artículos 43, 44, y 45 de la Ley n° 2004/1953 que instituyó el monopolio del petróleo, se mantuvieron las concesiones anteriormente dadas a la iniciativa privada, pero no podían ser ampliadas.

Durante la década de 1950, la producción de derivados creció, sin embargo, Brasil continuaba importando derivados en función del acentuado crecimiento de la demanda. La refinería de Duque de Caxias (Reduc), en Duque de Caxias, Rio de Janeiro, inaugurada

en 1961, fue la primera a ser construida por Petrobras en los diez primeros años de actuación de la empresa. El proyecto trajo a Brasil el proceso de fraccionamiento de petróleo existente más moderno – el craqueo catalítico, que produce, en mayor cantidad y calidad, derivados medios y livianos, para atender al aumento de la demanda por gasoil y gasolina, en virtud de la intensificación del transporte de carretera en el país. En 1960, también se ampliaron las capacidades de procesamiento de las refinerías de Mataripe y Presidente Bernardes, respectivamente, en más 37 mil y 55 mil barriles diarios.

La creciente demanda nacional por derivados de petróleo, en la década de 1960, era acompañada con la entrada de las refinerías: Gabriel Passos (Regap) en Betim, Minas Gerais y Alberto Pasqualini (Refap), en Canoas, Río Grande del Sur, en 1968. También se construyó la Fábrica de Asfalto de Fortaleza (Asfor), actualmente Lubnor, en Ceará, en 1966, además de la ampliación de la capacidad de procesamiento de la Reduc en un 50%, en 1965.

Buscando garantizar el abastecimiento nacional de derivados, Petrobras continuó invirtiendo en la ampliación de la capacidad instalada de su parque de refino. En 1972, entraron en operación las refinerías de Paulínia (Replan), en Paulínia, San Pablo y la Presidente Getulio Vargas (Repar), en Araucária, Paraná. En 1974, las refinerías Unión (actualmente Capuava) y Manaus (actualmente Isaac Sabbá) fueron adquiridas por Petrobras. Y, en 1980, entró en operación la refinería Henrique Lage (Revap), en São José de los Campos, San Pablo. A partir de entonces, hasta 1995, la capacidad de refino fue ampliada a través de la modernización y expansión de las unidades existentes (Replan, Rlam, Reduc, Regap, Refap y Reman), pero sin la construcción de nuevas refinerías.

En el período de 1954 a 1995, la capacidad instalada de refino creció significativamente y cumplió su papel en atender la demanda nacional de derivados, aunque la mayor parte del petróleo procesado aún fuese importada. Solamente a partir de la década de 1980, con el descubrimiento de petróleo en la Cuenca de Campos, fue posible el aumento de la participación del petróleo nacional en el procesamiento. La Tabla 4 presenta la evolución de la capacidad de refino en Brasil en el período 1954-1995, donde se observa las nuevas refinerías instaladas y las ampliaciones de capacidad de procesamiento. Además de esta, tenemos aún las refinerías Ipiranga (actual Riograndense), en Rio Grande del Sur, y Mataripe en Bahía, que comenzaron a operar, respectivamente, en 1937 y 1950, y cuyas capacidades de procesamiento actuales son de 17.014 y 377.389 barriles por día.

Tabla 4 – Evolución de la capacidad de refino de Brasil - 1954-1995

Refinería	Ubicación	Control	Inicio de operación	Capacidad Nominal (barriles/día)	
				Inaugural	1995
Total				704.830	1.793.857
Manguinhos - Refinería de Petróleos de Manguinhos S.A.	Rio de Janeiro (RJ)	Privado	1954	10.000	13.838
União - Refinería União ¹	Mauá (SP)	Privado	1954	20.000	53.463
RPBC - Refinería Presidente Bernardes	Cubatão (SP)	Estatal	1955	45.000	169.825
Reman - Refinería de Manaus ²	Manaus (AM)	Privado	1956	5.000	45.916
Reduc - Refinería Duque de Caxias	Duque de Caxias (RJ)	Estatal	1961	90.000	242.158
Lubnor - Lubrificantes e Derivados de Petróleo do Nordeste	Fortaleza (CE)	Estatal	1966	2.830	8.177
Refap - Refinería Alberto Pasqualini S.A.	Canoas (RS)	Estatal	1968	45.000	201.274
Regap - Refinería Gabriel Passos	Betim (MG)	Estatal	1968	45.000	166.051
Replan - Refinería de Paulínia	Paulínia (SP)	Estatal	1972	126.000	433.998
Repar - Refinería Presidente Getúlio Vargas	Araucária (PR)	Estatal	1977	126.000	207.564
Revap - Refinería Henrique Lage	São José dos Campos (SP)	Estatal	1980	190.000	251.593

Fuentes: ANP, Petrobras y Manguinhos.

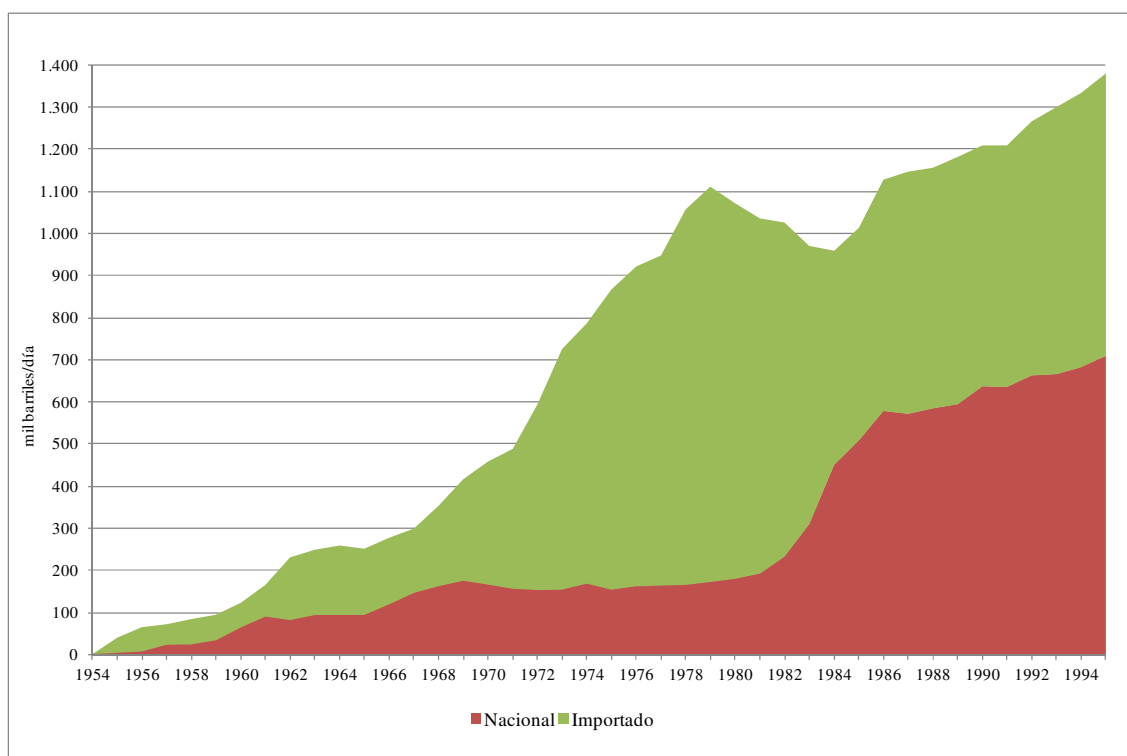
¹Adquirida por la Petrobras en 1974 y rebautizada de Refinería de Capuava (Recap). ²Adquirida por la Petrobras en 1974 y rebautizada de Refinería Isaac Sabbá.

El parque de refino construido por Petrobras era basado en petróleo importado hasta 1980 (en 1979 la producción brasileña representó apenas el 15% del consumo). Eran básicamente petróleos livianos que atendían la demanda de derivados livianos y medianos como la gasolina, el gasoil y GLP. A partir de la década de 1980, debido a que los petróleos descubiertos eran cada vez más pesados, las refinerías invirtieron en adaptación y modernización de sus unidades de destilación atmosférica para procesar petróleos más pesados (característica típica de gran parte del petróleo nacional de la Cuenca de Campos), además de invertir en la construcción y ampliación de unidades de conversión, con el fin de obtener rendimientos adecuados al perfil de demanda. Un ejemplo de un programa exitoso de desarrollo de tecnología da Petrobras, es el programa Fondo de Barril, creado en el inicio de la década 1980, que permitió la adecuación del perfil de producción de las refinerías de Petrobras a la demanda nacional. Este programa se basó en modificar proyectos y condiciones operacionales de algunas de sus unidades para reducir la producción de óleo combustible y aumentar la producción de gasoil.

En la década de 1990, no hubo inversiones en nuevas refinerías. Las inversiones en refino fueron parcialmente retomadas y direccionadas para la conversión y tratamiento de derivados, existiendo un cambio en el perfil de producción, que acompañó a las tendencias mundiales, con el incremento de la participación de derivados leves y medios (GLP, gasolina y gasoil) para la atención del nuevo perfil de demanda, aumento de la tasa de utilización de las refinerías, mejoría en la calidad de los derivados, aumento de la capacidad de las refinerías existentes e instalación de unidades para responder a las nuevas exigencias ambientales.

A pesar del aumento de la producción nacional, principalmente a partir de la década de 1990, la mayor parte del petróleo procesado en las refinerías nacionales, en el período 1954-1995, fue importada. En 1980, el porcentaje de petróleo nacional procesado era del 17%, y, en 1995, el porcentual llegó a 51%, según muestra el Gráfico 7 abajo.

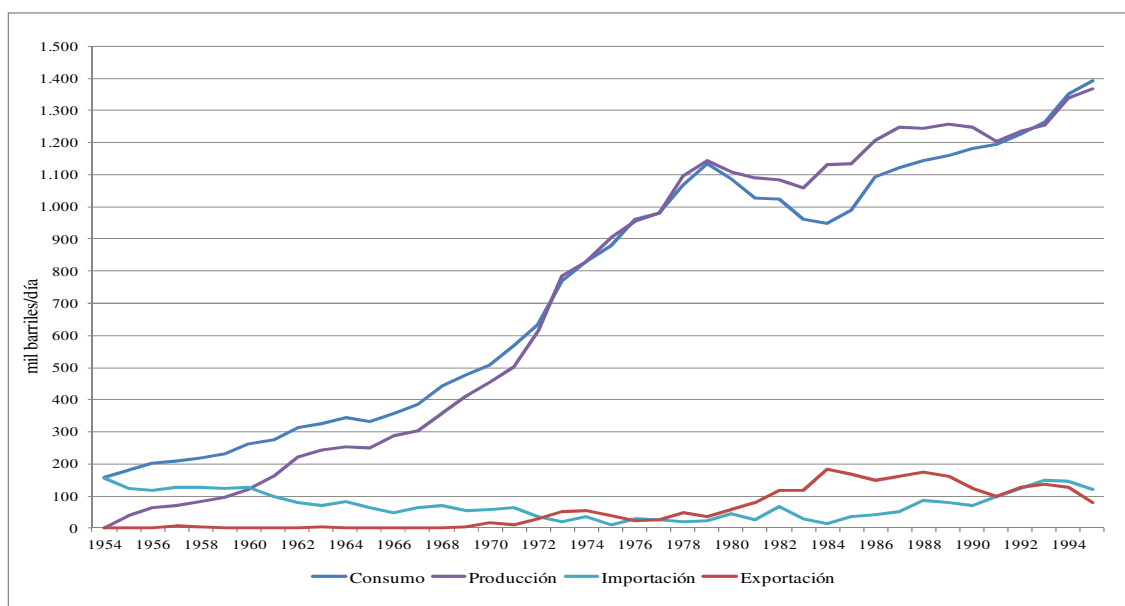
Gráfico 7 – Evolución del petróleo procesado, según el origen – 1954-1995



Fuente: Petrobras, 1997.

Brasil pasó a ser autosuficiente en la producción de derivados a partir del inicio de la década de 1970, y presentó un superávit durante toda década de 1980, como presenta el Gráfico 8. No obstante, parte significativa del petróleo procesado en las refinerías nacionales siguió siendo importado.

Gráfico 8 – Producción, consumo, importación y exportación de derivados – 1954-1995



Fuente: Petrobras, 1997.

Podemos resumir la evolución del segmento de refino en Brasil durante período 1954-1995 en cuatro etapas:

En la primera etapa, de 1954 a 1961, se inauguraron cinco refinerías (Manguinhos, Recap, RPBC, Reman y Reduc), dentro de las cuales se destacó la Reduc, situada en Rio de Janeiro, y evolucionando desde el aprendizaje hasta el dominio de las operaciones de las refinerías.

La segunda etapa, que abarca desde el inicio de la década de 1960 hasta el final de la década de 1970, se caracterizó por la búsqueda de la autosuficiencia en la producción de derivados de petróleo, coincidiendo con un período de gran crecimiento económico del país. En esta etapa, las inversiones se concentraron en el segmento de refino, lo que proporcionó un aumento significativo de la capacidad de procesamiento de petróleo. Aún en esta etapa ocurrieron dos fuertes aumentos de precios en la industria del petróleo que provocaron la racionalización del consumo y la búsqueda de fuentes alternativas, como el etanol. Se construyeron seis nuevas refinerías (Lubnor, Refap, Regap, Replan, Repar y Revap) y se ampliaron las refinerías existentes.

En la tercera etapa, después del 2º choque del petróleo en 1979, se inició una larga etapa de recesión, con disminución del consumo de derivados y la capacidad de refino fue superior a las necesidades del mercado nacional, según muestra el Gráfico 8. En 1984, por ejemplo, había excedentes de todos los productos derivados de petróleo, incluso de

gasoil y GLP. Además, el Programa Nacional del Alcohol (Proalcohol), de producción de etanol, contribuyó en el aumento de los excedentes de gasolina en ese período. En la década de 1980, las inversiones en las actividades del refino buscaron optimizar procesos y modernizar sus unidades.

La cuarta etapa, iniciada en la década de 1990, se caracterizó por el nuevo crecimiento del consumo de derivados y el consecuente aumento de la producción de derivados de petróleo, ocupando la capacidad ociosa de las refinerías. En este último período, la prioridad de inversiones fue dada para el aumento de la capacidad instalada de las refinerías existentes.

3.2.7– El mercado de derivados en el país

El período que abarca desde mediados de la década de 1950 hasta el segundo choque del petróleo, en 1979, tuvo como característica el crecimiento del consumo nacional de derivados de petróleo. Nuevas industrias, construcción de carreteras, crecimiento de las ciudades, utilización de fogón a GLP y la implantación de la industria automovilística en Brasil, impulsaron el consumo de derivados de petróleo en el país. En este período, el consumo de derivados de petróleo creció más del 600%, con destaque para el consumo de gasolina, gasoil y óleo combustible, que en 1979 representaron el 76% del consumo total de derivados, como se puede ver en la Tabla 5 que muestra el histórico del consumo de derivados de 1954 a 1995.

Tabla 5 – Consumo de derivados de petróleo en Brasil – 1954-1995

Año	Consumo de derivados (mil barriles/día)							
	Total	Gás Licuado de Petróleo - GLP	Gasolina Automotriz	Queroseno ¹	Gasoil	Óleo Combustible	Nafta	Otros ²
1954	160	1	58	11	25	55	-	10
1955	180	3	60	12	28	67	-	10
1956	202	4	62	13	33	75	-	15
1957	190	6	62	11	32	68	-	11
1958	220	7	68	12	41	75	-	17
1959	231	9	68	11	47	79	-	17
1960	263	11	76	13	53	91	-	19
1961	275	13	79	15	54	98	-	16
1962	312	17	90	17	62	108	-	18
1963	327	20	96	16	67	112	-	16
1964	346	23	104	17	75	111	-	16
1965	331	23	104	16	72	100	-	16
1966	356	26	114	16	78	104	-	18
1967	386	29	125	19	84	108	-	21
1968	443	33	141	21	95	132	-	21
1969	478	35	151	23	102	145	-	22
1970	509	38	164	24	112	142	-	29
1971	569	41	179	26	123	170	-	30
1972	635	46	200	28	141	176	13	31
1973	768	51	235	33	167	218	24	40
1974	829	54	244	35	185	240	27	44
1975	878	57	249	37	207	255	28	45
1976	960	62	250	41	237	283	33	54
1977	981	65	232	42	255	290	36	61
1978	1.067	72	237	44	279	315	47	73
1979	1.133	79	232	49	303	327	57	86
1980	1.087	84	197	46	322	313	62	63
1981	1.027	90	189	50	318	254	69	57
1982	1.025	100	189	51	324	218	79	64
1983	962	105	150	49	318	191	103	46
1984	950	104	134	43	325	182	110	52
1985	991	113	131	44	348	170	125	60
1986	1.092	122	148	48	386	198	125	65
1987	1.122	132	130	49	409	206	134	62
1988	1.144	143	126	47	425	198	139	66
1989	1.160	151	138	56	420	191	140	64
1990	1.182	156	153	59	424	185	140	65
1991	1.194	156	160	58	445	177	132	66
1992	1.225	161	165	55	456	185	137	66
1993	1.263	168	182	57	467	203	126	60
1994	1.351	172	201	58	492	194	169	65
1995	1.402	181	212	66	503	204	170	66

Fuente: Elaboración propia a partir de Petrobras 1997.

¹Incluye queroseno de aviación e iluminante. A partir de 1980, el queroseno de aviación representa más de 90% del total de querosenos. ²Incluye asfaltos, lubricantes, solventes, parafinas y otros derivados.

A partir del segundo choque del petróleo, en 1979, este escenario cambió radicalmente, debido a la fuerte elevación de los precios del petróleo en el mercado internacional. Dada la gran dependencia externa del petróleo en Brasil, ya que importaba cerca del 80% del volumen total consumido, y la significativa participación del petróleo en el total de las importaciones brasileñas, el aumento de los precios del petróleo tuvo gran impacto sobre la economía nacional, en términos de presiones inflacionarias, déficit en la balanza comercial y recesión económica. La década de 1980 quedó conocida como

la “década perdida” en la economía brasileña. En respuesta al aumento de los precios del petróleo, se hicieron cambios en la política energética brasileña buscando la sustitución principalmente de la gasolina y del óleo combustible en los sectores industrial y de transportes, por fuentes alternativas nacionales de energía (carbón mineral, electricidad y etanol), así como la implementación de programas de conservación de energía.

En este período, el Programa Nacional del Alcohol (Proalcohol) merece destaque, pues buscó la sustitución de la gasolina por etanol y, al mismo tiempo, garantizó la estabilidad de la industria azucarera en un momento en que ésta se enfrentaba con una gran caída de cotización del azúcar en el mercado internacional. En la primera fase del Proalcohol, en la segunda mitad de la década de 1970, el objetivo fue la producción de etanol anhidro para la mezcla con gasolina, disminuyendo las importaciones de petróleo. A partir del inicio de la década de 1980, el Gobierno Federal decidió reformular aspectos del Proalcohol para estimular la producción del etanol hidratado, que vino a ser usado directamente en motores de vehículos de pasajeros especialmente desarrollados para tal fin.

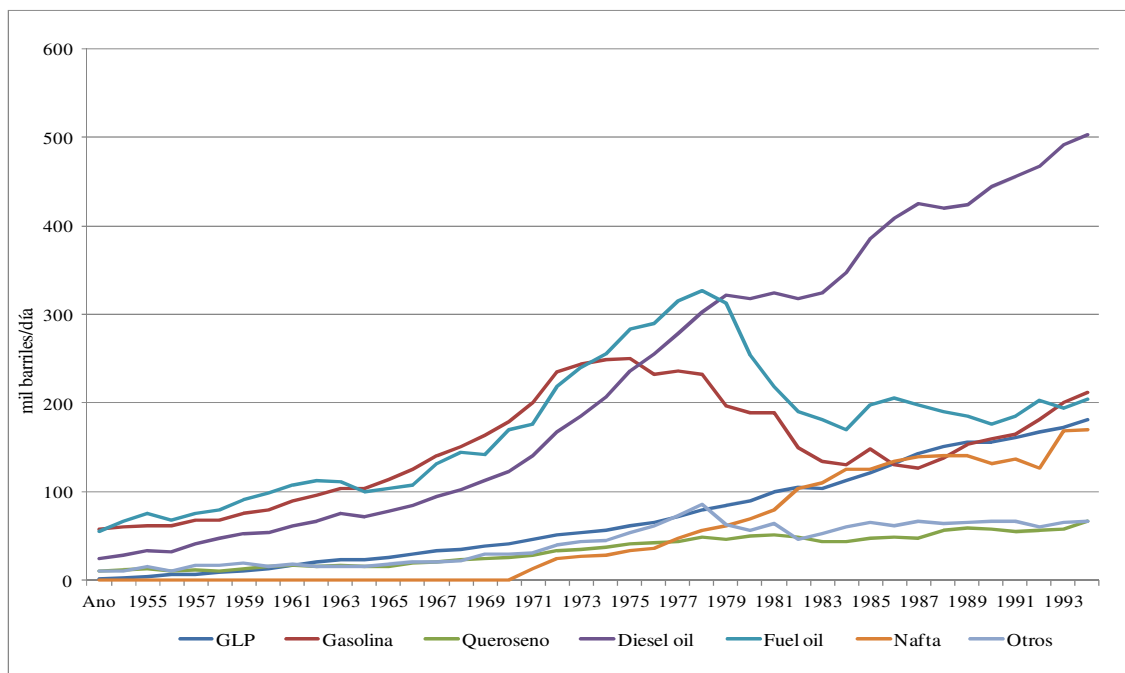
Otro programa que tuvo gran impacto fue el del uso de carbón mineral en sustitución al óleo combustible en las industrias de metalurgia, cemento, papel y celulosa, así como el uso de electricidad, debido a la existencia temporaria de capacidad ociosa de las centrales generadoras, para la producción de vapor en la industria.

Otro programa planeado por el Gobierno Federal para la sustitución del gasoil fue el Plan de Producción de Óleos Vegetales, para Fines Energéticos (Pro-óleo) El objetivo del programa fue promover la sustitución de hasta 30% del gasoil por óleos vegetales. Este programa se apoyó en la producción de soya, almendra, colza y girasol. La disminución de los precios del petróleo en la segunda mitad de la década de 1980, conjuntamente el alto costo de la producción y aplastamiento de las oleaginosas, fueron factores determinantes para la desaceleración del programa, y los estudios sobre la utilización de los óleos vegetales como combustibles se restringieron a proyectos desarrollados en las universidades.

Los programas de sustitución del consumo de algunos derivados del petróleo, aliados a una política de aumento real de los precios de los combustibles y la recesión económica verificada a lo largo de la década 1980, tuvieron un fuerte impacto en la demanda de derivados de petróleo, principalmente sobre el consumo de óleo combustible y gasolina, como indica el Gráfico 9. El óleo combustible y la gasolina, excedentes

producidos en las refinerías nacionales, eran exportados y ayudaban a equilibrar la balanza comercial de Brasil. En este período, el gasoil se convirtió en el derivado de petróleo más consumido en el país. En la década de 1980, otro factor importante para equilibrar la balanza de pago fue el aumento de la producción de petróleo, que pasó de 182 mil barriles/día en 1980 para 631 mil barriles/día en 1990, un crecimiento del 246%.

Gráfico 9 – Consumo nacional de derivados de petróleo – 1954-1995



Fuente: Petrobras, 1997.

A pesar de que las tasas de crecimiento del PIB continuaron desacelerándose, en la segunda mitad de la década de 1980 el consumo de derivados de petróleo retomó el crecimiento, influenciados por la bajada de los precios internacionales del petróleo. En 1986, el precio del barril cayó para US\$ 14,43/barril y el plan Cruzado estabilizó la inflación, estimulando el aumento del consumo.

La primera mitad de la década de 1990 tuvo como marca el crecimiento del consumo de derivados de petróleo. El crecimiento del consumo de derivados de petróleo fue superior al crecimiento de la economía brasileña, lo cual se explica por el desempeño positivo de sectores intensivos en el uso de derivados de petróleo, como transportes e industria de transformación, debido a los bajos precios relativos de los derivados de petróleo y por el aumento de la flota nacional de vehículos.

El retorno del consumo de gasolina también se dio debido a la disminución del consumo de etanol hidratado. Al final de la década de 1980 hubo una crisis de abastecimiento de etanol hidratado, en virtud de los precios del azúcar en el mercado internacional, que estaban altos.

3.2.8 – La expansión de la distribución de combustibles

El mercado de distribución de derivados de petróleo es anterior a la implantación de la industria del petróleo en el país. La importación de derivados fue inicialmente hecha por comerciantes, que pasaron a comprar combustibles de las grandes compañías extranjeras. Los relatos oficiales de importación de productos derivados de petróleo datan del año de 1900, con el inicio de la importación de queroseno iluminante. La importación de gasolina empezó en 1907 con el objetivo de abastecer los primeros vehículos automotores que comenzaron a circular en el país. En 1913, empieza a entrar en el mercado nacional el óleo combustible, que pasa a competir con el carbón mineral en el transporte y en la industria (IBGE, 1990).

En 1912, la *Standard Oil* (Esso) inició en Brasil la distribución directa de "gasolina" y "queroseno" en latas y tambores. En esta época ocurrieron las primeras experiencias de sustitución del carbón mineral en trenes, navíos y fábricas por el óleo combustible. En 1913, la *Royal Dutch* (Shell) recibió autorización para actuar en Brasil en la distribución de óleo combustible y queroseno en carrozas con tracción animal, y, en 1917, empezó la comercialización de gasolina. En 1915, la empresa The Texas Company (Texaco) fue autorizada a operar en Brasil, sin embargo, sus productos ya estaban disponibles en el mercado brasileño desde 1913 por medio de una representación comercial. En 1922, la *Atlantic Refining Company* (Atlantic) se instaló en Brasil y, finalmente, en 1946, la *Gulf Oil Co* (Gulf) lo hizo también. En 1921, la *Standard Oil*. (Esso) instaló las primeras bombas de gasolina en las avenidas y carreteras. En el segmento del transporte de combustibles comenzó a operar el primer vagón tanque, con capacidad de 36.000 litros, en el año de 1922, y, en 1925, la entrada en operación del primer camión tanque construido en Brasil, con capacidad de 3.000 litros, de la *Standard Oil Co.* (Esso) (Dias y Quagliano, 1993).

La distribución, importación y exportación quedaron fuera del monopolio estatal, instituido por la Ley n° 2.004/1953, y las actividades de distribución de combustibles en

Brasil, en 1954, eran dominadas por empresas multinacionales - *Standard Oil* (Esso), *Royal Dutch* (Shell), *Texas Company* (Texaco), *Gulf Oil* (Gulf) y *Atlantic Refining Company* (Atlantic).

En 1957, el Grupo Ipiranga, de capital nacional, desmembró sus actividades de refinación y distribución y creó la Distribuidora de Petróleo Ipiranga (DPPI), y en 1959, compró la filial brasileña de la *Gulf Oil* que, en esa época, retenía el 6% del mercado brasileño de distribución de combustibles. En 1962 se creó una nueva empresa, de ámbito regional y capital nacional, la Compañía San Pablo.

A fines de 1963, el Decreto nº 53.337 incluyó el monopolio estatal de la importación y exportación de derivados, limitando la actuación de las compañías extranjeras a la actividad de distribución. En esta época, el CNP aprobó dos resoluciones. La primera regulaba la distribución de derivados por Petrobras como distribuidora a los órganos gubernamentales y sociedades de economía mixta. La segunda autorizó Petrobras a ejercer la actividad de distribución de derivados en todo el territorio nacional. Petrobras creó, entonces, el Escritorio de Derivados de Petróleo (Edipe) que realizaba contratos con órganos gubernamentales para el suministro de combustibles desde 1963. En 1964, Petrobras ya tenía el 5,2% del mercado de distribución, en cuanto Shell y Esso, el 36,5% y 27,2%, respectivamente. Durante la segunda mitad de la década de 1960 Petrobras aumentó sus inversiones en la distribución, expandiendo gradualmente su participación en el mercado nacional de derivados.

Como resultado de la expansión de los negocios de Petrobras en la actividad de distribución, se creó el 12 de noviembre de 1971 la subsidiaria Petrobras Distribuidora S/A (BR), que absorbió la distribución. En aquel año, Petrobras ya era la tercera empresa del sector, con el 21% de participación del mercado. En 1974, Petrobras se convirtió en la primera empresa de distribución del país, con el 32,6% (Ferreira, 1999).

En la década de 1970 se arreció la competencia en el sector; Shell, dispuesta a no reducir su participación, invirtió en la adquisición de empresas regionales, como la Sanca en Bahía y el Petróleo Sabba en el Estado del Amazonas. Mientras que la BR incorporó a la empresa Petrominas Cia. Nacional del Petróleo, en 1977. Esso no muestra el mismo interés y su participación se redujo significativamente en la década: del 26,1 %, en 1971, para el 16,15%, en 1980. Las demás empresas, como Atlantic, Texaco e Ipiranga, prácticamente mantuvieron sus participaciones en el mercado durante la década de 1970 (Ferreira, 1999).

En la década de 1980, la economía brasileña fue marcada por crisis económicas y bajas tasas de crecimiento. En ese período no hubo cambios significativos en el sector de distribución, cuyas actividades continuaron fuertemente reguladas.

Solamente a fines de la década de 1980, con la promulgación de la Constitución de 1988, empezaron a haber algunos cambios en el sector de la distribución. El primero de ellos fue la diferenciación entre el segmento de distribución y reventa, y el segundo, el desmembramiento del Impuesto Único Federal, que incidió sobre los combustibles, en un impuesto federal y otro estatal: el Impuesto de Importación, en el ámbito federal; y el Impuesto sobre Circulación de Mercaderías y Servicios (ICMS) de responsabilidad estatal.

