

Fracking: Fracturando el futuro energético de Chile

Autores:

Cristián Opaso

Cristopher Toledo

Telye Yurisch

PUBLICACIONES FUNDACIÓN TERRAM | www.terram.cl

Con la colaboración de:

 **HEINRICH
BÖLL
STIFTUNG
CONO SUR**

CONTENIDO

PRESENTACIÓN.....	4
1. Definiciones básicas: Tipos de combustibles y técnicas de extracción.....	5
1.1. Hidrocarburos convencionales y no convencionales.....	8
2. Historia del fracking: Su irrupción en el escenario mundial.....	10
2.1. El nuevo panorama energético mundial.....	13
3. Consecuencias del <i>fracking</i> : Algunos factores a considerar	16
3.1. Costos económicos de inversión	16
3.2. Impactos socio ambientales	17
3.2.1. Uso intensivo y contaminación del agua	17
3.2.2. Contaminación del aire.....	18
3.2.3. Contaminantes que favorecen el calentamiento global	18
3.2.4. Sismos: Terremotos y temblores.....	20
4. La Irrupción del <i>fracking</i> en Chile.....	20
4.1. La subrepticia llegada del <i>fracking</i> a Chile.....	22
5. Políticas energéticas y avance del gas natural no convencional.....	25
5.1. La Empresa Nacional de Petróleo y su estrategia de regasificación (esto que viene parece repetir lo anterior)	28
5.2. Las graves deficiencias de la evaluación ambiental del <i>fracking</i> en Chile.....	30
5.3. Las primeras sanciones por <i>fracking</i>	33
5.4. Los riesgos de las lecciones no aprendidas: infraestructura subutilizada	33
6. Análisis de caso: El lobby de EE.UU.....	36
CONCLUSIONES	40
ANEXO I	42
1. Una mirada a la matriz energética de Chile: Incorporación del gas natural en el sector energético.....	42
1.1. Auge y caída del gas argentino	47
1.2. Gas y producción eléctrica.....	50
1.3. Infraestructura del Gas Natural Licuado (GNL).....	51
GLOSARIO	54
REFERENCIAS.....	56

PRESENTACIÓN

Desde hace algunos años, en el sector energético se ha comenzado a hablar de hidrocarburos no convencionales, haciendo referencia con ello al *shale gas*, *tight gas* y gas de esquisto, entre otros. Junto con ello se ha generado una fuerte discusión sobre la técnica para extraerlos, la denominada fractura hidráulica o *fracking*. Es por ello que desde Fundación Terram nos hemos propuesto recopilar y analizar información sobre estas temáticas para ponerla a disposición de las personas interesadas en el tema. Adicionalmente, investigamos la situación de Chile en relación a la utilización de algunos de estos energéticos.

En el presente documento describimos la técnica extractiva de la factura hidráulica o *fracking*; su origen, uso pasado y presente, los posibles impactos que produce en el entorno, además de las múltiples controversias que genera en el ámbito social y ambiental. También, con el propósito de aclarar el vínculo entre la técnica del *fracking*, el uso de los energéticos que se extraen mediante este proceso y la presencia o ausencia de ellos en Chile, hemos incluido en este documento una breve mirada sobre la situación energética chilena, particularmente de la utilización de hidrocarburos. Pues, de acuerdo a la información disponible, sabemos que existe una tendencia hacia el aumento de uso de hidrocarburos, principalmente a través del crecimiento de las importaciones. Asimismo, y con el fin de entregar una visión más integral de la situación de nuestro país, hemos revisado documentos de Gobierno, los que dan cuenta -en parte- de las políticas energéticas que la actual administración ha impulsado en esta materia. También nos proponemos exhibir los compromisos internacionales que ha adquirido el actual Gobierno, los que están relacionados con la utilización de hidrocarburos no convencionales, como el *shale gas*, y la infraestructura que se dispone y/o planifica para su uso.

La utilización de la técnica de *fracking* o fracturación hidráulica ha posibilitado extraer una gran cantidad de combustibles fósiles de difícil acceso, principalmente *shale oil* y *shale gas* (petróleo y gas de esquisto). Siendo Estados Unidos uno de los principales actores que ha promovido el desarrollo del mercado de *shale* (esquisto). Pero esto no ha estado exento de polémica debido a los altos impactos ambientales que genera.

