

Empresas públicas, fondos soberanos y enfermedad holandesa: el caso de Noruega. Lecciones para economías subdesarrolladas ricas en recursos naturales

Juan Manuel Ramírez Cendrero

Universidad Complutense de Madrid

jramirez@ccee.ucm.es

Eszter Wirth

Universidad Complutense de Madrid

eszterwirth@pdi.ucm.es

Resumen

Noruega es un caso de economía con abundante dotación de recursos naturales que ha escapado a la maldición de los recursos naturales y no sufre los efectos de la enfermedad holandesa. De entre todos los factores explicativos del caso noruego, se estudian fundamentalmente dos: el Fondo Gubernamental de Pensiones y la actuación de las empresas públicas, como Statoil. A partir de estos aspectos, pueden extraerse lecciones para los desafíos que enfrentan las economías subdesarrolladas ricas en hidrocarburos (como Bolivia). Particularmente, la capacidad para identificar restricciones estructurales (productivas o institucionales) de las economías subdesarrolladas, o la importancia de la persistente búsqueda de objetivos de transformación productiva a largo plazo, son aspectos esenciales para lograr un uso inteligente de los recursos naturales.

1.- Introducción

Es una vieja cuestión pero recurrente en los debates sobre la naturaleza y reproducción del subdesarrollo. En efecto, el papel que la explotación de los recursos naturales en economías con abundante dotación (y, en muchos casos, inserción externa a partir) de ellos ha estado en el centro de una parte importante de la literatura sobre el desarrollo. En concreto, se han dado aportaciones variadas desde la perspectiva de la maldición de los recursos naturales incluyendo la cuestión, más específica, de la enfermedad holandesa. Teniendo en cuenta las aportaciones y controversias derivadas de esta perspectiva, resultan especialmente atractivos como objetos de estudio aquellos países que, con una estructura productiva muy concentrada en recursos naturales, han escapado de la maldición. Entre esos casos destaca Noruega. La importancia de Noruega reside por tanto, desde la preocupación por el desarrollo, en identificar enseñanzas que ayuden a formular estrategias de aprovechamiento de los recursos naturales

en economías periféricas con inserción externa altamente dependiente de los mismos y sometidas a diversas manifestaciones de la maldición de los recursos naturales.

Para ello, primero se hará una somera síntesis de los términos del debate académico sobre la cuestión para posteriormente analizar la experiencia noruega, centrada sobre todo en dos aspectos: el funcionamiento del Fondo Gubernamental de Pensiones y el papel de la petrolera estatal Statoil. A partir de ese análisis, se sistematizarán las enseñanzas que pueden derivarse para la formulación de estrategias de desarrollo en economías periféricas, destacando así mismo las limitaciones específicas que afectan a este tipo de economías.

2.- Maldición de los recursos naturales y enfermedad holandesa: los términos del debate.

Muchas economías ricas en recursos naturales están sometidas a las implicaciones de la maldición de los recursos naturales. La denominada maldición de los recursos naturales es un fenómeno abundantemente estudiado en la literatura económica. Importantes estudios como Ross (1999) o Sachs y Warner (2001), entre otros, han buscado la relación entre abundancia de recursos naturales y crecimiento económico. Normalmente, países cuyas exportaciones están muy concentradas en los recursos naturales tiene bajos niveles de ingreso, débil industrialización, excesiva especialización productiva y altos grados de dependencia y vulnerabilidad en su inserción externa¹. Los países exportadores de gran cantidad de recursos naturales tienen peores tasas de crecimiento que aquellos que carecen de o cuentan con unas exportaciones poco significantes de dichas materias (Sachs y Warner, 1997), particularmente si se trata de recursos concentrados en una ubicación específica (Isham et al., 2005). Existe por tanto cierta evidencia de que los países con mayor dotación de recursos naturales presentan peores tasas de crecimiento económico (Sachs y Warner, 1995 y 2001). Sachs y Warner (1995) estudian 97 países durante el periodo comprendido entre 1971-1989, utilizando un análisis de regresión para medir el impacto de las exportaciones de recursos naturales sobre el crecimiento económico. Sus resultados asocian altos ratios de exportaciones de materias primas con bajas tasas de crecimiento. En este artículo se muestra que existe una relación negativa entre abundancia de recursos naturales y crecimiento.

Esta relación, no obstante, puede precisarse al menos en tres sentidos. Primero, por el tipo de recurso natural. No todos los recursos naturales muestran la misma intensidad en las manifestaciones del fenómeno. Sachs y Warner (2001) muestran resultados que constatan la maldición de recursos naturales, pero de modo mucho más intenso en países concentrados en la explotación de recursos minerales.

Segundo, como destaca Arezki y Van der Ploeg (2010), más relevante que la *abundancia* de recursos naturales es la *concentración* de las exportaciones en recursos naturales, es decir, la dependencia de los recursos naturales. En efecto, normalmente los análisis usan el peso de las exportaciones de recursos naturales sobre el PIB calculado al inicio

¹ Pero hay excepciones, precisamente como Noruega.

del período de muestra para explicar el crecimiento en los años posteriores. No obstante, se trata de una medida de la dependencia de recursos naturales, y no de abundancia (Brunnschweiler y Bulte, 2008). Efectivamente, lo que interesa es la dependencia de dichos recursos, ya que está relacionada con la escasa diversificación de la estructura productiva y, por tanto, con peor desempeño económico. Así, se debe diferenciar entre abundancia y dependencia de recursos naturales, aspectos no siempre unidos. Algunos ejemplos de países poco dotados de recursos naturales pero dependientes de ellos son la mayoría de los países de África Subsahariana. En cambio, Australia o Canadá son ejemplos de economías abundantes de materias primas pero poco dependientes de ellas. Además, las evidencias empíricas de la maldición de los recursos naturales pueden resultar débiles. Para algunos autores, la dotación de recursos naturales puede tener *efectos positivos*, mientras que la dependencia de ellos tiene *efectos nulos* o incluso *negativos* sobre el crecimiento económico (Alexeev y Conrad, 2005; Brunnschweiler y Bulte, 2008).

Tercero, otros estudios, como Boyce y Herbert (2011), proponen que la tasa de crecimiento económico no es suficiente evidencia de que haya maldición de los recursos naturales, debido a que la abundancia de recursos naturales puede estar positivamente correlacionada con los niveles de ingreso. Los autores sostienen que debe ser el nivel de ingreso, y no la tasa de crecimiento del ingreso, el criterio para establecer si los recursos naturales son una maldición o una bendición para una economía.

A pesar de ser aceptada generalmente, aunque con ciertos matices, la relación entre recursos naturales (sobre todo exportaciones de recursos naturales) y crecimiento, el acuerdo es menor al buscar las causas económicas de esa relación. La maldición de los recursos naturales intenta explicar los bajos ritmos de crecimiento económico de países ricos en recursos naturales a partir de varios factores (Ross, 1999): a) la perjudicial evolución de los términos de intercambio; b) la inestabilidad de los mercados internacionales de recursos naturales; c) la escasa capacidad de arrastre sobre otros sectores de las exportaciones de recursos naturales; y d) la posibilidad de que un boom de las exportaciones de recursos naturales produzca estancamiento económico, es decir, la denominada enfermedad holandesa. En su ambiciosa contribución, Ross propone una aproximación multidisciplinar a la maldición de los recursos naturales, desarrollando diversas explicaciones económicas y políticas y proponiendo una comunicación entre economistas y politólogos. Destaca Ross, de modo insistente, su confianza en la actuación de los gobiernos para combatir los efectos de la maldición. En efecto, los gobiernos, según Ross, disponen de instrumentos de política para mitigar sus dificultades. La política, en última instancia, es importante y puede influir en los resultados.

Coinciden en este aspecto muchas contribuciones de la literatura académica. Davis (1995) cuestiona las explicaciones sólo económicas de la maldición de los recursos naturales, y destaca la existencia de mecanismos no económicos que afectan al desempeño económico de los países. Por otro lado, un importante estudio del Banco Mundial, Sinnott et al (2010), asocia directamente las tendencias y manifestaciones de la maldición de los recursos naturales a

deficiencias institucionales y de gobernanza. Para estos autores, por tanto, la labor gubernamental adecuada para combatirla debe incorporar medidas como la diversificación de exportaciones o, sobre todo, una administración responsable de las rentas derivadas de las exportaciones de recursos naturales. Mehlum et al (2006) también destaca el vínculo entre maldición de los recursos naturales y debilidades institucionales. En este estudio, la principal hipótesis es que las instituciones son decisivas en el combate contra la maldición. Para ello, el estudio establece un modelo que clasifica las instituciones en dos categorías, las instituciones orientadas a la producción (*production-friendly*) y las instituciones orientadas a la captación de renta (*grabber-friendly*). La abundancia de recursos naturales puede reducir el ingreso per cápita en economías con un alto grado de instituciones orientadas a la captación de renta, mientras que, en cambio, las instituciones orientadas hacia la producción tienden a incrementar la renta.

No obstante, algunos autores reducen la importancia de la variable institucional. Manzano y Rigobon (2001) encuentran debilidades en la relación entre variables que establecen Sachs y Warner (1995), y cuando esa relación se presenta no respondería a problemas institucionales sino a problemas de restricciones en el crédito. Los autores mencionan que el *boom* de precios de la década de los setenta condujo a que los países “ricos en recursos naturales” se endeudaran. Por ello, cuando los precios cayeron, estos países enfrentaron problemas para pagar su deuda, afectando así forma al crecimiento económico.

Como se ha mencionado, una dimensión específica de la maldición de los recursos naturales es la enfermedad holandesa (EH). La EH es un fenómeno que se estudió inicialmente a partir de la experiencia holandesa² en la exportación de gas tras los descubrimientos de grandes yacimientos en el mar del Norte en los años 60. El aumento de las exportaciones holandesas de gas generó un flujo de divisas que apreció el florín, perjudicando a otros sectores exportadores del país y a la competitividad del país. El aspecto central de este fenómeno es, por tanto, el modo en que el boom exportador puede generar consecuencias negativas en otros sectores y en el comportamiento general de la economía. Esas consecuencias negativas se explican por dos efectos (Corden y Neary, 1982): el efecto reasignación de recursos (por el desplazamiento de factores productivos, trabajo particularmente, hacia el sector exportador, reduciéndose la producción en otros sectores como el industrial) y el efecto gasto (por el incremento del gasto asociado al boom de ingresos de exportación³).

El resultado conjunto de ambos efectos se traduciría en un descenso en el número de empleados y de la producción en el sector. Sin embargo, el resultado sobre la producción y el trabajo empleado en los servicios quedaría indeterminado pues el efecto reasignación los

² El exitoso término surgió del título de un artículo publicado en *The Economist* en 1977 que analizaba precisamente los impactos económicos del descubrimiento de gas natural para Holanda, destacando los efectos negativos (The Economist, 1977).

³ Gasto público en el caso de propiedad estatal de las explotaciones exportadoras.

reduciría pero el de gasto los fomentaría⁴. En todo caso, la desindustrialización sería clara y, considerando que la industria manufacturera cuenta con características “especiales”, como la acumulación de conocimientos mediante el aprendizaje (*learning-by-doing* – introducidos por Arrow (1962)) y el progreso técnico Van Wijnbergen (1984), los encadenamientos productivos hacia atrás y delante y otras externalidades positivas, la pérdida del tejido manufacturero podría ser irreversible y perjudicial para el crecimiento.

No obstante, no todos los autores consideran perjudicial la experimentación de síntomas de la EH y cuestionan si realmente se trata de una “enfermedad” o una manifestación de la ventaja comparativa. Edwards y Aoki (1983) defienden que no se trata de un mal siempre y cuando la apreciación real sea permanente y conduzca a un nuevo equilibrio estructural. Hirschman (1977) confía en los efectos de arrastre hacia adelante y atrás del sector primario, capaz de generar los mismos encadenamientos que la industria pero se encuentra con la limitación de que la puesta en marcha de actividades (molino, producción de fertilizantes, empaquetamiento, logística) precisa tecnología y maquinaria más sofisticada, ajena a los productores del sector agropecuario o extractor en países subdesarrollados.