Al inicio de la década de 1990, durante el Gobierno de Collor, se inició un proceso de desregulación del sector de distribución de combustibles y comenzaron a ocurrir cambios efectivos. La principal de ellas fue la entrada de nuevas distribuidoras en el mercado.

En 1990 fueron editados diversos reglamentos que buscaban la desregulación del sector de distribución y reventa de derivados, y tuvieron como principales resoluciones: autorización de la entrada de nuevas empresas en el segmento de distribución de combustibles líquidos derivados del petróleo, etanol carburante y gas licuado de petróleo (GLP); autorizar a las distribuidoras de combustibles líquidos a actuar en la distribución de gas natural comprimido (GNC); la eliminación de restricciones para la construcción de estaciones de servicio y liberación de la comercialización de productos derivados de petróleo de más de una distribuidora por las estaciones de servicio, la liberación del segmento Transportador Revendedor Minorista (TRM), condicionada apenas para la obtención del certificado de registro en el Departamento Nacional de Combustibles (DNC); des ecualización de los precios de los derivados en las estaciones de servicio, pasando la ecualización a ser realizada en la base de distribución, a partir de la cual se le suman al precio de compra de combustible, el flete de entrega, impuestos y el margen de la reventa; liberación de la actividad de transporte de combustibles; extinción de la división del país en regiones de consumo para fines de concesión de título de distribuidor de derivados; y la liberalización y comercialización de grasas y lubricantes para fines automovilísticos e industriales.

Los efectos de algunas de estas medidas fueron inmediatos: la des ecualización de los precios permitió reducirle el costo al consumidor final en la mayoría de las ciudades

brasileñas, y la liberación del transporte de combustibles provocó un aumento de la competencia en el sector con la entrada de transportadores autónomos y la consecuente caída en los valores de las cargas. Es importante resaltar que esa sucesión de medidas liberales tomadas por el gobierno tuvo como objetivo desregular y dar apertura al mercado.

En octubre de 1993, Ipiranga compró a Atlantic por US\$ 265 millones de dólares, convirtiéndose en el mayor negocio realizado hasta entonces en el segmento de distribución de petróleo en Brasil. La adquisición de Atlantic prácticamente dobló la capacidad de comercialización de Ipiranga y su participación en el mercado nacional salta de 10,1% para 19,5%, convirtiéndose en la tercera mayor compañía en volumen de ventas, pasando a ser la segunda mayor del país en número de estaciones de servicio combustibles, con 5.600 estaciones.

En noviembre de 1993, el gobierno le dio fin al vínculo obligatorio de las estaciones de servicio con una única bandera, permitiendo al revendedor comprar productos de cualquier distribuidora aún sin la existencia de vínculo contractual, lo cual crea en el mercado la estación de servicio "bandera blanca".

Como consecuencia de la apertura del mercado y el surgimiento de nuevas distribuidoras, hubo un aumento de la participación de las pequeñas distribuidoras en el mercado de combustibles. Este cuadro no fue igual en todo el país, sino más acentuado en la región sudeste, especialmente en el estado de São Paulo. Las pequeñas distribuidoras avanzaron principalmente en los mercados de gasolina y etanol donde los márgenes de lucros eran mayores. La liberación de las estaciones de servicio "bandera blanca" para la compra de productos de cualquier distribuidora también fue otro factor que impulsó el crecimiento de las pequeñas distribuidoras.

El crecimiento del número de distribuidoras y de las estaciones de servicio aumentó la competencia en el segmento de reventa, al mismo tiempo que disminuyó la rentabilidad del negocio. En función de eso, la introducción de nuevos productos en las estaciones de servicio ganó fuerza como forma de agregar valor al margen de la venta de los combustibles, así como ya había ocurrido en otros países de Europa y en los Estados Unidos, donde la venta de combustible dejó de ser el ingreso principal de la estación, convirtiéndose en un ancla para innumerables artículos y productos que atraen al consumidor y traen mayor rentabilidad para la estación de servicio. Las tiendas de conveniencia empezaron a hacer parte de la estructura de las estaciones de servicio,

ofreciéndole a los clientes una gama muy diferente de productos. Estas tiendas impulsaron el cambio del perfil del consumidor que pasó a darle más atención a la cuestión del costo/beneficio, estando dispuesto a pagar un precio adicional para tener el servicio 24 horas por día. A su vez, las compañías distribuidoras pasaron a estimular este proceso de cambio, introduciendo en las estaciones de servicio combustibles aditivados. El lanzamiento de estos productos arreció aún más la competencia entre las estaciones de servicio, donde las campañas de divulgación fueron de extrema importancia para promover la calidad y la diferenciación del producto.

Como consecuencia del proceso de desregulación, el sector pasó también por algunas dificultades ocasionadas por la violación de las reglas de mercado, donde algunas estaciones de servicio ignoraron sus contratos con las distribuidoras de origen y pasaron a comprar productos de varias distribuidoras que surgían en el mercado. Otra irregularidad identificada fue la adulteración de combustibles, un medio fácil de tener mayor lucro, en detrimento de la calidad del combustible ofertada al consumidor. Además de esta práctica irregular, la retención de los impuestos en la comercialización de los combustibles creció debido a las brechas en la legislación.

3.3 – Conclusión

La actual importancia económica de la industria del petróleo en el mundo contrasta con el inicio de su utilización apenas como queroseno para la iluminación, en el siglo XIX. En realidad, este hecho se hizo posible cuando la industria del petróleo maduró y, más que eso, se convirtió en una industria energética global. Una serie de factores contribuyó para que la industria petrolífera se consolidase de esta forma, dentro de las cuales podemos citar la escala (el volumen de consumo del combustible y el propio patrón de uso de energía final en el mundo), el alcance (el petróleo puede ser usado no solo para fines energéticos, sino también para la producción de una serie de productos), la disponibilidad del recurso en regiones apartadas de los principales centros de consumo (aumento en el ritmo de crecimiento de la demanda en todo el mundo y reducción en el ritmo de producción en los Estados Unidos, hasta entonces el principal productor mundial), la evolución tecnológica que hizo posible el transporte del combustible (el hecho del petróleo encontrarse en estado líquido a temperatura ambiente facilitó el transporte de este hidrocarburo) y, la existencia y el fortalecimiento de grandes agentes

en la industria, con estrategias multinacionales (normalmente de actuar en la producción en países con reservas significativas y en la distribución en mercados representativos).

En Brasil, el petróleo pasó a tener un importante papel en el consumo energético nacional a partir de la segunda década del siglo XX. Sin embargo, a partir de la década de 1930 surgieron las primeras refinerías nacionales, y en la década de 1940 se realizaron los primeros descubrimientos de petróleo en Brasil. La distribución de derivados de petróleo en el país era dominada por grandes empresas multinacionales que importaban todos los derivados consumidos. Durante este período, la producción mundial dominada por empresas multinacionales, en forma de cartel, que tenían contratos de concesión con países productores, y la remuneración era una participación basada en la producción y en los precios. El precio del barril de petróleo era muy bajo, alrededor de US\$ 2 para no valorizar el producto y disminuir la participación de los países otorgantes. En este período, las actividades de refino, transporte y distribución eran las actividades más lucrativas para empresas multinacionales. Brasil era poco atractivo para las grandes compañías multinacionales que dominaban el sector, ya que era considerado un país con poco potencial petrolífero y también no se mostraba interesante para invertir en refinerías, teniendo una legislación restrictiva al capital extranjero. Además, la demanda nacional de derivados podía ser suministrada por sus refinerías localizadas en otros países, a través del comercio internacional de derivados, que también era dominado por estas empresas.

El período que va desde la creación de Petrobras, en 1954, hasta la primera elevación de precios del petróleo en 1973, se caracterizó por precios internacionales del petróleo extremadamente bajos. El precio promedio del petróleo en el mercado internacional entre 1954 y 1973 fue de cerca de US\$ 2 el barril. En este escenario, las inversiones de Petrobras fueron prioritariamente concentradas en el refino que llevó a Brasil a la autosuficiencia en la producción de derivados, a pesar del país permanecer muy dependiente de la importación de petróleo bruto. Hubo una fuerte sustitución de importaciones de derivados. En cuanto en 1954, año de creación de Petrobras, cerca del 94% de las compras externas de hidrocarburo correspondió a derivados y apenas el 6% al óleo crudo, en 1973 prácticamente todas las importaciones eran apenas de petróleo bruto. Empezamos a depender del petróleo, ya que cerca del 80% del petróleo consumido en Brasil en 1973 era importado. Tal estrategia fue compatible con el período anterior a 1973, caracterizado por precios muy bajos, en el cual la racionalidad económica priorizó

las inversiones en refino, y las inversiones en explotación y producción quedaron en segundo plano. En el período 1954-1980 la capacidad instalada de refino creció significativamente, atendiendo a la demanda nacional de derivados, aunque la mayor parte del petróleo procesado continuase siendo importado.

Este escenario cambió radicalmente en la década de 1970 con la fuerte elevación de los precios del petróleo en el mercado internacional, en función de los aumentos de precios del petróleo de 1973 y 1979, que tuvo fuerte impacto sobre la economía brasileña debido a la acentuada dependencia que el país tenía de las importaciones. Dada a la gran participación del petróleo en el total de las importaciones brasileñas, los fuertes aumentos de precios del petróleo impactaron fuertemente la economía brasileña, en términos de presiones inflacionarias, déficit en la balanza comercial, y, consecuentemente, disminución de las tasas de crecimiento del PIB.

La segunda mitad de la década de 1970 tuvo como característica principal el redireccionamiento de las inversiones de Petrobras para las actividades de explotación y producción, lo cual provocó el descubrimiento de importantes campos de petróleo en la Cuenca de Campos, en el litoral del Estado de Rio de Janeiro. Este período se destacó por el crecimiento de la producción nacional de petróleo y, en 1995, Brasil ya producía un poco más de la mitad del petróleo que consumía, cuando en 1975 producía apenas el 20%.

El período que va desde mediados de la década de 1950 hasta el segundo choque del petróleo en 1979 se distinguió por el crecimiento del consumo nacional de derivados de petróleo. Durante la década de 1980, el consumo de combustibles derivados de petróleo llegó a caer en función del crecimiento de los precios y las políticas de sustitución y conservación de energía. Con la caída de los precios internacionales del petróleo, a partir de la segunda mitad de la década de 1980 y la desaceleración del Proalcohol, el consumo de derivados de petróleo volvió a crecer.

La actividad de distribución de derivados de petróleo en Brasil es anterior a la industria petrolífera brasileña y no fue abarcada por el monopolio estatal, como fue instituido por la Ley nº 2.004/1953. La distribución de derivados de petróleo siempre fue concentrada en pocas empresas, la mayoría multinacionales. A partir de la década de 1990, durante el Gobierno de Collor, empezó un proceso de desregulación y apertura del sector con la entrada de nuevas distribuidoras en el mercado y el aumento del número de estaciones de servicios revendedores de combustibles. Otra medida que tuvo impacto en el consumidor final fue la des equalización de los precios de los combustibles,

permitiendo que el consumidor en la mayoría de las ciudades brasileñas tuviera acceso a un costo más barato.

Capítulo 4. –Flexibilización del Monopolio Estatal en 1995 y la participación de la iniciativa privada en la explotación de petróleo

La flexibilización del monopolio estatal brasileño del petróleo en la década de 1990 está insertada en el proceso de reforma del papel económico del estado, iniciada durante el gobierno de Fernando Collor de Melo a inicio de la década de 1990, y consolidada en el gobierno de Fernando Henrique Cardoso, a través de la Enmienda Constitucional n° 9/1995. En este gobierno, ya se habían aprobado otras cuatro enmiendas de flexibilización de los monopolios estatales: las telecomunicaciones, distribución de gas natural, navegación de cabotaje marítima y fluvial, y el fin de la distinción entre empresas de capital nacional y extranjero.

Este capítulo analizará los cambios institucionales a partir de la Enmienda Constitucional n° 09/1995 y la Ley n° 9.478/1997 (Ley del Petróleo) que flexibilizaron el monopolio estatal del petróleo y generaron un nuevo diseño institucional en la regulación de la industria de petróleo y gas natural. Los resultados de este nuevo modelo de regulación serán analizados a partir de la realización de rondas de licitaciones, actividades exploratorias, producción nacional de petróleo y gas natural e inversiones. Desde 2007, ante la magnitud de los descubrimientos de petróleo en el polígono del pre-sal, el Gobierno Federal alteró el marco regulatorio de las actividades de explotación y producción de hidrocarburos en Brasil, vigente desde la flexibilización del monopolio del petróleo, Ley n° 9.478/1997 (Ley del Petróleo), instituyendo el Régimen de Reparto de la Producción, a través de la Ley n° 12.351/2010 para las áreas del pre-sal y áreas estratégicas que pueden ser delimitadas por el Gobierno Federal.

4.1 – Apertura de la economía brasileña a inicio de los años 1990

El final de la década de 1980 y el principio de los años de 1990 fue un momento decisivo en la historia de la inversión en los sectores de infraestructura en Brasil. En función de la incapacidad del Estado en generar un volumen de inversiones compatibles con las necesidades de crecimiento de la economía brasileña, aliada al cambio de prioridades de los gastos públicos, hubo un proceso de privatizaciones y concesiones de

activos públicos de los sectores infraestructurales. Así, se consolidó un cambio de paradigma teórico sobre el papel económico del Estado: el Estado no sería más planeador/inversionista/productor en sectores económicos de infraestructuras. De acuerdo con esta nueva comprensión, los servicios de infraestructura serían *commodities* comercializables y no servicios de responsabilidad del Estado.

El aumento de precios del petróleo está en la raíz de la crisis de los sectores de infraestructura en los años de 1980, y que ocasionó el aumento de las tasas de interés del Banco Central de los EUA, el *Federal Reserve Board (Fed)*, con el objetivo de controlar el *déficit* en el balance de pago y la inflación del país, desequilibrios que fueron acentuados por el aumento de los precios del petróleo. La reducción de la liquidez internacional y el aumento de las tasas de interés mundial conllevaron a la moratoria de México y de Brasil en los años de 1980, lo que convirtió insolventes las compañías de sectores de infraestructura en Brasil, sobre todo de electricidad, ya que su deuda había sido contratada a bajas tasas de intereses, aunque fluctuantes. Las compañías brasileñas de servicios de infraestructura, que tenían un pasivo contratado en dólares americanos, tuvieron que pagar altas tasas de interés para financiar tales pasivos, enfrentando una disminución brusca de la liquidez, sin contrapartida en términos de generación de dólares, porque los bienes que producían no eran exportables y no podían aumentar las tarifas de servicio en la medida necesaria, en función de las políticas de combate a la inflación del gobierno brasileño a lo largo de la década de 1980. Todos estos factores y la crisis macroeconómica de la “década perdida” conllevaron a una profunda crisis de estos sectores en los años de 1980, principalmente en el sector eléctrico, y dieron soporte a las ideas que apoyaban las reformas liberales.

Las reformas tenían la intención de crear un nuevo ambiente institucional, en el cual el Estado pasaría de empresario a regulador y donde la conducción del crecimiento de los sectores de infraestructura sería guiada por inversiones privadas, a través de la introducción de competencia en los segmentos, en los cuales no hubiese características de monopolios naturales (ejemplo: generación y comercialización de electricidad y producción y comercialización de gas natural). Las reformas promoverían la desverticalización de las empresas de infraestructura y el libre acceso de *players* privados a las redes de transmisión y distribución de electricidad y de transporte y distribución de gas natural. Las reformas además promoverían la conducción privada de inversiones en generación eléctrica, el aumento de eficiencia dinámica de las industrias de

infraestructura, la expansión competitiva de los sistemas energéticos y la privatización de empresas públicas federales o estatales, buscando también una transferencia directa de recursos para el estado en situación de dificultad financiera y sin disponibilidad de crédito externo para la negociación de sus deudas. Con la crisis financiera del Estado brasileño en la década de 1980 y que se manifestó en la deuda externa del país, cayó sustancialmente el volumen de inversión pública en infraestructura, lo que puede ser considerado como uno de los factores relevantes que explica los pobres resultados del país que se dieron a partir de ese entonces, en comparación a los resultados logrados en la década de 1970.

Con la crisis de los años 1980 (segunda crisis de petróleo en 1979 y la crisis de la deuda externa de los países emergentes), los mercados internacionales se cerraron para la búsqueda de crédito de los países en desarrollo, condicionando el retorno de la liberación de financiamiento al ajuste de las economías de estos países, sobre todo por ajustes del *déficit* fiscal y de la política monetaria. La responsabilidad por las dificultades financieras del estado y por la consecuente crisis de la deuda se le atribuyó al patrón “estado-desarrollista” de crecimiento, basado en la significativa participación del estado en el crecimiento y desarrollo económico, a través de inversiones de empresas estatales de sectores de infraestructura. De esta manera, la reforma, de disminución expresiva del papel económico del estado en la gestión del crecimiento económico - vía privatización de activos públicos, apertura comercial y reformas de sectores hasta entonces monopolios estatales - fue un imperativo para la reinscripción internacional de la economía brasileña. Las reformas, tanto a nivel macroeconómico como microeconómico, fueron un mecanismo de reducción de riesgo de capital para que retornaran las inversiones externas a los países que habían declarado moratoria en la década de 1980. Esto fue la base del programa de estabilización de la economía brasileña en los años 1990.

En fin, estas fueron las razones significativas que llevaron al Estado a delegarles a los inversionistas privados la responsabilidad de lo que sería, a partir de ese momento, el crecimiento de las industrias de infraestructuras, siendo ésta, una de las razones de la apertura de diversos sectores de la economía brasileña en la década de 1990.

4.2 – Flexibilización del monopolio del petróleo ejercido por Petrobras

El cambio de la industria brasileña de petróleo está inserido en el proceso de reforma del papel económico del estado brasileño y en el centro de la apertura y flexibilización del monopolio de diversos segmentos de la economía brasileña que se dio a lo largo de la década de 1990.

La Enmienda Constitucional n° 09/1995 redactó nuevamente el párrafo 1° del art. 177 de la Constitución Federal para que las actividades de la industria del petróleo, de monopolio de la Unión, que hasta entonces eran desarrolladas exclusivamente por Petrobras pudiesen ser efectuadas por empresas estatales y privadas. El cambio flexibilizó el monopolio y permitió que la Unión pudiese contratar con empresas estatales o privadas la realización de las actividades citadas en los incisos del I al IV del art. 177¹². En especial, quedó previsto, además, que, dentro de las condiciones para efectivizar la mencionada contratación, estaba la necesidad de creación, por medio de una ley específica del órgano regulador del monopolio de la Unión. Esta condición explicitó muy bien la intención del gobierno de garantizar más dinamismo en las actividades antes ejercidas por empresas estatales y estimular la participación del capital privado con la creación de órganos reguladores independientes (Brasil, 1995).

Además, la posibilidad de contratación de empresas privadas para la investigación y labra de petróleo y gas natural y para las actividades de los incisos II al IV del art. 177 de la Constitución Federal, permitiría la atracción de capitales privados para la actividad, que necesitaban de expansión de las inversiones (Brasil, 1995).

Otra preocupación del gobierno era la capacidad de aporte de inversiones por parte de las empresas estatales. Tal preocupación era aún más latente en función del compromiso asumido junto al Fondo Monetario Internacional (FMI), el cual, en contrapartida, forzó la ejecución de un programa de ajuste económico buscando reequilibrar las finanzas de las cuentas públicas. Así se limitaron las inversiones de

¹²Art. 177. Constituyen monopolio de la Unión:

I - La búsqueda y la extracción de los yacimientos de petróleo y gas natural y otros hidrocarburos fluidos;

II - la refinación del petróleo nacional o extranjero;

III - la importación y exportación de los productos y derivados básicos resultantes de las actividades previstas en los incisos anteriores;

IV - el transporte marítimo del petróleo bruto de origen nacional o de derivados básicos de petróleo producido en el País, así como el transporte, por medio de conducto, de petróleo bruto, sus derivados y gas natural de cualquier origen (Brasil, 1988).

empresas estatales con fuerte importancia económica, como Eletrobras y Petrobras (Leite, 2007).

Además del aspecto fiscal, el proceso de flexibilización del monopolio también tuvo como objetivo la diversificación de la forma de actuación de Petrobras en las actividades de explotación y producción de petróleo y gas natural, pues el mensaje enviado por el ejecutivo preveía la posibilidad de que la estatal trabajara en asociación o a través de *joint ventures* con empresas privadas. Siendo así, con base en estos argumentos, presentados durante la propuesta de Enmienda Constitucional n° 09/1995, se manifestaron las intenciones del gobierno en un proyecto de desarrollo concebido, el cual se mostraba compatible con la construcción de una economía más abierta, dinámica y competitiva (Brasil, 1995).

Buscando regular las alteraciones promovidas por la Enmienda Constitucional n° 09/1995, el Presidente Fernando Henrique Cardoso encaminó al Congreso Nacional, en julio del 2006, el Proyecto de Ley n° 67 que disponía sobre la regulación de las actividades relativas a la cadena del petróleo. El proyecto abría la explotación de las actividades petrolíferas a la iniciativa privada, esto es: Petrobras dejaría de ser propietaria del monopolio de las actividades del sector de petróleo y gas natural en Brasil.

El Proyecto también proponía la creación de la Agencia Nacional del Petróleo (ANP), que sería responsable por la regulación y la fiscalización de las actividades económicas integrantes de la industria del petróleo y la creación del Consejo Nacional de Política de Petróleo (CNPP), un órgano de asesoramiento directo del Ministro de Minas y Energía. En su exposición de motivos, el Gobierno Federal defendía que la reducción de la demanda y de los precios del petróleo y el aumento de la participación de empresas independientes transformarían el petróleo en una simple *commodity*, o como máximo en una *commodity* política, no teniendo más sentido el mantenimiento del monopolio del Estado; y que la flexibilización aumentaría la producción interna de petróleo y reduciría el *déficit* de la balanza comercial.

A pesar de algunas alteraciones, el texto original del Proyecto de Ley no perdió su esencia. El proyecto fue finalmente aprobado por el Congreso Nacional en julio de 1997 y, el 6 de agosto de 1997, fue sancionada por el Presidente Fernando Henrique Cardoso la Ley n° 9.478, conocida como Ley del Petróleo. Esta ley reguló la quiebra del monopolio estatal y revocó la Ley n° 2.004/1953 que había instituido el monopolio estatal y creó la Petrobras. La Ley del petróleo creó además el Consejo Nacional de Política

Energética (CNPE), como órgano responsable para la elaboración de propuestas para asegurar el abastecimiento interno y el aprovechamiento racional de los recursos energéticos, y la Agencia Nacional del Petróleo (ANP) para ejercer las funciones de órgano regulador, fiscalizador y contratante de las actividades integrantes del sector del petróleo y gas natural.

La Ley n° 9.478/1997 (Ley del Petróleo) colocó la Petrobras dentro de un régimen de libre competencia con otras empresas, estatales o privadas y, por lo tanto, tuvo como preocupación proporcionar mayor flexibilidad a la estatal, permitiendo la creación de subsidiarias y la adopción de procedimientos licitatorios simplificados. Se buscó también que Petrobras a pesar de la pérdida del monopolio de las actividades, permaneciera con sus funciones genuinas de brazo ejecutivo de la política nacional para el sector del petróleo y gas natural y mantuviera sus predicados técnicos y de calidad de gestión reconocidos por la comunidad internacional de la industria del petróleo, los cuales aseguraban madurez y competencia para que la empresa pudiese competir con otras empresas del sector en el país y en el exterior.

El CNPE fue concebido como un órgano de carácter consultivo y no ejecutivo, lo que señaló la intención del gobierno de reducir las posibilidades de interferencias políticas en el proceso de regulación económica. El art. 2° de la Ley del Petróleo demuestra que sus deliberaciones poseían apenas un carácter proposicional, por ejemplo, sugiriendo la adopción de políticas al Presidente de la República, estableciendo directrices para el uso y comercialización de derivados y sometiendo medidas al Congreso Nacional, en este caso, cuando la necesidad de la creación de subsidios para garantizar el suministro de insumos energéticos para las diferentes regiones de Brasil.

Por su parte, la participación del Ministerio de Minas y Energía (MME) en el modelo entonces creado por la Ley del Petróleo, quedó restringida a la presidencia del CNPE. De este modo, el MME pasó a tener una función apenas administrativa, sin cualquier atribución de ejecución o actuación directa en el sector. La ANP pasó a centralizar las deliberaciones y la elaboración de normas correspondientes a la industria del petróleo y gas natural en el país, correspondiéndole, además, implementar las políticas energéticas definidas por el gobierno para el sector.

En cuanto a las atribuciones de la ANP, vale destacar que el principio del Estado regulador fue ratificado en los términos de la Ley del Petróleo, especialmente en el inciso primero del art. 8°, el cual definió la Agencia como responsable por la implantación, en

su esfera de atribuciones, de la política energética nacional, debiendo enfatizar la garantía del suministro de derivados de petróleo en todo el territorio nacional y la protección de los intereses de los consumidores en cuanto al precio, calidad y oferta de los productos. Por otro lado, el inciso nueve del mismo artículo confirió a la ANP la preocupación con el cumplimiento de las buenas prácticas de conservación y uso racional de la energía y preservación del medio ambiente. Así, por primera vez, la ley le atribuía claramente al regulador el papel de mediador de conflictos y celador de los intereses de la sociedad.

El nuevo marco se preocupó en mantener con el Estado los poderes de aprobar las actividades integrantes de la industria del petróleo, sometiendo a los agentes económicos públicos y privados las regulaciones publicadas por el órgano regulador entonces creado. Por tanto, aunque la redefinición de atribuciones hayan introducido elementos que garantizaran una menor intervención directa del Estado en la economía y proporcionan un ambiente más estable a la atracción de inversiones privada, el Estado, por medio de la ANP, continuó con la atribución de autorizar y fiscalizar el ejercicio de las actividades de la industria y del suministro nacional de combustibles, así como de aplicar las sanciones administrativas y de elaborar los adictos y licitar las concesiones de bloques exploratorios.

Desde el punto de vista de la jerarquía administrativa, aunque la ANP fue creado manteniendo el vínculo con el MME, tal como el órgano que la antecedió, aquella fue instituida sobre el régimen jurídico de autarquía especial, con personalidad jurídica de derecho público y autonomía patrimonial, administrativa y financiera, con el fin de asegurar su relativa independencia decisoria, teniendo que seguir las directrices del CNPE. Tal vinculación con el MME, aunque obligatoria en la formación del Estado Brasileño, creó cierta dependencia en lo que concierne a la liberación de fondos para la contratación de funcionarios o la realización de estudios e investigación, ya que tales recursos podrían llegar a ser provisionados a criterio del MME, que posee poder de decisión sobre la liberación total o parcial de los recursos aprobados en el presupuesto de la Unión. Sin embargo, desde el punto de vista regulatorio, esta nueva concepción fue bastante positiva para señalar al mercado las intenciones de la política económica del gobierno y transmitir un ambiente de mayor credibilidad y seguridad institucional.

4.3 – La creación de la Agencia Nacional del Petróleo - ANP

La ANP fue creada por la Ley n° 9.478/1997 (Ley del Petróleo) y regulada por el Decreto n° 2.455 del 14 de enero de 1998. La estructura organizacional de la ANP fue dividida en tres áreas principales: la Dirección Colegiada, compuesta por un Director General y cuatro Directores, todos nombrados por el Presidente de la República con aprobación posterior del Senado Federal, siendo los respectivos mandatos de cuatro años, no coincidentes, permitida la reconducción; una Procuraduría General; y las Superintendencias de Procesos Organizativos. Las fuentes de costeo e ingresos fueron estipuladas en el art. 15° de la Ley del Petróleo, con el objetivo de garantizar que los recursos del órgano fuesen oriundos de las actividades por él reguladas, sin la necesidad de transferencias de otras áreas del poder ejecutivo.

La Ley n° 9.478/1997 (Ley del Petróleo) estableció las participaciones gubernamentales¹³ a ser pagadas por los concesionarios de explotación y producción de petróleo y gas natural: prima por firma, royalties, participación especial, pago por la ocupación o retención de área y pago a los propietarios de la tierra de participación sobre la producción de petróleo y gas natural. Además, en el diseño institucional resultante de la Ley del Petróleo, es responsabilidad de la ANP controlar el recibimiento de las participaciones gubernamentales, incluyendo el cálculo de los valores que deben ser pagados por los concesionarios a título de royalties y participaciones especiales, así como por las cantidades distribuidas a los respectivos beneficiarios, según dispuesto en la legislación específica. De estas cinco participaciones especiales, solamente los royalties existían antes de la ley, pero un porcentaje más pequeño.

¹³**Prima por Firma:** corresponde al valor pago por la concesionaria vencedora de licitación de campos exploratorios, en el acto de la firma del contrato, con la finalidad de obtener permiso para realizar sus actividades de investigación y explotación en determinada área (terrestre o marítimo). Su valor mínimo es fijado por la ANP en el edicto de licitación.

Royalties: compensación financiera debido a los concesionarios, paga mensualmente, por cada campo, a partir del mes en que ocurre la respectiva fecha de inicio de la producción, siendo distribuida entre Estados, Municipios, Comando de la Marina de Brasil, Ministerio de Ciencia y Tecnología y un Fondo Especial.

Participación Especial: compensación financiera extraordinaria debido a los concesionarios de explotación y producción de petróleo o gas natural, paga solamente por los campos de elevada producción, con tributos variables entre el 0% y 40%, con pagos trimestrales incidentes sobre la receta líquida de la producción. Ley n° 9.478/1997, art. 50 y Decreto n° 2.705, del 3/8/1998.

Pago por la Ocupación o Retención de Área: participación gubernamental paga por los concesionarios, referente al pago por la ocupación o retención del área concedida durante las fases de explotación y producción. Decreto n° 2.705, de 3/8/1998.

Pago a los propietarios de la tierra de participación sobre la producción de petróleo y gas natural: pago de un porcentaje variable entre cinco décimos por ciento y un por ciento de la producción de petróleo o gas natural, donde son realizadas actividades de explotación y producción.