Es importante considerar que desde el año 2005 se comercializa su producción y desde comienzos del 2016 se están exportando las primeras cargas de gas natural de esquisto a Chile. El primer cargamento desde el terminal Sabine Pass de Cheniere llegó a Quintero el 11 de junio de 2016. De hecho, de los 33 cargamentos enviados desde EE.UU., 17 han arribado a Sudamérica, y de ellos, nueve a Chile, convirtiéndose en el principal receptor¹.

La utilización de la técnica de *fracking* ha tenido diversas resistencias sociales debido a las externalidades que produce en los territorios, particularmente los efectos que genera en el medio

¹ Bloomberg destaca a Sudamérica como “el hogar del gas de EEUU” y a Chile como su principal destino. Noticia en línea [Extraído el 15 de noviembre de 2016]. Disponible en http://www.energetica.cl/noticia_11.php?newsid=2584

ambiente, relacionados a un alto consumo y contaminación del agua, inestabilidad de los suelos, contaminación del aire y emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI), entre otros. Razón por la cual esta técnica está prohibida en muchos condados y ciudades de Estados Unidos, además de Francia y Bulgaria.

El desarrollo de nuevas técnicas y la extracción de hidrocarburos no convencionales han tomado fuerza durante esta última década debido al agotamiento de los energéticos convencionales. La disminución de nuevos yacimientos de petróleo y gas ha impulsado el cuestionamiento sobre estabilidad energética del planeta relacionada con el uso de hidrocarburos convencionales en el largo plazo.

1. Definiciones básicas: Tipos de combustibles y técnicas de extracción

Con el propósito de entender la problemática relacionada con los hidrocarburos convencionales y no convencionales, sus métodos de extracción y los impactos que pueden provocar, es necesario poner en común algunos conceptos.

Frecuentemente usamos el concepto de recursos naturales, pero ¿qué son los recursos naturales? El término resulta fácil de entender intuitivamente, sin embargo, es muy difícil de conceptualizar y formalizar rigurosamente. El hecho que naturaleza y sociedades humanas hayan sido consideradas durante tanto tiempo como entidades prácticamente independientes ha tenido trascendencia en la formulación de conceptos como el de "recursos naturales" (proveniente del mundo de la economía y no de la biología). *Afirmamos que, ahora la idea de una naturaleza exterior a lo humano ha sido sustituida por el concepto de ambiente, la categoría "recursos naturales" se nos presenta como un resabio del paradigma anterior (el que distinguía naturaleza y cultura como entidades independientes) constituyéndose en un obstáculo epistemológico* (Bachelard 1989).²

Entonces se denominan recursos naturales a aquellos elementos (bióticos y abióticos) que han sido provistos por la naturaleza, a los cuales las sociedades humanas les han encontrado alguna utilidad para la satisfacción de sus necesidades. Si definimos -ahora- los recursos naturales desde un punto de vista económico, diremos que son factores que afectan a las actividades productivas, pero que no han sido hechos por los seres humanos, ni tampoco han sido elaborados a través de un proceso de fabricación iniciado por nuestra especie. Dicho en lenguaje económico, no corresponden a los conceptos capital o trabajo. Consecuentemente, podemos decir que el término recurso natural se asimila al concepto tierra, utilizado profusamente en la literatura clásica.

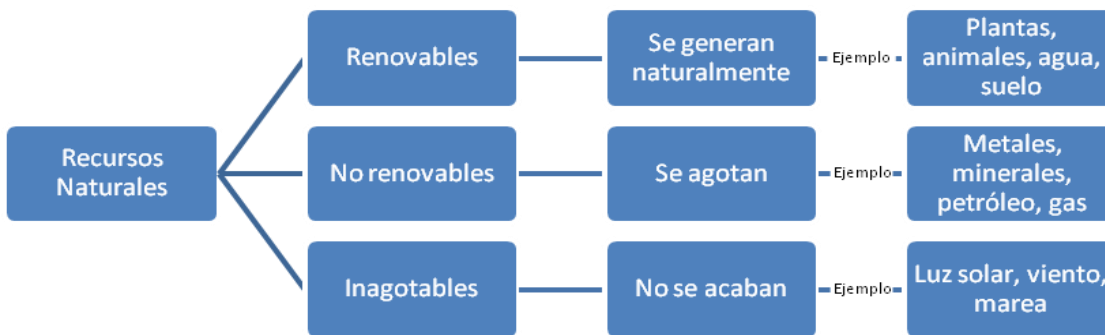
Según una clasificación tradicional, y un tanto anticuada, los recursos naturales pueden ser clasificados en renovables y no renovables, dependiendo de su tasa de recuperación a escala humana. Es por ello que los hidrocarburos han sido clasificados como recursos naturales no