Torvik (2001 y 2004), partiendo de la teoría del crecimiento endógeno, supone que existe *learning-by-doing* tanto en el sector transable como en el no transable y también efecto derrame entre ambos. Sala-i-Martin y Subramanian (2003) argumentan que el supuesto de que el sector manufacturero es “superior” por el *learning-by-doing* y otras externalidades positivas carece de contrastación sólida. Sianott et al (2010) y otros investigadores del Banco Mundial siguen la línea de Hirschman y cuestionan la hipótesis de que los bienes primarios presentan menos productividad, potencial de vínculos y efecto derrame sobre el resto de la economía poniendo como ejemplo estudios que muestran efectos de agrupamiento y vínculos con otros sectores de actividades de agricultura y pesca y señalan la creciente diferenciación de productos metalúrgicos en el mercado mundial, dando lugar al comercio intraindustrial de metales. Magud y Sosa (2010) aceptan la existencia de síntomas de la EH en la medida de que las entradas de capital foráneo aprecian el tipo de cambio real, generan reasignación de factores y reducen el producto y exportaciones netas manufactureras. Pero subrayan la falta de literatura económica que muestre los canales a través de los cuales la EH se traduce en menor crecimiento. Consecuentemente, recomiendan aprovecharse de los beneficios de un auge en el sector primario, reduciendo las consecuencias no deseadas que pueda causar mediante la política macroeconómica, y, si la apreciación es estructural, abogan por la no intervención.

Una sugerente explicación de la EH se encuentra en Bresser-Pereira (2009). En este artículo, el autor destaca que la sobreapreciación cambiaria derivada de la EH es el principal obstáculo para el desarrollo industrial de las economías periféricas. Por tanto, la neutralización de la EH exige medidas de administración del tipo de cambio. Pero lo más interesante de la contribución de Bresser-Pereira es su definición ampliada de EH. Para el autor, la apreciación

⁴ En el sector hidrocarbúfero, donde es más difícil la reasignación de factores por el hecho de ser intensivo en capital específico, tiende a dominar el efecto gasto, por lo que subiría el empleo y la producción en los servicios.

cambiaría que caracteriza a la EH no sólo es resultado de los recursos naturales, sino también de la mano de obra barata, que puede provocar los mismos efectos. En efecto, si el diferencial de salarios (*wage spread*) del país es muy grande, las industrias que usan mano de obra barata tienen un coste marginal más bajo que las industrias tecnológicamente más avanzadas. Los tipos de cambio, por tanto, tienden a converger hacia un nivel que hace rentable la exportación de los bienes producidos con trabajo barato, un nivel más bajo (o sea, moneda más apreciada) que el que requerirían las industrias de mayor contenido tecnológico. Este efecto no se da si el diferencial de salarios es bajo⁵.

3.- Noruega: rasgos específicos del sector hidrocarburífero

3.1.- Evolución de la explotación hidrocarburífera

Noruega fue en 2012 el segundo exportador de gas natural a nivel mundial y el séptimo exportador de petróleo (U.S. Energy Information Administration, 2012). Con una población que no llega a los 5.100.000 en 2013 e importantes cascadas presentes a lo largo de los ríos de rápida corriente en el oeste del país, el 95% de la oferta eléctrica se ve cubierta por la energía hidráulica y un 1% por otras fuentes renovables como la biomasa o la energía eólica, por lo que solo necesitan cubrir el 4% de la electricidad generada con fuentes fósiles, el resto se exporta (U.S. Energy Information Administration, 2012).

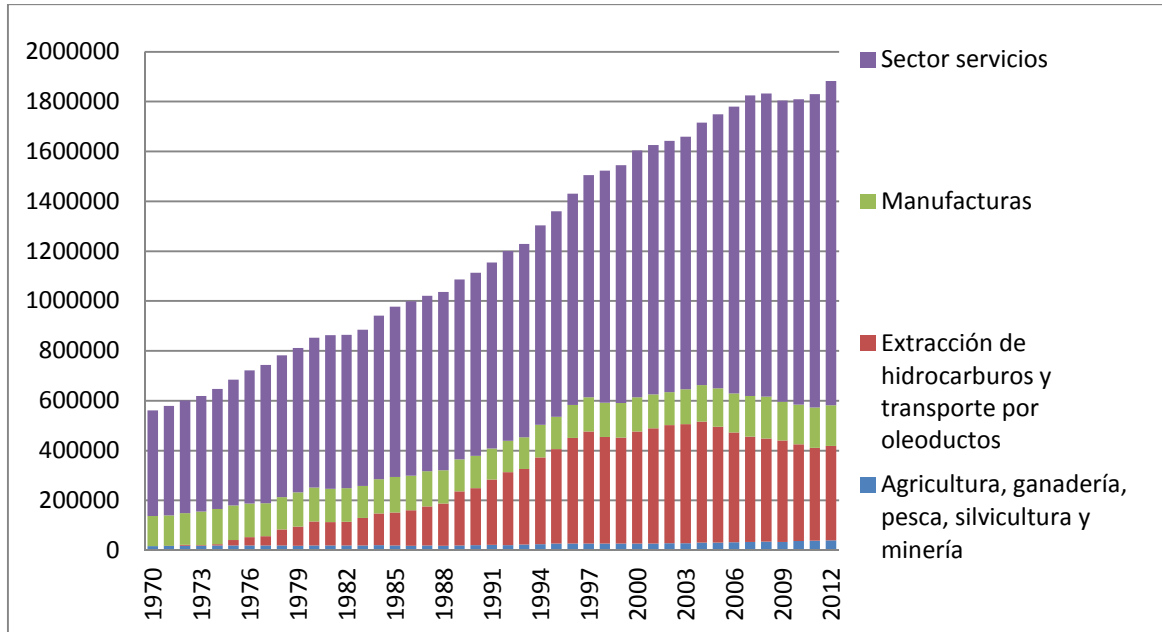
Antes de la era petrolera, iniciada en los años setenta, Noruega era una economía centrada básicamente en la explotación y transformación de sus recursos naturales, tanto de las conocidas riquezas pesqueras y forestales como hidráulicas. El comienzo de la generación de electricidad en las profundas cascadas en los años 30 del s. XX generó un gran crecimiento de la renta nacional y permitió el desarrollo de la industria metalúrgica, sobre todo la del aluminio. No obstante, hasta los setenta era el país escandinavo más pobre, siendo su renta per cápita ampliamente superada por Dinamarca o Suecia (Larsen, 2004). Todo cambió en 1969, cuando se descubrió su primer campo hidrocarburífero comercialmente viable, Ekofisk, que comenzó a producir dos años más tarde. A partir de 1980 Noruega empezó a superar a sus vecinos nórdicos en términos de renta per cápita y a convertirse en uno de los países más ricos con una renta per cápita de 579.632 coronas noruegas (unos 69.000 €) en 2012, el quinto país más rico en términos de PIB per cápita en paridad de poder adquisitivo a nivel mundial (Banco Mundial, 2012).

El sector hidrocarburífero representó en 2012 el 20% del PIB, y un 40% de las exportaciones totales, aunque los porcentajes varían mucho de un año a otro, influidos por los acontecimientos en los mercados internacionales. A pesar de estas cifras, propias de un país subdesarrollado dependiente del crudo, Noruega es básicamente una economía terciarizada,

⁵ El autor destaca que precisamente para evitar ese efecto, países como India o China siguen de modo estricto una política de administración cambiaria impidiendo la apreciación de sus monedas y, por tanto, riesgos de desindustrialización. Para el autor, sólo economías que eviten la sobreapreciación de sus monedas pueden progresar industrialmente (Bresser-Pereira, 2009).

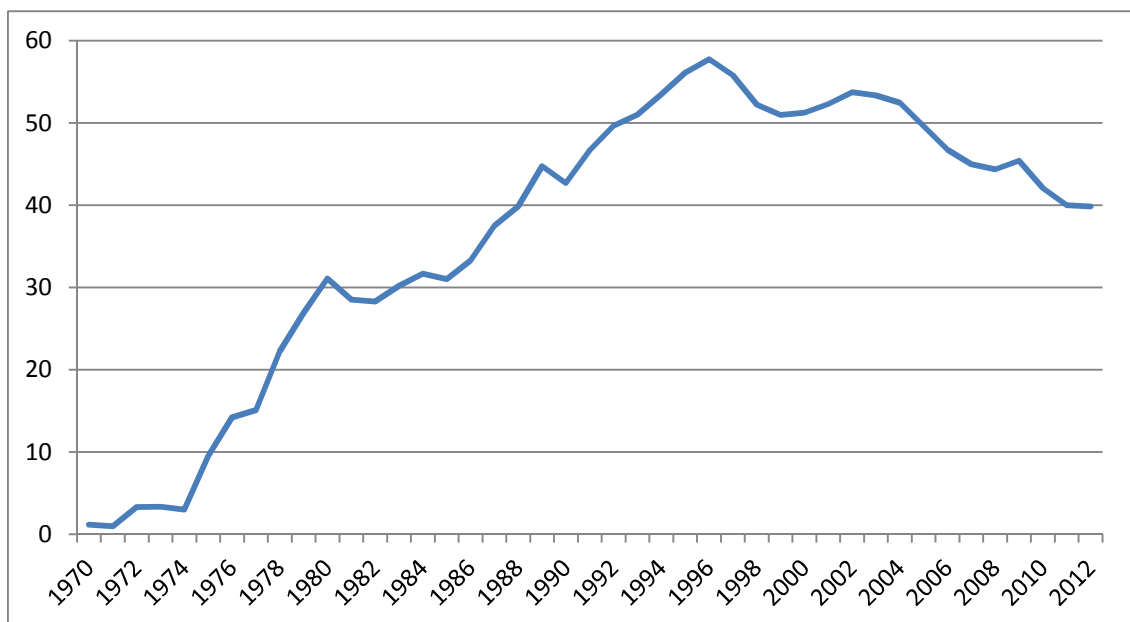
en el que sector servicios aportó un 70% del PIB, como en el resto de economías europeas (gráficos 1 y 2).

Gráfico 1: Estructura económica por sectores, millones de NOK a precios de 2005 (1970-2012)



Fuente: elaboración propia a partir de Statistics Norway (Statbank)

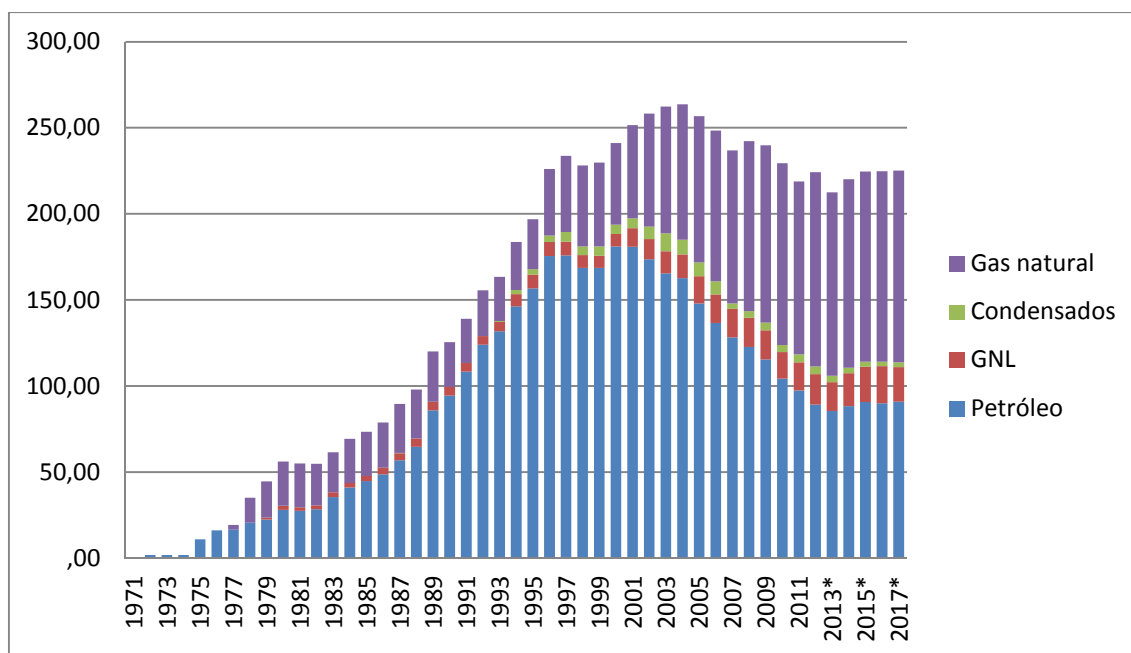
Cuadro 2: Participación de las exportaciones hidrocarburíferas sobre las exportaciones totales de bienes y servicios, en % (1970-2012)



Fuente: Statistics Norway (Statbank)

La producción de hidrocarburos (gráfico 3) ha crecido de forma moderada desde 1971, año en el que el campo de Ekofisk comenzó a producir, hasta 1980, y se ha multiplicado por 4,5 entre 1980 y mediados de los 90, período correspondiente a los descubrimientos y desarrollo de los yacimientos petroleros más prometedores en el Mar del Norte como Staffjord o Gullfaks. En los siguientes 10 años posteriores a 1995, la producción de hidrocarburos ha tendido a estabilizarse en torno a 250 millones de metros cúbicos al año y a partir de mediados de la década de los 2000 ha descendido ligeramente, permaneciendo dentro de una franja de 200-230 millones de metros cúbicos anuales. Entre 2003-2004 la producción de petróleo, gas natural, condensados y GNL alcanzó su cénit y desde entonces la de petróleo ha ido descendiendo pero se vio compensada en gran parte por la producción de gas natural y GNL, que juntos ya superan a la de petróleo desde 2008. En la actualidad, a falta de descubrimientos de campos tan abundantes en el Mar del Norte como en los 70-80, el interés del gobierno noruego se centra en la mejora del grado de recuperación de los campos ya productores, en la exploración de nuevas áreas en el mar de Noruega y de Barents, y en el desarrollo de nuevas tecnologías submarinas para explotar unos campos cada vez más profundos y menos productivos.