Las cuestiones relativas a la estructura de regimiento, a la efectiva implantación, recursos humanos e infraestructura fueron regidas y reguladas a través del Decreto n° 2.455, del 14 de enero de 1998. El respectivo Decreto definió, también, las atribuciones y competencias de la Dirección Colegiada, de la Procuraduría General y de las Superintendencias. Además, transfirió para la Agencia todas las actividades, recetas, acervo técnico y patrimonial, y obligaciones del Departamento Nacional de Combustibles (DNC), al mismo tiempo que estipuló que la ANP debía ajustar las normas en vigor, teniendo en cuenta la instalación del nuevo modelo y las alteraciones de la legislación vigente.

La Ley n° 11.097, publicada el 13 de enero del 2005, introdujo el biodiesel en la matriz energética brasileña y amplió la competencia administrativa de la ANP, que pasó a llamarse Agencia Nacional del Petróleo, Gas Natural y Biocombustibles y asumió atribuciones de especificación y fiscalización de la calidad de los biocombustibles y garantizar el abastecimiento del mercado, en defensa de los intereses de los consumidores. La Agencia también ejecuta las directrices del Consejo Nacional de Política Energética para los biocombustibles.

La ANP tiene como función establecer las normas regulatorias, autorizar y fiscalizar las actividades relacionadas a la producción, transporte, transferencia, almacenamiento, importación, exportación, distribución, reventa y comercialización y evaluación de la conformidad y certificación de biocombustibles.

La ANP realiza, desde el 2005, subastas de biodiesel para mezclarlo con el gasoil, derivado del petróleo. El objetivo inicial de estas subastas fue generar mercado y, de ese modo, estimular la producción de biodiesel en cantidad suficiente para que refinerías y distribuidores pudiesen componer la mezcla con gasoil determinada por ley.

La Ley n° 12.490, publicada el 16 de septiembre del 2011, alteró las disposiciones contenidas en la ley n° 9.478/1997 y expandió la esfera de atribución de la ANP para toda la cadena del etanol combustible. La ley n° 12.490/2011 trajo como principal innovación la introducción del art. 68-A en la Ley del Petróleo “Cualquier empresa o consorcio de empresas constituidas sobre las leyes brasileñas con sede y administración en el país podrá obtener autorización de la ANP para ejercer las actividades económicas de la industria de biocombustibles”.

Según el art. 8° de la Ley n° 9.478/1997 (Ley del Petróleo), el CNPE debe proponerle al Presidente de la República políticas nacionales y medidas específicas destinadas a: 1) promover el aprovechamiento racional de los recursos energéticos del país; 2) asegurar el suministro de insumos energéticos a las áreas más lejanas o de difícil acceso del país; 3) revisar periódicamente las matrices energéticas aplicadas a las diversas regiones del país; 4) establecer directrices para programas específicos; y 5) establecer directrices para la importación y exportación de petróleo y derivados.

Petrobras tiene como atribuciones la investigación, la labra, la refinación, el procesamiento, el comercio y el transporte de petróleo, de sus derivados, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos, así como cualquier actividad correlativa o afín, según la legislación.

En cuanto a los campos y bloques petrolíferos de Petrobras, la Ley del Petróleo determinó a través de su art. 31 que la compañía debería presentar a la ANP, en un plazo de tres meses después de su publicación, un programa para las actividades de explotación, desarrollo y producción. Se estableció, también, a través del art. 32, que Petrobras mantendría el derecho sobre los campos que ya estaban en producción, al inicio de la vigencia de la Ley ya citada. El art. 33 le garantizó a la Petrobras el derecho sobre los bloques petrolíferos que, al inicio de la vigencia de la Ley, en los cuales ya había realizado descubrimiento comercial o promovido inversiones en la explotación. La compañía podía proseguir con los trabajos de explotación y desarrollo durante tres años, y, en el caso de obtener éxito, mantener las actividades de producción.

Según la Ley del Petróleo, las actividades de transporte, refino, importación y exportación de petróleo pueden ser realizadas por terceros, mediante autorización de la ANP. Ya las actividades del segmento de *upstream* se les exige procedimiento licitatorio, para que las mismas sean concedidas a terceros por el órgano regulador; o sea, concesiones para las actividades de explotación y producción (E&P). Sin embargo, esa concesión solo podrá ser efectuada para interés nacional por brasileños o empresas constituidas bajo las leyes brasileñas y que tengan su sede y administración en el país.

El Régimen de Concesión fue el instrumento escogido por la Ley n° 9.478/1997 para las actividades del segmento de *upstream* (explotación y producción) en el cual la Unión, a través de la ANP, le concede a una empresa o consorcio nacional o extranjero, el derecho del ejercicio de la explotación y la labra de petróleo. Esta relación contractual obliga al concesionario a explotar petróleo o gas natural por su cuenta y riesgo y, en el

caso de que obtenga suceso, a producirlos en determinado bloque; confiriéndoles, después de extraídos, la propiedad de estos bienes con gastos relativos al pago de los tributos incidentes y de las participaciones legales o contractuales correspondientes. La ANP quedó responsable por la elaboración de edictos para la realización de subastas de bloques de las cuencas sedimentarias brasileñas.

4.4 – El régimen de concesión para la explotación de petróleo y gas natural

La Enmienda Constitucional n° 9 redactó nuevamente los art. 176 y 177 de la Constitución Federal de 1988, en los cuales se establecieron principios básicos para la explotación de recursos minerales en todo el territorio nacional.

Dentro de esos principios, el art. 176 preveía el derecho de la Unión de ser propietario de los yacimientos y demás recursos del suelo y subsuelo, garantizando la transmisión de esta propiedad al concesionario después de su producción. Sin embargo, esa concesión solo podrá ser efectuada para interés nacional por brasileños o empresas constituidas bajo las leyes brasileñas y que tengan sus sedes y administración en el país.

A su vez, el art. 177 dispone sobre el monopolio brasileño con respecto a las actividades del sector del petróleo. Por otro lado, en ese mismo artículo está previsto el derecho de la Unión de contratar empresas estatales o privadas para ejercer estas actividades. Así, la Unión debe fijar condiciones de contratación, además de establecer la estructura y atribuciones del órgano regulador del monopolio de la Unión.

La Ley del Petróleo contempla tres formas de actuación en la actividad de explotación y producción de petróleo: 1) por el propio estado a través de la empresa estatal; 2) por empresas privadas, constituidas sobre las leyes brasileñas con sede y administración en el país, individualmente o a través de consorcio, y 3) por asociaciones constituidas entre Petrobras y las empresas privadas.

El régimen de concesiones fue el establecido por la Ley del Petróleo para el segmento de explotación y producción de petróleo. El Contrato de Concesión puede ser definido como el instrumento de otorgamiento, por parte del contratante (ANP) del derecho de explotación de un bloque por la empresa concesionaria, que en el caso de que descubriera hidrocarburos, también tendría derecho a producirlos. Tal contrato es una

fuerza de derechos y obligaciones del particular y de deberes y sujeciones de la Administración Pública. El marco regulador es determinado por la ley.

A los concesionarios se difiere solamente el derecho de propiedad sobre el producto de la labra, lo que no se confunde con el yacimiento, que de acuerdo con el art. 6º, inciso XI de la Ley del Petróleo, es el "reservorio ya identificado y posible de ser puesto en producción". Así, se puede decir que, existiendo la concesión regularmente otorgada por la ANP al concesionario, éste tendrá el derecho a la propiedad sobre el producto de explotación.

Tampoco se les confiere a los concesionarios el derecho de propiedad sobre los bloques licitados, como resalta el art. 3º de la Ley nº 9.478/1997, según el cual "pertenecen a la Unión los reservorios de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos fluidos existentes en el territorio nacional, que incluye la parte terrestre, mar territorial, plataforma continental y la zona económica exclusiva". Los bloques apenas delimitan las áreas donde el concesionario podrá ejercer su derecho de explotación de petróleo y gas, objetos del Contrato de Concesión (explotación, desarrollo y producción).

En los contratos de concesión asignados entre la ANP y los concesionarios, los derechos y obligaciones entre las partes contratantes tienen su fuente en la Ley del Petróleo, en el edicto y en la minuta del contrato que lo integra, exigiendo el justo equilibrio entre las partes, con el objetivo de que ese Contrato de Concesión sea cumplido íntegramente y traiga incuestionables beneficios al Poder Público, a la sociedad y a las empresas concesionarias.

En el Contrato de Concesión están definidos los pagos por la ocupación (o retención) de las áreas, de los *royalties*, de las participaciones especiales sobre campos de gran volumen de producción o de alta rentabilidad; las condiciones de devolución de las áreas; la vigencia, duración del contrato y los plazos y programas de trabajo para las actividades de explotación y producción; el compromiso con la adquisición de bienes y servicios de suministradores nacionales (contenido local); el compromiso con la realización del Programa Exploratorio Mínimo propuesto en la oferta vencedora; las responsabilidades de las concesionarias, incluso en cuanto a los daños al medio ambiente; así como la forma de procedimiento en que operan las concesiones.

El Contrato de Concesiones tiene dos fases: a) la fase de explotación, con un período de tiempo definido, con el objetivo de proceder al descubrimiento, y que se

concluye con la declaración de comercialidad del campo; b) la fase de producción, también con período de tiempo definido, la cual abarca la evaluación, desarrollo y producción de petróleo.

La fase de explotación tiene como objetivo viabilizar el descubrimiento de yacimientos y permitir que el concesionario evalúe tal descubrimiento. Entre las obligaciones del concesionario, está la de cumplir el programa exploratorio mínimo propuesto en la oferta ganadora con período variable entre tres y ocho años. En ese período, las empresas deben adquirir datos, realizar nuevos estudios geológicos y geofísicos, perforar pozos exploratorios y evaluar si los eventuales descubrimientos son comercialmente viables. La evaluación del descubrimiento será realizada integralmente y, necesariamente, durante la fase de explotación. Y antes del término de esta fase, el concesionario podrá, a su criterio exclusivo, efectuar la declaración de comercialidad del descubrimiento.

La fase de producción de cada campo empieza el día en que el concesionario entrega a la ANP la respectiva declaración de comercialidad, y tiene la duración de 27 (veinte y siete) años, pudiendo ser reducida o prorrogada, según el Contrato de Concesión. La prórroga podrá ser requerida por el concesionario o por la propia ANP. Terminada la fase de producción, el campo se le devuelve a la ANP.

Al inicio de la fase de producción, el concesionario debe entregar el plan de desarrollo, preparado en conformidad con la racionalización de la producción y el control de la disminución de reservas, de acuerdo con la legislación brasileña aplicable y con las mejores prácticas de la industria del petróleo. Son de entera responsabilidad del concesionario todas las construcciones, instalaciones y el suministro de los equipos para la extracción, tratamiento, recogida, almacenamiento, medición y transferencia de la producción.

Cuando se trata de campos que se extienden por bloques vecinos y donde actúan distintos concesionarios, los mismos deberán celebrar un acuerdo para una individualización de la producción. Si las partes no llegan a un acuerdo en el plazo máximo establecido por la ANP, ésta podrá determinar - con base en el informe arbitral y los principios generales del derecho aplicable - como serán apropiados equitativamente los derechos y obligaciones sobre los bloques.

Le corresponde a la ANP fiscalizar la ejecución del Contrato de Concesión y el cumplimiento de las obligaciones asumidas por el concesionario, en especial: a) los pagos por la ocupación (o retención) de las áreas; b) el pago de los *royalties*; c) el pago de las participaciones especiales sobre campos de gran volumen de producción o de alta rentabilidad; d) las condiciones de devolución de las áreas; e) la vigencia, duración del contrato y los plazos y programas de trabajo para las actividades de explotación y producción; f) el compromiso con la adquisición de bienes y servicios de proveedores nacionales; g) el compromiso con la realización del Programa Exploratorio Mínimo propuesto en la oferta vencedora; h) las responsabilidades de las concesionarias, incluso en cuanto a los daños al medio ambiente.

El Contrato de Concesión prevé además que la ANP – directamente o mediante convenios con los órganos de los Estados o del Distrito Federal – ejercerá el acompañamiento y fiscalización permanentes de las operaciones realizados en los bloques concedidos. El objetivo es asegurar que el concesionario adopte las mejores prácticas de la industria internacional del petróleo y obedezca a las normas y procedimientos técnicos y científicos pertinentes – incluso con miras a la seguridad de las personas y equipamientos, a la conservación de los yacimientos otros recursos naturales, y la protección del medio ambiente.

La concesión se extingue: I – por el vencimiento del plazo contractual; II – por acuerdo entre las partes; III – por los motivos de anulación previstos en el contrato; IV – al término de la fase de explotación, sin que haya sido hecho cualquier descubrimiento comercial, como definido en el contrato; V – en el transcurso de la fase de explotación, si el concesionario ejerció la opción de desistir y de devolver las áreas en que, a su criterio, no justifica las inversiones en desarrollo.

La devolución de las áreas, así como la reversión de bienes, no le implicará a la Unión o a la ANP gastos de cualquier naturaleza, ni conferirá al concesionario cualquier derecho de indemnización por los servicios, pozos, inmuebles y bienes reversibles, los cuales pasarán a ser propiedad de la Unión y la administración de la ANP.

4.5 – Las rondas de licitaciones de bloques para explotación de petróleo y gas natural en el régimen de concesión

Brasil posee 38 cuencas sedimentarias, de las cuales 29 son de interés para la investigación de petróleo y gas natural, ocupando un territorio equivalente a 7,5 millones de km², de ellos 2,5 millones de km² en el mar. Sin embargo, solamente el 5,5% de esas áreas están sobre concesiones para las actividades de explotación y producción. Estas cuencas son, para efecto de las licitaciones, divididas en bloques exploratorios. La delimitación de los bloques ofertados en las rondas de licitaciones de la ANP se condiciona a la disponibilidad de datos geológicos y geofísicos que demuestren indicios de presencia de petróleo y gas natural, además de las condiciones ambientales.

Resumiendo, la organización de una ronda de licitaciones incluye las siguientes etapas: definición de bloques, anuncio de la ronda, publicación del pre edicto y de la minuta del Contrato de Concesión, realización de la audiencia pública, pago de las tasas de participación y de las garantías de oferta, disponibilidad del paquete de datos, seminario técnico ambiental, seminario jurídico fiscal, publicación del edicto y del Contrato de Concesión, apertura del plazo para la habilitación de las empresas competidoras, realización de subasta para la presentación de las ofertas, y firma de los contratos de concesión. La ANP es responsable por la elaboración de los edictos, para la realización de las subastas de bloques en las cuencas sedimentarias para la explotación de petróleo y gas natural.

Los primeros contratos de concesiones, firmados entre la ANP y Petrobras, fueron conocidos como Ronda Cero. Este término se refiere al conjunto de negociaciones realizadas después de la promulgación de la Ley 9.478/97 (Ley del Petróleo) para definir la participación de Petrobras, en la apertura del mercado interno de explotación y producción de petróleo y gas natural. Hasta entonces, Petrobras era la única ejecutora del monopolio que la Unión ejercía sobre las actividades de explotación y producción de petróleo. Con la promulgación de la nueva Ley del Petróleo, la Ronda Cero ratificó los derechos de la Petrobras, en la forma de Contratos de Concesión, sobre los bloques exploratorios y áreas en desarrollo, en la cual la empresa hubiese realizado inversiones, así como los campos de producción.

Las concesiones dadas por la ANP a Petrobras en la Ronda Cero no tuvieron previa licitación. Así, el 6 de agosto de 1998, se firmaron contratos entre la ANP y

Petrobras referentes a 115 bloques de explotación, 51 campos en desarrollo y 231 campos en producción. El área total concedida a Petrobras en la Ronda Cero correspondió a cerca de 450 mil km².

Las dieciséis Rondas de Licitaciones de Bloques realizadas en el período 1999-2022, en la modalidad de concesión para las áreas con medio o alto riesgo exploratorio, fue uno de los principales instrumentos de apertura del mercado de petróleo y gas natural en Brasil, según previsto en la Ley n° 9.478/1997 (Ley del Petróleo).

El total de bloques concedidos en las dieciséis rondas fue de 1.092, correspondiente a un total de prima por firma equivalente a R\$ 29 mil millones. El porcentaje de aprovechamiento de las rondas (relación entre el número de bloques concedidos y el número de bloques ofertados) fue del 22,8%, según muestra a continuación, la Tabla 6.

Tabla 6 – Resultado de las rondas de licitaciones de bloques en el régimen de concesión, por ronda – 1999-2021

Rondas de licitaciones	Ronda 1	Ronda 2	Ronda 3	Ronda 4	Ronda 5	Ronda 6	Ronda 7	Ronda 8	Ronda 9	Ronda 10	Ronda 11	Ronda 12	Ronda 13	Ronda 14	Ronda 15	Ronda 16
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2007	2008	2013	2015	2017	2018	2019	2021	
Cuencas sedimentarias	8	9	12	18	9	12	14	9	7	11	7	10	9	7	5	4
Bloques ofrecidos	27	23	53	54	908	913	1.134	271	130	289	240	266	287	68	36	92
Bloques subastados	12	21	34	21	101	154	251	117	54	142	72	37	37	22	12	5
Bloques onshore subastados	-	9	7	10	20	89	210	65	54	87	72	35	24	-	-	-
Bloques offshore subastados	12	12	27	11	81	65	41	52	-	55	-	2	13	22	12	5
Bloques concedidos	12	21	34	21	101	154	242	108	40	120	62	36	33	22	12	5
Bloques subastados/bloques ofertados (%)	44%	91%	64%	39%	11%	17%	22%	43%	42%	49%	30%	14%	13%	32%	33%	5%
Bloques concedidos/bloques ofertados (%)	44%	91%	64%	39%	11%	17%	21%	40%	31%	42%	26%	14%	11%	32%	33%	5%
Área ofrecida (km²)	132.178	59.271	89.823	144.106	162.392	202.739	397.600	73.079	70.371	155.813	163.917	122.215	122.616	94.602	29.297	53.936
Área subastada (km²)	54.660	48.074	48.629	25.289	21.951	39.657	194.651	45.614	48.030	100.372	47.428	33.618	25.012	16.400	11.762	3.426
Área onshore subastada (km²)	-	10.227	2.363	10.620	697	2.846	186.916	32.195	48.030	64.998	47.428	32.105	16.858	-	-	-
Área offshore subastada (km²)	54.660	37.847	46.266	14.669	21.951	36.811	7.735	13.419	-	35.374	-	1.513	8.153	16.400	11.762	3.426
Área concedida (km²)	54.660	48.074	48.629	25.289	21.951	39.657	171.007	45.329	44.954	61.259	20.371	33.513	24.887	16.400	11.762	3.426
Área onshore concedida	-	10.227	2.363	10.620	697	2.846	163.272	31.910	44.954	29.085	20.371	32.000	16.734	-	-	-
Área offshore concedida	54.660	37.847	46.266	14.669	21.254	36.811	7.735	13.419	-	32.173	-	1.513	8.153	16.400	11.762	3.426
Área subastada/área ofertada (%)	41%	81%	54%	18%	14%	20%	49%	62%	68%	64%	29%	28%	20%	17%	40%	6%
Área concedida/área ofertada (%)	41%	81%	54%	18%	14%	20%	43%	62%	64%	39%	12%	27%	20%	17%	40%	6%
Empresas que expresaron interés	58	49	46	35	18	30	52	74	52	72	26	39	36	21	17	9
Empresas que pagaron la cuota de participación	42	48	44	33	14	27	45	66	43	68	25	38	33	20	17	9
Empresas calificadas	38	44	42	29	12	24	44	61	40	64	21	17	32	20	17	9
Empresas calificadas nacionales	3	4	5	4	3	8	19	30	24	17	10	11	12	4	2	2
Empresas calificadas extranjeras	35	40	37	25	9	16	25	31	16	47	11	6	20	16	15	7
Empresas ofertantes	14	27	26	17	6	21	32	42	23	39	12	17	20	13	11	2
Empresas ofertantes nacionales	1	4	4	4	2	7	14	25	18	12	8	11	10	2	1	-
Empresas ofertantes extranjeras	13	23	22	13	4	14	18	17	5	27	4	6	10	11	10	2
Empresas ganadoras	11	16	22	14	6	19	30	36	17	30	12	17	17	12	10	2
Empresas ganadoras nacionales	1	4	4	4	2	7	14	20	12	12	8	11	10	2	1	-
Empresas ganadoras extranjeras	10	12	18	10	4	12	16	16	5	18	4	6	7	10	9	2
Nuevos operadores	6	6	8	5	1	1	6	11	2	6	1	3	4	-	-	-
Contenido local promedio – fase de exploración (%)	25,0%	42,0%	28,0%	39,0%	78,8%	85,7%	74,0%	68,9%	79,0%	61,5%	72,6%	73,1%	38,8%	18,0%	18,0%	18,0%
Contenido local promedio – etapa de desarrollo de la producción	27,0%	48,0%	40,0%	54,0%	85,6%	88,8%	81,0%	76,5%	84,0%	75,6%	84,5%	79,5%	43,0%	30,0%	30,0%	30,0%
Prima por firma (millones de R\$)	322	468	595	92	27	665	1.086	2.109	89	2.823	165	121	3.843	8.015	8.916	37
Prima por firma recogido (millones de R\$)	322	468	595	92	27	665	1.085	2.102	80	2.480	154	120	3.841	8.015	8.916	37
PEM ¹ (UT)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	33.671	131.137	195.741	169.436	128.707	400.088	129.761	40.176	13.786	8.045	8.973	737
PEM ¹ (UT) después de la firma	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	33.671	131.137	162.591	158.036	100.101	236.060	99.481	38.901	12.958	8.045	8.973	737
PEM (millones de R\$)	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	364	2.047	1.797	1.367	611	6.902	504	216	846	1.223	1.579	136
PEM (millones de R\$) después de la firma	N.A.	N.A.	N.A.	N.A.	364	2.047	1.698	1.333	554	5.800	388	210	841	1.223	1.579	136

Fuente: ANP, 2023.

¹Programa Exploratorio Mínimo expreso en Unidades de Trabajo.

4.6 – La participación de la iniciativa privada en la explotación de petróleo en Brasil

A final del 2022, 646 áreas estaban sobre contratos: 295 bloques en fase de explotación, 44 campos en desarrollo de producción y 309 campos en la etapa de producción.

De los 295 bloques exploratorios en régimen de concesión, Petrobras tenía participación en 65, de los cuales 28 eran concesiones exclusivas y otras 37 en asociación. Se destaca también la operación exclusiva de 34 bloques terrestres por Petro-Victory. La Shell Brasil tenía 34 bloques marítimos bajo contratos de exploración, ocho de los cuales eran exclusivos. La ExxonMobil Brasil tenía contratos de exploración para 26 bloques marítimos, tres de los cuales eran exclusivos. Y Eneva, 24 bloques terrestres bajo contrato, 20 de los cuales exclusivos (ANP, 2023).

De los campos en etapa de desarrollo, 29 son marítimos y 15 terrestres, totalizando 44. De esta cantidad, Petrobras posee el 100% de los contratos de 13 campos y otros 8 en sociedad. Otras empresas que poseen contratos, consorciados o no entre sí y con Petrobras, son: 3R Petroleum, Alvopetro, Centro Oeste, CNODC Brasil, CNOOC Petroleum, Eneva, ExxonMobil Brasil, IBV Brasil, Imetame, Petro Rio Jaguar, Petrogal Brasil, Shell Brasil, Sinochem Petróleo, Slim, TotalEnergies y Ubuntu Engenharia (ANP, 2023).

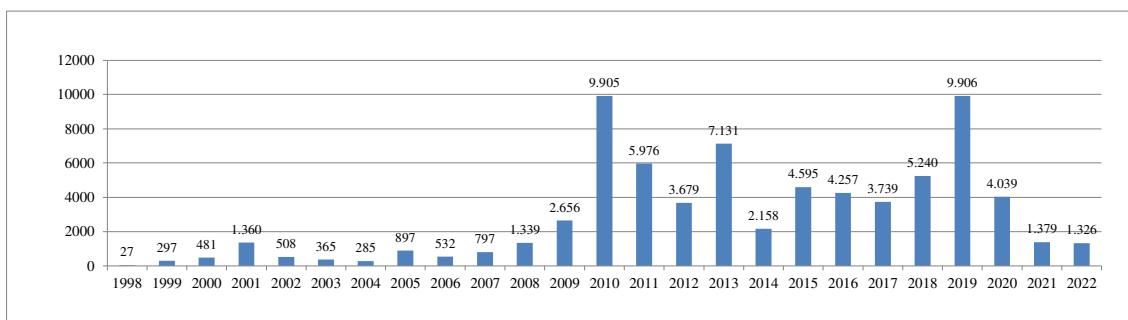
Con relación a los 309 campos en producción, de los cuales 71 están en el mar y 238 en tierra, Petrobras era la única contratada en 88 y operadora de otros 17 campos.

Actualmente, son cerca de 90 empresas operando en el sector de explotación y producción de petróleo en Brasil, de ellas 40 extranjeras y 50 nacionales. Las estrategias utilizadas por las grandes empresas internacionales en las licitaciones fueron las asociaciones con Petrobras, debido a las barreras de entrada: altos riesgos geológicos; incertidumbres regulatorias e incertidumbres económicas, políticas y empresariales (ANP, 2023).

En lo que concierne a la atracción del capital privado internacional, manifestado en los objetivos de la flexibilización del monopolio del petróleo, los resultados verificados en las licitaciones en cuanto a la cantidad de empresas extranjeras se reflejan también en la evolución de los volúmenes de inversiones externas realizados en Brasil, después de la Ley del Petróleo. En este sentido, de acuerdo con los datos disponibles del Banco Central de Brasil (BCB), el Gráfico 10 muestra el comportamiento de las inversiones extranjeras directas en el país, para el sector de la extracción de petróleo y gas natural.

Como es posible observar en el Gráfico 10, en 1998 las inversiones externas en las actividades de explotación y producción eran casi inexistentes, lo que se explica en función del monopolio estatal. Sin embargo, ya a partir de 1999, año de la Primera Ronda de Licitaciones de Bloques promovida por la ANP, se percibió que las inversiones extranjeras directas (IED) en el país para el sector petrolífero inician una trayectoria de crecimiento, llegando a US\$ 9,9 mil millones en los años 2010 y 2019. En los años siguientes, aunque podemos notar variaciones, quedó latente y consolidado lo atractivo del país a los capitales privados extranjeros.

Gráfico 10 - Evolución de las inversiones extranjeras directas en Brasil en las actividades de explotación de petróleo y gas natural 1998-2022 (millones US\$)



Fuente: BCB, 2023.

Aún, observando la evolución de las inversiones extranjeras directas y los respectivos impactos en la industria del petróleo y gas natural, notamos que el incremento substancial de las inversiones anuales extranjeras en las actividades de explotación y producción en Brasil provocó, cuando se compara con las cantidades desembolsadas por la empresa en 1998, un efecto indirecto induciendo a Petrobras al aumento de sus inversiones en el país. En este contexto, a lo largo de los posteriores años, se observa un crecimiento de las inversiones domésticas de la estatal en explotación y producción, según es presentado en la Tabla 7.

Tabla 7 - Evolución de las inversiones de Petrobras en explotación y producción 1998-2017 (millones US\$)

Ano	Exploración e Producción
1998	4.286
1999	3.843
2000	4.743
2001	4.254
2002	4.529
2003	4.715
2004	6.509
2005	7.998
2006	8.966
2007	12.683
2008	15.685
2009	17.172
2010	20.158
2011	21.565
2012	22.548
2013	27.984
2014	25.500
2015	19.123
2016	13.509
2017	12.397
2018	10.760
2019	8.410
2020	6.557
2021	7.129
2022	9.397

Fuente: Petrobras.

4.7 – El crecimiento de las reservas y de la producción de petróleo y gas natural

De 2000 a 2022, las reservas probadas de petróleo crecieron al 76,5%, con destaque para las reservas en el mar que aumentaron al 89,2%, en función de la expansión de explotación en el mar, en las cuencas de Campos y Santos. Ya las reservas probadas de gas natural crecieron 83,9% en el mismo período, según es presentado en las Tablas 8 y 9 y Gráficos 11 y 12.

Tabla 8 – Reservas probadas de petróleo de Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022

Unidades de la Federación	Localización	Reservas probadas de petróleo (millones barriles)											2022/2000 %	
		2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020		2022
Brasil		8.465	9.805	11.243	12.182	12.801	14.246	15.314	16.184	12.606	13.241	11.932	14.856	75,51
Subtotal	Tierra	854	927	865	905	896	916	920	832	630	521	454	460	-46,11
	Mar	7.611	8.878	10.379	11.277	11.906	13.330	14.394	15.352	11.976	12.720	11.479	14.396	89,16

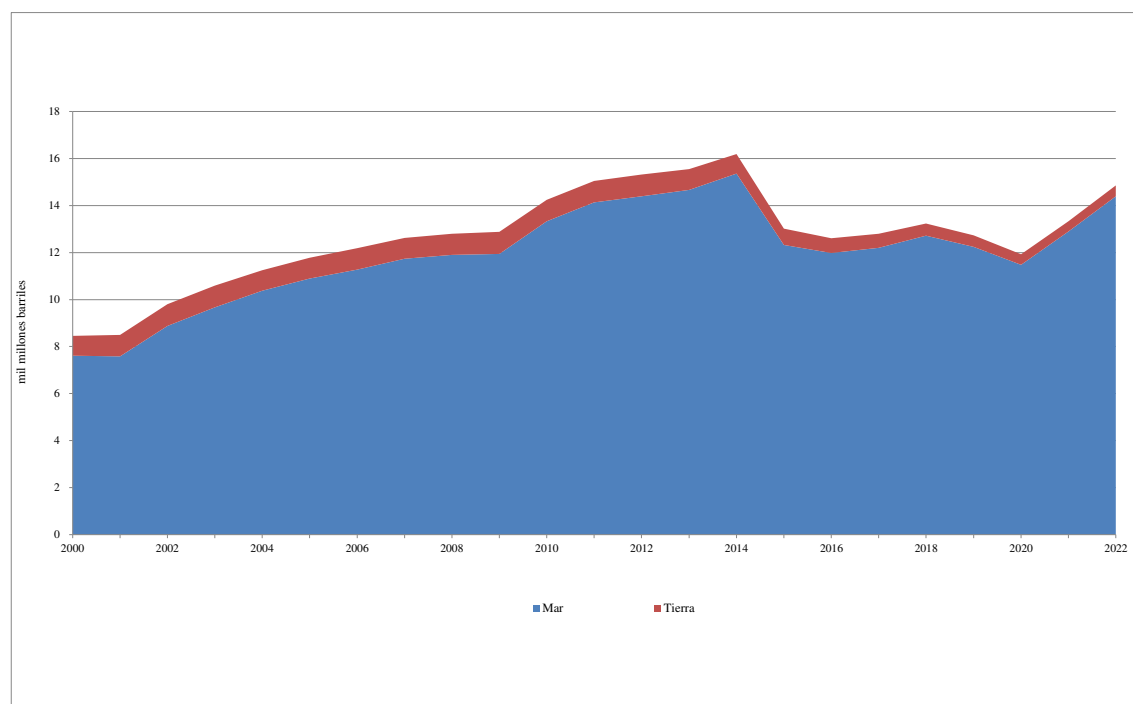
Fuente: ANP, 2023.