² Andrea Mastrangelo (2008). ¿De qué hablamos cuando hablamos de "Recursos naturales renovables y no renovables"? Un análisis a partir de estudios etnográficos. IX Congreso Argentino de Antropología Social. Facultad de Humanidades y Ciencias Sociales – Universidad Nacional de Misiones, Posadas. <https://www.academica.org/000-080/411.pdf>

renovables, sin embargo, las evidencias han demostrado que dependiendo de la presión que se aplique sobre un recurso natural, que en teoría es renovable, este puede pasar a no ser renovable.

A continuación presentamos una figura en la cual se clasifican los recursos naturales de un modo tradicional, la cual nos parece útil para ilustrar la situación actual, pero aunque debe ser considerada con cierta flexibilidad.

Figura N° 1. Tipos de recursos naturales



Fuente: Elaboración propia

Bajo esta denominación, los hidrocarburos como el **petróleo**, el **gas** y el **carbón** serían considerados como recursos naturales no renovables.

Las evidencias científicas actuales han demostrado que la fuente original del petróleo sería la materia orgánica formada en la superficie de la tierra, debido a la fotosíntesis. Si bien, la mayoría de la materia orgánica producida por la fotosíntesis vuelve a ser reciclada, existiría una porción que bajo ciertas condiciones escaparía de este reciclaje y quedaría confinada, teniendo un proceso de transformación diferente, el cual ocurriría durante miles de millones de años. A través del tiempo geológico, este pequeño aporte ha producido grandes cantidades de materia fósil. No obstante, la mayor parte de este material es ampliamente dispersado en la columna sedimentaria. Solamente alrededor de una molécula de CO₂ de cada millón tomado inicialmente por el proceso de fotosíntesis es eventualmente convertido en petróleo económicamente explotable, gas natural o carbón. La serie de eventos que hacen posibles las acumulaciones concentradas de combustibles fósiles son, por lo tanto, altamente selectivas³.

Debido a las condiciones en que se origina, este tipo de yacimientos están distribuidos de manera desigual por todo el planeta. Sin embargo, este panorama no es impedimento para que la mayoría de los países del mundo participen en el mercado de los hidrocarburos, ya sea como productores,

³ Portal del Petróleo. Orígenes de los hidrocarburos. [Extraído el 08 de noviembre de 2016]. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2011/08/origen-de-los-hidrocarburos.html>

exportadores y/o consumidores. Esta gama de combustibles se han vuelto esenciales en los procesos productivos de las sociedades actuales. Es más, existe una dependencia extrema de ellos. Por otro lado, la disponibilidad y el acceso a ellos están fuertemente ligados a altos niveles de bienestar y crecimiento económico de los países desarrollados.

Históricamente los seres humanos han utilizado los yacimientos de petróleo y gas, sin embargo, fue a partir del siglo XIX cuando comienza la explotación de petróleo de manera comercial, fundamentalmente impulsada por la revolución industrial, la que desencadenó la búsqueda de nuevos combustibles y aceites fluidos, los que en principio eran utilizados en el alumbrado. Luego, la aparición de motores a combustión interna abriría nuevas e importantes perspectivas a la utilización del petróleo. El pozo ubicado en Titusville, Pensilvania (EE.UU.), se considera como el lugar donde comenzó la industria petrolera moderna. En 1859, la recién formada Seneca Oil Company contrató al retirado conductor de trenes Edwin L. Drake para investigar presuntos depósitos de petróleo cerca de Titusville. Drake utilizó una antigua máquina de vapor para perforar un pozo que luego se convertiría en la primera extracción comercial a gran escala de petróleo⁴.