Cuadro 3: Historial de producción de hidrocarburos y previsiones, en millones de metros cúbicos por año, (1971-2017)



Fuente: Norwegian Petroleum Directorate. *Nota: las cifras 2013-2017 corresponden a estimaciones.

En la actualidad hay 77 campos en explotación en los que participan un total de 58 empresas licenciatarias, tanto extranjeras como nacionales (Ministerio de Petróleo y Energía, 2013) . Los campos más importantes son los de Ekofisk y Frigg en el sur del mar del Norte, Statfjord, Oseberg y Troll en el norte del mar del Norte, Åsgard en el mar de Noruega, y los más recientes Goliat y Snøhvit en el mar de Barents.

Las principales entidades en el sector son dos. Por una parte, Statoil, gran “campeón” nacional formado tras la fusión en 2007 de Statoil y la división hidrocarbúfera de Norsk Hydro y Saga que controla aproximadamente el 80% de la producción del país⁶. Cotiza en las bolsas de Oslo y Nueva York pero un 67% de sus acciones están en manos del Estado (Ministerio de Petróleo y Energía, 2010). Por otra parte, la entidad denominada Interés Financiero Directo del Estado

⁶ 5 El gigante noruego es el resultado de la adquisición de Saga por parte de Norsk Hydro en 1999, una adquisición no hostil dada la coyuntura económica con bajos precios de crudo y las dificultades financieras de Saga tras haber realizado compras en el extranjero, en concreto Santa Fe Exploration, basado en Kuwait (Vidar Lerøen, 2002). La división *upstream* empresa resultante no tardó en acordar una fusión con la ya semiprivatizada Statoil. Las razones (Gordon y Stenvoll, 2007)dadas para justificar dicha operación consistían en el fortalecimiento de Statoil a nivel internacional para poder compartir con las demás ETN del sector, que habían realizado procesos de reestructuración, fusiones y adquisiciones en los años previos debido a los bajos precios del petróleo. A esta razón principal se añaden otras como la maduración del sector reflejado en el agotamiento de reservas no compensadas con los nuevos descubrimientos, que fuerza a las empresa a buscar nuevos negocios en territorios extranjeros menos explotados. También se insistió en el fortalecimiento de activos y capacidades para poder desarrollar métodos de extracción en aguas árticas cada vez más profundas y yacimientos menos densos y el llamado *enhanced oil recovery*. Sin embargo, se dio poca importancia a la eficiencia de costes y eliminación de funciones duplicadas-de hecho, Ryggvik (2010)argumenta que la fusión se llevó a cabo con numerosos despidos y jubilaciones pero muy bien pagadas, operación que a la empresa le costó 8,4 millones de NOK. Otros autores cuestionen la existencia de suficientes razones para la fusión de las dos petroleras noruegas, ya que Hydro poseía pocos activos foráneos, por lo que hubiese sido más lógico la fusión con una empresa extranjera, y la contemplan como una estrategia de Statoil para eliminar un competidor directo (Claes, 2002; Thurber y Tangen Istad, 2010).

(State Direct Financial Interest-SDFI), una particularidad exclusivamente noruega, consistente en campos pertenecientes directamente al Estado, que invierte en ellos y recauda los ingresos generados, aunque son una especie de “propiedad pasiva” (Holden, 2013). SDFI se creó en 1984 cuando tuvo lugar el “corte de alas” de Statoil debido a que éste había acumulado demasiado poder y recursos financieros, de modo que se convirtió en un „Estado dentro del Estado” incontrolable: más de un 50% de sus derechos sobre campos hidrocarburíferos pasaron a formar parte de la propiedad directa del Estado, aunque Statoil seguía gestionándolas como operadora. Desde 2001, fecha de la privatización parcial de Statoil, el SDFI está gestionado por Petoro, una empresa 100% pública pero que no es dueña ni operadora de los campos estatales, sino un gestor que subcontrata a otras empresas para la explotación de dichos yacimientos. Además de estas entidades públicas, en la PCN operan gigantes petroleros como ConocoPhillips, ExxonMobil, Shell, Chevron, BP, Gaz de France Suez y desde el 2009 también Repsol.⁷

3.2.- Organización de la actividad petrolera y renta petrolera estatal

En 1972 quedó fijado el esquema administrativo del modelo petrolero noruego (Al-Kasim, 2006), centrado en la separación de funciones entre tres entidades. Por un lado, Statoil se encargaba de la función comercial. Tras la creación del SDFI, la privatización parcial de Statoil y la creación de Petoro y Gassco⁸, la función comercial quedó diluida entre la semipública Statoil, y las íntegramente públicas Petoro y Gassco. Por otro lado, el Directorio de Petróleo Noruega (Norwegian Petroleum Directorate) posee hasta hoy en día una función puramente técnica y de asesoría, como la elaboración de datos sobre la actividad del sector, geología, ingeniería y recomendaciones al Ministerio en asuntos técnicos y sobre la regulación del ritmo de extracción y de otorgar licencias. Por último, el Ministerio de Petróleo y Energía asumió la tarea ejecutiva, poniendo en marcha las leyes aprobadas por el Parlamento, con el que trabaja conjuntamente para fijar los objetivos del sector y la organización y evaluación de las rondas de licitación de acuerdo a la Ley Petrolera del 29 de noviembre de 1996.

Según Thurber, Hults y Heller (2011), la separación de funciones como en el modelo noruego puede mejorar el desempeño del sector petrolero de un país por las siguientes razones: i) el NOC puede ser capaz de, o incluso forzado a, centrarse en actividades puramente comerciales, lo que fomenta su desempeño operativo y puede incrementar la rentabilidad financiera del Estado ii) la creación de entes reguladores o políticos independientes puede mejorar la capacidad del gobierno a supervisar y a fijar objetivos para el NOC y los otros agentes del sector; iii) los conflictos de interés se ven potencialmente

⁷ En la aplicación de Norwegian Petroleum Directorate, llamada Factpages, se puede consultar la lista completa de empresas que participan en la PCN con sus datos históricos: <http://factpages.npd.no/factpages/default.aspx>

⁸ Gassco, creado en 2001, es una empresa totalmente pública encargada de gestionar el transporte de gas natural desde la PCN hacia Europa continental y Reino Unido vía Gassled, un sistema de gasoductos sobre la PCN que es un joint-venture creado por los propietarios de cada uno de los gasoductos como Petoro, Statoil, ConocoPhillips o Gaz de France Suez. Gassco no es propietario de ninguno de estos gasoductos, realiza solo su gestión.

reducidos- por ejemplo, el NOC tiene menos posibilidades de usar su poder regulatorio y político para ganar privilegios; y iv) el control del Estado sobre la política hidrocarburífera le da una posición más fuerte para evitar que el NOC obtenga exceso de influencia en otras instituciones.

¿Cómo obtiene el Estado la renta petrolera? Para responder a esta cuestión hay que analizar el tratamiento fiscal de las actividades hidrocarburíferas, apoyado tanto en las figuras impositivas generales de la economía noruega como en figuras específicas. Cada empresa dedicada a la exploración, explotación y tratamiento de petróleo en la plataforma continental noruega (PCN, fuera del continente en el mar) y transporte mediante oleoductos o gasoductos está sujeta a la Ley Fiscal Petrolera (Petroleum Tax Act) Según esta ley, las empresas pagan el impuesto de sociedades general del 28% -que grava a toda empresa que desarrolla actividades en el continente noruego- y, además, un impuesto especial del 50% sobre actividades petroleras con el objetivo de gravar una actividad que hace uso de un recurso escaso y no renovable perteneciente al Estado noruego. Esta doble imposición sobre las empresas petroleras se remonta a la primera crisis del petróleo con la consiguiente escalada de precios del crudo que llevó al gobierno a aprobar la ley en 1975, que sufrió modificaciones respecto a los tipos en función de la coyuntura de los precios en los mercados internacionales, aunque su filosofía se mantuvo. Para no desincentivar la inversión de las empresas en la PCN, el Estado les compensa con un sistema de desgravaciones y amortizaciones muy generosas⁹. Además, recientemente se han introducido ventajas fiscales para la producción de gas natural licuado y para los nuevos entrantes en la industria para incrementar la competencia¹⁰.

Además de los impuestos aplicados sobre los beneficios de las empresas del sector, el Estado tiene otras cuatro fuentes de renta petrolera: impuestos ambientales por emisión de CO₂, royalties (aunque desde 1986 han tendido a desaparecer), ingresos netos producidos por el SDFI y dividendos provenientes de las acciones poseídas por el Estado en Statoil. Dichos cinco componentes (impuestos, royalties, ingresos netos de SDFI y los dividendos provenientes de las acciones de Statoil) constituyen el flujo neto de caja del Estado procedente del sector hidrocarburífero.

⁹ Los activos se pueden amortizar linealmente en un período de 6 años, se permite desgravar los gastos en I+D, los gastos de exploración y desinstalación de equipo, se pueden trasladar pérdidas de ejercicios fiscales previos y existe una desgravación adicional en la base del impuesto especial llamada "uplift", según la cual se puede descontar el 5,5% del valor de las inversiones realizadas en los últimos 4 años (su objetivo es evitar que los no ingresos provenientes de las actividades offshore sean gravadas con el tipo del 50%).

¹⁰ En 2002 se aprobó un sistema de depreciación especial para las instalaciones destinadas a la conversión gas en gas natura licuado (GNL), con el objetivo de acelerar el desarrollo de proyectos en las aguas más al norte del país, casi en el Mar de Barents, más concretamente el proyecto de Snøhvit, no carentes de condiciones climáticas y geológicas adversas. Para dichos proyectos, el período de amortización se fijó en solo 3 años en vez de 6. El sistema de tratamiento de pérdidas acumuladas favorecía a las empresas que ya operaban con beneficios pero era un lastre para las empresas recién entradas en la PCN, ya que obligaba a éstos a trasladar sus pérdidas de ejercicios fiscales previos durante años hasta obtener beneficio, lo que desincentivaba la entrada ya que tenían que financiar por sí solas las pérdidas durante varios ejercicios fiscales. Para eliminar esta discriminación, el Ministerio de Petróleo y Energía introdujo en 2005 una norma mediante la cual cualquier empresa podía exigir el reembolso anual del valor fiscal (un 78%, sumando el tipo impositivo general y extraordinario sobre actividades petroleras) de los costes de exploración incurridos durante el mismo período fiscal, reduciendo el riesgo para nuevos entrantes.

Como se aprecia en el gráfico 4, la mayor parte de la renta petrolera estatal consiste en los impuestos y en los ingresos netos del SDFI. Hasta 1985 los royalties e impuestos eran prácticamente las únicas fuentes de renta del Estado, que se incrementaron gracias a los altos precios del petróleo existentes entre 1973-1985. Tras la creación del SDFI y la caída de los precios del crudo, el Estado tuvo que enfrentarse a un desplome de recaudación de impuestos y royalties y, para colmo, soportar los altos costes de las inversiones del SDFI en campos como Gullfaks, por lo que durante 5 años la aportación del SDFI al flujo neto de caja petrolera estatal fue negativa. A partir del inicio de los 90, con precios internacionales todavía bajos, el SDFI comenzó a aportar beneficios, se introdujeron los impuestos ambientales por emisión de CO2 y NO2 y se ha optado por la eliminación progresiva de los royalties, cuyo peso ha ido menguando hasta prácticamente desaparecer desde inicios de la década de los 2000. Gracias al incremento de precios a inicios de los 2000, que se mantuvo durante prácticamente toda la década, los ingresos por impuestos recaudados a las petroleras y generados por el SDFI multiplicaron exponencialmente el flujo de caja del Estado procedente de la actividad petrolera. A ello se añadió la privatización de Statoil en 2001, que generó importantes dividendos especialmente entre el período 2005-2008, años en los que la cotización de la empresa se incrementó sustancialmente, sobre todo a mediados de 2008¹¹. El descenso de los precios del crudo entre 2009-2010 pasó factura a los ingresos estatales en concepto de impuestos y SDFI, reduciéndose el flujo neto de caja del Estado un 35% entre 2008 y 2010. No obstante, la vuelta a los precios del crudo – y particularmente del Brent- de más de 100 dólares por barril a partir de 2011 volvió a incrementar el flujo neto de caja sobre todo por una mayor recaudación fiscal.