Tabla 9 – Reservas probadas de gas natural de Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022

Unidades de la Federación	Localización	Reservas probadas de gas natural (millones m ³)											2022/2000 %	
		2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020		2022
Brasil		220.999	244.547	326.084	347.903	364.236	423.003	459.187	471.095	379.085	368.471	338.819	406.525	83,95
Subtotal	Tierra	78.601	76.070	73.730	74.522	66.305	68.803	72.375	71.210	63.572	69.015	77.729	99.013	25,97
	Mar	142.398	168.477	252.354	273.381	297.931	354.200	386.812	399.885	315.513	299.456	261.090	307.512	115,95

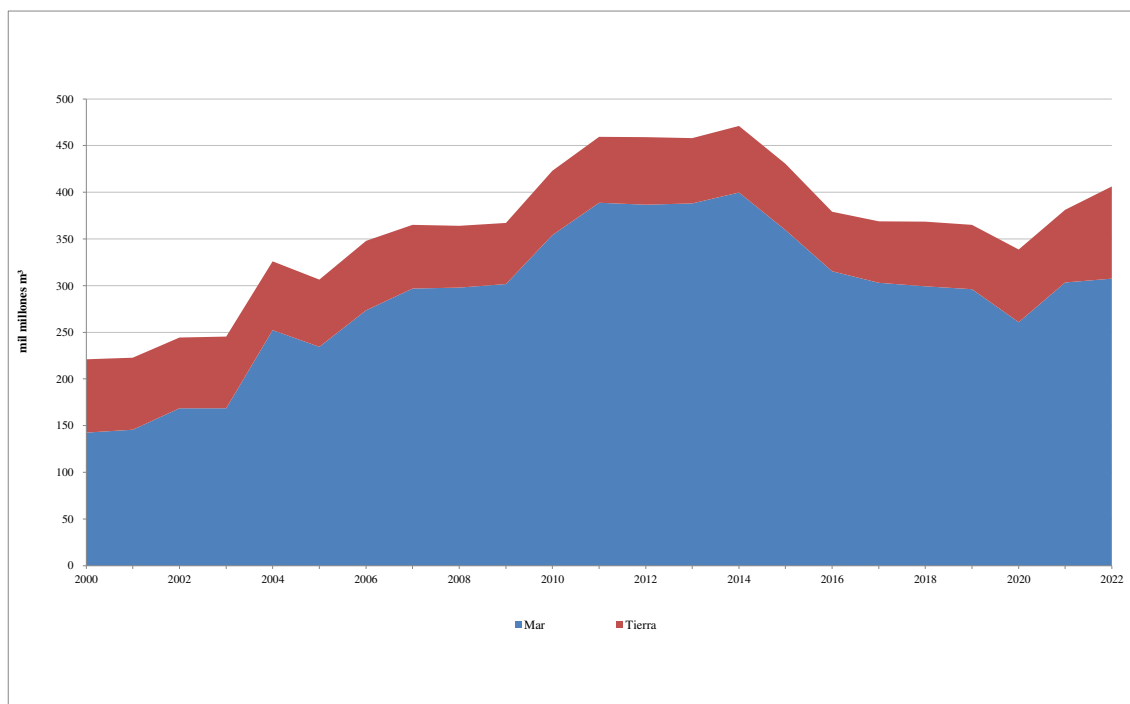
Fuente: ANP, 2023.

Gráfico 11 – Evolución de las reservas probadas de petróleo en Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022



Fuente: ANP, 2023.

Gráfico 12 – Evolución de las reservas probadas de gas natural en Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022



Fuente: ANP, 2023.

La producción de petróleo creció al 144,7% en el período del 2000-2022, en función, principalmente, de la expansión de la producción en las cuencas del Campos y Santos. También la producción de gas natural creció al 279% en el mismo período, con aumento de la producción en tierra y mar, según es presentado en las Tablas 10 y 11 y los Gráficos 13 y 14.

Tabla 10 – Producción de petróleo de Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022

Unidades de la Federación	Localización	Producción de petróleo (mil barriles)											2022/2000 %	
		2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020		2022
Brasil		450.626	530.855	540.717	628.797	663.275	749.952	754.407	822.928	918.731	944.117	1.076.020	1.102.850	144,74
Subtotal	Tierra	76.316	78.952	78.632	70.841	66.337	65.973	66.046	61.577	54.688	40.648	34.730	28.914	-62,11
	Mar	374.310	451.902	462.085	557.957	596.938	683.980	688.361	761.351	864.043	903.470	1.041.291	1.073.935	186,91

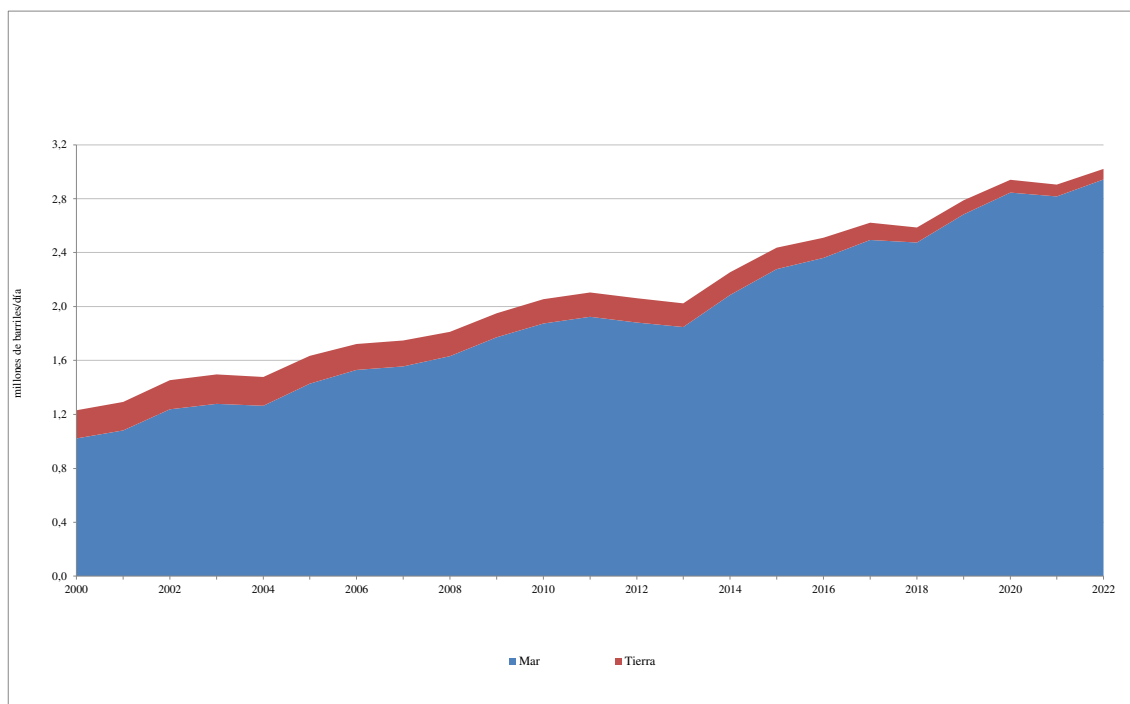
Fuente: ANP, 2023.

Tabla 11 – Producción de gas natural de Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022

Unidades de la Federación	Localización	Producción de gas natural (millones m ³)												2022/2000 %
		2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2022	
Brasil		13.283	15.525	16.971	17.706	21.593	22.938	25.832	31.895	37.890	40.857	46.631	50.338	278,97
Subtotal	Tierra	5.233	6.169	7.766	6.682	6.273	649	2.078	8.508	8.700	8.013	7.478	7.403	41,48
	Mar	8.050	9.357	9.206	11.024	15.320	22.290	23.754	23.387	29.190	32.844	39.153	42.935	433,33

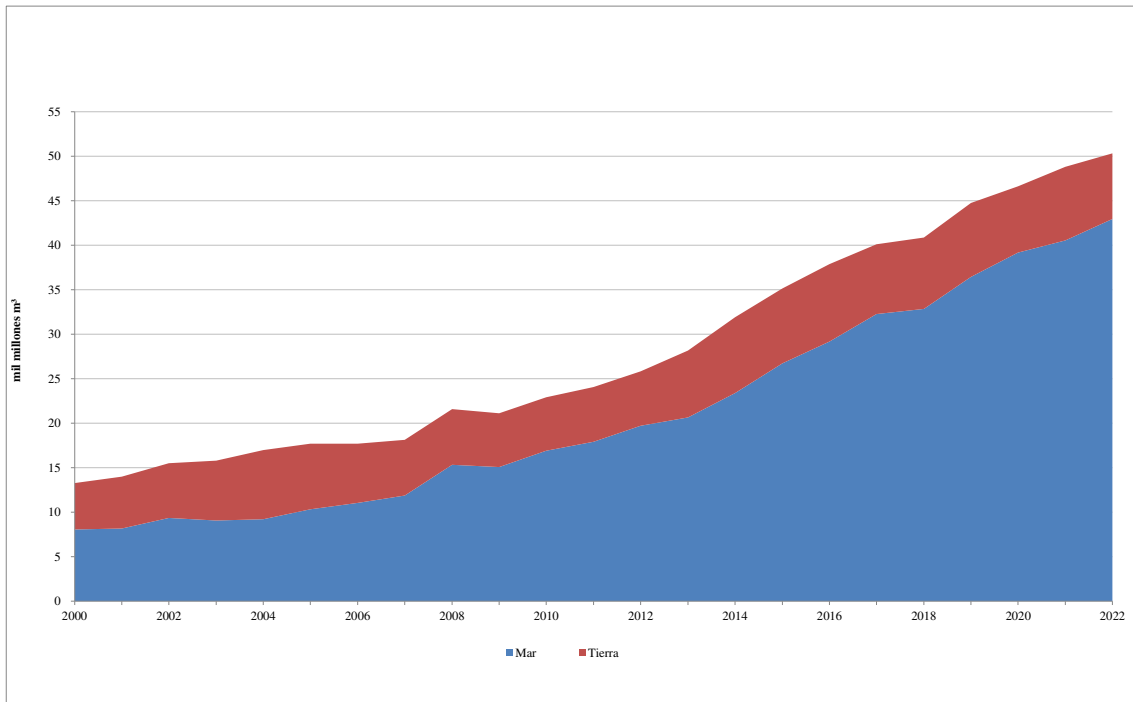
Fuente: ANP, 2023.

Gráfico 13 – Evolución de la producción de petróleo en Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022



Fuente: ANP, 2023.

Gráfico 14 – Evolución de la producción de gas natural en Brasil, por localización (tierra y mar) – 2000-2022



Fuente: ANP, 2023.

A pesar del proceso de liberalización y del fin del monopolio directo de Petrobras, es interesante destacar que la empresa permaneció como líder en el segmento de explotación y producción de petróleo y gas natural en el país. Pasados más de 20 años de la flexibilización del monopolio estatal del petróleo, la Estatal continúa siendo la principal productora de petróleo y gas natural en Brasil, responsable en el 2022 del 68,3% de la producción de petróleo y del 69,6% de gas natural. Sin embargo, la tendencia es que esta participación disminuya a partir de la entrada en producción de los bloques recientemente licitados, donde las participaciones de otras empresas son significativas. Además de Petrobras, actualmente otras 73 empresas ya producen petróleo y gas natural en Brasil, según muestra la Tabla 12.

Tabla 12 – Producción de petróleo y gas natural de Brasil, por concesionario – 2022

Concesionario	Petróleo ¹ (barriles)	Gas natural (mil m ³)
Total	1.102.849.650	50.338.081
3R Areia	171.643,2	268,2
3R Candeias	323.693,3	85.578,7
3R Fazenda Belém	96.861,2	124,7
3R Macau	1.833.135,0	50.241,8
3R Pescada	30.804,5	18.617,6
3R Petroleum	120.316,3	73.428,3
3R Rio Ventura	467.735,3	31.972,5
Alvopetro	16.795,0	104.759,9
Barra Bonita	-	4.125,4
BGM	52.862,0	81,6
Brasoil Manati	7.761,6	92.660,3
Campo Petróleo	4.833,1	8,1
Capixaba Energia	105.435,8	1.505,7
Carmo	42.206,1	348,5
Chevron Brasil	856.748,6	3.822,8
CNODC Brasil	11.091.616,8	536.742,2
CNOOC Petroleum	11.674.112,1	560.894,1
Dommo Energia	769.046,2	3.990,3
Enauta Energia	3.393.122,2	440.556,3
Energizzi Energias	22.144,4	428,0
Energy Paraná	5,2	337,5
Eneva	98.960,6	1.081.522,1
EPG Brasil	2.618,6	47,3
Equinor Brasil	6.445.371,8	11.277,6
Equinor Energy	11.058.090,4	313.253,6
Geoflux	1.206,9	953,2
Geopar - Geosol	41.211,6	216,9
Geopark Brasil	7.761,6	92.660,3
Guto & Cacal	3.269,7	9,3
Imetame	60.306,7	52.450,0
IPI	10.694,4	194,6
Karoon Brasil	5.504.480,3	35.273,0
Maha Energy	863.044,3	26.373,6
Mandacaru Energia	47.807,0	68,1
Newo	3.055,8	1.170,0
Nion Energia	904,2	84,2
Nord	635,3	1,0
Nova Petróleo	48.744,2	765,0
NTF	4.262,8	2.123,3
Oeste de Canoas	2.126,9	13,5
Oil Group	129,6	-
ONGC Campos	2.312.445,1	22.244,7
Origem	4.088,8	27.342,9
Origem Alagoas	747.479,2	257.934,3
Perenco Brasil	3.350.225,7	14.819,4
Perícia	1.289,3	4,1
Petro Rio Jaguar	6.656.788,5	77.122,6
Petro Rio O&G	5.492.069,9	25.985,4
Petroborn	-	14.001,6
Petrobras	753.608.205,3	35.017.743,5
Petrogal Brasil	37.353.792,6	1.656.879,9
Petroil	129,6	-
Petrom	72.652,0	742,7
Petronas	20.040.426,6	317.243,3
PetroRecôncavo	1.063.458,4	37.490,0
Petrosynergy	117.251,9	1.776,7
Petro-Victory	17.391,7	106,9
Phoenix Óleo & Gás	15.210,6	906,9
Potiguar E&P	3.049.211,2	209.369,1
Prio Bravo	1.487.068,2	17.228,5
Qatarenergy	7.130.299,1	171.141,0
Recôncavo E&P	29.273,0	401,7
Repsol Sinopec	22.783.875,3	1.043.928,0
Seacrest SPE Cicaré	460.158,3	6.567,6
SHB	237.791,4	4.000,3
Shell Brasil	131.952.038,0	5.932.245,0
Sinochem	4.296.914,5	7.518,4
Slim Drilling	27.474,4	144,6
Sonangol Guanambi	2.111,2	76,3
SPE Miranga	530.593,8	245.185,7
TotalEnergies EP	38.168.165,8	1.499.395,6
Trident Energy	6.545.222,6	99.566,5
Ubuntu Engenharia	6.424,8	8,0
Vipetro	4.562,2	10,9

Fuente: ANP, 2023.

Con el crecimiento de la producción de petróleo, Brasil pasó de una situación de dependencia a autosuficiencia. En 2000, Brasil tenía una dependencia externa del 29,3% y alcanzó la autosuficiencia en el 2006. En los años siguientes, el país se mantuvo en una posición de equilibrio, en torno de la autosuficiencia. A partir del 2016, con el crecimiento de la producción de petróleo, el país pasó a ser un exportador líquido de petróleo y derivados, alcanzando en el 2022 un superávit del 27,8%, según señala la Tabla 13. Sin embargo, el país aún importa algunos derivados como gasoil, gasolina, queroseno de aviación y nafta.

Tabla 13 – Dependencia externa de petróleo y sus derivados en Brasil – 2000-2022

Especificación	Dependencia externa de petróleo y sus derivados (mil barriles/día)											
	2000	2002	2004	2006	2008	2010	2012	2014	2016	2018	2020	2022
Producción de petróleo (a)	201,4	238,4	244,6	287,6	301,9	339,8	341,7	373,0	414,5	428,3	483,3	495,0
Exportación neta de petróleo (b)	-60,2	-23,1	-36,9	1,2	3,9	46,5	37,6	19,7	98,2	149,0	196,0	171,7
Importación neta de derivados (c)	23,2	5,0	-11,1	-9,0	5,3	37,2	33,5	64,8	61,5	66,2	40,9	64,0
Consumo aparente (d)=(a)+(b)+(c)	284,8	266,4	270,5	277,4	303,3	330,5	337,5	418,1	377,8	345,5	328,1	387,3
Dependencia externa (e)=(d)-(a)	83,4	28,0	25,9	-10,2	1,4	-9,3	-4,1	45,1	-36,7	-82,8	-155,2	-107,7
Dependencia externa (e)/(d) %	29,3	10,5	9,6	-3,7	0,5	-2,8	-1,2	10,8	-9,7	-24,0	-47,3	-27,8

Fuente: ANP, 2023.

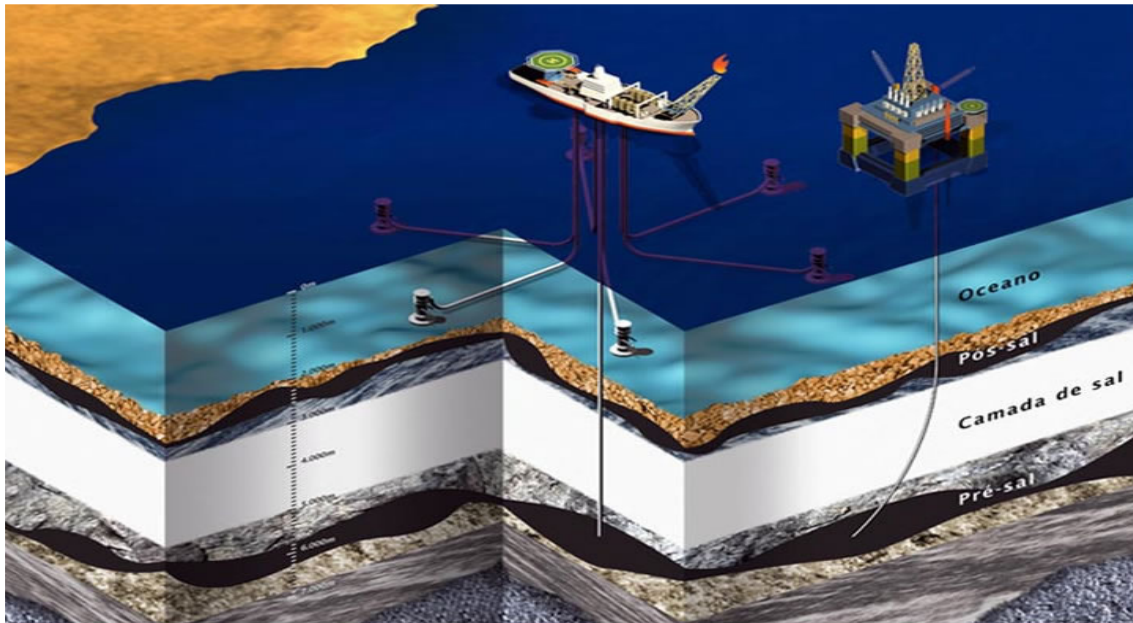
4.8 – Los descubrimientos de petróleo en el pre-sal a partir del 2007 y los nuevos cambios regulatorios

Los años siguientes a la promulgación de la Ley n° 9.478/1997 (Ley del Petróleo) presentaron resultados bastante expresivos para la industria nacional del petróleo y gas natural. Dentro de los datos, vale destacar el crecimiento de las reservas probadas y de la producción de petróleo y gas natural, así como de la autosuficiencia en el suministro de petróleo alcanzado en el 2007.

Fue a partir del 2007, fruto de las actividades exploratorias realizadas en las áreas sobre el régimen de concesión, que se descubrieron los primeros indicios de hidrocarburos en la camada denominada pre-sal. Desde el punto de vista geológico, tales descubrimientos indicaron la existencia de reservorios con elevado potencial petrolífero, abajo de una extensa camada de sal, distribuida desde el estado de Espírito Santo hasta el litoral norte del estado de Santa Catarina, englobando las cuencas sedimentares de Campos, Santos y Espírito Santo. El término pre-sal es utilizado porque, a lo largo del

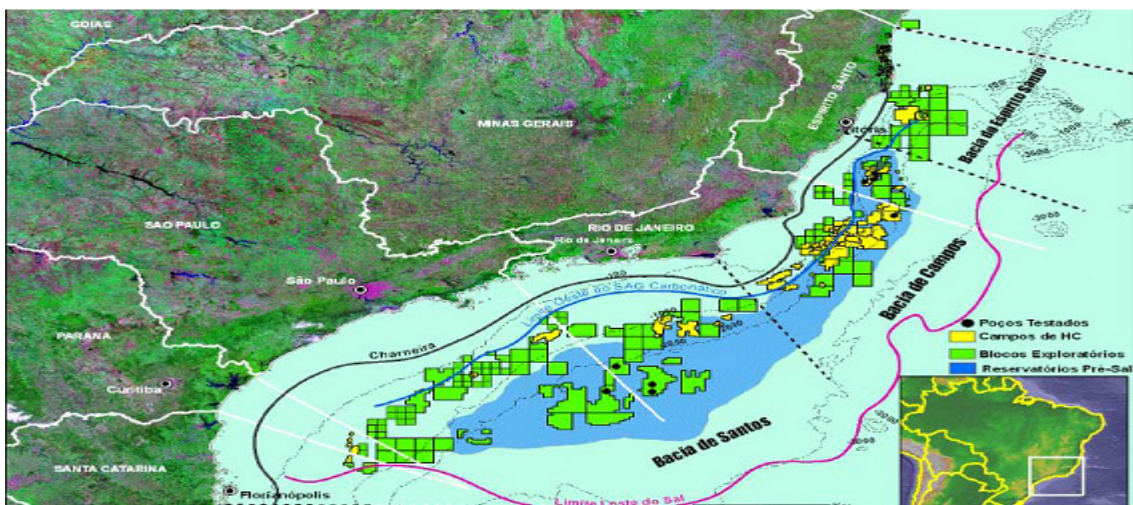
tiempo, esas rocas fueron siendo depositadas antes de la referida camada de sal. La profundidad total de esas rocas, que es la distancia entre la superficie del mar y los reservorios de petróleo ubicadas debajo de la camada de sal, pueden sobrepasar los siete mil metros, según indican las figuras 1 y 2. Esta área, que fue denominada polígono del pre-sal, tiene 149 mil km².

Figura 1 – Perfil geológico esquemático de la provincia del pre-sal



Fuente: ANP.

Figura 2 – Provincia petrolífera del pre-sal



Fuente: ANP.

4.9 – Los descubrimientos de grandes reservorios de petróleo y gas natural, en la camada pre-sal en las cuencas de Campos y Santos, a partir del 2007

El inicio de los levantamientos sísmicos que dieron origen a los descubrimientos del pre-sal ocurrió en los años 2000 y 2001, en la Segunda y Tercera Ronda de Licitaciones de Bloques de Petróleo y Gas Natural, realizadas por la ANP, en las cuales Petrobras adquirió cuatro bloques¹⁴ con diferentes consorcios en la Segunda Ronda (BM-S-8, BM-S-9, BM-S-10 y BM-S-11) y tres bloques en la Tercera Ronda (BM-S-21, BM-S-22, BM-S-24) en la Cuenca de Santos, según muestra la Tabla 14. Petrobras era la empresa operadora¹⁵ en seis de los siete bloques.

Tabla 14 – Bloques en el Pre-sal de la Cuenca de Santos de la Segunda y Tercera Ronda de Licitación

Bloques/Área	Ronda de Licitación	Concesionarios (%)
BM-S-8 - Bem-te-vi	Ronda 2	Petrobras ¹ (66)/Petrogal (14)/Queiroz Galvão (10)/Barra Energia (10)
BM-S-9 - Carioca-Guará	Ronda 2	Petrobras ¹ (45)/ BG Brasil (30)/ Repsol (25)
BM-S-10 - Parati	Ronda 2	Petrobras ¹ (65)/ BG Brasil (25)/ Partex (10)
BM-S-11 - Tupi-lara	Ronda 2	Petrobras ¹ (65)/ BG Brasil (25)/ Petrogal (10)
BM-S-21 - Caramba	Ronda 3	Petrobras ¹ (80)/Petrogal Brasil (20)
BM-S-22 - Azulão	Ronda 3	Exxon ¹ (40)/Hess (40)/ Petrobras (20)
BM-S-24 - Júpiter	Ronda 3	Petrobras ¹ (80)/Petrogal Brasil (20)

Fuente: ANP.

¹Operadora.

De acuerdo con los análisis técnicos realizados por los equipos de geólogos, geofísicos e ingenieros de los consorcios, las adquisiciones de las áreas citadas se basaron en la convicción de que las secciones geológicas profundas de la Cuenca de Santos, debajo de la camada de sal, constituían una promisoría frontera petrolífera a ser explorada,

¹⁴Parte de una cuenca sedimentaria, formada por un prisma vertical de profundidad indeterminada, con una superficie poligonal definida por las coordenadas geográficas de sus vértices, donde se desarrollan actividades de explotación o producción de petróleo y gas natural.

¹⁵ Empresa legalmente designada por los concesionarios para conducir y ejecutar todas las operaciones y actividades en el área de concesión, de acuerdo con lo establecido en el Contrato de Concesión celebrado entre el órgano regulador de la industria del petróleo y los concesionarios.

debido a la gran dimensión de sus estructuras geológicas. Además, un factor importante para aumentar la probabilidad de encontrar rocas sedimentarias con contenido de hidrocarburos es la característica de sello de las rocas de sal (Morais, 2013).

El 8 de noviembre del 2007, técnicos de Petrobras¹⁶, en nombre del consorcio formado con British Gas y Petrogal, presentaron en una reunión extraordinaria del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) los detalles del descubrimiento de yacimientos en el área antes conocida como Tupi (bloco BM-S11). Las proyecciones en este bloque, localizado en la Cuenca de Santos, a 286 kilómetros del litoral, indicaron un potencial de óleo recuperable de buena calidad (28° API), en el orden de los 5 a 8 mil millones de barriles, lo que representó en aquella época un volumen superior al 50% de todas las reservas probadas de petróleo en el País. Los resultados exploratorios en el área del pre-sal situada en las cuencas de Santos y Campos (entre los Estados de Santa Catarina y Espírito Santo), que medían alrededor de 800 km de longitud por 200 km de largo, según estimaciones preliminares, indicaron que las reservas descubiertas podrían llegar a más de 50 mil millones de barriles¹⁷ de óleo equivalente.

Nuevas acumulaciones de petróleo se descubrieron en el área del pre-sal. Antes del anuncio de los volúmenes estimados de las reservas de petróleo en Tupi, en septiembre del 2007, otra perforación en proceso en el área de Carioca, del consorcio formado por Petrobras, *British Gas-BG* y *Repsol Sinopec*, en el bloque BM-S-9, llevó al descubrimiento de una gran acumulación de petróleo por medio del pozo exploratorio 1-SPS-50, situado a 2.140 metros de profundidad del mar, a 273 km de distancia del litoral. La prueba de formación con muestra de rocas indicó, nuevamente, la existencia de petróleo de buena calidad, con 27° API, y gas natural.

Otro descubrimiento de yacimiento de petróleo fue anunciado en diciembre del 2007 en el área de Caramba, bloque BM-S-21, a través del pozo pionero 1-SPS51. El pozo alcanzó la extensión de 5.350 metros, a 280 km del litoral del estado de San Pablo a 2.234 metros bajo el mar.

En mayo del 2008 se descubrió también petróleo en el área Bem-te-vi (bloque BM-S-8)¹⁸, a través del pozo pionero 1-SPS-52A, con densidad entre 25° y 28° API. El

¹⁶ Petrobras fue la primera compañía de Petróleo en el mundo, en encontrar y producir petróleo y gas natural por debajo de la camada de sal, en horizontes geológicos y profundidades que llegaron a siete mil metros a partir de la superficie del mar.

¹⁷ Petrobras, Comunicados y Hechos Relevantes, 20/09/2007.

¹⁸ Petrobras, Comunicados y Hechos Relevantes, 23/05/2008.

pozo, localizado en el mar a una profundidad de 2.139 metros, llegó a alcanzar la profundidad total de 6.773 metros. Análisis de muestras de óleo en la prueba de formación comprobaron el descubrimiento en yacimientos situados cerca de 6.000 metros de profundidad.