En poco tiempo el petróleo y sus derivados se convirtieron en combustibles indispensables para el desarrollo humano. A partir de 1895, con la aparición de los primeros automóviles, y principalmente en los años posteriores, se comenzaron a utilizar grandes cantidades de gasolina, lo que marcó el inicio de la explotación masiva de este tipo de hidrocarburos, los que luego comenzaron a ser utilizados para distintas funciones.

El planteamiento elaborado por King Hubbert en 1956, es que existe un *peak* de petróleo, que es el momento en el que se ha gastado la primera mitad del recurso disponible, aunque alcanzar este pico no significa el agotamiento. Más bien, quiere decir que al llegar a este punto se ha gastado la parte más fácil de extraer, el petróleo de mejor calidad y los yacimientos más cercanos a la superficie⁵. A este tipo de yacimientos se les denomina como convencionales. Bajo este planteamiento, la explotación de yacimientos convencionales de petróleo y gas mostraría una curva de producción de forma de campana, el cual alcanza un máximo y paulatinamente comienza a descender.

En la actualidad se descubren menos yacimientos convencionales de petróleo. Los grandes yacimientos (llamados gigantes) constituyen el 80% de la producción mundial, y según las prospecciones, ya se han encontrado casi todos. La mayor parte de estos reservorios fueron descubiertos en la década de los 60 y 70. Desde aquel entonces se han hallado menos yacimientos, y además, cada vez más pequeños. A nivel global, más de 40 países han sobrepasado su *peak* de producción y están en declive; sólo unos pocos tienen una producción constante o con

⁴ Biblioteca Digital Mundial. Titusville, Pennsylvania, 1896. [Extraído el 08 de noviembre de 2016]. Disponible en: <https://www.wdl.org/en/item/11368/>

⁵ Robles Benjamín (2014). Impacto social y ambiental del fracking. Senado de la República, Instituto Belisario Domínguez LXII Legislatura, 2014. Alianza Mexicana contra el fracking. Primera edición. México. pp. 23.

un ligero incremento⁶. Este panorama -asociado al agotamiento de estos hidrocarburos- ha llevado al desarrollo de nuevas tecnologías que permiten encontrar nuevos yacimientos, con la finalidad de extender la dependencia de estos combustibles fósiles.

Bajo este panorama surge la interrogante en relación a cuáles serán las fuentes de energía necesarias para abastecer a la creciente demanda mundial de combustibles fósiles, la que no cesa. Se podría pensar que es la hora de transitar hacia energías renovables más limpias y amigables con el medio ambiente, las que se encuentran en forma ilimitada en el planeta. Sin embargo, y hace ya bastante tiempo, se viene escuchando hablar de los denominados “yacimientos no convencionales”, como la solución a este declive en la producción de hidrocarburos convencionales y a las demandas crecientes de los países.