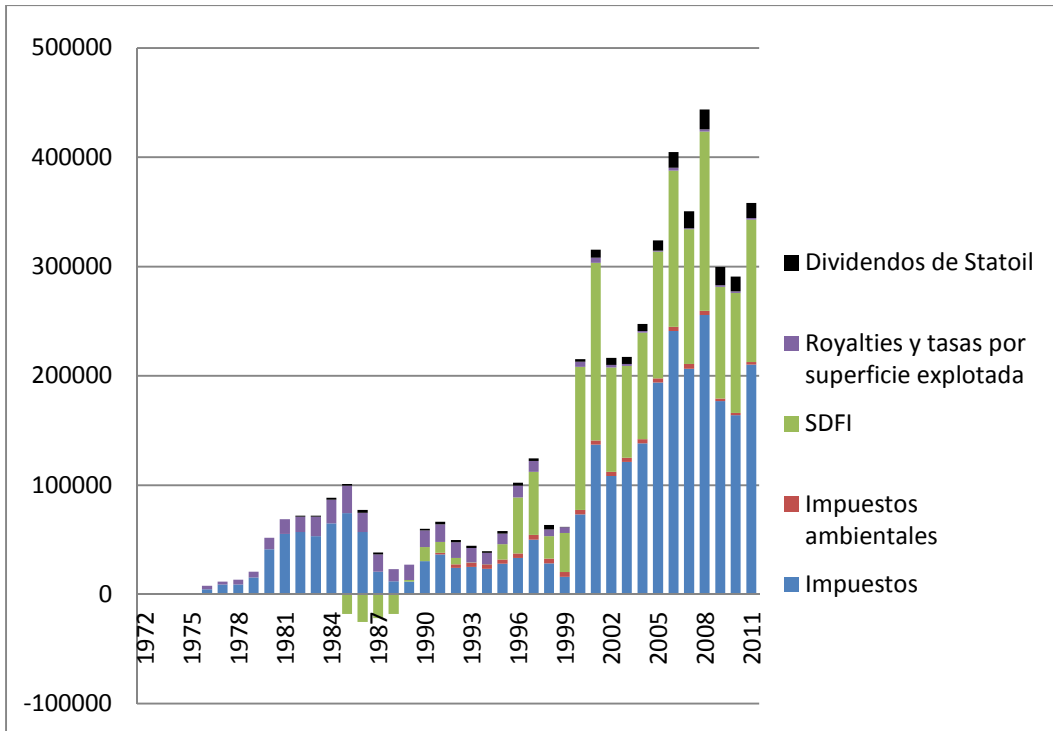
El gobierno se ha adueñado durante el período 2001-2012 del 50-70% del total de la actividad petrolera, lo que ha representado entre un 25-35% del total de ingresos públicos (gráfico 5). Como se puede observar en el gráfico, el comportamiento del flujo neto de caja del Estado procedente de actividades petroleras presenta progresividad respecto al valor agregado total del sector, ya que durante el período de altos precios del crudo (2004-08) se incrementó más que el valor añadido total, mientras que en los años de descenso de precios del crudo (2009-10)decreció más que el valor añadido del sector. Lo mismo se puede afirmar sobre el comportamiento del flujo neto de caja del Estado procedente de actividades petroleras respecto al conjunto de los ingresos públicos.

¹¹ La evolución de la cotización de las acciones de Statoil (1 enero 2004 - 28 marzo 2014).



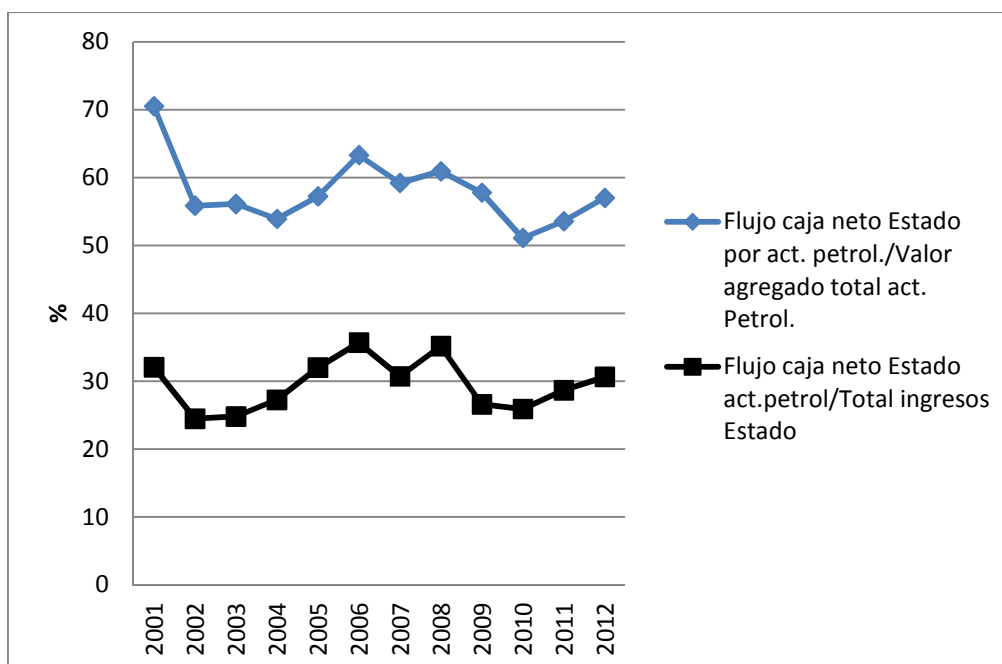
Fuente: Statoil

Gráfico 4: Flujo neto de caja del Estado procedente del sector hidrocarburífero, millones de NOK a precios de 2012, (1972-2011)



Fuente: Ministerio de Petróleo y Energía

Gráfico 5: Peso del flujo neto de caja del Estado procedente de actividades petroleras* (2001-2012)



Fuente: elaboración propia a partir de datos del Ministerio de Finanzas y Statistics Norway (Statbank)

*Nota: no se cuentan los dividendos procedentes de los dividendos de las acciones de Statoil al depender éstos de los mercados financieros

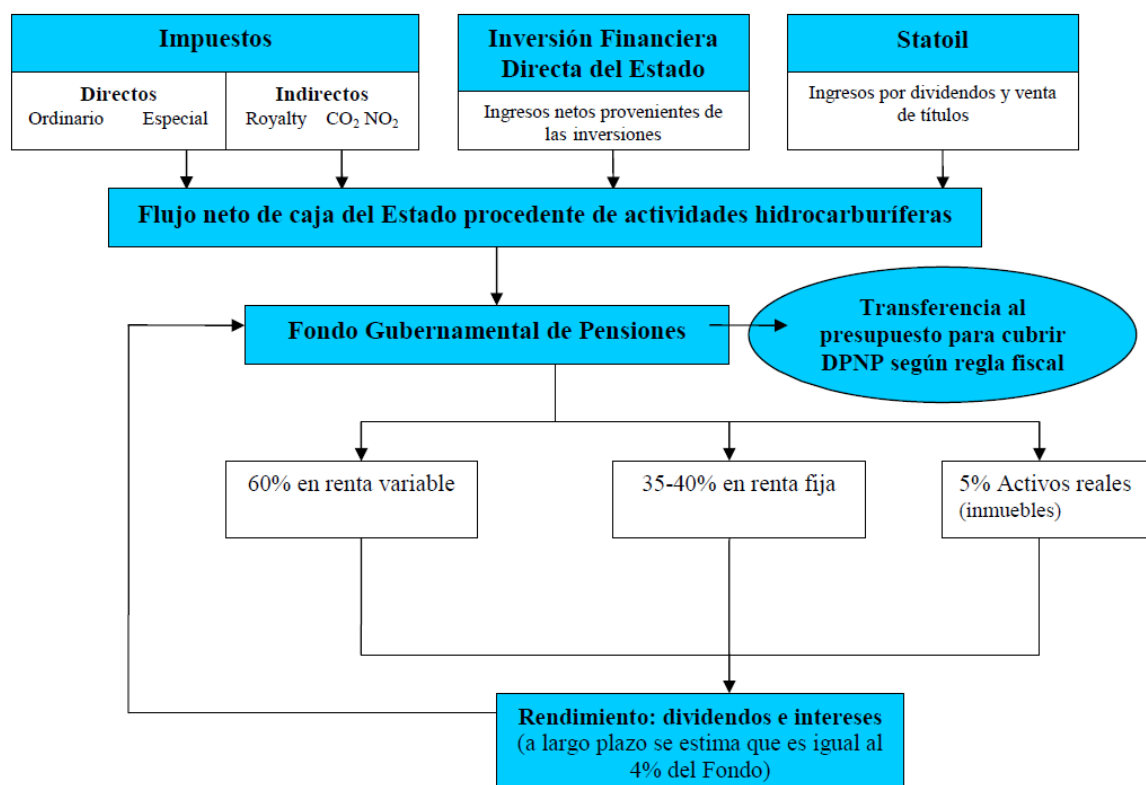
¿Cómo utiliza el Estado la renta petrolera obtenida? El aspecto inicial de esta cuestión supone una de las especificidades de la política hidrocarburífera en Noruega: todo el flujo neto de caja del Estado se transfiere directamente al Fondo de Pensiones Global (Norwegian Pension Fund Global). Dicho Fondo, creado en 1990, es un instrumento de estabilización para suavizar los ciclos económicos al ahorrar en época de precios altos del crudo y gastar en épocas de vacas flacas para evitar la recesión en caso de un desplome de precios. Pero, como su nombre lo indica, también se trata de un fondo de ahorro para afrontar el previsible aumento del gasto en pensiones en un probable entorno de decrecientes ingresos procedentes de la explotación petrolera debido al agotamiento de las reservas y así asegurar la sostenibilidad de las cuentas fiscales y el reparto intergeneracional de los recursos hidrocarburíferos. El dinero del Fondo es propiedad del Estado pero está gestionado por la Gestoría de Inversiones del Banco Central Noruego (NBIM) que invierte el total de los fondos en activos en moneda extranjera, un 60-65% en renta variable, un 35-40% en renta fija y un 0-5% en activos inmobiliarios en zonas exclusivas de París, Londres y Nueva York.

Una parte del total del flujo neto de caja del Estado de actividades petroleras se puede transferir a los Presupuestos Generales según la “regla fiscal del 4%”. Esta regla, estipulada en 2001, fija la cantidad máxima que se puede transferir del Fondo al presupuesto central para cubrir el déficit público no petrolero (ingresos netos del Estado sin contar los ingresos y gastos

relacionados con la industria petrolera, es decir, el flujo neto de caja del Estado procedente de actividades petroleras), de modo que provoque un efecto neutral para la actividad económica. Según la regla, solo el rendimiento real esperado del Fondo, estimado en un 4% anual sobre el valor del mismo, puede ser transferido al presupuesto. No obstante, la regla admite cierta flexibilidad pues se aplica al déficit público no petrolero ajustado al ciclo, no al realmente existente. En caso de que dicho déficit supere el 4% del valor del Fondo por causa de una coyuntura desfavorable, se permite transferir una cantidad superior a la rentabilidad real del Fondo.

Finalmente, en el gráfico 6 podemos ver reflejadas las diferentes fuentes de renta petrolera para el Estado noruego. El Estado recauda varios tipos de ingresos generados en el sector petrolero. Por una parte, grava con un tipo impositivo general (del 28% sobre beneficios) y con uno especial (del 50% sobre beneficios) las actividades de producción y transporte vía tuberías de hidrocarburos, a los que añade unos impuestos ambientales que dependen de la emisión de CO₂ y NO₂ de cada empresa y unos royalties que dependen de la superficie explotada en la PCN, aunque éstos representan una cifra poco importante. El Estado realiza inversiones y recibe ingresos gracias al SDFI, una serie de yacimientos pertenecientes al Estado pero gestionados por Petoro. Por último, el Estado, por su condición de accionista mayoritario de Statoil, capta dividendos generados por esta empresa semipública. Todos estos ingresos constituyen el flujo neto de caja del Estado procedente de actividades hidrocarburíferas y se transfiere íntegramente al Fondo Gubernamental de Pensiones. No obstante, de acuerdo a la regla fiscal, al final del ejercicio presupuestario se puede transferir el 4% del valor del Fondo a las arcas públicas para cubrir el déficit público no petrolero. El resto permanece en el Fondo y se invierte en su totalidad en activos denominados en moneda extranjera, un 60% en activos de renta variable, un 35-40% en renta fija y un 5% en inmuebles. A largo plazo se estima que el conjunto de inversiones del Fondo rinda un 4% real.