En septiembre del 2008 se descubrió un gran reservorio de gas natural y óleo condensado en el área de Júpiter¹⁹, con dimensiones similares a las de Tupi. El reservorio de Júpiter se descubrió a 2.187 metros bajo el agua, desde el pozo 1-RJS-652 que llegó a tener una profundidad de 5.252 metros, localizado a 290 km del litoral de Rio de Janeiro y a 37 Km al este del área Tupi.

En el área de Guará (bloque BM-S-9), en junio del 2008, se encontraron yacimientos de petróleo con 28° API, por medio del pozo 1-SPS-55. El bloque es compuesto por dos áreas de evaluación: Carioca y Guará. El reservorio se localiza en el área más pequeña del bloque, a unos 310 km de la costa del Estado de San Pablo a 2.141 metros bajo el mar. En la parte más grande del bloque ya se había encontrado petróleo en el área de Carioca, en julio del 2007.

En agosto del 2008 se encontraron en el área de Iara hidrocarburos en el bloque BM-S-11²⁰ (compuesto por las áreas exploratorias Iara y Tupi), con densidad entre 26° a 30° API, a través del pozo 1-RJS-656. El pozo fue perforado en aguas ultra profundas de 2.230 metros, a 230 km de la costa de Rio de Janeiro, con profundidad de 6.080 metros. El volumen de petróleo recuperable en Iara se estimó entre 3 a 4 mil millones de barriles de petróleo y gas natural, el segundo con mayores volúmenes después del reservorio de Tupi²¹.

En mayo del 2010, la ANP anunció el descubrimiento de acumulaciones de petróleo en el área de Franco²², una región aún no licitada del pre-sal. El pozo 2-ANP-1-RJS, perforado por Petrobras en nombre de la ANP, en lámina de agua de hasta 1.889 metros, con estimación de volúmenes recuperables de 3 mil millones de barriles de petróleo. El descubrimiento de otra gran acumulación de petróleo en área aún no licitada para la explotación del pre-sal fue anunciado por la ANP a finales del mes de octubre del 2010, en el área de Libra: el pozo perforado por Petrobras para la ANP presentó una

¹⁹ Petrobras, Comunicados y Hechos Relevantes, 25/09/2008.

²⁰ Petrobras, Comunicados y Hechos Relevantes, 23/05/2008.

²¹ Petrobras, Comunicados y Hechos Relevantes, 23/05/2008.

²² Comunicado ANP, 14/05/2010.

acumulación con elevado potencial de petróleo y gas natural, con reservas recuperables estimados entre los 8 y 12 mil millones de barriles de petróleo equivalente. El pozo se sitúa a 183 kilómetros del litoral de Rio de Janeiro, a 1.964 metros de profundidad de agua.

4.10 – Los cambios en el marco regulatorio a partir del 2010

Hasta entonces, la Ley nº 9.478/1997, previa el régimen de concesión como la única posibilidad de contratación de las actividades de búsqueda y extracción de hidrocarburos en Brasil.

Teniendo en cuenta la magnitud de los descubrimientos de petróleo en el polígono del pre-sal, hubo un debate en el Gobierno Federal sobre la necesidad o no de alterar el marco legal del sector del petróleo vigente en Brasil, el régimen de concesión. La proposición de los cambios por parte del gobierno brasileño fue justificada en función del bajo riesgo exploratorio asociado a tales áreas, que en algunos casos podría llegar a cero, aunque las actividades de explotación y producción en esas condiciones representen grandes desafíos tecnológicos y financieros para la extracción de las reservas, que se consideran estratégicas para el país.

Según el Gobierno Federal, la existencia de reservorios con enormes volúmenes de petróleo y de gas natural, y con bajo riesgo exploratorio, impone la creación de un nuevo régimen que garantice más apropiación por parte del Estado de las rentas petrolíferas resultantes de la explotación de estos recursos. Adicionalmente, los precios del petróleo alcanzaron niveles superiores que, en 1997, cuando fue promulgada la Ley del Petróleo, y la experiencia internacional de aquella época mostraba una tendencia mundial al aumento de los ingresos gubernamentales en función del ascenso de los precios. A partir del 2001 empezaron a ocurrir diversos movimientos para aumentar las participaciones gubernamentales por parte de países titulares de las reservas de petróleo y gas natural: Argelia, Argentina, Bolivia, China, Ecuador, Rusia, Reino Unido, EUA (Alaska) y Venezuela (Wood Mackenzie, 2007).

Este aumento ocurrió por diferentes mecanismos, desde la elevación de las cuotas de los *royalties* y la creación de impuestos sobre el lucro extraordinario, hasta la inclusión de otros impuestos y/o tasas relacionadas o no a la actividad del petróleo.

En Brasil, sin embargo, la tributación sobre el segmento de explotación y producción brasileña poco había cambiado a pesar del aumento sustancial de los precios internacionales del petróleo, a partir del 2003, cuando comparamos los valores al final de la década del 1990. (Gobetti y Serra, 2011).

En tal contexto, el Gobierno Federal necesitó realizar cambios legales destinados a contemplar este nuevo paradigma, con el objetivo de asegurarle a la Unión más participación en los futuros proyectos, una cuota más grande de la extracción de petróleo y de gas natural para el país, además de más control sobre la producción. Otra razón es la necesidad de desarrollar una política industrial de suministradores de bienes y servicios con elevado contenido nacional.

La primera señal para una posible alteración del marco regulatorio vigente desde la Ley del Petróleo ocurrió en el 2007, con la Resolución nº 6/2007 del Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), que le determinó a la ANP la exclusión de 41 bloques situados en el área del pre-sal de la 9ª Ronda de Licitaciones, realizada aún sobre el régimen de concesión, como mencionamos antes.

La Resolución nº 6/2007 del CNPE, además de retirar los bloques relacionados a las posibles acumulaciones en yacimientos del pre-sal, emitió una decisión al Ministerio de Minas y Energía (MME) que tuvo como objetivo iniciar estudios necesarios a la revisión del modelo de explotación de petróleo y gas natural en el país, como muestra el art. 4^o²³ de la referida norma.

Así, el anuncio de los descubrimientos del pre-sal inició un proceso de revisión de la Ley del Petróleo, con la finalidad de realizar las alteraciones entendidas como necesarias para la adecuación del marco regulatorio bajo el nuevo paradigma de las actividades de explotación y producción de petróleo y gas natural. En julio del 2008 fue instituida la Comisión Interministerial con ocho miembros, formada por los Ministerios de Minas y Energía, Casa Civil, Desarrollo, Industria y Comercio Exterior, Hacienda y Planificación, además del director general de la ANP y de los presidentes del Banco Nacional de Desarrollo Económico (BNDES) y Petrobras.

²³ Art. 4º Determinar al Ministerio de Minas y Energía que evalúe, en el plazo más corto posible, los cambios necesarios en el marco legal que contemplen un nuevo paradigma de explotación y producción de petróleo y gas natural, abierto por el descubrimiento de la nueva provincia petrolífera, respetando los contratos en vigor (CNPE, 2007).

Alrededor de dos años después del primer descubrimiento de óleo en la camada del pre-sal se concluyeron los trabajos y, en septiembre del 2009, se enviaron cuatro Proyectos de Ley (PL) al Congreso Nacional, con el objetivo de alterar el marco regulatorio aplicable a las actividades de explotación y producción de petróleo y gas natural, como muestra la tabla 15.

Tabla 15 – Proyectos de Ley presentados por el Poder Ejecutivo al Congreso Nacional

Proyecto de Ley	Objetivo
5938/2009	Dispone sobre la explotación y producción de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos fluidos en régimen de reparto de la producción, en las áreas del pre-sal y estratégicas, modifica las disposiciones de la Ley n° 9.478, de 6 de agosto de 1997 y da otras providencias.
5939/2009	Autoriza al Poder Ejecutivo para crear la empresa pública denominada Pre-Sal Petróleo S/A (PPSA) y da otras providencias.
5940/2009	Crea el Fondo Social (FS) y da otras providencias.
5941/2009	Autoriza la Unión a ceder onerosamente a Petróleo Brasileiro S/A (Petrobras) el ejercicio de las actividades de investigaciones y explotación de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos fluidos de que trata el inciso I del art. 177 de la Constitución y da otras providencias.

Fuente: ANP.

Se percibe que de acuerdo con la descripción de los proyectos, el gobierno tenía como foco no solo alterar la modalidad de contratación de las empresas sobre la explotación en áreas del pre-sal (PL n° 5.938/2009), sino también crear una empresa pública dedicada exclusivamente a la gestión de los contratos de estas áreas (PL n° 5.939/2009), instituir un Fondo Social independiente que pudiese garantizar que los grandes volúmenes de recursos tributarios obtenidos con la explotación de las áreas fuesen también disfrutados por las futuras generaciones (PL n° 5.940/2009) y asegurarle a Petrobras, por medio de una cesión onerosa, las condiciones financieras necesarias a la superación de los costos y de la necesidad de inversión relativa al desafío exploratorio de la nueva frontera de producción de petróleo y gas en el país (PL n° 5.941/2009).

Según el Gobierno, el mantenimiento de la Ley del Petróleo en sus términos originales realizando solamente una revisión de los valores cobrados a título de participaciones gubernamentales, con el objetivo de elevar la renta apropiada por el

Estado, que se mostraba limitado e insuficiente para enfrentar los desafíos de la nueva realidad del país en el segmento de explotación y producción.

Como resultado, el PL n° 5.938/2009 sugirió la institución del Régimen de Reparto de la Producción como la forma más adecuada de contratación de empresas para las actividades de explotación y producción de petróleo y gas natural en las áreas del polígono del pre-sal y en otras consideradas estratégicas para el país. Por el proyecto propuesto, el criterio fundamental para la contratación de empresas sería el valor ofertado a título del excedente en óleo, ganando aquella que ofreciese la mayor cuota al Estado en la licitación específica para las áreas cubiertas por el proyecto de ley.

El segundo proyecto de ley (PL n° 5.939/2009) enviado, buscaba la creación de una empresa pública, destinada a realizar la gestión de los recursos petrolíferos propiedad del Estado derivados del Reparto de la Producción. Insertada en el conjunto de acciones relacionadas a la creación de un nuevo marco regulatorio sectorial, tal empresa, según el gobierno, representaba una medida esencial y vinculada a la contratación sobre el régimen de reparto, una vez que se mostraba necesario monitorear permanentemente las actividades sobre el Régimen de Reparto de la Producción, de manera que la eficiencia estuviera presente en todas las etapas y de esta forma dotar al Estado de mecanismos para maximizar el excedente en óleo recaudado.

El tercer proyecto (PL n° 5.940/2009) enviado al Congreso Nacional trató sobre la constitución del denominado Fondo Social, insertado en un contexto de altas rentabilidades, consecuencia de los elevados volúmenes estimados de los reservorios de petróleo y gas natural del polígono del pre-sal. Los ingresos del Fondo Social son oriundos de parte de las primas por firmas de los contratos de reparto y parte de los *royalties* que corresponde al Gobierno Federal, referentes a los contratos bajo el régimen de reparto, además de la cantidad de petróleo comercializado por la Unión.

El cuarto y último proyecto elaborado por la Comisión Interministerial (PL n° 5.941/2009) creaba las condiciones para que, en el régimen de reparto de la producción, Petrobras mantuviera su posición de líder en la industria de explotación y producción, garantizándole el papel de protagonista en las actividades relacionadas a la provincia del pre-sal y a las áreas estratégicas. El proyecto, autorizaría a la Unión cederle onerosamente a Petrobras, dispensada la licitación, el ejercicio de las actividades de investigación y extracción de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos en áreas no concedidas, localizadas en el polígono del pre-sal.

Así, la propuesta del gobierno, además de reforzar el papel de Petrobras, buscaba también por medio de un proceso de cesión onerosa, dotar a la empresa de los recursos financieros necesarios para la explotación del pre-sal, optimizando la participación de la sociedad brasileña en los ingresos de la explotación de los recursos energéticos del pre-sal.

A la luz de tales objetivos y factores, considerando además el contexto político y económico vivido en la época, las referidas propuestas fueron objeto de fuerte discusión junto al Poder Legislativo y a los segmentos especializados de la sociedad civil organizada, teniendo en cuenta los posibles impactos de los cambios legales sobre la seguridad jurídica y regulatoria del sector, así como los efectos sobre los incentivos a la inversión privada y sobre la recaudación tributaria de la Unión, de los estados y municipios. En el 2010, los cuatro proyectos fueron convertidos en ley, provocando el rediseño institucional de la regulación del petróleo y gas natural en el país, a partir de la reconfiguración de atribuciones y creación de un nuevo actor en el ambiente regulatorio sectorial.

4.10.1 – Cesión onerosa y capitalización de Petrobras

El primer proyecto aprobado fue el de cesión onerosa, transformado la Ley n° 12.276 del 30 de junio del 2010, la cual autorizó a la Unión a cederle onerosamente a la Petrobras, en áreas aún no concedidas localizadas en el polígono del pre-sal y en régimen de dispensa de licitación, el ejercicio de las actividades de investigación y labra de petróleo, gas natural y otros hidrocarburos, quedando la citada empresa controlada por el gobierno con la titularidad de los recursos petrolíferos encontrados y producidos. La efectividad de tal cesión de derechos de explotación y producción ocurrió por medio de un contrato específico de cesión, asignado entre la Unión y Petrobras, previamente sometido a la aprobación del CNPE, limitando a cinco mil millones de barriles equivalentes al volumen total de óleo producido, propiedad de la Petrobras. En esta modalidad específica de contratación, a la ANP se le atribuyó la responsabilidad de obtener un informe técnico con vistas a evaluar los volúmenes y valores de los barriles de óleo equivalentes a ser potencialmente producidos por Petrobras en las respectivas áreas del pre-sal, así como de regular y fiscalizar las actividades realizadas en el ámbito del contrato de cesión onerosa.

Es interesante notar que la referida legislación, promulgada en junio del 2010, puede ser comprendida como una alteración inicial del modelo vigente hasta ese momento, una vez que, a diferencia de los dictámenes de la Ley del Petróleo, la explotación de petróleo en determinada área definida por el gobierno, aun siendo hecha por Petrobras, podrá ocurrir sin previa licitación promovida por la ANP. La nueva modalidad de contratación no sujeta al régimen de concesión, tuvo como objetivo permitir la capitalización de Petrobras, creando las condiciones necesarias para el financiamiento del elevado volumen de inversiones requeridas para la superación del desafío tecnológico de explotación y producción de hidrocarburos en áreas por debajo de la camada de sal.

El 3 de septiembre del 2010, fue celebrado entre la Unión y Petrobras el contrato de cesión onerosa del ejercicio de las actividades de investigación y labra de petróleo, de gas natural y otros hidrocarburos fluidos. El ejercicio de esas actividades fue limitado a 5 mil millones de barriles equivalentes de petróleo en seis bloques (Florim, Franco, Sur de Guará, Entorno de Iara, Sur de Tupi y Nordeste de Tupi), y eventualmente en más un bloque (Peroba), en el caso de que el referido volumen no pueda ser alcanzado en los seis bloques anteriores, según puede ser visto a continuación en la Tabla 16. De acuerdo con la cláusula 8.16 del Contrato de Cesión Onerosa, Petrobras podrá requerir a la Unión la ejecución de las actividades del Programa Exploratorio Mínimo - PEM en el bloque de Peroba, en un plazo máximo de cuatro años, contando a partir de la fecha de la firma y, según las mejores prácticas de la industria del petróleo, se compruebe que el total de los volúmenes recuperables contenidos en los bloques definitivos sea inferior al volumen máximo (cantidad de barriles equivalentes de petróleo que la referida empresa está autorizada a producir).

Tabla 16 – Volúmenes y valores de los bloques cedidos a Petrobras en la Cesión Onerosa

Bloques	Volumen (millones de barriles de petróleo equivalente - bpe) ¹	Valor del Barril (US\$)	Valor (millones US\$)
Total	5.000	8,51	42.532
Florim	467	9,01	4.207
Franco	3.058	9,04	27.644
Sul de Guará	319	7,94	2.534
Entorno de Iara	600	5,82	3.489
Sul de Tupi	128	7,85	1.005
Nordeste de Tupi	428	8,54	3.653
Peroba ²		8,53	

Fuente: ANP.

¹Petróleo + gas natural. ²Bloque contingente que se utilizará, si el referido volumen no puede lograrse por los demás bloques.

El plazo de vigencia del contrato fue establecido por 40 años, permitiendo la prórroga por parte de la Unión por espacio máximo de 5 años más. La Ley definió, además, que se pagaran solo los *royalties* sobre la producción de petróleo y gas natural, no existiendo, por consiguiente, la incidencia de participación especial. Se mantuvo la forma de distribución de los *royalties*, prevista para los campos contratados sobre el régimen de concesión en los términos previstos en la Ley n° 9.478²⁴.

4.10.2 – Creación de la Pre-Sal Petróleo S/A (PPSA)

El segundo proyecto aprobado y convertido en la Ley n° 12.304 el 2 de agosto del 2010 autorizó al Ejecutivo la creación de la Pre-Sal Petróleo S/A (PPSA). La empresa entonces instituida quedó vinculada al MME y tuvo como objetivo la gestión tanto de los contratos de reparto de la producción como de los contratos para la comercialización de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos de la Unión. A la mencionada empresa se le atribuyó representar a la Unión en los consorcios, hacer cumplir las exigencias de contenido local, evaluar los criterios técnicos y económicos de los planes relacionados a las actividades exploratorias, desarrolladas por las empresas contratadas

²⁴ i) la parcela del valor de los *royalties* que representa el 5% de la producción será distribuida según los criterios estipulados por la Ley n° 7.990, del 28 de diciembre de 1989; ii) La parte del valor de los *royalties* que excede el 5% de la producción será distribuida en los términos del inciso II del art. 49 de la Ley n° 9.478/1997.

sobre el régimen de reparto de la producción, así como auditar y supervisar su ejecución y los costos e inversiones a ellas relacionados. En lo que atañe a los contratos de comercialización del óleo, PPSA se quedó con la responsabilidad de celebrar los contratos con los comercializadores, representando a la Unión.

En estos contratos existe una división del petróleo producido entre óleo costo, el cual se refiere a la cantidad en petróleo equivalente a los costos de extracción, y el óleo lucro, que es repartido entre la Unión y el consorcio de empresas, proporcionalmente definido en los contratos que se firmaran. Corresponde a la PPSA, en nombre de la Unión, fiscalizar la parte del óleo excedente y entregarlo a la Unión, el cual es deducido de los costos exploratorios y de la producción (óleo costo), una vez que repercute en los lucros de la Unión (óleo lucro), teniendo en cuenta que, cuanto mayor sea la cantidad informada de óleo pago por los costos de explotación de petróleo y gas natural, menor será la cantidad de óleo-lucro a ser pagado a la Unión y viceversa.

Es importante destacar que le corresponde también a la PPSA la venta de la parte del óleo excedente perteneciente a la Unión. Por tanto, deberá contratar una empresa para comercializarlo, debido a que ni PPSA, *per se*, ni ANP pueden hacerlo. La primera, por impedimento previsto en la propia ley que la creó, y la segunda por veto constitucional previsto en el art. 173, § 3º, debido que tal procedimiento configura la explotación de la actividad económica, que solo puede ser ejercida por empresas privadas o estatales, constituidas como personas jurídicas del derecho privado. Como la ANP es una agencia reguladora, no se relaciona en esa clasificación jurídica. Mediante ese impedimento, la Unión tiene dos opciones: comercializar el óleo excedente por medio de Petrobras o promover una licitación para seleccionar una empresa privada, que podría ser una de las empresas asociadas que exploran el campo productor.

Adicionalmente, la empresa pública creada, en la hipótesis de que yacimientos de petróleo se extiendan a áreas no concedidas o no contratadas sobre el Régimen de Reparto de la Producción, es responsable por representar a la Unión en los procedimientos de individualización de la producción. Sobre este aspecto, es relevante especificar que esta competencia fue anteriormente ejercida exclusivamente por la ANP, de acuerdo con el art. 27 de la Ley del Petróleo, siendo ahora ejecutada por la PPSA cuando se trata de áreas del pre-sal o consideradas estratégicas. La relación con la ANP quedará restringida al suministro de datos necesarios a la función regulatoria y al análisis de los datos sísmicos disponibles por la Agencia.

4.10.3 – Régimen de reparto de la producción y la creación del Fondo Social

La tercera ley sancionada por el Presidente de la República, como resultado de los proyectos enviados al Congreso Nacional, fue la más importante pues consolidó el nuevo modelo de aplicación en la explotación de petróleo y gas natural en Brasil, alterando, por consiguiente, el marco regulatorio anteriormente creado por la Ley del Petróleo. En realidad, el texto final de la ley aprobada aglutinó el contenido de los proyectos de ley n° 5.938/2009 y n° 5.940/2009, de modo que, además de modificar la Ley del Petróleo, dispuso tanto sobre la explotación y producción de petróleo, de gas natural y de otros hidrocarburos fluidos, sobre el Régimen de Reparto de la Producción, en áreas del pre-sal y en áreas estratégicas, así como sobre la creación del Fondo Social.

En el contrato de reparto de la producción, la compañía o el consorcio de compañías que ejecutan las actividades asume el riesgo exploratorio y, en el caso de que tengan suceso, sus inversiones y costos son resarcidos en óleo - llamado “óleo-costo”. La ganancia obtenida de la diferencia entre el ingreso total de la producción y las inversiones, costos y pago de *royalties* - también es convertida en óleo, llamado “óleo-lucro”, que es repartido entre la(s) empresa(s) y el gobierno, en porcentajes variables, según cada contrato.

La Ley n° 12.351/2010 estableció el régimen de reparto de la producción para las áreas no concedidas del pre-sal y otras áreas consideradas estratégicas, y confirió a Petrobras el papel de única operadora de todos los bloques contratados en este nuevo régimen, teniendo el derecho a al menos 30% de los bloques licitados. Además de la participación mínima como operadora del 30% de los bloques licitados, el art. 12 de la Ley n° 12.351/2010 prevé que la Unión puede contratar directamente a Petrobras, por medio del régimen de reparto, en casos de preservación del interés nacional y de atención de los demás objetivos de la política energética.

Dentro del nuevo escenario de la regulación del petróleo y gas natural en Brasil, la ANP mantiene las atribuciones establecidas por la Ley n° 9.478/1997 y asume nuevas funciones en la explotación y producción. Continúan sobre el régimen de concesión todas las áreas fuera del polígono del pre-sal, localizadas en 27 cuencas sedimentarias. Las nuevas atribuciones son semejantes a las existentes en el modelo de concesión,

correspondiéndole principalmente a la ANP, regular y fiscalizar las actividades de explotación y producción realizadas sobre el régimen de reparto de la producción.

Le corresponde a la ANP subsidiar el Ministerio de Minas y Energía (MME) con estudios geológicos y geofísicos necesarios para la definición de los bloques del pre-sal a ser explorados sobre el régimen de reparto de la producción, así como la responsabilidad de realizar licitaciones para las actividades de explotación, desarrollo y producción de petróleo y gas natural bajo el régimen de reparto de la producción, además de fiscalizar el cumplimiento de los contratos. En la fase contractual, la ANP es responsable por el acompañamiento del cumplimiento de los planes de explotación, desarrollo y producción presentados por los consorcios vencedores y fiscalizar todas las actividades realizadas sobre el régimen de reparto de la producción.

La Ley n° 12.351/2010 también creó, junto con el régimen de reparto de la producción, el Fondo Social, con la finalidad de constituirse en una fuente de recursos para el desarrollo social y regional, en forma de programas y proyectos en las áreas de combate a la pobreza y de desarrollo. Los principales objetivos del Fondo Social son: ofertar regularmente recursos para proyectos y programas en las áreas de combate a la pobreza y de desarrollo de la educación, cultura, ciencia y tecnología y de la sustentabilidad ambiental; y controlar el impacto de las operaciones de cambio relativas al sector petrolífero.

Los ingresos del Fondo Social son oriundos de partes de las primas por firma de los contratos de reparto y de los *royalties* que corresponden al Gobierno Federal, referentes a los contratos de reparto acrecido del monto de petróleo comercializado por la Unión. Son también ingresos del Fondo Social, los *royalties* y participaciones provenientes de los contratos de concesión existentes en la región del pre-sal y los resultados de aplicaciones financieras sobre sus disponibilidades.

En resumen, actualmente coexisten en Brasil dos regímenes fiscales: el régimen de reparto de la producción (para la región del pre-sal y demás áreas eventualmente consideradas como estratégicas, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley n° 12.351/2010); y el régimen de concesión para las demás áreas fuera del pre-sal y las áreas estratégicas que son delimitadas en el acto del Poder Ejecutivo; según la Ley n° 9.478/2007.

4.11– La primera licitación de reparto de la producción

En el 2013, después de cinco años de la realización de la última ronda de licitación de bloques por el régimen de concesión, fueron realizadas tres nuevas rondas. Dos rondas por el régimen de concesión y una ronda en el Régimen de Reparto de la Producción.

En la primera licitación realizada en Brasil bajo el Régimen de Reparto de la Producción de petróleo y gas natural la única área ofertada fue el prospecto de Libra, en la Cuenca de Santos. Situado a 183 km de la costa de Rio de Janeiro, con profundidad de 1.964 metros.

El único consorcio formado por cinco empresas – Petrobras, las chinas CNODC y CNOOC, la angloholandesa Shell y la francesa Total – que presentó una propuesta adquirió la concesión, ofertándole a la Unión el porcentaje mínimo de 41,65% del óleo excedente que se produjera en el local, el pago de una prima de firma de R\$ 15 mil millones de reales y un programa exploratorio mínimo de R\$ 611 millones, según muestra la Tabla 17. El contrato fue por 35 años, no prorrogable, con una fase de explotación estimada en cuatro años.

Tabla 17 – Resultados de la primera licitación de reparto de la producción - 2013

Bloques				Resultado de la primera licitación de reparto de la producción			
Cuenca sedimentar	Setor	Bloque	Área (km ²)	Consortio signatario y sus participaciones (%)	Excedente en petróleo para la Unión (%)	Prima de firma (R\$)	PEM (em R\$) ¹
Total		1	1.547,8	5			
Santos	SS-AUP1	Libra	1.547,8	Petrobras (40%) ² /CNODC Brasil (10%)/CNOOC Petroleum (10%)/Total E&P Brasil (20%)/Shell Brasil (20%)	41,7%	15.000.000.000	610.903.087

Fuente: ANP.

¹Programa Exploratorio Mínimo. ²Empresa operadora.

Petrobras, como operadora del consorcio, de acuerdo con lo dispuesto en el régimen de reparto de la producción tuvo una participación mínima del 30% en el consorcio, más un adicional de 10%. Las dos empresas chinas también obtienen cada una el 10%, la Shell y la Total reciben cada una el 20%.

El desarrollo del área de Libra, exige inversiones de US\$ 80 mil millones en los próximos años para el consorcio vencedor de la licitación. El programa exploratorio

mínimo prevé levantamientos sísmicos 3D en toda el área del bloque, dos pozos exploratorios y una prueba de producción de larga duración (PLD).

4.12 – Las nuevas perspectivas de producción y exportación de petróleo

Después de quince años de descubrimientos de importantes yacimientos de petróleo y gas natural en el polígono del pre-sal, su producción alcanzó 2,3 millón de barriles por día, 76% del petróleo producido en todo el país en el 2022, según refleja la Tabla 18. Con la entrada en operación de nuevos campos, se espera el crecimiento de la producción de petróleo en Brasil, principalmente de origen del pre-sal. La principal razón del crecimiento de la producción del pre-sal es la elevada productividad de los pozos, por encima de lo previsto en los campos brasileños semejantes.

Tabla 18 – Evolución de la producción de petróleo y gas natural del pre-sal – 2008-2022

Ano	Pre-sal		Total Brasil		Pre-Sal/Total Brasil (%)	
	Petróleo (10 ³ barriles)	Gas natural (10 ³ m ³)	Petróleo (10 ³ barriles)	Gas natural (10 ³ m ³)	Petróleo	Gas natural
2008	2.558	117.666	663.274	21.592.652	0,4	0,5
2009	6.756	266.705	711.881	21.141.520	0,9	1,3
2010	16.317	648.524	749.952	22.938.446	2,2	2,8
2011	44.394	1.387.662	768.469	24.073.685	5,8	5,8
2012	62.488	2.078.001	754.407	25.832.245	8,3	8,0
2013	110.538	3.710.092	738.713	28.174.214	15,0	13,2
2014	179.820	6.250.666	822.928	31.894.876	21,9	19,6
2015	280.055	10.614.313	889.666	35.126.447	31,5	30,2
2016	372.746	14.458.950	918.731	37.890.450	40,6	38,2
2017	469.913	18.172.814	956.928	40.117.382	49,1	45,3
2018	521.543	21.015.608	944.117	40.857.207	55,2	51,4
2019	633.980	25.906.000	1.017.531	44.724.237	62,3	57,9
2020	746.703	30.638.500	1.076.020	46.631.204	69,4	65,7
2021	784.434	32.960.923	1.060.369	48.824.327	74,0	67,5
2022	840.641	36.026.481	1.102.850	50.338.081	76,2	71,6
Variación a.a. (%)	51,3	50,5	3,7	6,2		

Fuente: ANP.

A Petrobras ya declaró la comercialidad de todas las áreas concedidas en la Cesión Onerosa, y los campos descubiertos ya están en fase de producción, según muestra la Tabla 19. La previsión es que el pico de producción de los campos, objeto de la Cesión Onerosa, alcance 1 millón de barriles por día en el 2026. Según la ANP, la estimación de óleo recuperable de estos campos es de 10 a 15 mil millones de barriles de óleo equivalente.