1.1. Hidrocarburos convencionales y no convencionales

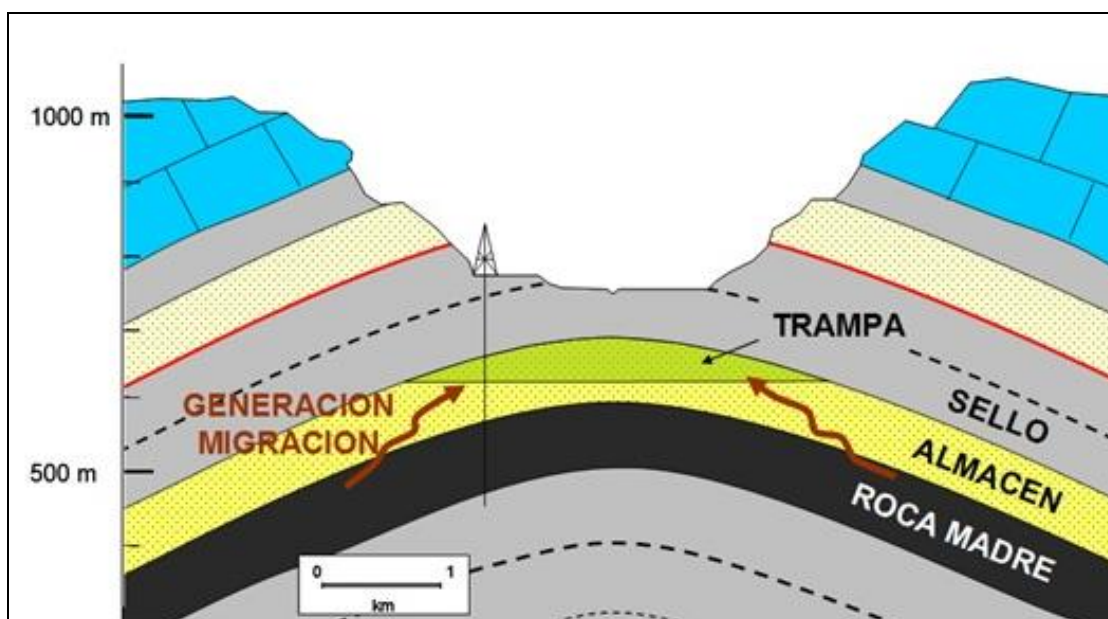
Los yacimientos de hidrocarburos convencionales están conformados por ciertos elementos que son producto de procesos complejos en que para que ocurra la transformación de materia orgánica a hidrocarburo debe haber sincronía en una serie de factores, como la presencia de roca madre, condiciones de presión y temperatura, además de largos periodos que los hacen ser considerados bajo esta denominación. Los elementos esenciales que conforman un yacimiento convencional son: la roca madre, roca almacén, roca sello, columna de roca (que ejerce presión sobre el sistema), los procesos de generación, migración y acumulación, y una trampa. Si falta alguno de estos elementos se habla de un yacimiento no convencional.

En los yacimientos convencionales (ver figura N° 2), los hidrocarburos se forman en la roca madre, la que está compuesta por una acumulación de material orgánico, sedimento y rocas que se acumularon durante largos periodos de tiempo, las que mediante ciertas condiciones de presión y temperatura logran descomponerse y transformarse en petróleo o gas. Después de ser expulsado de la roca madre, el petróleo y/o gas natural deben fluir hacia una roca porosa y permeable (roca almacén) con una configuración geométrica (trampa) que permita su acumulación, y que, a su vez, esté recubierta por una roca impermeable (roca sello) que impida que se escape hacia la superficie⁷.

⁶ Ibid. pp. 25-26

⁷ CEPISA. El Origen del Petróleo. [Extraído el 27 de enero de 2015]. Disponible en: http://www.cepsa.com/stfls/CepsaCom/Coorp_Comp/Infograf%C3%ADas/Enlaces-infografias/El-origen-del-petroleo-cepsa.pdf

Figura N° 2. Estructura de un yacimiento convencional de hidrocarburo



Fuente: ACIEP

En el caso de los yacimientos no convencionales, los hidrocarburos (petróleo y gas natural) son formados de manera similar que uno convencional. La diferencia es que en los no convencionales generalmente la roca madre, donde se producen los hidrocarburos y la roca almacén hacia donde migran, es la misma.

Esta situación se da como resultado de la muy baja permeabilidad que presenta la roca generadora, lo que impide que se produzca el proceso de migración primaria. Esta propiedad se encuentra relacionada con la facilidad que tiene el fluido para moverse a través del reservorio. Para tener una idea, en los no convencionales esta propiedad es más de 1.000 veces inferior a la encontrada en los reservorios convencionales⁸.

Los principales tipos de yacimientos de hidrocarburos no convencionales son⁹:

- **Metanos ligados a bancos de carbón (*coalbed methane*):** Se trata de gas adherido a las superficies de la materia orgánica macerada en bancos masivos de carbón en profundidad.
- **Gas de centro de cuenca (*basin-centered gas*):** Se trata de acumulaciones de gas ubicadas en profundidades mayores a 3.500 metros, a presiones extremas.

⁸ Voces en el Fenix. ¿Qué es el gas no convencional? Aspectos técnicos básicos y desarrollo en la Argentina. [Extraído el 27 de enero de 2015]. Disponible en <http://www.vocesenelfenix.com/content/%C2%BFqu%C3%A9-es-el-gas-no-convencional-aspectos-t%C3%A9cnicos-b%C3%A1sicos-y-desarrollo-en-la-argentina>

⁹ Independencia Energética. ¿Qué son los yacimientos No Convencionales? [Extraído el 27 de enero de 2015] Disponible en <http://frackingargentina.org/2014/01/fracking-no-convencionales/>.