Gráfico 6: Funcionamiento del sistema fiscal noruego relacionado con los hidrocarburos



Fuente: elaboración propia a partir de información de NBIM, Ministerio de Finanzas y Directorio de Petróleo Noruego

Por tanto, tal y como se ha mostrado en esta sección, los aspectos distintivos del sector en Noruega puede sistematizarse en: propiedad estatal de los recursos petroleros submarinos; ritmo decreciente de producción del petróleo por la madurez del sector, en parte compensado por el tirón de la explotación de gas natural en aguas del norte; predominio de Statoil, una empresa noruega semipública como licenciataria y operadora en la PCN, resultado de la fusión de las tres empresas nacionales que habían operado sobre la PCN hasta finales de los 90; existencia de unos campos de propiedad directamente estatal, gestionados por una empresa pública responsable de la subcontratación de operadoras y proveedores; importantes ingresos petroleros captados por el Estado que no entra a formar parte del presupuesto directamente sino que se invierten en activos financieros e inmobiliarios en el extranjero.

Veamos ahora los mecanismos a partir de los cuales Noruega a evitado las manifestaciones de la enfermedad holandesa.

4.- ¿Cómo ha logrado Noruega evitar las manifestaciones de la enfermedad holandesa?

En el país escandinavo han intervenido tres tipos de factores que han mitigado la enfermedad holandesa a lo largo de los últimos 40 años: exógenos a la economía nacional; histórico-

estructurales, presentes con anterioridad al descubrimiento del petróleo en Noruega; y endógenos, consistentes en una serie de políticas puestas en marcha expresamente para luchar contra los síntomas de la enfermedad.

4.1.- Exógenos a la economía

4.1.1.-Las características de los hidrocarburos noruegos. En primer lugar, los yacimientos hidrocarbúricos del país se localizan fuera del continente (offshore), más difíciles de explotar que los campos terrestres existentes en Oriente Medio, Texas o incluso que los yacimientos marinos en el Golfo de México. Se trata de unos hidrocarburos de alta calidad, con bajo contenido sulfúrico y, por tanto, fácilmente refinables, ya que en el mar del Norte y de Noruega se han dado condiciones favorables a la formación de petróleo y gas natural durante diferentes etapas de la historia geológica de la Tierra. Además, se encuentran relativamente cerca a los principales mercados consumidores de combustibles fósiles de Europa, como el Reino Unido, Alemania y los países del Benelux. Sin embargo, traerlos a la superficie no ha sido una tarea fácil debido a las condiciones climáticas adversas en invierno, sobre todo en la parte norteña del mar del Norte y en las aguas del mar de Noruega: vientos, oleaje, precipitaciones... se intentó importar la tecnología empleada en la producción offshore del Golfo de México pero resultó inadecuada para estas zonas septentrionales (Noreng, 1980; Lerøen, 2002 y 2007). Se precisaba de una nueva tecnología más avanzada a cuyo desarrollo contribuyeron los astilleros y la industria cementera noruega, concededores del entorno hostil de las aguas del mar del Norte y responsables de las plataformas gigantes de cemento llamadas Condeep (Fagerberg, Mowery y Verspagen, 2008; Engen, 2008). El sector petrolero estimuló de esta forma la investigación y experimentación tecnológica local con numerosos efectos de arrastre para la economía (Noreng 2004; Estrada Estrada, 2007; Heum, 2008; Cappelen y Mjøset, 2009). Hoy en día Noruega posee un sector dedicado expresamente a las soluciones de prospección y producción bajo mar y exporta sus servicios a nivel mundial (Sasson y Blomgren, 2011).

4.1.2.-El entorno internacional en el que comenzó la era petrolera noruega. En 1969, cuando se descubrió el primer campo, los precios internacionales del petróleo eran bajos y sus costes de producción eran mucho más bajos en los ricos yacimientos fácilmente accesibles de Oriente Medio que en las aguas del mar del Norte. Las autoridades noruegas, conscientes de la necesidad de importar tecnología extranjera para poder desarrollar el sector, establecían unas condiciones fiscales favorables a las empresas para aumentar el atractivo del país. Sin embargo, en 1973, solo dos años después de que Ekofisk comenzase a producir, empezó la primera crisis del petróleo, coincidente con la multiplicación de los precios del crudo, expropiaciones y nacionalizaciones en Oriente Próximo, todo un varapalo para las ETN petroleras y los países consumidores de Occidente. Sin embargo, los hechos reforzaron el poder de negociación de las autoridades noruegas y su capacidad de adueñarse de una parte superior de la renta petrolera, obtuvieron suficiente margen de maniobra para diseñar su propia

política industrial y fiscal (Noreng, 1980; Heum, 2008). Las ETN que previamente tenían gran poder en Oriente Próximo perdieron la propiedad de los campos que explotaban mediante la anulación de contratos, expropiaciones o incluso la expulsión por parte de las autoridades árabes. El mar del Norte, con un marco sociopolítico más estable quedó como nicho de mercado para muchos de estas empresas. Noruega no deseó pertenecer a la OPEP, ni adoptar un modelo nacionalizador pues necesitaba la tecnología y experiencia de las empresas foráneas pero aprovechó el nuevo contexto internacional para incrementar las exigencias al capital extranjero en el sector, introduciendo el impuesto especial en 1975 sobre actividades petroleras, creando los precios norma, otorgando privilegios a Statoil e incentivando la contratación de empresas locales. Las ETN aceptaron los nuevos términos ya que el Estado no modificó los contratos firmados antes de la crisis del petróleo y permitió que las petroleras extranjeras se quedasen con parte del crudo extraído para que lo comercializaran libremente en los mercados, por lo que el negocio seguía siendo rentable en el mar del Norte.

4.2.- Histórico-estructurales

Se partía de un entorno económico favorable, en constante crecimiento desde la Segunda Guerra Mundial, con reducción de la pobreza y el desempleo. Fue una economía de mercado con numerosas facetas de economía centralizada (regulación del comercio, de la industria y de los bancos, control de precios), con una estructura económica centrada en las actividades de explotación, elaboración y exportación de recursos naturales locales, destacando la hidroelectricidad, la metalurgia pesada y los astilleros, estructura que facilitó el desarrollo de la industria hidrocarburífera (Jerman, 1979; Noreng, 1980, Cappelen y Mjøset, 2009).

En un país que en 1970 no llegaba a los 4 millones de habitantes y una superficie de 385.156 km² cuyo 25% estaba ocupado por bosques, los recursos de la silvicultura aportaban materia prima para el sector papelero y la construcción. A lo largo de sus 21.112 km de costa se ha llevado a cabo la pesca de especies como el salmón, trucha y bacalao y sus incontables fiordos ofrecen aguas para piscifactorías, por lo que el país se convirtió en uno de los mayores exportadores de pescado congelado desde hace siglos, constituyendo los pescadores uno de los grupos de presión más importantes del país.

Las cascadas de los ríos caudalosos gracias a un clima húmedo permitieron el desarrollo de la industria hidroeléctrica que dio energía a industrias pesadas como la del aluminio, hierro, cemento o la elaboración de fertilizantes artificiales. A finales del s. XIX el capital extranjero, inmerso en la segunda revolución industrial, vio oportunidades de negocio en la generación de hidroelectricidad en los ríos noruegos y empezó a adquirir cascadas a los campesinos locales pues la ley existente permitía la propiedad privada de ríos, cascadas y lagos. Ante la intensificación de la entrada de empresas foráneas y la independencia de Suecia en 1905, el nuevo gobierno deseó regular el influjo y posesión de recursos naturales hídricos

por parte del capital extranjero. En 1906 se aprobó la Ley N°12 del 12 de junio¹² que estableció que toda empresa extranjera debía primero solicitar a las autoridades noruegas la concesión del recurso natural antes de adquirirlo y su objetivo era evitar que grandes recursos hídricos noruegos acabaran en manos extranjeras. Tras varios debates durante una década, en 1917 se aprobó la Ley Concesional¹³, que no solo tuvo como fin limitar la propiedad extranjera de los recursos naturales sino también garantizar el control estatal de los mismos y promover su explotación eficiente. La Ley estipuló que solo el Estado era propietario o usufructuario de estos recursos geográficos y solo el Rey podía otorgar concesiones para su explotación a empresas extranjeras, de acuerdo con las decisiones del Parlamento y dichas concesiones eran temporales, de modo que las empresas estaban obligadas a devolver al Estado el recurso con todas sus infraestructuras cuando acabara la concesión. Tønne (1983) afirma que esta regla, denominada *hjemfall*, era única tanto a nivel nacional como mundial debido al control dado al Estado en relación a sus aguas. Además, las autoridades noruegas tenían derecho a obligar al capital extranjero a formar *joint-ventures* con capital nacional, con el objetivo de favorecer el transvase de tecnología y conocimiento. Esta ley de concesiones sirvió de base para la elaboración del sistema de licitación de los campos *offshore* casi un medio siglo más tarde (Cappelen y Mjøset, 2009).

El desarrollo de la generación de hidroelectricidad tuvo efectos de arrastre hacia atrás para la economía, sobre todo para el sector cementero que construyó los diques y presas sobre las cascadas y la de maquinaria de equipo, encargada de fabricar turbinas y máquinas. Los efectos de arrastre hacia atrás se manifestaron en la expansión de la industria metalúrgica local, que requirió mucha electricidad, en concreto, la de aluminio. El sector cementero podía aprovechar su tecnología para la construcción de las plataformas Condeep (*concrete deep water structure*-estructura de hormigón de aguas profundas) fabricadas con hormigón reforzado (hormigón con barras de acero o con diversas fibras como de vidrio, plástico o combinación de metales) e inventadas por el ingeniero Olav Mo, empleado de la empresa noruega Hoeyer-Ellefsen.

Y otro sector conectado directamente al mar desde la era vikinga que se vio favorecido especialmente por el petróleo fue el de los astilleros. En los 60-70 se desarrolló una nueva estructura de producción de barcos, consistente en la construcción por secciones: cada componente del buque se comenzó a elaborar de forma independiente que luego se soldarían en la última fase, en detrimento de la construcción de una unidad completa desde la quilla. Ello implicó una producción más especializada en cada astillero y la necesidad de intervención de las autoridades públicas para guiar a los agentes individuales hacia la cooperación. Nacieron así grupos de astilleros que se especializaron en determinadas tareas y conjuntamente eran capaces de encargarse de actividades constructivas complejas como plataformas y pozos

¹² Una ley que recibió el apodo de "ley del Pánico" debido a la incertidumbre que generó para los inversores extranjeros (Tønne, 1983).

¹³ Ley N° 16 del 14 de diciembre de 1917, Referente a la Adquisición de Cascadas, Minas y otras Propiedades Reales.

petroleros, realizados por un amplio número de proveedores en distintas ubicaciones geográficas.

4.3.- Política económica

4.3.1.-Medidas legales previas al descubrimiento del petróleo. Cuando Phillips solicitó la primera licencia de exploración en la primera mitad de los 60, las autoridades tenían claro que no se debían dar los derechos sobre sus costas a un solo grupo, por lo que rechazaron la oferta. Además, prepararon un marco legal adecuado para la explotación de los frutos del mar (más bien por intereses pesqueros que hidrocarbúricos) y la delimitación de las fronteras de la PCN. En 1963 llegaron a un acuerdo muy provechoso sobre el reparto del subsuelo marítimo del mar del Norte con el Reino Unido y Dinamarca, mediante el cual Noruega vio aumentado su territorio más allá de lo que hubiese hecho en caso de aceptar la aplicación de la Convención de Ginebra sobre fronteras marítimas¹⁴. La falla de la PCN se encuentra cerca de la costa noruega y tiene una profundidad que supera los 400 metros . Gracias a las prisas de los ingleses por comenzar la explotación de los hidrocarburos (debido a su coyuntura económica desfavorable y al escaso dote para negociar del ministro de asuntos exteriores danés) los noruegos se hicieron con un territorio más allá de la falla donde estarían los yacimientos más importantes (Noreng, 1980; Lerøen, 2002. Además, en ese mismo año se proclamó la soberanía noruega sobre los recursos del suelo marítimo mediante decreto real¹⁵.