Tabla 19 – Previsión de la entrada en operación de los campos da Cesión Onerosa

Campos	Previsión de inicio de producción
Florim (actual campo de Itapu)	2022
Franco (actual campo de Búzios)	2018
Sul de Guará (actual campo de Sul de Sapinho)	2022
Entorno de Iara (actual campo de Atapu)	2021
Sul de Tupi (actual campo de Sul de Lula)	2019
Nordeste de Tupi (actual campo de Spia)	2021

Fuente: ANP.

Con relación al prospecto de Libra, actual campo de Mero, licitado en el 2013, las primeras estimaciones indican que el área tiene reservas recuperables de entre 8 y 12 mil millones de barriles, lo que equivale a cerca del 80% de todas las reservas probadas de petróleo de Brasil, en 2022. En su pico de producción, el campo de Mero será capaz de producir 1,5 millones de barriles de petróleo por día, volumen equivalente a la mitad de la producción actual de todo el Brasil, en 2022. La primera estimación del consorcio considera 12 sistemas de producción en Mero, cada uno con capacidad de producir 150 mil barriles de óleo por día. La declaración de comercialidad del campo ocurrió en 2017 y los primeros sistemas de producción anticipado entraron en operación para el 2020.

Además de Libra y de las áreas de la Cesión Onerosa, ya hay campos en producción en la Cuenca de Santos, concedidos en la Segunda y Tercera Rondas de Licitación, que juntos, produjeron, en el 2022, cerca de 2,3 millón de barriles/día de petróleo.

A partir de 2016, con la entrada en operación de los nuevos proyectos del pre-sal y el crecimiento de la producción nacional de petróleo, el país se convirtió en un exportador neto de petróleo y derivados. En 2022, la producción nacional de petróleo creció un 4% con relación al año anterior y el país tuvo un superávit del 27,8%.

4.13– Conclusión

Los cambios constitucionales implantados en la segunda mitad de la década de 1990, a partir de la flexibilización del monopolio estatal del petróleo, permitió a la Unión contratar a empresas privadas por medio del régimen de concesión para el ejercicio de las

citadas actividades antes monopolizadas y de desempeñadas exclusivamente por la Petrobras.

Los indicadores de la industria nacional del petróleo y gas natural en el período posterior a la flexibilización del monopolio retratan un pluralismo de empresas actuantes en el segmento de *upstream*, tanto nacionales como extranjeras, fundamentadas primordialmente en la formación de asociaciones, por medio de consorcios con Petrobras, empresa históricamente titular de la tecnología y dominante en las actividades de explotación y producción en las cuencas sedimentarias brasileñas.

Los incrementos observados en las reservas probadas y en la producción de petróleo y de gas natural en el país reforzaron la tesis de que es inequívoca la relación entre los resultados verificados en el segmento de *upstream* y el régimen de incentivos oriundos de la Ley del Petróleo y del Contrato de Concesión. Otro punto que vale destacar es que los descubrimientos de yacimientos en el polígono del pre-sal fueron obtenidos a partir de las actividades realizadas bajo la égida de los contratos de concesión.

Ante la magnitud de los descubrimientos de petróleo en el polígono del pre-sal, a partir de 2007, el Gobierno Federal alteró el marco regulatorio de las actividades de explotación y producción de hidrocarburos en Brasil, vigente desde la flexibilización del monopolio del petróleo, Ley nº 9.478/1997 (Ley del Petróleo), instituyendo el Régimen de Reparto de la Producción, a través de la Ley nº 12.351/2010 para las áreas del pre-sal y áreas estratégicas que pueden ser delimitadas por el Gobierno Federal.

Así, la Ley nº 12.351/2010 pasó a regular el régimen de reparto de la producción para la región del pre-sal y áreas consideradas estratégicas, y la Ley nº 9.478/1997 (Ley del Petróleo) continuó regulando las demás áreas a través del régimen de concesión. Estas dos leyes, a partir del 2010, pasaron a constituir el fundamento legal del marco regulatorio de la industria de petróleo y gas natural en Brasil.

Capítulo 5 – Análisis de los cambios en el marco regulatorio del sector de petróleo

El descubrimiento de grandes reservorios de petróleo en el polígono del pre-sal en las Cuencas de Campos y Santos, en la plataforma continental brasileira, en 2007, reabrió el histórico debate sobre cuál es el régimen de explotación y producción de petróleo más adecuado para los intereses del país. Según el Gobierno Federal, con los enormes volúmenes de petróleo y el bajo riesgo exploratorio sería necesario el establecimiento de un nuevo régimen que garantice una mayor apropiación por el Estado de los ingresos petrolíferos y el fortalecimiento de la participación de la Petrobras en la explotación del pre-sal.

En el capítulo anterior se analizó el proceso de la flexibilización del monopolio estatal del petróleo en el final de la década de 1990 con la con la aprobación de la Ley n° 9.478/1997 (Ley del Petróleo) y, posteriormente, en 2010, la institución del Régimen de Reparto de la Producción, a través de la Ley n° 12.351/2010 para las áreas del pre-sal y áreas estratégicas que pueden ser delimitadas por el Gobierno Federal.

5.1 – Modelos Contractuales para las Actividades de Explotación y Producción de Petróleo y Gas Natural

La industria del petróleo y gas natural se desarrolló a lo largo del tiempo sobre diversos modelos fiscales y regulatorios, adaptándose a las legislaciones locales y las características institucionales y políticas de cada país. Las actividades de explotación y producción son realizadas en el mundo a través de diferentes modelos contractuales, sin embargo, los dos modelos más utilizados actualmente son el régimen de concesión y el régimen de reparto de la producción.

5.1.1 – Régimen de Concesión

El régimen de concesión fue introducido en la industria al inicio del siglo XX, convirtiéndose en el régimen más utilizado para la transferencia de derechos de explotación y producción hasta la década de 1960. En su origen, el modelo de concesión

se caracterizó por compromisos de explotación con condicionantes vagas, ausencia de fiscalización y poca gestión gubernamental de las actividades para plazos prolongados de contratos. Con el tiempo, los modelos de los contratos de concesión se tornaron cada vez más sofisticados, exigiéndoles a las empresas compromisos más claros, a partir del establecimiento de legislaciones básicas que regulan las actividades de explotación y producción. Los gobiernos pasaron también a perfeccionar sus estructuras de fiscalización y sus instrumentos de control de estas actividades (IBP, 2016).

El régimen de concesión es aquel en el cual el Estado cede a las compañías nacionales o extranjeras el derecho exclusivo de explorar y producir hidrocarburos por su cuenta y riesgo, haciéndolas propietarias de los hidrocarburos producidos, observando, sin embargo, las reglas del contrato y los mecanismos de tasación aplicable. La cesión del derecho de explotación y producción de determinado bloque puede ser realizado a través de la contratación directa, proceso de licitación o análisis de propuesta de las compañías petrolíferas. El régimen de concesión normalmente es utilizado en caso de riesgo exploratorio medio o alto (Bain & Tozzini, 2009).

En los regímenes de reparto de la producción la propiedad de los hidrocarburos *in situ* (en su condición natural en la superficie o en el subsuelo) es exclusiva del Estado, solo pasando a las compañías petrolíferas después de su extracción. Debido a que es un recurso estratégico, puede haber cláusulas en los contratos que obliguen la destinación de cuotas de la producción al suministro del mercado interno del país anfitrión. Otra característica de este tipo de contrato es que las compañías petroleras son titulares de los equipos y activos y controlan las operaciones.

Por otro lado, el Estado posee un papel regulador y de acompañamiento y fiscalización de las actividades de la industria. El contrato de concesión puede prever inversiones obligatorias, pago de obligaciones financieras, protección ambiental, incentivos al desarrollo industrial y especialización de mano de obra local, entre otros. Las operadoras tienen la propiedad del petróleo producido, por lo que deben efectuar el pago de participaciones gubernamentales y tributos al Estado anfitrión, conforme la producción y los ingresos recibidos (Bain & Tozzini, 2009).

5.1.2 – Régimen de Reparto de la Producción

La creación del modelo de reparto de la producción fue motivada por el interés en la propiedad de los hidrocarburos producidos y en la participación del Estado en las decisiones operacionales, ya que los contratos de concesión eran vistos por los estados productores como jurídicamente permisivos y económicamente desequilibrados. En 1966, el gobierno indonesio fue el pionero en introducir el contrato de reparto. Desde entonces, el contrato de reparto se difundió por diversos países, como: Perú, Angola, Libia, Filipinas, Malasia, Trinidad y Tobago, y Guinea Ecuatorial (Bindemann, 1999).

La comprensión decurrente era que por medio del contrato de reparto de la producción sería posible impulsar las actividades de explotación y producción, y obtener el mayor ingreso posible de la extracción de los hidrocarburos pertenecientes al país. Además, permite que las empresas estatales de los países productores refuercen su capacidad técnica y económica por medio de transferencia tecnológica previstos en contratos. Como regla general, los contratos de reparto de la producción prevén mecanismos de transferencia de tecnología a lo largo de la ejecución de las actividades de explotación, desarrollo y producción de petróleo y gas natural. Como ejemplo ilustrativo, la decisión de introducir el contrato de reparto de la producción en países africanos ha sido justificada por el interés en aumentar la participación del Estado en los ingresos petroleros, al mismo tiempo en que se busca perfeccionar las capacidades técnicas de las empresas estatales (IBP, 2016).

En el régimen de reparto de la producción, el Estado otorga a las empresas petroleras el derecho de conducir, con exclusividad, las actividades de explotación y producción, a su propio riesgo y costo. Si no encuentran hidrocarburos o las reservas no son comercialmente viables, el contrato termina y la compañía se queda sin cualquier derecho de recuperar sus gastos. Por otro lado, si la descubierta es considerada comercial, existen criterios contractuales para la recuperación de los gastos (el llamado *óleo costo*). Después del retorno de éstos, la producción subsiguiente (el llamado *óleo lucro*) es repartida entre el gobierno y la empresa o consorcios contratados. Normalmente el régimen de reparto de la producción es utilizado en el caso de activos con riesgos exploratorios considerados bajos (Johnston, 2003).

En este sistema los *royalties* inciden sobre el ingreso exactamente como ocurre en la modalidad de concesión. La etapa siguiente consiste en la recuperación de los costos

por parte de la empresa o del consorcio contratado. Esa restitución de los costos ocurre en producto (petróleo y/o gas natural), con el llamado óleo costo.

La cantidad correspondiente al ingreso neto, menos los costos, es repartido entre el gobierno y la empresa o el consorcio contratado, según la proporción establecida en el contrato. Sobre la parte destinada a la empresa incidirá también el impuesto sobre la renta, lo restante representa el óleo lucro. La figura 3 presenta la asignación de los recursos en el Régimen de Reparto de la Producción.

Es bueno recordar que, el régimen de reparto de la producción también permite a las empresas contratadas registrar las reservas en su contabilidad. Las empresas pueden contabilizar la parte del volumen de petróleo que les cabe contractualmente, son: el óleo costo y el óleo lucro, los cuales la empresa tiene derecho. Eso será relevante para las cuestiones patrimoniales y financieras que involucra el valor de la empresa y el acceso al capital en los casos de las sociedades anónimas (IBP, 2016).

Figura 3 – Asignación de ingresos en el Régimen de Reparto de la Producción

INGRESO BRUTO	Excedente Económico	Rentas Petrolíferas	Tributos y Participaciones Gubernamentales	Parte del Gobierno	Excedente en Óleo
		Remuneración del Capital			
	Costos	Costos de Abandono	Costos Recuperables (Incurridos por la empresa contratada)	Costos Recuperables	Costo en Óleo
		Costos Operacionales			
		Costos de Desarrollo			
		Costos Exploratorios			

Fuente: Tolmasquim e Pinto Junior, 2011.

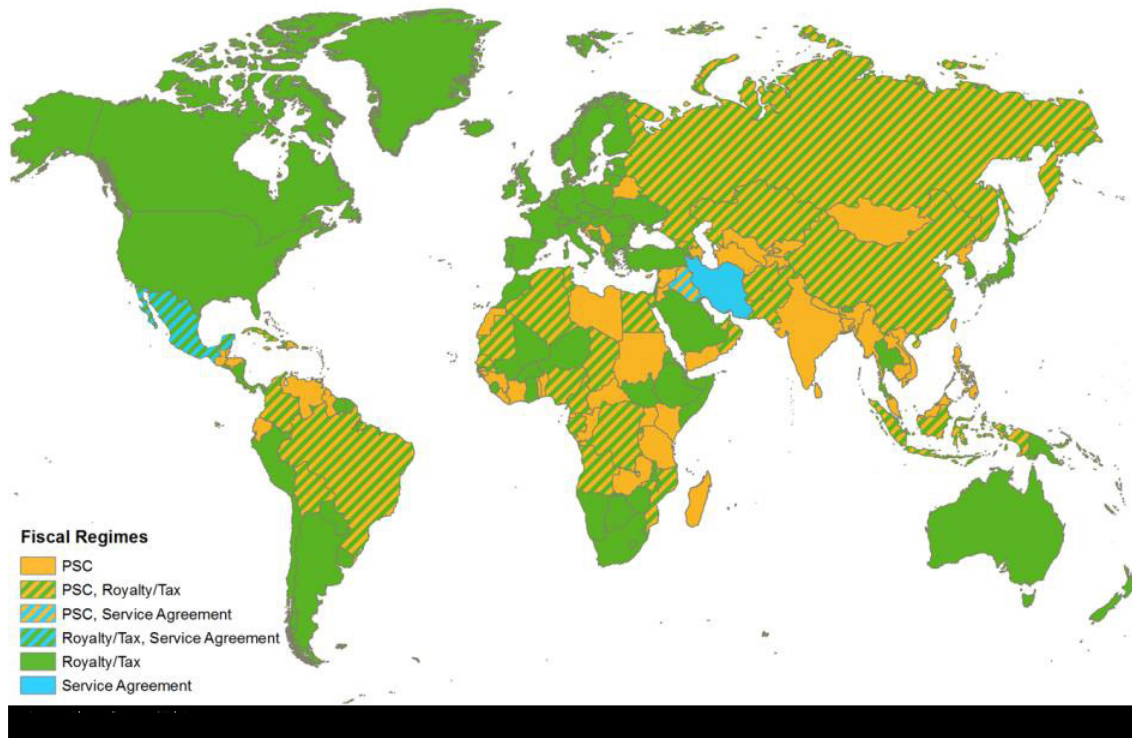
5.1.3 – Contrato de Servicio

Hay países donde el monopolio de explotación y producción del petróleo y gas natural es exclusivo del Estado y no delegada a otros. En estos casos, de los cuales se destacan países del Medio Oriente, tales como Irán, Irak y Arabia, la solución para aprovechar la experiencia y la capacidad de inversión de las compañías petrolíferas privadas es el contrato de servicio.

En este modelo de contrato, la empresa contratada suministra todo el capital necesario para la explotación y el desarrollo de los campos y, como contrapartida, el gobierno paga a la empresa una cantidad en dinero que permita recuperar sus costos y cubrir los servicios realizados, independientemente del suceso de las actividades desarrolladas (Tordo, 2007).

En la figura 4, a continuación, se puede observar la diversidad de los regímenes contractuales utilizados en los diferentes países. El régimen de concesión es en su mayoría adoptado en países desarrollados, miembros de la Organización para la Cooperación y Desarrollo Económico (OCDE), como los Estados Unidos de América, Canadá y Gran Bretaña. Por otro lado, también se puede observar la preferencia de países en desarrollo y con alto nivel de dependencia de los ingresos contabilizados de la industria petrolera por implantar regímenes de contratos de reparto de la producción que permiten al Estado tener un mayor control sobre las operaciones del sector. La lógica por detrás de esa decisión se encuentra en la importancia de la industria petrolera nacional para la estabilidad financiera de los países, así como el papel que el sector del petróleo tiene en el desarrollo nacional. En este contexto podemos citar Angola, Indonesia, Kazajstán, Nigeria, Libia e India. Es bueno mencionar que esos países están en fase de desarrollo y algunos de ellos no presentan un cuadro institucional estable (Bain & Tozzini, 2009).

Figura 4 – Regímenes contractuales, por país, en 2013



Fuente: Rystad Energy, 2014.

Nota: PSC –Reparto de la Producción; Royalty/Tax - Concesión; Service Agreement – Contrato de Servicio.

Analizando la experiencia internacional podemos destacar los casos de los Estados Unidos que adopta el Régimen de Concesión, y Angola que utiliza desde el 2004 el Régimen de Reparto de la Producción.

La regulación estadounidense se basa en un sistema federativo de poca o ninguna intervención federal en los Estados²⁵. De este modo las regulaciones individuales de los Estados se aplican en áreas de su propiedad, sean ellas *onshore* o *offshore*. Por lo tanto, los contratos son regidos por diferentes instituciones y varían según la regulación del Estado pertinente. Las principales participaciones gubernamentales son primas, alquileres, *royalties* (tasas variables) e impuesto sobre la renta (35% en el ámbito federal). Además de estas participaciones, existen también tributos estatales que varían de estado para estado.

²⁵Además, en los Estados Unidos la propiedad del subsuelo es del propietario del suelo, al contrario de Brasil, donde el subsuelo es propiedad del Estado.

Otro punto a destacar dentro de la industria petrolera estadounidense es la posibilidad, prevista en ley, de que el gobierno repase parte de los pagos de los *royalties* y participaciones gubernamentales a las que tienen derecho para las refinerías de pequeño tamaño, con el objetivo de promover el crecimiento del sector y posibilitar el ingreso de otros agentes.

La reglamentación de las actividades de explotación y producción de petróleo y gas natural en Angola está basada en la Ley nº 10 de 2004. Las concesiones de áreas exploradas son hechas exclusivamente a Sonangol, empresa estatal angoleña que puede decidir por explorar las áreas individualmente u optar por asociarse con otras compañías petroleras. En este sentido, a pesar de que el art. 14 de la Ley nº 10/2004 establece que Sonangol puede asociarse a compañías petroleras a través de consorcios, *joint ventures*, contratos de servicio arriesgado o contratos de reparto de la producción, desde la vigencia de la referida ley se ha verificado en el país apenas la adopción de los contratos de reparto de la producción (Bain & Tozzini, 2009).

Otra característica interesante de Angola es la previsión de procesos especiales de licitación, tales como una licitación específica para la selección del operador y otra para las otras empresas petroleras participantes, así como otra forma de licitación que envuelve apenas empresas de pequeño tamaño o empresas controladas por ciudadanos angoleños. Tales procedimientos especiales actúan como un fomento significativo para el desarrollo de la industria angoleña.

5.2 – Comparación de los Regímenes de Concesión y Reparto de la Producción.

La diferencia fundamental entre los regímenes de concesión y de reparto de la producción se relaciona con la propiedad de los recursos naturales. Mientras en el régimen de concesión, el concesionario es propietario de todo el producto de la labra y las participaciones gubernamentales son en moneda, o sea, se trata de una compensación financiera; en el régimen de reparto de la producción, parte de la participación gubernamental es paga bajo la forma de petróleo, por eso su denominación.

Un factor determinante en la selección del modelo adoptado por cada país reside en los costos asociados a las actividades de explotación y producción. De un modo general, países con bajos costos ambicionan un mayor control sobre la producción y la

operación de los campos y, por esta razón, adoptan contratos de reparto de la producción. Por otro lado, los países con altos costos de explotación y producción tenderán al sistema de concesión, en los cuales los agentes asumen todos los costos y riesgos asociados a las actividades de explotación y producción (Tordo, 2007).

Además de los costos, otro factor importante en la selección del mejor modelo adoptado son los riesgos asociados a las actividades de explotación y producción. El contrato de concesión normalmente es utilizado en un contexto de poco conocimiento geológico, o sea, mayor riesgo exploratorio. El contrato de reparto de la producción es un régimen contractual más adecuado para el contexto de bajo riesgo geológico (Tordo, 2007).

5.2.1 – Análisis de los cambios en la regulación de 2010 y de los modelos de regulación actualmente vigentes en Brasil

En el modelo brasileño de concesión, vigente a partir de la promulgación de la Ley n° 9.478/1997 (Ley del Petróleo), la Unión cede a las compañías nacionales o extranjeras el derecho exclusivo de explorar y producir hidrocarburos por su cuenta y riesgo como propietarias del petróleo y gas natural producido. En contrapartida, los concesionarios pagan participaciones gubernamentales (prima por firma de contrato, *royalties*, participación especial, pago por la ocupación o retención del área). El proceso de concesión de los derechos de explotación es realizado a través de licitación, promovidas por una agencia reguladora, la ANP. Las licitaciones son utilizadas como instrumento para seleccionar las empresas que serán las concesionarias responsables por realizar las actividades de explotación, desarrollo y producción de hidrocarburos en los bloques afectados.

Las rondas de licitación del régimen de concesión han evolucionado a lo largo del tiempo, utilizando criterios diferenciados de selección, a medida que las directrices políticas han sido alteradas en función de la alternancia de los gobiernos federales y del propio perfeccionamiento de los procesos. En manera general, en el momento de la subasta, las empresas o consorcios interesados deben presentar propuestas específicas de las áreas de su interés. Tales propuestas deben contener ofertas de inversión que sigan los criterios establecidos en la subasta, que incluyen pago de Prima por Firma de contrato, la oferta de un Programa Exploratorio Mínimo (PEM) y la oferta de compromisos de

contenido local. A partir de tales criterios, es definido el consorcio vencedor, que tendrá el derecho de explotar el bloque subastado, asumiendo los riesgos exploratorios, así como el pago de los tributos debidos durante la vida útil de los campos descubiertos.

La Ley n° 12.351/2010 instituye el contrato de reparto de la producción en Brasil, constituyendo el marco regulatorio para el polígono del pre-sal y áreas consideradas estratégicas. El modelo brasileiro de reparto de la producción, además de las participaciones gubernamentales en la forma de producto de la labra y *royalties*, introdujo otras disposiciones con la finalidad de aumentar el control estatal sobre la producción del pre-sal, con destaque para: la obligatoriedad de ser Petrobras la operadora exclusiva; la participación mínima de Petrobras del 30% en el caso de la formación de un consorcio de empresas; y la creación de una empresa pública para administrar los contratos de reparto de la producción, la Pre-Sal Petróleo S/A (PPSA), es la que indicará la mitad de los integrantes del comité operacional responsable por la administración del consorcio de empresas, incluso su presidente, que tendrá voto determinante y poder de veto.

Quedó establecido que, en el caso de que Petrobras opte por ser operadora de un bloque que será ofertado, la Unión podrá contratar directamente Petrobras o licitar los bloques para definir el consorcio que participará en los contratos de reparto de la producción. La prima por firma de contrato es fijada por el gobierno para cada área y la licitación se da a través de la oferta de un determinado porcentaje de excedente en óleo para la Unión. El consorcio deberá realizar por su cuenta y riesgo todas las operaciones de explotación y producción. Si obtienen suceso (descubrimiento de yacimientos comercialmente viables), el consorcio será reembolsado en óleo por los costos en la explotación, sujetos a límites preestablecidos por período y por tipo. El excedente en óleo será repartido conforme establecido en el respectivo contrato de licitación del área. Un comité operacional, compuesto por un miembro de cada consorciado, secretariado por el representante del operador y presidido por el representante de la PPSA, tendrá, entre otras atribuciones, deliberar sobre planos, programas, informes, proyectos y operaciones en general, así como por la garantía del cumplimiento del contrato.

Vale resaltar que la prima por firma de contrato, los gastos con multas y penalidades, o con la reposición de equipos y bienes dañificados no podrán ser recuperados en la forma de costo en óleo. Además, diferentemente de lo que prevalece en el Régimen de Concesión en Brasil, la oferta de porcentaje de contenido local y el

programa mínimo exploratorio no son criterios para evaluar la licitación. Estos son predeterminados en el documento de la licitación del área.

La recuperación del costo en óleo, sin embargo, está sujeta a restricciones. Esta posee un límite que corresponde al 50% de la producción mensual durante los dos primeros años y 30% en los años siguientes, pudiendo volver al 50% de forma temporaria, en el caso de que existan gastos no recuperados después de más de dos años desde su reconocimiento (ANP, 2013).

Después de descontar los *royalties* y el costo en óleo, el óleo y el gas remanentes son denominados excedente en óleo, conforme está definido en el inciso tercero del art. 2 de la Ley 12.351/2010. El porcentaje de participación del gobierno en el excedente en óleo es establecido durante el proceso de licitación. El Ministerio de Minas y Energía es responsable por indicar un porcentaje mínimo de excedente en óleo de la Unión. La propuesta de la subasta que presente el mayor excedente en óleo para la Unión es la vencedora de la licitación, lo que difiere bastante de la sistemática precedente a las subastas de concesión, que utilizaron como criterios de selección: valor de prima por firma de contrato, niveles de contenido local y el Programa Exploratorio Mínimo²⁶ (PEM).

Así, el Régimen de Reparto de la Producción pasó a coexistir con el Régimen de Concesión, que continúa siendo aplicado a los campos licitados antes de la institución de la Ley de Reparto y a las áreas que no abarcan los reservorios del Pre-sal, conforme la nueva redacción dada al art. 23²⁷ de la Ley del Petróleo, que deja clara la convivencia entre las dos modalidades de contratación.

Para fines de comparación, en la Tabla 20, son presentadas las características principales de los regímenes de concesión y el reparto de la producción en Brasil.

²⁶ El Programa Exploratorio Mínimo (PEM) corresponde a un conjunto de actividades de explotación que debe ser realizada por el concesionario o contratista durante la fase de explotación.

²⁷ Art. 23. Las actividades de explotación, desarrollo y producción de petróleo y de gas natural serán realizadas mediante contratos de concesión, precedidas de licitación, en la forma establecida en esta Ley, sobre el régimen de reparto de la producción en áreas del pre-sal y en las áreas estratégicas, de acuerdo con la legislación específica (Ley n° 9.478/1997).

Tabla 20 - Diferencia entre los contratos de concesión y reparto de producción

Indicadores	Concesión	Reparto de producción
Aplicación	Territorio nacional, excepto la área del pre-sal y las áreas estratégicas, que vengan a ser delimitadas en acto del Poder Ejecutivo.	Área del pre-sal, delimitada por coordenadas geográficas definidas en ley, y áreas estratégicas, que vengan a ser delimitadas en acto del Poder Ejecutivo.
Licitación	Sí	Sí
Criterio de juicio de la licitación	Propuesta más ventajosa considerando: prima de firma, contenido local y programa exploratorio mínimo	Mayor excedente em petróleo para la Unión.
Duración del contrato	Estipulada en el contrato.	Limitado a 35 años
Operador obligatorio	No	Petrobras
Participación mínima de la Petrobras	No	30%, pudiendo ser mayor
Participación de la PPSA	No	Sí, con 50% del consorcio, voto de calidad y poder de veto em las decisiones del consorcio vencedor.
Propiedad del petróleo y del gas natural	Del concesionario	De la Unión
Costo en petróleo	No	Sí, referente a la parcela de la producción de petróleo y gas natural, correspondiente a los costos y a las inversiones realizadas em los prazos y condiciones establecidos em contrato.
Excedente em petróleo	No	Sí, referente a la parcela de la producción de petróleo y gas natural a ser repartida em la Unión y el contratado, según criterios definidos em contrato, resultante de la diferencia em el volume total de la producción y las parcelas relativas al costo em petróleo, a los royalties debidos y, cuando exigible, la participación del superficiario
Participaciones gubernamentales		
- Prima de firma	Sí	Sí
- Royalties	Alícuotas de 5% a 10% sobre la producción de petróleo y gas natural.	Alícuota de 15% sobre la producción de petróleo y gas natural.
- Participación especial	Sí, reglamentada por el Decreto n° 2.705/1998. Se aplica em el caso de campos con gran volumen de producción o gran rentabilidad. Las alícuotas, progresivas, son de 10%, 20%, 30%, 35% o 40%.	No. La participación especial y lo excedente em petróleo, desde el punto de vista económico, tienen exactamente el mismo carácter, similar a una tributación sobre ganancias, excepto que este é devido em petróleo, y aquella, em valores monetarios.
- Ocupación ou retención de área	Sí, pago anual por km ² em explotación y producción	No
- Excedente em petróleo para la Unión	No. La participación especial y lo excedente em petróleo, desde el punto de vista económico, tienen exactamente el mismo carácter, similar a una tributación sobre ganancias, excepto que este é devido em petróleo, y aquella, em valores monetarios.	Sí

Fuente: ANP.

A partir de las condiciones establecidas em los contratos de explotación y producción de hidrocarburos em los regímenes de concesión y reparto de la producción, haremos un análisis comparativo de las ventajas de cada uno de los regímenes, considerando el papel del estado, el ritmo de explotación de los recursos energéticos, la capacidad de atracción de inversiones, las participaciones gubernamentales y la promoción del desarrollo industrial y tecnológico de Brasil, pues estos fueron los criterios señalados por el Gobierno Federal como posibles mejorías con el cambio de régimen.

5.2.1.1 - El papel del Estado en los regímenes de concesión y reparto de la producción.

En principio, la forma de ejercicio del monopolio de la Unión en el Régimen de Reparto de la Producción sería más apropiada debido a que, una parte del petróleo extraído es propiedad de la Unión y, al papel preponderante de esa, por intermedio de la PPSA y de Petrobras, en la gestión estratégica del aprovechamiento de los recursos del pre-sal.

De acuerdo con los argumentos del gobierno federal, las principales ventajas resultantes del régimen de reparto para Brasil serían las siguientes:

- a) Control del ritmo de producción de los hidrocarburos;
- b) Control del volumen de petróleo exportado;
- c) Incentivos al desarrollo industrial; y
- d) Uso del petróleo como instrumento estratégico para fortalecer la posición del País en el escenario internacional (Bustamante, 2015).