4.3.2.-Política industrial. Entre 1969 y 1971, con una coalición de partidos no socialistas todavía en el poder, tuvo lugar un debate sobre la participación nacional en la industria noruega. El gobierno defendió la creación de un holding formado por varias empresas aliadas, teniendo un lugar destacado la empresa semipública Norsk Hydro, dedicada a la generación de energía hidroeléctrica. Eran reacios al uso de dinero público debido a la incertidumbre que rodeaba a un sector naciente. Por el contrario, los laboristas abogaban por la creación de una empresa petrolera 100% pública, integrada verticalmente y con capacidad para convertirse en operadora de campos más que un mero gestor (Lerøen, 2002). Las elecciones de 1970 tuvieron como vencedores a los laboristas, por lo que triunfó la segunda opción y en septiembre de 1972 tuvo lugar la fundación de dicha empresa petrolera estatal, que recibió el nombre de Statoil.

En los años de finales de los 60 y principios de los 70 la industria estaba dominada principalmente por ETN, ya que ningún agente noruego tenía conocimientos específicos sobre ingeniería petrolera offshore y las autoridades incentivaron su entrada a través de instrumentos fiscales ventajosos. La escalada de los precios del crudo en 1973 y la fundación de Statoil no cambiaron la voluntad de atracción de capital foráneo y en ningún momento pretendían llevar a

¹⁴ Según la cual la frontera debía trazarse en la línea mediana, excepto cuando existiese una falla de más de 200 metros de profundidad (Noreng, 1980; Lerøen, 2002)

¹⁵ Decreto Real de 31 de mayo de 1963, Relacionado con la Soberanía de Noruega sobre Fondo Marino y Subsuelo fuera de la Costa Noruega.

cabo nacionalizaciones pues comprendían que necesitaban la capacidad tecnológica y financiera de éste (Noreng, 1980). Pero el contexto internacional sí les permitió poner en marcha unas medidas que incrementaban la renta petrolera del Estado y otorgaban privilegios a la recién creada Statoil y a otras empresas locales.

En las rondas de licitaciones de campos petroleros se introdujeron una serie principios que favorecieron a las empresas *upstream* del país, particularmente a Statoil. Uno de ellos fue el *carried interest* (intereses devengados) que consistió en que las empresas extranjeras tuvieron que asumir los costes de exploración de los campos, mientras que Statoil quedó libre de ellos. El segundo principio fue el *sliding scale* (escala móvil) que dio a las empresas noruegas el derecho de incrementar gradualmente su participación en los campos comercialmente viables hasta alcanzar 80% -por ejemplo, cuando el campo de Statfjord, uno de los más prometedores, se descubrió en 1974, Statoil obtuvo un 50% de su propiedad. Además, las empresas noruegas adquirieron el privilegio de poder desplazar como operadoras a las firmas foráneas – por ejemplo, Statoil se convirtió en operadora del campo de Statfjord en 1987 en detrimento de Mobil, su antigua operadora. Statoil también se convirtió en operadora del yacimiento de Gullfaks y Norsk Hydro del de Oseberg. Se iba consolidando la hegemonía de las empresas locales sobre los campos petroleros tanto como propietarios como operadoras.

Por último se estimuló la contratación de empresas técnicas y proveedores noruegos por parte de las empresas que adjudicaron las licencias. El sistema de concesión de licencias se basó –y sigue basándose- en la competencia y cooperación de compañías en cada bloque. Las adjudicatarias se seleccionan de una serie de candidatos que han de enviar sus propuestas de acuerdo a su conocimiento geológico, su capacidad tecnológica/financiera y los logros conseguidos previamente sobre la PCN. Hasta los 90 también se valoraba la contratación de proveedores y personal noruegos y la transferencia tecnológica. Los múltiples ganadores reciben el derecho de explotación de un área del bloque y han de colaborar entre ellos para desarrollar la actividad. De esta forma, mientras que en 1975 solo el 28% de los proveedores a la industria petrolera eran noruegos, en 1978 ese porcentaje ascendió al 62% y se mantiene hasta hoy en día (Thurber y Istad, 2010).

4.3.3.- Política fiscal. En 1975 tuvo lugar una reforma fiscal sobre actividades hidrocarburíferas sin la renegociación de los términos de las licencias ya concedidas a ETN. Se creó el “Impuesto extraordinario sobre actividades petroleras” que gravaba a las empresas dedicadas a la explotación y transporte mediante oleoductos de gas y petróleo. Era un impuesto de un 25% sobre una actividad que generaba rentas extraordinarias y debían pagarlo todas las petroleras junto al impuesto de sociedades (IS) general, que en aquella época era de un 50,8%. El efecto de la fijación de dicho impuesto se contrarrestó con una generosa política lineal de amortización de inversiones de 6 años y permitió descontar un tanto por ciento de las inversiones realizadas en los últimos períodos fiscales, una práctica llamada *uplift*. El mismo

1975 se introdujo el sistema de "precios norma"¹⁶ para calcular los ingresos hidrocarburíferos de las compañías y evitar el problema de contabilidad de los precios de transferencia. Según esta regla, el ingreso bruto por venta de petróleo¹⁷ noruego de las corporaciones petroleras no se calcula a base de los precios que figuran en la factura sino que las autoridades determinan los precios de la transacción y que sirven para determinar la base imponible. Su objetivo es evitar que compradores y productores pertenecientes al mismo grupo empresarial infravaloren los precios para declarar menor beneficio a la hora de pagar impuestos. Por ello el precio del petróleo producido se determina por un ente público: el Comité de Precios del Petróleo, dependiente del Ministerio de Petróleo y Energía, creado en 1976. Según la Ley Fiscal sobre el Petróleo, el precio norma "ha de corresponder al precio que tendría el petróleo si se vendiese entre dos partes independientes en un mercado libre" (Petroleum Tax Act, Sección 4, 2º párrafo) y en ningún caso tenía afán recaudatorio. Esta afirmación simple es difícil de poner en práctica, ya que para determinar dicho precio el Comité ha de tener en cuenta una serie de factores: la calidad del crudo extraído, los costes de transporte, la fecha de entrega, la fecha de pago y otros términos de pago, la cotización del petróleo en los mercados, el tipo de cambio, los costes de tratamiento, etc. Antes se fijaba cada trimestre pero las fluctuaciones actuales de los precios en los mercados internacionales llevaron a las autoridades a estipularlo de forma diaria.

Dicho sistema fiscal sufrió ciertos cambios respecto a los tipos en función de la coyuntura de los precios en los mercados internacionales (por ejemplo, el tipo del impuesto extra creció en 1980 tras la segunda crisis petrolera y descendió en 1986 tras el desplome de precios del petróleo) pero su esencia se ha mantenido intacta. En 1992 se llevó a cabo una gran reforma del IS general, cuyo tipo bajó hasta el 28%, mientras que el impuesto extraordinario aumentó hasta el 50% y se introdujeron impuestos ambientales.

Como mencionamos, todos los impuestos e ingresos provenientes del sector petrolero, el flujo neto de caja del Estado, se transfiere directamente al Fondo de Pensiones y solo un 4% del valor total del Fondo se puede dirigir a los Presupuestos Generales, según la regla fiscal. El resto del flujo de caja se acumula en el Fondo de Pensiones, que en septiembre de 2013 tenía un valor de 4.714 miles de millones de coronas noruegas (590.000 millones de euros). Como se ve en el Gráfico 7, desde que se efectuó el primer ingreso en la cuenta en 1996, el valor del Fondo no ha parado de crecer año tras año, siendo su incremento especialmente significativo entre 2004 y 2009, período del boom de los precios del crudo. Mientras que en 1999 su valor no llegó a suponer ni el 20% del PIB, en menos de 10 años ya superó al del PIB noruego y, a pesar de cierta moderación de los precios a inicios de la presente década, en 2012 su valor representó un 128% del PIB. Al invertir todos los recursos del Fondo en activos denominados en moneda extranjera, se produce un efecto de esterilización, descartando inversiones

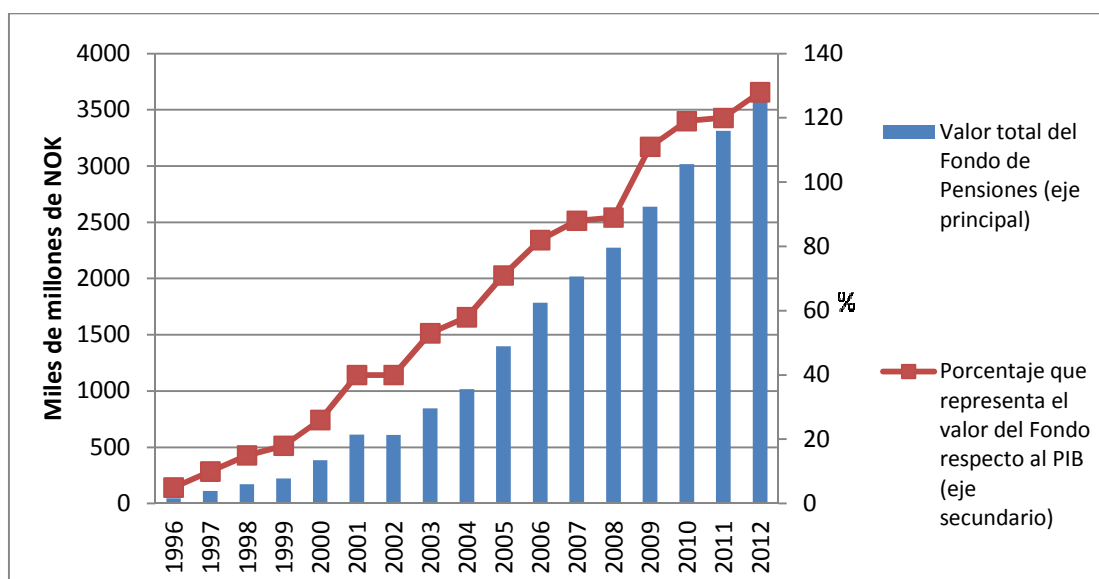
¹⁶ Regulaciones del Precio Norma, 25 de junio de 1976.

¹⁷ En cambio, las operaciones de gas natural se rigen de acuerdo con el precio de venta para establecer la base imponible, pues se considera que estas operaciones son más transparentes (Syversen, 2005). Sin embargo, desde 2010 se introdujo un sistema mediante el cual las empresas estarían obligadas a informar sobre todos los términos de las ventas de gas natural a la Oficina de Fiscalidad sobre Petróleo de forma trimestral.

nacionales para evitar la apreciación nominal e inversiones procíclicas. Una estrategia que aplauden los organismos financieros internacionales, que argumentan que evita el sobrecalentamiento económico interno ya que se invierte en activos foráneos, y por los otros países occidentales, que reciben financiación del Estado noruego (Ryggvik, 2010). Sin embargo, no deja contenta a la población, que preferiría estimular el consumo e inversión en educación e infraestructuras como carreteras, vías ferroviarias y túneles en el paisaje accidentado de los fiordos en vez de guardar tanto dinero para generaciones futuras (Listhaug, 2005; Hudson, 2011; The Economist, 2013). Consecuentemente, en las elecciones del pasado septiembre del 2013 salió victoriosa una coalición de partidos no socialistas liderados por la conservadora Erna Solberg, que prometió una bajada de impuestos y ya hizo la propuesta de reforma fiscal que se discutirá en 2014.

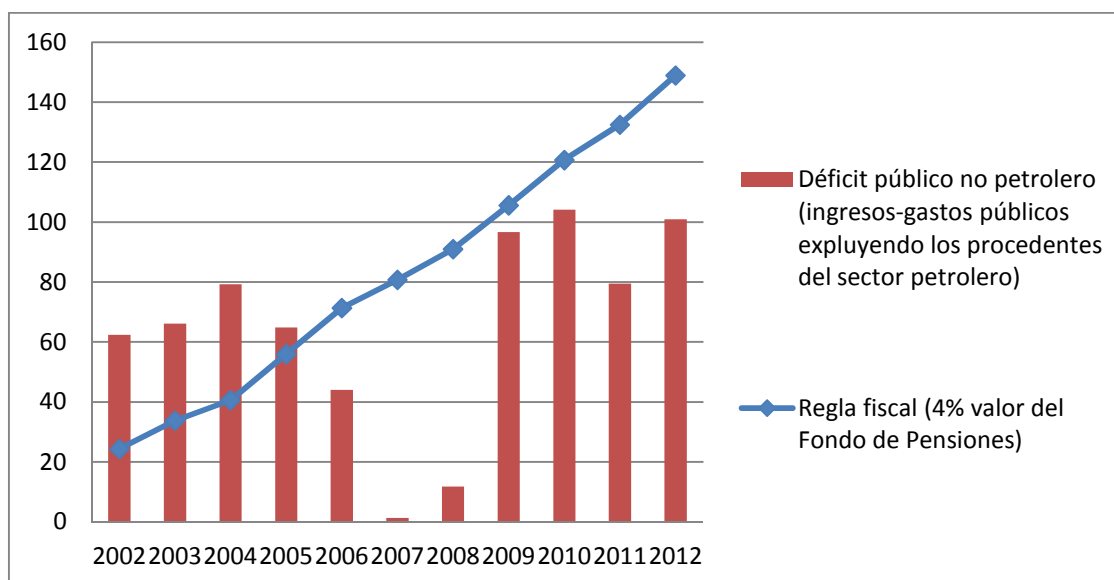
Por otra parte, las autoridades actuaron conforme a la regla fiscal como se observa en el Gráfico 8. El déficit público no petrolero sólo rebasó el 4% del valor del Fondo en los años 2002-2005, inmediatamente posteriores a la introducción de la regla fiscal, por lo que se han canalizado más recursos a cubrir el déficit estatal que lo estipulado por la regla. Mas desde 2005 ha sido menor que el 4% del valor del Fondo, especialmente en la fase de auge de precios internacionales del crudo entre 2006-2008 y en los últimos años, por lo que los datos indican que la política fiscal noruega no incrementó los déficits públicos no petroleros en los años de auge exportador, sino todo lo contrario. En realidad, la regla fiscal se considera más bien como una meta que una norma estricta, que ha de guiar las cuentas públicas y su incumplimiento carece de consecuencias (el Parlamento aprueba a transferir más recursos para financiar el déficit público no petrolero).

Gráfico 7: Valor del Fondo de Pensiones y peso sobre el PIB (1996-2012)



Fuente: Statistics Norway (Statbank) y Banco Central de Noruega

Gráfico 8: Déficit público no petrolero y la regla fiscal, en miles de millones de NOK (2002-2012)



Fuente: elaboración propia a partir de los datos del Ministerio de Finanzas

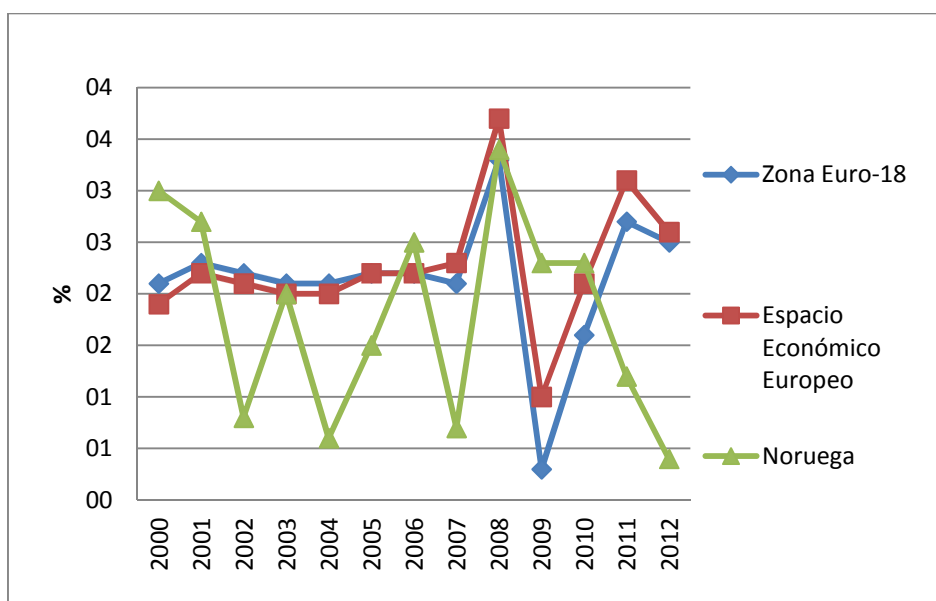
Finalmente, la política fiscal se coordina conjuntamente con la política monetaria y cambiaria, caracterizada por un régimen de metas de inflación junto a tipos de cambio flotantes desde 2001. Entre 1994 y 2001 la política monetaria se centró en el mantenimiento de un tipo de cambio cuasifijo respecto a divisas europeas a través de la fijación de tipos de interés e intervenciones en el mercado de divisas. Ello implicó que en períodos de apreciación

cambiaría, impulsada frecuentemente por el auge económico, el Banco Central (Norgesbank) bajaba los tipos de interés, exacerbando el ciclo y la inflación. Desde 1999 se inició un período de transición hacia un régimen cambiario más flexible que concluyó en 2001 junto a la adopción de metas de inflación. El objetivo del Banco Central desde entonces es ajustar los tipos de interés para conseguir una inflación objetivo del 2,5% anual -medida vía IPC-, aumentando los tipos de referencia ante presiones inflacionistas originadas en coyunturas expansivas para frenar la actividad y apreciar el tipo de cambio nominal y viceversa. De este modo, la política monetaria también desempeña una función contracíclica.

Desde 2007 los tipos de interés fijados por el Banco Central han sido superiores a los del Banco Central Europeo. Mientras tanto, la inflación en el país nórdico ha sido inferior o similar a la de la Zona Euro y el Espacio Económico Europeo, exceptuando los años 2000-2001 y 2009-2010, cuando el incremento del IPC del país nórdico estuvo por encima del de las dos regiones (ver Gráfico 9). En realidad, solo entre 2000-01 y 2008 estuvo la inflación noruega por encima del objetivo del Banco Central, durante el resto de los años (2002-2005 y 2009-2012) permaneció por debajo de la meta y en 2006 era justo de 2,5%. Por tanto, durante los años del *boom* de los precios del petróleo no se produjeron tensiones inflacionistas (salvo en 2008) y al comienzo de la década presente, cuando los precios del crudo volvieron a aumentar, tampoco, sino todo lo contrario, la inflación estuvo por debajo del 2,5% propuesto como meta por el Banco Central.

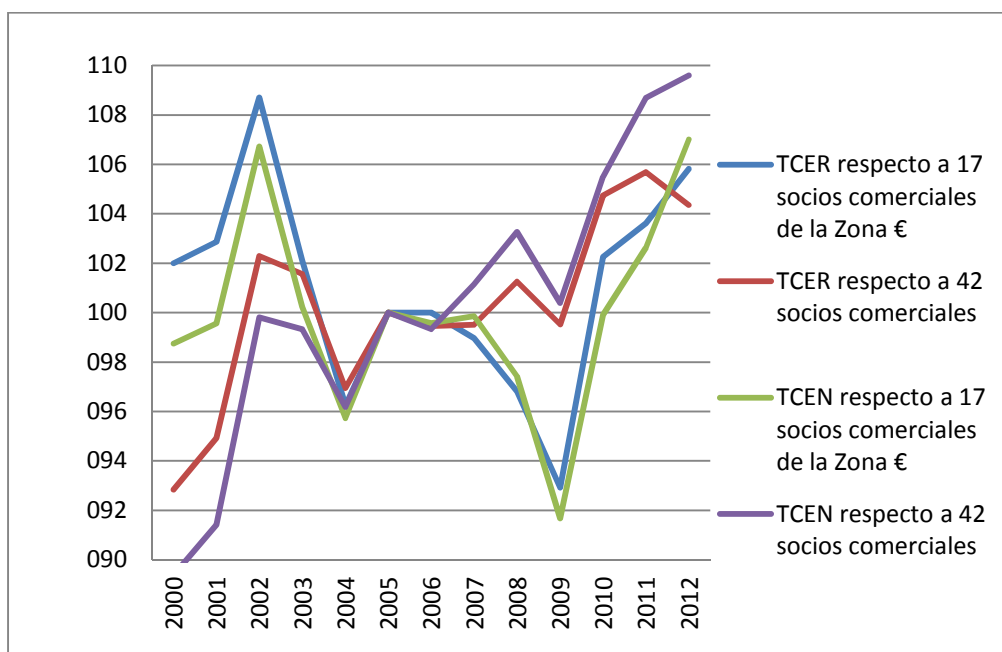
En cuanto a la competitividad internacional, medida a través de los tipos de cambio efectivo respecto a sus 17 socios comerciales de la UE y los 42 socios comerciales más importantes (Gráfico 10), tras una brusca apreciación tanto en términos nominales como reales en 2000-2001, bajaron y se estabilizaron entre 2002 y 2008, justo en el período de altos precios del crudo (índices comprendidos entre 95-105). Por tanto, no se apreció una pérdida de la competitividad de las exportaciones noruegas durante el auge exportador de crudo. Sin embargo, en los últimos años la tendencia ha sido al alza de los tipos de cambio tanto en términos nominales como reales, siendo especialmente brusca en cuanto a los principales 42 socios comerciales, que incluye a los países escandinavos, Reino Unido y China, sus principales países de exportación e importación que permanecen fuera de la Zona Euro. Por tanto, entre 2009 y presenciamos una pérdida de competitividad de las exportaciones noruegas sobre todo respecto a los países fuera de la Eurozona, que se ha suavizado durante 2012 tanto en términos nominales como reales.

Gráfico 9: Inflación, a través del cambio anual del IPC armonizado (2000-2012)



Fuente: Eurostat

Gráfico 10: Tipos de cambio efectivos reales con base 2005 (TCER) y nominales (TCEN) (2000-2012)



Fuente: Eurostat. Nota: si el índice sube, implica apreciación de la moneda y si baja, depreciación.

En resumen, es innegable que Noruega contó con una serie de factores exógenos fortuitos que favorecieron el desarrollo de su industria petrolera y la capacidad del Estado para

captar gran parte de los beneficios generados: la naturaleza les había obsequiado con abundantes hidrocarburos con buenas propiedades y cercanas a los principales mercados de exportación y el desarrollo de la industria coincidió con una coyuntura económica adversa para los países consumidores pero favorable a los productores, que permitió a las autoridades aumentar su renta petrolera y el fomento de la industria petrolera nacional, sobre todo la pública pero también la privada. Sin embargo, no todo se debió a la suerte, el país partía de una estructura económica sólida con ciertos sectores que pudieron adaptar su experiencia para entrar en el sector hidrocarburífero y las autoridades supieron diseñar unas políticas que les permitían tener control sobre la actividad y construir una industria nacional propia con efectos de encadenamiento y alta capacidad recaudatoria del gobierno, sin sufrir los síntomas de la maldición de los recursos naturales.

5.- ¿Qué enseñanzas de derivan de la experiencia noruega para economías ricas en recursos naturales?

El caso noruego ha sido tradicionalmente estudiado como un referente para las buenas políticas en materia de hidrocarburos, entendiéndose que su éxito mostraba el camino que debían seguir las economías ricas en recursos naturales. Esta percepción debe ser, no obstante, matizada por varios motivos. En efecto, la política hidrocarburífera noruega es posible en Noruega, y no es fácilmente trasladable a otros casos. Se da en Noruega a partir del conjunto de factores que se han mencionado y su reproducción mimética es más una quimera que una opción. Ello no implica, no obstante, que a partir de la experiencia noruega no puedan ser extraídas algunas enseñanzas sobre políticas hidrocarburíferas en el marco de estrategias de desarrollo. A continuación, por tanto, se mencionarán en primer lugar los factores específicos (y difícilmente trasladables a economías periféricas) y se presentarán, en segundo lugar, las enseñanzas que puedan ser extraídas.

5.1.- Especificidad de la experiencia noruega

Entre los factores y mecanismos que han impedido la manifestación de la EH en Noruega, han tenido una gran importancia los que se han denominado exógenos: las características de los hidrocarburos noruegos y el entorno internacional en que comenzó la era petrolera noruega. Son aspectos enormemente singulares cuya conjunción es difícilmente repetible. La existencia de yacimientos offshore ha sido un poderoso instrumento para impulsar la inversión y las capacidades tecnológicas propias, con grandes efectos de arrastre sobre otros sectores. Si, además, ello coincide con dificultades en el mercado mundial petrolífero (años setenta) que otorgaron más poder de negociación al gobierno noruego, nos encontramos ante una afortunada conjunción de factores que facilitó la estrategia de crecimiento y política hidrocarburífera noruega, como se ha explicado más arriba.

Otro factor explicativo, enormemente relevante, es la estructura sectorial. En efecto, esa estructura productiva diversificada permitió responder a los desafíos técnicos de los yacimientos offshore y atender una demanda compleja de componentes generadora de encadenamientos. En concreto, fue importante la diversificación industrial para generar efectos de arrastre hacia atrás (astilleros, turbinas, maquinaria hidráulica) que impulsaron el desarrollo industrial (de una industria *que ya existía*). En economías sin esa oferta productiva local, los efectos impulsores de los yacimientos offshore se evaporan hacia el exterior incrementando la demanda de importaciones y beneficiando a industrias extranjeras.

Quizá los aspectos con los que puede existir mayor debate respecto a su aplicación en otros casos son los referidos a las políticas, en concreto a las políticas industrial, fiscal y cambiaria. No obstante, el desempeño de esas políticas parte también de unas premisas que encontramos en Noruega (y normalmente ausentes en economías periféricas), como son un sistema fiscal vertebrado y bien dotado de medios materiales y humanos o empresas locales con capacidades técnicas, organizativas y financieras.