Referente al ítem a, es importante destacar que el régimen de reparto de la producción *per se*, no tiene ninguna relación con el ritmo de producción. Una forma de controlar la producción es tener una estrategia de largo plazo que garantice un nivel de producción para el suministro del país y para enfrentar situaciones de limitación de importaciones, como en los casos de guerra. Eso puede ser realizado independientemente del régimen fiscal adoptado si es de concesión o de reparto de la producción.

En cuanto al ítem b, el control sobre la cantidad de petróleo que se exporta también está asociado a los objetivos estratégicos de garantizar el suministro nacional o exportar, y eso tampoco depende del régimen de concesión. Para mejor control de los volúmenes de petróleo exportados, el gobierno dispone de otros instrumentos de política económica, tales como impuestos sobre exportación o cuotas.

Con relación a los puntos c y d, en los regímenes de reparto de la producción, el gobierno puede utilizar su cuota de petróleo en la producción para subsidiar el desarrollo industrial de determinadas actividades o vender el petróleo a precios más bajos del mercado para fortalecer sus posiciones geopolíticas regionales, por ejemplo. Este mismo subsidio puede ser dado también en el régimen de concesión, en el cual el gobierno puede destinar parte de los ingresos recaudados al beneficio de una empresa o un segmento

económico. La diferencia es que, en este caso, el subsidio debería ser ofertado a través del presupuesto y sometido, por lo tanto, a la aprobación del parlamento. O sea, el gobierno puede incentivar sectores económicos tanto en el régimen de concesión como en el régimen de reparto de la producción, pero en el régimen de concesión tales incentivos tienden a ser más transparentes, por la razón mencionada antes.

Otra cuestión relevante se deriva del nuevo papel del Estado en el régimen de reparto de la producción que, además de agente fiscalizador y regulador, pasa a actuar fuertemente como agente económico, por medio de la PPSA que acompaña todas las etapas de la cadena de explotación y producción, efectuando verdadera auditoria y supervisión sobre el proceso de gestión de los contratos de reparto. Además, la PPSA actuará como entidad comercializadora de la cuota del óleo destinada a la Unión. Como la PPSA no posee infraestructura logística para el manejo o almacenamiento de la parte excedente del óleo de la Unión, esta deberá, por lo tanto, contratar empresas, probablemente la Petrobras, para la ejecución de esas actividades. Evidentemente tal contratación tendrá un costo que reducirá la cuota de la Unión. En el caso de concesión, las participaciones gubernamentales – sean *royalties* o participación especial – no sufren tal disminución.

Aunque el término “apropiado” tiene una alta subjetividad, nada indica en Brasil que el régimen de concesión sea menos apropiado que el régimen de reparto de la producción. De hecho, el régimen de reparto de la producción introdujo una nueva forma de gestión que, al principio, puede solamente afirmar que es más compleja. En el nuevo régimen, más entes están presentes no solo en la elaboración del contrato y en el proceso de licitación, sino también a lo largo de su ejecución - Ministerio de Minas y Energía (MME), Consejo Nacional de Política Energética (CNPE), Pre-Sal Petróleo S/A (PPSA), Agencia Nacional del Petróleo (ANP), Petrobras y empresas privadas.

Vale la pena señalar que esta nueva configuración del ambiente regulador, incluyendo la coexistencia de dos modalidades de contratación para el ejercicio de las actividades de explotación y producción de petróleo y gas natural en Brasil, incrementó la complejidad institucional cuando es comparada con la configuración anterior a la aprobación de la Ley de Reparto. Además, tenemos el Régimen de Cesión Onerosa como modalidad contractual para los bloques cedidos a la Petrobras, con la finalidad exclusiva de promover la capitalización de la Petrobras, siendo firmado un único contrato con cláusulas específicas.

Por otro lado, en el Régimen de Reparto de la Producción, en teoría, los intereses de la Petrobras podrán alienarse más a las otras empresas del consorcio que a los intereses de la Unión, pues el aumento de la cuota de la renta petrolífera recibida por una parte implica pérdida para la otra. En ese contexto, en el régimen de reparto sería fundamental la actuación de la PPSA para salvaguardar los intereses de la Unión en el Comité Operacional de los Contratos en el Régimen de Reparto de la Producción (Bustamante, 2015).

Sin embargo, no se puede dejar de considerar el riesgo de captura de la PPSA por las empresas, principalmente por Petrobras. En ese aspecto, se destaca negativamente el hecho de que todos los directores de la PPSA habían sido funcionarios de la Petrobras. Si tal selección, por un lado, reduce la asimetría de la información debido a la experiencia adquirida por los directores en el sector petrolero brasileño, por otro, puede llevar a la excesiva identificación de la empresa con los puntos de vista de la Petrobras (Bustamante, 2015).

Aún con relación a la PPSA, la comercialización de la cuota del excedente en óleo de la Unión ocurrirá según las normas del derecho privado y sin necesidad de realizar una licitación²⁸. O sea, no hay garantía de que el óleo que pertenece a la Unión será vendido por el precio de mercado. Por otro lado, en el régimen de concesión, los cálculos de los *royalties* y participaciones especiales son realizados a partir de un precio de referencia para las corrientes de petróleos producidas en Brasil, considerando los precios de una cesta internacional de petróleos con propiedades semejantes a las corrientes nacionales y los precios medios de venta realizados efectivamente por el productor. Los *royalties* y las participaciones especiales son calculados a partir del mayor de los dos precios²⁹. De esta forma, en el régimen de concesión, el precio de venta del petróleo independe de las estrategias comerciales del productor, pues está indexado al precio del petróleo en el mercado internacional. El cálculo de los *royalties* en el régimen de reparto de la producción también es hecho teniendo como base la Ordenanza ANP n° 206/2000.

²⁸De acuerdo con el Art. 45 de la Ley n° 12.351/2010, el petróleo, el gas natural y otros hidrocarburos fluidos destinados a la Unión serán comercializados de acuerdo con las normas del derecho privado, y sin necesidad de realizar la licitación, según la política de comercialización referida en los incisos VI y VII del art. 9°.

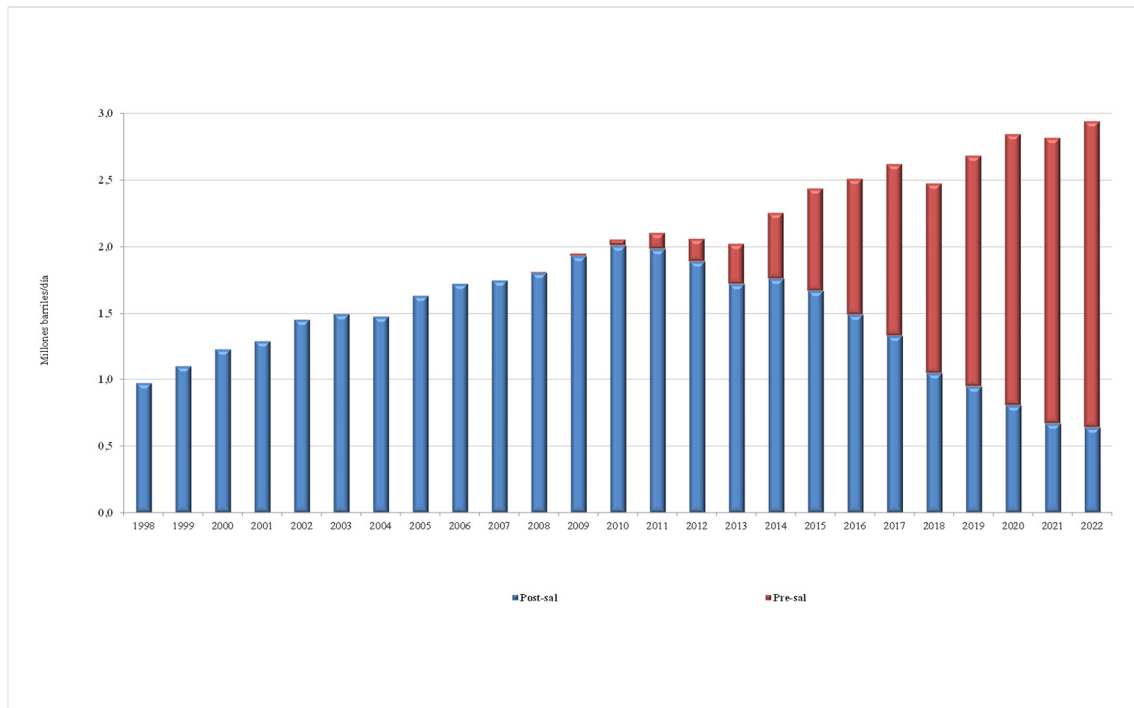
²⁹ Ordenanza ANP n° 206/2000.

5.2.1.2 - Cambio del ritmo de explotación de los recursos del pre-sal a partir de la aprobación del régimen de reparto de la producción

Antes del descubrimiento en el polígono del pre-sal, a final de la década de 1990 e inicio de la década de 2000, diversos bloques situados en esta área fueron licitados en el régimen de concesión que se definiría por la ley apenas en 2010. En estos bloques se descubrieron y desarrollaron campos de petróleo. Actualmente esos campos, principalmente aquellos situados en la Cuenca de Santos, son los responsables por el dinamismo de la industria petrolera brasileña, como se puede observar en el Gráfico 15. El Campo de Tupi en el pre-sal es el mayor productor de Brasil, responsable por más del 30% de la producción nacional. Apenas con la producción del post-sal, sin los campos concedidos en el pre-sal, la producción nacional del petróleo, en 2022, sería menor que la producción de 1998. Esa situación fue agravada con la caída de producción en el post-sal de la Cuenca de Campos, en los últimos años, ya que los principales campos de esta cuenca están en fase de declino de producción. Este declino se acentuó con la disminución de las inversiones de Petrobras en nuevos pozos de producción para compensar la disminución en los antiguos, así como en pozos de inyección de agua para la recuperación secundaria, ya que la prioridad de las inversiones de la compañía pasó a ser el pre-sal³⁰.

³⁰ <http://economia.estadao.com.br/noticias/geral,metade-da-producao-da-petrobras-na-bacia-de-campos-e-de-agua-imp-,1133511>.

Gráfico 15 – Producción de petróleo en Brasil¹, post-sal y pre-sal – 1998-2022



Fuente: ANP, 2023.

¹Corresponde a toda la producción de petróleo en el mar.

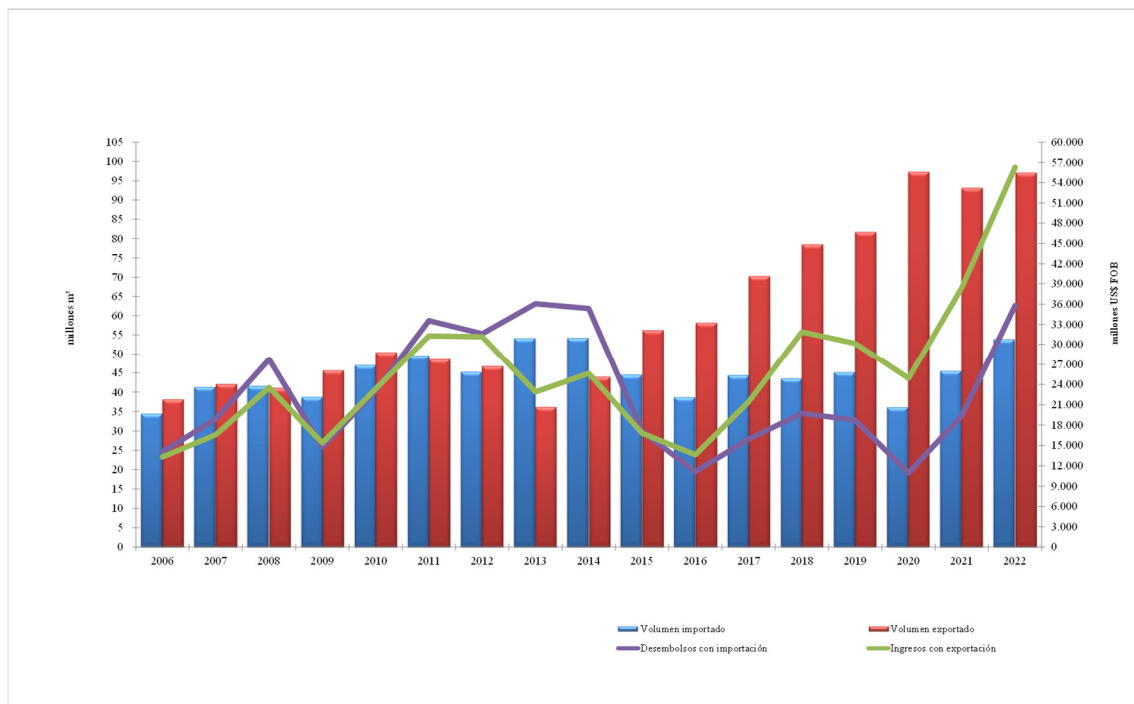
En función de la tramitación en el Congreso Nacional de los Proyectos de Ley para constituir un nuevo marco regulatorio para el área del pre-sal, en el 2009 y 2010, se interrumpieron también las licitaciones en áreas fuera del pre-sal, causando, entre otros factores, el estancamiento de la producción brasileña como un todo. Las licitaciones se interrumpieron en el 2008 y solamente se retomaron a partir del 2013. En el capítulo 4 presentamos los detalles de las rondas de las licitaciones de bloques en el régimen de concesión y la Tabla 6 presenta una síntesis de las rondas, con informaciones por año de bloques licitados y concedidos, áreas concedidas, empresas vencedoras, Prima por Firma, Contenido Local y Programa Exploratorio Mínimo (PEM).

El largo periodo sin licitación perjudicó la cadena productiva de la industria del petróleo, pues, a medida que los bloques no productivos se les devolvían a la ANP, las empresas necesitaban rematar nuevos bloques para continuar sus actividades. Pero como no hubo licitaciones, los equipos y las estructuras de apoyo fueron desmovilizados por falta de trabajo. En el 2008, el número de bloques en explotación en Brasil era de 446, y se redujo a 279 para finales del 2012. Además del cierre de empresas, fuga de inversiones,

pérdida de empleos y de recaudación de impuestos, se redujeron las posibilidades de nuevos descubrimientos de reservas de hidrocarburos (ANP, 2018).

El retraso de las licitaciones en Brasil (tanto en la región del pre-sal como en la post-sal) tuvo consecuencias negativas para el equilibrio entre la oferta y la demanda de petróleo en el país, pues, simultáneamente a la disminución del ritmo de crecimiento de la producción nacional de petróleo ocurrida en la primera mitad de la década de 2010, según es presentado en el Gráfico 15, aumentó expresivamente el consumo interno de derivados, haciendo que la autosuficiencia volumétrica³¹ alcanzada en el 2006 se perdiera en el 2011 y sólo recuperada nuevamente desde 2015, según muestra el Gráfico 16.

Gráfico 16 – Importaciones y exportaciones de petróleo y derivados – 2006-2022



Fuente: MDIC/Secex.

Nota: Dólar en valor corriente.

Las actividades de explotación y producción del pre-sal sufrieron atrasos debido al largo tiempo transcurrido entre el descubrimiento y el anuncio de los yacimientos (en el 2007) y la realización de la primera licitación en el régimen de reparto de la producción

³¹Brasil alcanzó la autosuficiencia volumétrica de petróleo en el 2006: la producción de petróleo en el país se equiparó al volumen de derivados consumidos en la época. Sin embargo, con el crecimiento de la demanda de derivados Brasil perdió la autosuficiencia entre 2010 y 2014. A partir del 2015, Brasil volvió a alcanzar la autosuficiencia.

(en el 2013). El largo del proceso de reformas en el marco regulatorio para la región no fue el único motivo de lentitud en el ritmo de explotación del pre-sal, ya que cuando las reglas del régimen de reparto de la producción determinaron que la Petrobras fuese operadora exclusiva y tuviese participación mínima de 30% en el consorcio vencedor vincularon los proyectos de explotación del pre-sal a la capacidad operacional y financiera de la estatal, transformando la capacidad de inversión de la Petrobras en una especie de termómetro para el ritmo de las licitaciones del pre-sal, en función de la obligación legal de participación de la estatal brasileña. Esta dependencia fue alterada en 2016 con la flexibilización de la Ley de Reparto de la Producción, conforme será visto en el ítem 5.3.

Además, el ritmo ideal de explotación de los recursos del pre-sal depende de una serie de variables y algunas de ellas no son fáciles de estimar, tales como el precio del petróleo en el futuro. Siendo así, habrá siempre un grado de incertidumbre en la definición del nivel óptimo de las actividades.

5.2.1.3 - Participaciones Gubernamentales sobre los regímenes de concesión y reparto de la producción en Brasil

En el régimen de concesión son pagos como participaciones gubernamentales, prima por firma, *royalties*, participaciones especiales y pago por la ocupación o retención de área. Ya en el régimen de reparto de la producción son eliminadas las participaciones especiales y el pago por la ocupación o retención de área, instituyéndose en su lugar la fracción gubernamental del excedente en óleo. La Tabla 20 mencionada anteriormente presenta un comparativo de las participaciones gubernamentales en el régimen de concesión y reparto de la producción. Desde el punto de vista fiscal y tributario, tanto la participación especial del régimen de concesión cuanto el excedente en óleo en el régimen de reparto de la producción son referenciados en una base de receta líquida (el lucro), defiriendo apenas por el hecho de que la primera obedece actualmente a una escala progresiva de alícuotas, basadas en intervalos de producción, invariables con la rentabilidad, mientras la segunda tendrá su alícuota fija en cada contrato de reparto en el mayor valor ofertado en cada licitación. Las alícuotas de participación especial en el régimen de concesión fueron definidas por el Decreto n° 2.705/1988, en un escenario de precio internacional de petróleo bajo y altos riesgos exploratorios. En ese momento, el

precio del petróleo tipo *Brent* costaba alrededor de US\$ 13 el barril y los bloques cercanos al campo de Tupi (BM-S-10 y BM-S-22) fueron devueltos a la ANP porque la producción de petróleo no se mostró económicamente viable. En el tercer trimestre del 2016, la alícuota efectiva promedia paga por los campos petrolíferos, como participación especial, fue de 30% (ANP, 2016).

Según simulaciones efectuadas por Gobetti y Serra comparando los diferentes porcentajes de participaciones gubernamentales en los regímenes de concesión y reparto de la producción, la hipótesis más probable es que el régimen de reparto de la producción le garantizaría al gobierno brasileño mayor participación en la distribución de la riqueza del sector de petróleo y gas natural. Vale destacar que tales simulaciones dependen altamente de las hipótesis formuladas para precios y costos, y los resultados obtenidos deben ser interpretados en términos ilustrativos (Gobetti y Serra, 2011).

Por otro lado, es importante considerar que cambios en el Régimen de Concesión también podrían producir efectos semejantes, como sería el caso, por ejemplo, de una ampliación del porcentaje de participación especial o de los royalties. La Ley n° 9.478/1997 del Régimen de Concesión permite que la participación especial se utilice como uno de los criterios de evaluación de la propuesta más ventajosa. Para la aplicación del Régimen de Concesión en las licitaciones de bloques del pre-sal, bastaría alterar la forma de cálculo de esa participación, a través de la alteración del Decreto n° 2705/1998. Podría ser definida una alícuota mínima de participación especial, y el vencedor sería quien ofreciese el mayor valor por los lucros futuros a esta modalidad de participación gubernamental.

En la comparación que realiza Bustamante, entre las participaciones gubernamentales de los campos de Tupi (actualmente el mayor campo productor de petróleo de Brasil), licitado por el régimen de concesión, y la subasta del prospecto de libra, licitado en 2013, por el régimen de reparto de la producción, el ingreso petrolífero apropiado por el Estado es semejante, aunque el riesgo exploratorio en el momento de ambas licitaciones fuese menor en el prospecto de Libra que en el campo de Tupi (Bustamante, 2015).

Conforme lo expuesto aquí, se puede concluir que los beneficios petroleros apropiados por el Estado brasileño dependen de las alícuotas de excedente en óleo de la Unión, *royalties*, participación especial y la participación de la Petrobras en los consorcios, y no del tipo de régimen, si es de concesión o reparto de la producción.

Vale mencionar que otra razón importante para el cambio de régimen fue el interés del Gobierno Federal de aumentar el ingreso de la Unión a expensa de los Estados y Municipios, pues mientras que, para la participación especial y los *royalties*, en el Régimen de Concesión, son divididos entre la Unión, los Estados y los Municipios, el excedente en óleo (óleo lucro), en el Régimen de Reparto de la Producción, es todo destinado al Tesoro Nacional. El aumento de 10% para 15% en los *royalties* de reparto de la producción no compensará las pérdidas de los estados y municipios con la no incidencia de la participación especial, pues la expectativa es que todos los campos del pre-sal sean de gran productividad, y, de esta forma, las empresas concesionarias serían obligadas, de cualquier forma, a pagar la participación especial (Dias; Renault, 2013).

5.2.1.4 - Atracción de inversiones en proyectos de explotación y producción

La adopción del Régimen de Reparto de la Producción en tales modelos tornó menos atractiva la actividad de explotación y producción de petróleo en Brasil, sea directamente, por las nuevas reglas, o indirectamente, por el largo período transcurrido sin licitaciones, entre 2008 y 2013, durante la discusión y después de la aprobación del nuevo marco legal del sector.

El papel principal de la PPSA en el comité operacional que administra el consorcio vencedor de la licitación, la obligatoriedad de Petrobras ser una operadora exclusiva y la participación mínima de la estatal con el 30% del consorcio vencedor sin duda, actúa contra el atractivo del sector petrolífero brasileño en el régimen de reparto de la producción.

El nuevo modelo de gestión, en especial el de la actuación del PPSA, puede generar inseguridad entre las empresas petrolíferas, principalmente referente al cálculo del costo en óleo ya que indicará la mitad de los integrantes del consorcio de empresas de los proyectos del pre-sal y tendrá poder de veto. Otra desventaja del contrato de reparto es su costo adicional de *compliance*, o sea, los costos relacionados a la necesidad de reconocimiento y aprobación de todos los costos recuperables (Safatle, 2013).

Referente a la obligación de ser Petrobras la operadora exclusiva en los consorcios del régimen de reparto de la producción, muchas empresas temen una posible injerencia política sobre la estatal, lo que ocasionaría un aumento de costos y atrasos en los

cronogramas de los proyectos de desarrollo y producción de los campos. Es relevante la preocupación de las empresas, teniendo en cuenta los casos de corrupción y sobrefacturación que actualmente envuelven la estatal brasileña (Bustamante, 2015).

Por fin, la obligatoriedad de la participación mínima del 30% de Petrobras en los consorcios tiene la capacidad de distorsionar la dinámica de las subastas, al inducir la formación de consorcios únicos y no estimular la competencia entre las empresas. Teniendo en cuenta que la Petrobras es la empresa que posee el conocimiento geológico y la tecnología de producción en aguas profundas de las cuencas sedimentares brasileñas y es parte obligatoria del consorcio que explotará los recursos, a las otras empresas les interesa asociarse a ella. De esa forma, se evitan posibles situaciones insatisfactorias, como quedarse fuera del consorcio vencedor o vencer la subasta, pero con una oferta exageradamente alta. Es importante resaltar que la oferta ofrecida por el consorcio alternativo le vale también a Petrobras, o sea, queda claro que la negociación posterior a la subasta entre Petrobras y el consorcio competente tiende a ser bastante compleja.

La primera ronda de licitación realizada en el 2013 bajo el régimen de reparto de la producción para el prospecto de Libra, no presentó competencia, una vez que las empresas interesadas priorizaron formar un consorcio con Petrobras como operadora única. Esto ocurrió porque si un consorcio sin la participación de Petrobras venciese la subasta, tendría que posteriormente negociar con la empresa un acuerdo de accionistas para que la misma entre en el consorcio. Es importante resaltar que la oferta ofrecida por el consorcio alternativo sería válida también para la Petrobras. La obligación de que Petrobras sea la única operadora y el hecho de que solo un consorcio se estableció tuvo como consecuencia la adopción contractual del factor de reparto un poco encima del mínimo establecido en el edicto de licitación, representando un considerable costo de oportunidad. En este sentido, si la subasta fuese competitiva, existiría la posibilidad de obtener un contrato con una parte de reparto más elevado (Consoli, 2014).

5.2.1.5 - Promoción del desarrollo industrial y tecnológico

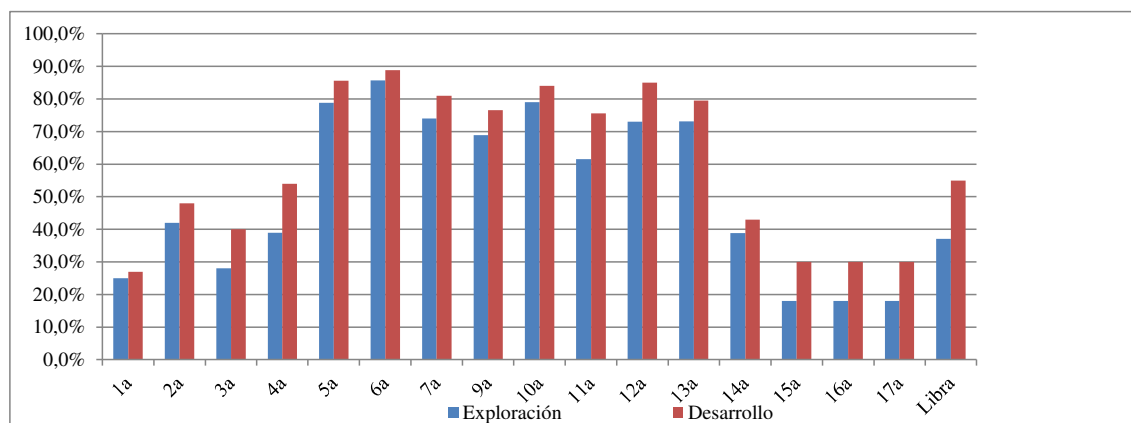
Desde las primeras rondas de licitación de bloques en 1999, una de las prioridades del gobierno brasileño fue el establecimiento de una política de contenido local³², con la

³² Contenido local es la cuota de participación de la industria nacional de las inversiones del sector de petróleo y gas natural.

creación de una cadena de suministro de bienes y servicios para el sector de petróleo en Brasil, que contribuyese para la generación de renta y empleo. A partir de la quinta ronda de licitación de bloques en el régimen de concesión, realizada en 2003, pasó a exigirse un porcentaje mínimo del contenido local en los edictos de licitación y el mismo pasó a hacer parte del criterio de evaluación de las ofertas juntamente con la prima por firma de contrato y programa exploratorio mínimo. Así el contenido local pasó a ser uno de los criterios de definición de la oferta vencedora. En el régimen de reparto de la producción también es exigido un porcentaje mínimo de contenido local, aunque no es parte del criterio de evaluación de las ofertas que se basa únicamente en el porcentaje mínimo de óleo lucro ofrecido por los licitantes. De acuerdo con el art. 10 de la Ley n° 12.351/2010 (Ley de Reparto), el Ministerio de Minas y Energía es quien propone al Consejo Nacional de Política Energética los parámetros técnicos y económicos de los contratos de reparto, y entre estos el contenido local mínimo.

Comparándose los porcentajes de contenido local obtenidos en cada una de las rondas de licitación, como muestra el Gráfico 17, verificamos que a partir de la quinta ronda, cuando pasó a ser uno de los criterios de definición de la oferta vencedora, entre a 5ª e 13ª rodada, las licitaciones en el régimen de concesión presentaron altos índices promedio de contenido local incluso superior a aquellos establecidos en la subasta de reparto de la producción del prospecto de Libra, donde los porcentajes mínimos exigidos eran menores.

Gráfico 17 - Contenido local de las rondas de licitación de bloques en los regímenes de concesión y reparto de la producción



Fuente: ANP, 2023.

Sin embargo, a pesar de los altos índices de contenido local de las subastas, tanto en el régimen de concesión como en el de reparto de la producción, su aplicación generó conflicto entre las concesionarias y la ANP, responsable por fiscalizar el cumplimiento de los porcentajes de contenido local definidos en los Contratos de Concesión, de Sección Onerosa y de Reparto de la Producción, para explotación, desarrollo de la producción de petróleo y/o gas natural, según la Ley n° 9.847/1999 y Decreto n° 2.953/1999. Las concesionarias reclaman que las industrias nacionales presentan serios problemas de competencias en términos de costos, cuando las comparan a otros productores internacionales. Además, la gran cantidad de proyectos de explotación y producción en Brasil, con elevados compromisos de contenido local, creó una demanda por equipos y servicios también concentrada, cuya atención exigió una gran inversión en el aumento de la capacidad productiva para atender un pico de demanda que no fue sustentada. Esta situación se agravó con la reducción de los precios internacionales del petróleo que puso en duda la capacidad de atracción de las inversiones en el sector de explotación y producción, conllevando a las operadoras a una incesante busca de reducción de costos (ONIP, 2010).

A pesar del problema de la competencia, el estudio de la Organización Nacional de la Industria del Petróleo (ONIP) identificó que Brasil posee una capacidad relativamente elevada de suministro de equipos en diversos segmentos de la cadena, especialmente para equipos *subsea*³³. Habría también una importante capacidad de construcción naval, pero con problemas de competencia en función de la excesiva fragmentación del sector en varios astilleros de pequeña escala de producción (ONIP, 2010).

En 2018, la ANP revisó la política de contenido local para reducir el nivel requerido y revisar los contratos anteriores. Los nuevos compromisos de contenido local en los contratos son los siguientes: los proyectos en tierra para exploración y desarrollo deberán tener al menos 50% de contenido local. Para proyectos offshore, las empresas pueden tener 18% en la fase de exploración. Para la fase de desarrollo, el contenido local debe ser al menos 25% para la construcción de pozos y 40% para recogida y transporte de petróleo. Ya para la construcción de plataformas, el contenido local se redujo del 70% al 40%.

³³Conjunto de equipos sumergidos destinados a la elevación, inyección y escurrimiento de los fluidos producidos y/o movidos en un campo de petróleo o gas natural en el mar.

Todo indica que la política de contenido local tendrá que pasar por una revisión por parte del Gobierno Federal con el objetivo de solucionar el conflicto entre el atractivo de las inversiones y la promoción de la industria nacional de bienes y servicios, tanto para subastas sobre el régimen de concesión como de reparto de la producción. Tendrá que ser realizada necesariamente a partir de un acuerdo entre los diferentes grupos de interés que requerirán estudios que proporcionen una mejor comprensión sobre las reales capacidades de la industria nacional.

Con relación a los incentivos en Investigación, Desarrollo e Innovación (ID&I), los contratos de concesión poseen cláusula que determina que caso el campo recoja participación especial, 1% del ingreso bruto de su producción deberá ser aplicado ID&I en empresas localizadas en Brasil, universidades y/o institutos de investigación y desarrollo tecnológico nacionales, de acuerdo con lo dispuesto en la Ley del Petróleo (Ley nº 9.478/1997). En los contratos de reparto de la producción y cesión onerosa, el valor de la obligación corresponde a, respectivamente, 1% (uno por ciento) y 0,5% (medio por ciento) del ingreso bruto anual de los campos que pertenecen a los bloques detallados y delimitados en los respectivos contratos.

En el período de 1999 al 2022, el volumen de recursos de obligaciones de inversiones en ID&I alcanzó más de US\$ 6,1 mil millones, según muestra la Tabla 21.

Tabla 21 – Obligación de inversiones en Investigación, Desarrollo e Innovación (ID&I), por concesionario – 1999-2022

Concesionario	Obligación de inversiones en ID&I (mil US\$) ¹																							
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022
Total	8.246	26.782	36.186	74.928	91.920	114.637	144.644	175.250	175.282	244.757	181.445	212.561	293.265	348.708	358.202	400.195	290.119	247.087	368.413	303.402	363.452	272.340	535.485	770.198
Petrobras	8.245,9	26.781,9	36.186,3	74.928,0	91.919,7	111.590,3	144.035,1	174.520	173.503	242.729	179.980	209.069	281.610	328.613	330.316	334.293	254.180	202.857	291.871	288.934	309.626	204.159	427.486	590.500
Saif	-	-	-	-	-	3.046,7	648,7	-	-	-	-	-	833	-	2.144	-	-	-	46.795	52.520	53.861	44.974	79.289	115.940
Rapax-Sinpec	-	-	-	-	-	-	724	1.780	2.028	1.234	1.204	1.048	1.390	1.183	5.226	8.048	6.676	11.536	11.240	9.680	7.305	14.760	20.318	-
Enanta	-	-	-	-	-	-	-	-	-	209	811	595	1.139	1.258	1.246	1.242	1.179	1.269	899	393	194	518	-	-
Geopark Brasil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	66	180	132	253	280	304	276	262	282	200	87	43	115	-	-
Petroffs Coal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	304	276	262	282	200	87	43	115	-	-
BP	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Maersk Oil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	367	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Chevron	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	6.539	1.334	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Fiade-Japão	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	2.315	471	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BG do Brasil	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	724	4.940	6.657	14.601	22.229	27.211	-	-	-	-	-	-	-	-
Petrogal	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	289	1.976	2.663	3.861	5.411	8.032	13.537	15.503	16.423	14.206	24.330	33.369	-	-
Equinor	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	5.589	9.047	9.022	-	-	1.587	10.172	9.987	1.235	8.359	10.051	-	-
Sinochem	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	3.726	6.032	6.014	-	-	1.058	3.734	3.307	-	-	-	-	-
ONGC Campos	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	250	-	1.158	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
BPSMI Parauaba	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	146	215	437	183	-	-	-	-	-	-	-
Enova	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	341	501	1.019	426	197	-	-	-	-	373	-
QPT Brasil Petróleo	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	986	-	-	-	-	-	-	-	-	-
CNOOC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	456,8	594	347	2.395	8.859	
CNOOC	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	456,8	594	347	2.395	10.380	

Fuente: ANP, 2023.

Nota: Recursos generados a partir da la cláusula de inversiones en investigación, desarrollo e innovación presente en los contratos para la explotación, desarrollo y producción de petróleo y gas natural.

¹Dólar medio de 2022.

Petrobras concentra las mayores inversiones en ID&I y está entre las empresas que más invierten en ID&I en la industria mundial de petróleo, según datos de la *Energy Evaluate* (que monitorea la eficiencia de las compañías de energía). Por el criterio de valor absoluto de inversiones, Petrobras ocupa el tercer lugar en el *ranking* mundial, solo atrás de la Petrochina y de la Shell. La Petrobras concentra sus actividades de ID&I en el Centro de Investigación y Desarrollo Leopoldo Américo Miguez de Mello (Cenpes), además de hacer asociaciones con una serie de instituciones de investigación, suministradores y clientes³⁴.

5.3 – Flexibilización de la ley de reparto de la producción

A partir del 2014, la bajada de los precios internacionales del petróleo y el alto grado de endeudamiento redujeron la capacidad de la Petrobras de realizar nuevas inversiones. En 2015, por primera vez, la empresa no participó de una Ronda de Licitaciones de los Bloques, promovida por la ANP, en el régimen de concesión.

En este contexto, la crisis financiera de Petrobras podría inviabilizar la realización de Rondas de Licitación del pre-sal por el régimen de reparto de la producción, en vista de la obligación de participación de la compañía como operadora exclusiva y con una participación mínima de 30% en los bloques de la Ley de Reparto.

En el 2015, El Senador José Serra presentó el Proyecto de Ley nº 131, de 2015, con el objetivo de no obligar a la Petrobras a participar de todas las rondas de licitación por el régimen de reparto de la producción. El referido proyecto, aprobado en el Congreso Nacional el 30 de noviembre de 2016, se transformó en la Ley nº 13.365. Según la nueva Ley, el Consejo Nacional de Política Energética (CNPE) ofrecerá a la Petrobras, considerando el interés nacional, la preferencia para ser la operadora de los bloques que serán licitados por el régimen de reparto de la producción. Sí la estatal acepta, tendrá participación mínima obligatoria de 30% en el consorcio vencedor de la licitación y será operadora. Si lo dispensa, el bloque será licitado sin la participación de Petrobras y podrá tener otro operador.

La Ley nº 13.365/2016 también define que las elecciones de Petrobras serán sometidas al CNPE y al presidente de la República, que dará la palabra final sobre cuales

³⁴ Petrobras, Comunicados y Hechos Relevantes, 20/05/2016.

bloques ofertados deberán tener su participación. La ley establece que en el caso de que haya otras empresas operando bloques tendrán que asumir las mismas obligaciones que hoy la Ley de Reparto le exige a la Petrobras como operadora, entre las cuales, informar a la Agencia Nacional de Petróleo (ANP), en el plazo contractual, el descubrimiento de cualquier yacimiento de petróleo y realizar la evaluación del descubrimiento de yacimiento en los modelos del plano de evaluación aprobado por la ANP.

Si la Ley n° 12.351/2010 (Ley de Reparto) no hubiese cambiado cuando la Petrobras no tenía condiciones económicas y financieras de hacer nuevas inversiones suficientes para aportar por lo menos 30% de las inversiones necesarias para la participación en consorcios y ser operadora exclusiva de los bloques en el pre-sal, el país no hubiera podido realizar subastas de áreas del polígono del pre-sal. Sin subastas en el régimen de reparto de la producción, la explotación del polígono del pre-sal estaría estancada, con reflejos claros en la producción de petróleo, recaudación de *royalties*, de las nuevas inversiones y generación de empleos.

La flexibilización de la Ley de Reparto con la aprobación de la Ley n° 13.365/2016, viabilizó, a partir de 2017, la realización de ocho rondas de licitaciones del pre-sal.

5.4 – Conclusión

Como fue visto a lo largo del presente capítulo, son diversas las opciones regulatorias para las actividades del *upstream*, así como las posibilidades de adopción de modelos mixtos. En principio, no podemos decir que determinado régimen fiscal es mejor que otro, pues la apropiación de las rentas petroleras por parte del estado depende de las modalidades adoptadas y de las alícuotas de las participaciones gubernamentales previstas en cada una de ellas.

Presentamos una comparación entre los regímenes de concesión y de reparto de la producción, mostrando las ventajas y desventajas entre tales regímenes fiscales. En teoría, dependiendo de los parámetros económicos utilizados, los contratos de concesión y de reparto pueden generar resultados equivalentes en términos de participación gubernamental y beneficios a las empresas productoras.

Capítulo 6 – Conclusión

El presente trabajo tuvo como objetivo analizar la evolución de la industria de petróleo en Brasil durante el siglo XX y de los cambios institucionales a partir de la segunda mitad de la década de 1990, que están insertadas en un amplio proceso de reforma del papel económico del estado brasileño. Con la apertura de la economía, el concepto de Estado-empresario fue substituido por el Estado-regulador, promotor de la libre iniciativa y defensor del libre mercado. Esta nueva forma de organización estatal demandó la creación de agencias reguladoras sectoriales con características y atribuciones compatibles con el objetivo principal que es de estimular la inversión privada, nacional y extranjera, en actividades de prestación de servicios públicos, especialmente las intensivas en capital, como la explotación y producción de petróleo y gas natural en el país.

Los indicadores de la industria nacional de petróleo y gas natural, en un período posterior a la flexibilización del monopolio, ilustran una pluralidad de empresas que actúan en el segmento de *upstream*, tanto nacionales como extranjeras, principalmente basados en la formación de asociaciones por medio de consorcios con Petrobras, empresa que históricamente ha sido titular de la tecnología y dominante en las actividades de explotación y producción en las cuencas sedimentarias brasileñas, y que continua siendo la principal protagonista en el sector de petróleo y gas natural en Brasil. De acuerdo con este escenario, la abertura del mercado provocó un aumento del volumen de las inversiones nacionales y extranjeras en el país y representó un importante factor inductor de las actividades de explotación y producción de la industria del petróleo y gas natural.

Los descubrimientos de petróleo del polígono del pre-sal, en 2007, fueron obtenidos a partir de actividades realizadas bajo la égida de los contratos bajo el régimen de concesión de la segunda y tercera ronda de licitación de los bloques. Los descubrimientos del pre-sal y las distintas características geológicas de la región provocaron un proceso de reflexión social y político, motivado, en especial, por la alteración de la relación riesgo-recompensa, derivada del elevado potencial petrolífero de la región, por la importancia de Petrobras en el período posterior a la flexibilización del monopolio estatal y por los cambios en el contexto político nacional.

Sobre una perspectiva institucional, el descubrimiento del polígono del pre-sal en el 2007, y la revisión del marco regulatorio de la Ley del Petróleo en el 2010, con la

introducción del contrato de reparto de la producción, se puede comprender como un movimiento de reorientación de la política energética, que tuvo como objetivo ampliar la participación del Estado a través del control de las actividades de explotación y producción de petróleo y gas natural, y del fortalecimiento del papel de Petrobras en el escenario institucional del sector.

Con la aprobación del Régimen de Reparto de la Producción lo que se verificó fue un incremento de la complejidad institucional cuando es comparado con el Régimen de Concesión y un aumento del control estatal sobre el proceso de inversión. En el caso, el control se da no solo por el ejercicio de las actividades de fiscalización de la ANP, sino principalmente por la participación y por el poder de veto de la PPSA en el comité operacional de todos los proyectos licitados de acuerdo con el régimen de reparto. Otra desventaja del Régimen de Reparto de la Producción con relación al Régimen de Concesión es su costo adicional de *compliance*, o sea, los costos relacionados a la necesidad de reconocimiento y aprobación de todos los costos recuperables (óleo costo).

En la época en que se confirmaron los descubrimientos del pre-sal, el aumento de la apropiación de la renta petrolífera por la sociedad fue el principal argumento de los defensores de la adopción del Régimen de Reparto de la Producción para el área. Sin embargo, lo que se verificó en la realidad fue el aumento del ingreso de la Unión a expensas de los estados y municipios. El Régimen de Reparto de la Producción introdujo nuevos mecanismos de ingresos de las rentas petroleras que difieren de los contratos de concesión ampliamente utilizados en el país. Además de los cambios en la alícuota de los *royalties*, que en el caso del Régimen de Reparto es de 15% y en el de concesión como máximo 10%, se introdujeron mecanismos de reparto del excedente en óleo, que varía de acuerdo con cada contrato. Así como se determinan valores mínimos para criterios en edictos de concesión, también existe el factor del reparto mínimo establecido en el Edicto de Licitación. Con estos cambios, existirá un aumento de ingresos de la Unión, pues mientras la participación especial y los *royalties* en el Régimen de Concesión, son divididos entre la Unión, los Estados y los Municipios, el excedente en óleo (óleo lucro) en el Régimen de Reparto de la Producción, es todo destinado al Tesoro Nacional. Sin embargo, se verifica que incluso con el aumento de 10% para 15% en los *royalties* de reparto de la producción no compensará las pérdidas de los estados y municipios con la no incidencia de la participación especial, ya que los campos del pre-sal desarrollados son muy productivos.

Las actividades de explotación y producción del pre-sal también sufrieron atrasos debido al largo tiempo entre su descubrimiento y la realización de la primera licitación en el Régimen de Reparto de la Producción. La interrupción de las licitaciones de bloques entre el 2008 y el 2013, en función de la tramitación en el Congreso Nacional de los Proyectos de Ley para constituir un nuevo marco regulatorio para el área del pre-sal, tuvo como consecuencia el estancamiento de la producción brasileña de petróleo y perjuicio en la cadena productiva del sector de petróleo, pues, a medida que los bloques no productivos fueron devueltos a la ANP, las empresas dejaron de adquirir nuevos bloques para continuar sus actividades exploratorias. Pero como no hubo nuevas licitaciones, los equipos y las estructuras de apoyo fueron siendo desmovilizados debido a la paralización de las inversiones privadas. El atraso de las licitaciones en Brasil tuvo consecuencias negativas para el equilibrio entre la oferta y la demanda de petróleo en el país, ya que hubo una disminución del ritmo de crecimiento de la producción nacional de petróleo, que a su vez no acompañó el aumento expresivo del consumo interno de derivados, haciendo con que la autosuficiencia volumétrica, alcanzada en 2006 fuese perdida en 2012.

Otro cambio con la implementación del Régimen de Reparto de la Producción fue determinar la participación obligatoria de Petrobras como operadora en todas las licitaciones del pre-sal, una forma parcial de restablecimiento del monopolio estatal. Sin embargo, la determinación que la Petrobras fuera operadora exclusiva y tuviera participación mínima de 30% en el consorcio vencedor, hizo que los proyectos de explotación del pre-sal se quedaran vinculados a la capacidad operacional y financiera de la estatal. A partir de 2014, la caída de los precios internacionales del petróleo y el alto grado de deuda de Petrobras redujo la capacidad de las inversiones en la compañía, lo que podría inviabilizar la realización de nuevas Rondas de Licitación del pre-sal por el Régimen de Reparto de la Producción. Para flexibilizar la participación de Petrobras y viabilizar las rondas de licitación por el Régimen de Reparto de la Producción, fue aprobada, el 30 de noviembre de 2016, la Ley nº 13.365, que liberó la Petrobras de participar en todas las subastas. De acuerdo con la nueva Ley, la Petrobras tiene preferencia para ser la operadora de los bloques a ser licitados por el Régimen de Reparto de la Producción, pero si no acepta, el bloque será licitado sin la participación de la estatal y tendrá otro operador.

A partir de 2017, la flexibilización de la Ley de Reparto de la Producción permitió realizar ocho rondas de licitaciones de reparto de la producción del pre-sal. En estas rondas de licitación fueron adjudicados 22 bloques, de los cuales Petrobras ejerció su preferencia y participó en los consorcios ganadores de 15 bloques. En estos concursos, se recaudaron R\$ 103,2 mil millones en prima por firma, y fueron previstos R\$ 4,2 mil millones en inversiones en el Programa Mínimo Exploratorio en la primera fase del contrato (fase de explotación).

En 2022, la producción nacional de petróleo fue de 3 millones de barriles diarios y el presal ya representaba el 76,2% de la producción, colocando a Brasil en el 9º lugar del ranking mundial de productores de petróleo. En 2022, las exportaciones de petróleo alcanzaron un volumen de 1,3 millones de barriles/día, e ingresos de R\$ 42,5 mil millones. Las previsiones son que Brasil deberá producir alrededor de 5 millones de barriles por día en 2032 (ANP, 2023).

Los mayores atractivos de las subastas del pre-sal serán los bajos riesgos geológicos de las áreas ofertadas y la elevada productividad de los campos del pre-sal, ya en producción. Además de eso, el desarrollo de nuevas tecnologías, la aceleración de la curva de aprendizaje y la estandarización de procesos, y la caída de los costos de explotación y producción del pre-sal, posibilitó una producción técnica y económicamente viable, a pesar del escenario de los actuales bajos precios del petróleo.

Las perspectivas de crecimiento de la producción de petróleo del pre-sal serán importantes para garantizar el suministro nacional de combustibles fósiles de Brasil en las próximas décadas y permitir un proceso de transición energética hacia una economía baja en carbono. Brasil es actualmente el quinto emisor mundial de Gases de Efecto Invernadero (GEI), precedido por China, Estados Unidos, India y Rusia. Sin embargo, su patrón de emisiones difiere significativamente del promedio mundial. Mientras las emisiones brasileñas surgen principalmente de cambios en el uso de la tierra y la deforestación (50%) y la agricultura (24%), en promedio para los países del G20, alrededor del 70% de las emisiones están relacionadas con el sector energético. La matriz energética brasileña es más renovable que las mayores economías del mundo, lo que representa una ventaja comparativa en el contexto de la transición energética. Especialmente en su matriz eléctrica, el país destaca con más del 80% de la generación proveniente de fuentes renovables.

La experiencia de la industria petrolera en suministro energético, desarrollo tecnológico e industrial y su capacidad para ejecutar grandes proyectos energéticos son esenciales para la transición energética y, por tanto, para mitigar los efectos del cambio climático. Los ingresos resultantes de la propia exploración petrolera son relevantes, dada la intensa demanda de capital que resulta de este proceso.

En el caso brasileño, los ingresos petroleros, además de utilizarse para financiar la transición, pueden utilizarse para permitir una nueva fase de industrialización. Brasil tiene un gran potencial para consolidarse como un importante productor mundial de diversas formas de energía competitivas y ambientalmente sostenibles. El enfrentamiento global al calentamiento global y la transición energética hacia una economía baja en carbono pueden abrir nuevas posibilidades para el país, siempre y cuando se opte por una política de transición que equilibre los diversos desafíos y oportunidades existentes, sin comprometer la seguridad del suministro energético.

Es fundamental adoptar soluciones adecuadas al perfil de emisiones brasileño; la calidad de nuestra matriz energética, que desde hace años es mucho más renovable que la media mundial; el potencial para una producción ambiental y económicamente competitiva de diversas formas de energía; y las necesidades económicas y sociales de contar con energía de bajo costo para el desarrollo de la nación.

Lo más probable es que el petróleo sea reemplazado, en las próximas décadas, como combustible por fuentes renovables durante la transición energética hacia una economía baja en carbono. Sin embargo, se entiende que el petróleo debe seguir desempeñando un papel en un mundo posterior a la transición, en menor escala, pero con mayor calidad, a través de productos no energéticos. Ciertos productos derivados del petróleo no son fácilmente reemplazables y siguen siendo fundamentales para la sociedad, como los fertilizantes utilizados para la producción de alimentos, los plásticos utilizados en equipos electrónicos y en el desarrollo de tecnologías limpias, y los aislantes térmicos utilizados para la calefacción.

Una de las principales decisiones de la Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (COP 28), realizada en Emiratos Árabes Unidos, fue que, por primera vez, los países acordaron una transición energética de combustibles fósiles a energías limpias, para así lograr el objetivo de cero emisiones netas de dióxido de carbono (CO₂) para 2050. El documento final de la COP 28 también reconoce la necesidad de reducciones profundas, rápidas y sostenidas en las emisiones de gases de efecto

invernadero (GEI) para mantener el nivel máximo de calentamiento global en 1,5 °C, con relación a los niveles preindustriales. Las próximas COPs deberán indicar los caminos para realizar esta transición.

Otro acuerdo importante durante la COP 28 fue el compromiso de un grupo de 118 países, incluido Brasil, de triplicar sus capacidades de producción de energía renovable hasta 2030. El acuerdo establece que los países deben trabajar juntos para aumentar sus capacidades de energía eólica, solar, hidroeléctrica y otras consideradas renovables hasta 11.000 gigawatts.

La expectativa final es que la contribución de esta tesis sirva como referencia para futuros trabajos sobre el desarrollo del pre-sal y otras cuencas sedimentarias brasileñas, tales como el margen ecuatorial en las regiones Norte y Nordeste de Brasil, y como garante del abastecimiento nacional de combustibles fósiles en las próximas décadas y financiador de la transición energética de los combustibles fósiles a las energías renovables.

Bibliografía

AIE. World Energy Outlook, 2015.

Almeida, E. L. F. Dinâmica Tecnológica das Indústrias Energéticas. Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2002.

Alveal C. Evolução da indústria do petróleo: Nascimento e desenvolvimento. Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2003.

Alveal C.; Pinto Jr. H. A. Cooperação Interfirmas na Indústria Petrolífera Mundial. Instituto de Economia da Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 1996.

ANP. Anuário Estatístico Brasileiro do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis. Rio de Janeiro, 2023.

_____. Petróleo e Estado. Rio de Janeiro, 2016.

_____. Relatório Trimestral de Participações Especiais, 2016.

_____. Resolução nº 25 de 08 de julho de 2013.

BCB. Investimento Estrangeiro Direto. BCB, 2023.

Bain e Tozzinni Freire Advogados. Regimes Jurídico-Regulatórios e Contratuais de Exploração e Produção de Petróleo e Gás Natural, consultoria para o BNDES, 2009.

Bindemann, K. "Production-sharing agreements: an economic analysis." Oxford Institute for Energy Studies, World Petroleum Market Paper Series, 1999.

BP. BP Statistical Review of World Energy, 2021.

Brasil. Constituição (1891). Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, 1891.

_____. Constituição (1934). Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, 1934.

_____. Constituição (1937). Constituição da República dos Estados Unidos do Brasil. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, 1937.

_____. Constituição (1988). Constituição da República Federativa do Brasil. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, DF, 1988.

_____. Decreto nº 2.933, de 6 de janeiro de 1915. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, 1915.

_____. Decreto nº 15.211, de 28 de dezembro de 1921. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, 1921.

_____. Decreto nº 20.799, de 16 de dezembro de 1931. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, 1931.

_____. Decreto nº 23.979, de 8 de março de 1934. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, 1934.

_____. Decreto nº 24.642, de 10 de julho de 1934. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, 1934.

_____. Decreto Ley nº 395, de 29 de abril de 1938. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, 1938.

_____. Decreto Ley nº 431, de 18 de maio de 1938. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, 1938.

_____. Decreto Ley nº 538, de 7 de julho de 1938. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, 1938.

_____. Decreto Ley nº 2.615, de 21 de setembro de 1941. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Rio de Janeiro, 1941.

_____. Decreto nº 53.337, de 23 de dezembro de 1963. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Brasília, 1963.

_____. Decreto nº 2.455, de 14 de janeiro de 1988. Diário Oficial da República dos Estados Unidos do Brasil. Brasília, 1988.

_____. Emenda Constitucional nº 09, de 09 de novembro de 1995. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 1995.

_____. Ley nº 2.004, de 3 de outubro de 1953. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Rio de Janeiro, 1953.

_____. Ley nº 9.478, de 6 de agosto de 1997. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 1997.

_____. Ley nº 11.097, de 13 de janeiro de 2005. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 2005.

_____. Exposição de Motivos Interministerial nº 38 – MME/MF/MDIC/MP/CCIVIL, de 31 de agosto de 2009. Brasília, 2009.

_____. Ley nº 12.276, de 30 de junho de 2010. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 2010.

_____. Ley nº 12.304, de 2 de agosto de 2010. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 2010.

_____. Ley nº 12.351, de 22 de dezembro de 2010. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 2010.

_____. Ley nº 12.490, de 16 de setembro de 2011. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 2011.

_____. Ley nº 13.365, de 29 de novembro de 2016. Diário Oficial da República Federativa do Brasil. Brasília, 2016.

Bustamante, Luiz Alberto da Cunha. A Frustração com a Partilha da Produção: o leilão do Campo de Libra, Textos para Discussão nº 168, Senado Federal. Brasília, 2015.

Clô, A. Oil economics and policy. Massachusetts: Kluwer Academic, 2000.

CNPE (Consejo Nacional de Política Energética). Resolução nº 6, de 8 de novembro de 2007. Ministério das Minas e Energia. Brasília, 2007.

Consoli, H. Avaliação da Atratividade de Projetos de E&P em Águas Profundas: Uma Análise Comparativa entre os Regimes de Concessão e de Partilha. Universidade Federal do Rio de Janeiro. Rio de Janeiro, 2014.

Debarre, Romain; Fulop, Tancrede; Lajoie, Bruno. Consequences of COP21 for the Oil and Gas Industry. Accenture Strategy, 2016.

Dias, Guilherme; Renault, Alfredo. A concentração de recursos na União e as perdas das regiões produtoras. In: Giambiagi, Fabio; Lucas, Luiz Paulo Vellozo. (Orgs.) Petróleo: reforma e contrarreforma do setor petrolífero brasileiro. Rio de Janeiro: Elsevier, 2013.

Dias, J. L. M.; Quaglino, M.A. A Questão do Petróleo no Brasil. Rio de Janeiro, CPDOC, Petrobras, 1993.

EPE. Balanço Energético Nacional 2023. Rio de Janeiro, 2023.

Ferreira, R. N. Na trilha do sucesso: uma história da revenda de combustíveis. Brasília, DF, 1999.

Figueirôa, Silvia Fernanda de Moura. A ciência em busca do eldorado: a institucionalização das ciências geológicas no Brasil, 1808-1907 (Tese de doutorado), 1992.

Freitas, Marcus Vinicius de. Expedições do Brasil Imperial (1865-1878). São Paulo, Metalivros, 2002.

Fonseca, Gondin da. O que você sabe sobre petróleo? Rio de Janeiro, Livraria São José, 1955.

Giebelhaus, A. W. "History of the Oil Industry", Encyclopedia of Energy. Rio de Janeiro, Elsevier, 2004.

Gobetti, Sérgio Wulff; Serra, Rodrigo Valente. Novo Marco Regulatório do Petróleo: Desafios na Transição do regime de Concessão para o Regime de Partilha, Tópicos Especiais de Finanças Públicas. Brasília, 2011.

Gonçalves, R. Empresas transnacionais e internacionalização da produção. Rio de Janeiro, Vozes, 1992.

IBGE. Estatísticas históricas do Brasil: séries econômicas, demográficas e sociais de 1550 a 1988. Séries estatísticas retrospectivas. Rio de Janeiro, 1990.

IBP. Comparação dos Modelos Fiscais de Partilha e Concessão. Rio de Janeiro, 2016.

Johnston, D. International Exploration Economics, Risk, and Contracts Analysis, PenWell Books, 2003.

Kupfer, D.; L. Hassencklever. Economia industrial: fundamentos teóricos e práticos no Brasil. Rio de Janeiro, Campus, 2002.

Leite, A. D. A Energia do Brasil. 2a edição revisada e atual. Rio de Janeiro, Elsevier, 2007.

Mariano, J. B. Oil and gas exploration and production activities in Brazil: The consideration of environmental issues in the bidding rounds promoted by the National Petroleum Agency, Energy Policy, Volume 35, Issue 5, May 2007.

Marinho Jr.; Ilmar Penna. Petróleo: Política e Poder. Rio de Janeiro, José Olympio, 1989.

Martin, J. M. A Economia Mundial da Energia. São Paulo, Unesp, 1992.

Morais, José Mauro de. Petróleo em águas profundas: Uma história tecnológica da Petrobras na exploração e produção offshore. Brasília, 2013.

Moura, Pedro de; Carneiro, Felisberto Olímpio. Em busca do petróleo brasileiro, Ouro Preto. Minas Gerais, Gorceix, 1976.

ONIP. Agenda de Competitividade da Cadeia Produtiva de Óleo e Gás Offshore no Brasil. Rio de Janeiro, 2010.

Petrobras. Plano de Negócios e Gestão da Petrobras 2015-2019. Rio de Janeiro, 2016.

_____. Plano de Negócios e Gestão da Petrobras 2017-2021. Rio de Janeiro, 2016.

_____. Principais indicadores. Rio de Janeiro, 1997.

Pires, P. V. A Evolução do Monopólio Estatal do Petróleo. Rio de Janeiro, Lumen Juri, 2000.

Porter, M. E. Estratégia competitiva: Técnicas para análise de indústrias e da concorrência. Rio de Janeiro, Campus, 2005.

Safatle, Claudia. Gestão do novo modelo ainda gera dúvidas. Valor Econômico, São Paulo, 17 outubro de 2013.

Souza, R. G. Histórias das Descobertas e o Potencial Brasileiro. Rio de Janeiro, Muiraquitã, 1997.

Tolmasquim, Maurício T.; Pinto Junior, Helder Q. Marcos Regulatórios da Indústria Mundial de Petróleo. Rio de Janeiro, Synergia, 2011.

Tordo, Silvana. Fiscal Systems for Hydrocarbons – Design Issues, World Bank, Working Paper, nº 123, 2007.

Wood Mackenzie. Multiclient Study on Government Take, Wood Mackenzie, 2007.

Wilberg, J. A. Consumo brasileiro de energia: dispêndio de energia primária no período 1941-1972. Rio de Janeiro, 1974.

Wirth, John D. A política do desenvolvimento na era Vargas. Rio de Janeiro, Editora FGV, 1973.

Yergin, D. O Petróleo: uma História de Ganância, Dinheiro e Poder. São Paulo, Editora Scritta, 2012.