5.2.- Enseñanzas para políticas desarrollistas en economías ricas en recursos naturales

A pesar de las enormes singularidades (en gran medida irrepetibles) de la experiencia noruega, creemos que pueden extraerse algunas enseñanzas para articular estrategias desarrollistas a partir de los recursos naturales. Sin duda, la mayor parte de economías periféricas con especialización productiva en recursos naturales no disponen de los rasgos presentes en la economía noruega, lo que, lógicamente impide cualquier pretensión de traslación mimética. A pesar de ello, al experiencia noruega da líneas orientadoras para fijar criterios de políticas.

En primer lugar, un factor determinante es la existencia de empresas públicas que, al menos, cumplan dos condiciones: que sean integradas verticalmente y que tengan plena capacidad operativa (capacitación técnica y disponibilidad financiera) para actuar en el ámbito de los recursos naturales. La mera existencia de empresas públicas (existentes en la práctica totalidad de economías periféricas ricas en recursos naturales) no es suficiente sino que se requiere por parte de esa empresa condiciones de actuación profunda en la explotación y transformación de los recursos naturales.

En segundo lugar; el diferente tratamiento regulador por parte del Estado a las empresas es un factor también importante. Hemos visto en Noruega existen diferentes condiciones de licitación entre empresas locales (sobre todo con Statoil) y extranjeras o diferentes modalidades de acceso a la propiedad de los campos. Ese tratamiento diferenciado busca fortalecer las capacidades locales.

En tercer lugar, es necesario impulsar las implicaciones de los suministradores (locales) en la actividad de las empresas de recursos naturales: no sólo los contratos de suministro, sino fundamentalmente tejer relaciones más duraderas, que incluyan la innovación

conjunta y la proliferación de acuerdos. Esta es una cuestión decisiva orientada a combatir la tendencia de la constitución de enclaves económicos propia de los recursos naturales.

En cuarto lugar, la experiencia noruega muestra también la importancia de poderosos instrumentos fiscales a partir de los cuales el Estado capte renta de los recursos naturales: Este es el aspecto sobre el que tradicionalmente más se incide en las estrategias de economías periféricas, mucho más sencillo de introducir que otras medidas. No obstante, su pleno potencial se alcanza con efectiva operatividad técnica y humana, lo que a menudo se olvida en esas estrategias.

En quinto lugar, lo que resulta una de las mayores aportaciones noruega al debate sobre las políticas de recursos naturales, es la importancia de dosificar el uso de la renta obtenida de los recursos naturales. Más allá de la cantidad (sea el 4% o cualquier otra), la enseñanza es que el flujo de recursos corrientes cada años deben estar sometidos a la estabilidad, previsión y sostenibilidad, lo que obliga a diferencia la cantidad de renta *disponible para ser usada* cada año de la cantidad de renta *captada* cada año. La tendencia a aproximar ambas cantidades, irresistible en la mayor parte de economías ricas en recursos naturales, en uno de los mecanismos principales de actuación de la maldición de los recursos naturales y, más específicamente, de la EH.

Por último, la experiencia noruega muestra que enfrentarse a la EH exige el uso de medidas específicas, tanto en el manejo de los tipos de interés como en la política cambiaria.

En definitiva, a pesar de su especificidad, la experiencia noruega muestra algunas enseñanzas que pueden alejar el aprovechamiento de los recursos naturales de cualquier maldición insuperable mediante la articulación de políticas audazmente reguladoras. Sin duda, no todas las economías, y especialmente muchas economías periféricas, disponen de los mismos instrumentos para afrontar la articulación de esas políticas audaces, mucho más accesibles para economías con una determinada configuración estructural (diversificadas, con sistemas fiscales sólidos, con capacidad tecnológica endógena, con bagaje regulador), pero sí pueden establecerse unas condiciones mínimas (medidas, instrumentos, orientaciones) sin las cuales el aprovechamiento de los recursos naturales en el marco de estrategias desarrollistas seguirá siendo una quimera.

Bibliografía

- Alexeev, M., Conrad, R., 2005. The elusive curse of oil. Working Paper SAN05-07, Terry Sanford Institute of Public Policy, Duke University, Durham NC.
- Al-Kasim, F. 2006: Managing Petroleum Resources: The 'Norwegian Model' in a Broad Perspective. Oxford Institute of Energy Studies. Oxford.
- Arezki, R., Van der Ploeg, F., 2010. Trade policies, institutions and the natural resource curse. Applied Economics Letters, 17(15), 1443-1451.
- Auty, R.M., Evia, J.L., 2001. A Growth Collapse with Point Resources: Bolivia, in: Auty, R.M. (Ed.), Resource Abundance and Economic Development. Oxford University Press, Oxford, 179-192.
- Banco Mundial 2012: World Development Indicators. Washington.

- Boyce, R., Emery, H., 2011. Is a negative correlation between resource abundance and growth sufficient evidence that there is a "resource curse"? *Resources Policy*. 36, 1-13.
- Bresser-Pereira, L., 2008. The Dutch Disease and its Neutralization: A Ricardian Approach. *Brazilian Journal of Political Economy*, 28, 47-71.
- Brunnschweiler, C.N., Bulte, E., 2008. The natural resource curse revised and revisited: A tale of paradoxes and red herrings. *Journal of Environmental Economics and Management*. 55 (3), 248-264.
- Cappelen, Å. y Mjøset, L. 2009: "Can Norway be a Role Model for Natural Resource Abundant Countries?" WIDER Research Paper N° 23, World Institute for Development Economic Research, United Nations University, Helsinki.
- Claes, D. H. 2002: "Statoil-between Nationalization, Globalization and Europeanization". ARENA Working Papers. ARENA Centre for European Studies. University of Oslo. Oslo.
- Corden, W.M., Neary, J.P., 1982. Booming Sector and De-Industrialization in a Small Open Economy. *The Economic Journal*, 92 (368), 825-848.
- Davis, G., 1995. Learning to Love the Dutch Disease: Evidence from the Mineral Economies. *World Development*. 23 (10), 1765-1779.
- Engen, O. A. 2009: "The Development of the Norwegian Petroleum Innovation System. A Historical Overview." Fagerberg, J.; Mowery, D. C. y Verspagen, B. (2009): *Innovation, Path Dependency and Policy: The Norwegian Case*. Oxford University Press. Oxford.
- Estrada, J. H. 2007: "El modelo petrolero noruego y sus beneficios". *Economía Informa*, N° 347, julio-agosto, pp. 86-106.
- Fagerberg, J.; Mowery, D. C. Y Verspagen, B. 2008: "Innovation-systems, path-dependency and policy: the Co-evolution of Science, Technology and Innovation Policy and Industrial Structure in a Small, Resource-Based Economy". DIME Working Paper 2008.1. Dynamics of Knowledge Accumulation, Competitiveness, Regional Cohesion and Economic Policies Series.
- Gordon R. y Stenvoll T. 2007: "Statoil: a Study in Political Entrepreneurship". Case Study Series: The Changing Role of National Oil Companies in International Energy Markets. James A. Baker III Institute for Public Policy, Rice University. Houston.
- Heum, P. 2008: "Local Content Development-Experiences from Oil and Gas Activities in Norway". SNF Working Paper No. 02/08. Bergen.
- Hjort, J., 2007. Citizen Funds and Dutch Disease in Developing Countries. *Resources Policy*. 31, 183-191.
- Holden, S. 2013: *Avoiding the Resource Curse. The Norwegian Case*. Centre of Equity, Social Organization, and Performance, Department of Economics, University of Oslo. Oslo.
- Hudson, M. 2011: "What does Norway Get Out of its Oil Fund, if not more Strategic Infrastructure Investment?" Working Paper No. 657. Levy Economics Institute Working Paper Collection. Nueva York.
- International Monetary Fund, 2005. The Norwegian Government Petroleum Fund and Dutch Disease, in: *Norway. Selected issues*, IMF Country Report n° 197, Washington, pp. 39-55.
- Isham, J., Pritchett, L., Woolcock, M., Busby, G., 2005. The varieties of the resource experience: Natural resource export structures and the political economy of economic growth. *World Economy*. 19 (2), 141-174.
- Jerman, G. 1979: *New Norway 4: an Industrialized Oil Nation Enters the 80's*. Export Council of Norway. Oslo.
- Karl, T., 1997. *The Paradox of Plenty: Oil Booms and Petro States*. University of California Press, Berkeley.

- Larsen, E. R. 2004: "Escaping the Resource Curse and the Dutch Disease? Why Norway Caught Up With and Forged ahead of its Neighbours". Discussion Papers N° 377, mayo, Statistics Norway, Oslo.
- Lerøen, B. V. 2002: Drops of Black Gold: Statoil 1972-2002. Statoil. Stavanger.
- Lerøen, B. V. 2007: 33/10 Oil in the Norwegian Wa-a Story of Boldness. Statoil. Stavanger.
- Listhaug, O. 2005: "Oil Wealth Dissatisfaction and Political Trust in Norway: a Resource Curse?" West European Politics, Vol. 28, N° 4, septiembre, pp. 834-851.
- Manzano, O., Rigobon, R., 2001. Resource Curse or Debt Overhang? NBER Working Paper, 8390.
- Mehlum, H., Moene, K., Torvik, R., 2006. Institutions and the resource curse. Economic Journal. 116, 1-20.
- Moe, O. B. 2013: "The Norwegian Experience in the Oil and Gas Sector". Discurso dado en Seminario de Petróleo, 8 de mayo de 2013, México.
- Noreng, Ø. 1980: The Oil Industry and Government Strategy in the North Sea. The International Research Center for Energy and Economic Development. University of Colorado. Ed. Croom Helm. Boulder, Colorado.
- Noreng, Ø. 2004: "Norway: Economic Diversification and the Petroleum Industry". Middle East Economic Survey, Vol. XLVII, N° 45, 8 noviembre.
- Norwegian Petroleum Directorate 2013: Facts 2013. The Norwegian Petroleum Sector. Stavanger.
- Ross, M., 1999. The Political Economy of the Resource Curse. World Politics. 51 (2), 297-322.
- Ryggvik, H. 2010: The Norwegian Oil Experience: a Toolbox for Managing Resources? Centre for Technology, Innovation and Culture (TIK). University of Oslo. Oslo.
- Sasson, A. y Blombren, A. 2011: Knowledge Based Oil and Gas Industry. Research Report 3/2011, BI Norwegian Business School, Department of Strategy and Logistics. Oslo.
- Sachs, J., Warner, A., 1995. Natural Resource Abundance and Economic Growth. Working Paper WP 5398, National Bureau of Economic Research, Cambridge, MA.
- Sachs, J., Warner, A., 1997. Natural Resource Abundance and Economic Growth. CID-HIID, Harvard University, Cambridge, MA
- Sachs, J., Warner, A., 2001. The Curse of Natural Resources. European Economic Review. 45, 827-838.
- Sigam, C., García, L., 2012. Extractive industries: optimizing value retention in host countries, UNCTAD, New York and Geneva.
- Sinnott, E., Nash, J., De la Torre, A., 2010. Los recursos naturales en América Latina y el Caribe. ¿Más allá de bonanzas y crisis?, Banco Mundial, Washington, DC.
- Statistics Norway (varios años): Statbank. Oslo <http://www.ssb.no/en/statistikkbanken>
- Stijns J.-P. C., 2005. Natural resource abundance and economic growth revisited. Resources Policy. 30, 107-130.
- Stijns J.-P. C., 2006. Natural resource abundance and human capital accumulation. World Development, 34, 1060-1083.
- Syversen, J. 2005: The Norwegian Petroleum Tax System. University of Oslo. Oslo.
- The Economist 2013: Norway, The Rich Cousin. 2 de febrero 2013. Londres.
- Thurber, M. C. y Istad, B. T. 2010: Norway's Evolving Champion: Statoil and Politics of State Enterprise. Program on Energy and Sustainable Development. Freeman Spogli Institute for International Studies. Stanford University. Stanford.

- Thurber, M. C.; Hults, D. y Heller, P. R. P. 2011: "Exporting the 'Norwegian Model': The effect of administrative design on oil sector performance". *Energy Policy*, Vol 39. Issue 9. pp. 5366-5378.
- Tønne, T. 1983: "Energy Policy: A Norwegian Perspective". *Northwestern Journal of International Law and Business*, Vol. 5 Issue 4. pp 722-742.
- U.S. Energy Information Administration 2012: Report Norway. Washington.
- UNCTAD, 2007. World Investment Report 2007. Transnational Corporations, Extractive Industries and Development, Geneva.
- Wirth, E., 2011. El fondo gubernamental de pensiones de Noruega y su desempeño fiscal (1995-2010). Unpublished manuscript, Complutense University of Madrid.