- **Hidratos de gas (*gas hydrate*):** Se trata de un material parecido al hielo, compuesto por moléculas de agua en estado sólido, cuya estructura cristalina atrapa una molécula de gas metano. El gas de este tipo proviene de la descomposición microbiana de materia orgánica. Se cree que las reservas de gas en formas de hidratos congelados son enormes, incluso que duplican a todas las reservas conocidas de gas y petróleo del mundo. Los hidratos de gas se encuentran en los fondos oceánicos, y en menor medida, en tierra en las zonas de "permafrost" de las regiones árticas del hemisferio norte.
- **Petróleo y gas de esquisto (*shale oil y shale gas*):** Es el nombre que se les da a los reservorios en los que los niveles de la roca productora, la roca madre, son ricos en materia orgánica, la cual sufrió los procesos físicos-químicos para convertirse en hidrocarburos, pero no llegó a darse ningún tipo de migración debido a la baja permeabilidad y porosidad de la roca. El hidrocarburo, petróleo y/o gas, sigue atrapado en forma de gotas microscópicas dentro de la roca madre.
- **Tight gas:** Los denominados *tight gas* (gas apretado) son aquellos en que el gas queda atrapado en un tipo de roca que no puede ser considerado reservorio al no tener permeabilidad y que, al igual que el *shale gas*, sólo puede ser explotado mediante la fractura hidráulica. El gas de baja permeabilidad se le conoce como de "arenas compactas" (no confundirse con "arenas bituminosas" o tar sands que se explotan en la superficie) cuando se encuentra en rocas aceitosas, y como gas de lutitas cuando se encuentra en roca caliza. La principal diferencia que presenta el *tight* con el *shale gas* tiene que ver con la roca de donde se obtiene el hidrocarburo. En el *tight gas* se obtiene de la roca reservorio y en el *shale gas* de la roca madre.

2. Historia del *fracking*: Su irrupción en el escenario mundial

Existen diferentes técnicas de explotación de hidrocarburos, sin embargo nos enfocaremos en la tecnología de fracturación hidráulica o *fracking*, la cual es utilizada principalmente para explotar los yacimientos no convencionales del tipo *shale* y *tight gas*, debido a que permite artificialmente aumentar la porosidad y permeabilidad de estos.

Es importante tener presente que la fractura hidráulica es una técnica utilizada hace más de 60 años a nivel comercial en millones de pozos de extracción y producción de hidrocarburos convencionales en todo el mundo. Este tipo de fracturas fueron comunes en las décadas de los 70 y 80, mientras que en los 90 comenzaron a realizarse fracturaciones en múltiples etapas. A inicios del siglo XXI fueron más comunes los pozos horizontales con fracturación hidráulica en múltiples etapas, lo que completó el ciclo de innovación tecnológica. En el año 1997 se consiguió la primera fractura hidráulica combinando la técnica del *fracking* y pozos horizontales. Si bien ambas técnicas ya eran conocidas y aplicadas por separado en la industria, nunca se habían aplicado de manera conjunta en la explotación de esquistos. En el año 2005 comenzó la producción comercial del

primer yacimiento llamado “Barnett Shale” en Texas, dando así inicio a este tipo de extracción de hidrocarburos en Estados Unidos¹⁰.

La técnica del *fracking* o fractura hidráulica consiste básicamente en inyectar un fluido a alta presión directamente hacia la roca que contiene el petróleo o gas con el fin de fracturarla o romperla de manera que el hidrocarburo pueda fluir hacia la boca del pozo (ver Figura N° 3). El fluido llamado “fluido de fracturamiento” está constituido por agua mezclada con químicos especiales, que les dan las propiedades adecuadas para el trabajo en las condiciones del yacimiento. El fracturamiento tiene como objetivo principal aumentar la conductividad del fluido hacia el pozo de producción y se puede complementar la operación de recuperación mediante pozos auxiliares horizontales. Esta técnica se emplea principalmente para la extracción de gas de esquisto, conocido también como *shale gas*¹¹.

La fracturación hidráulica se realiza en un pozo previamente construido, entubado y cementado, que puede ser vertical u horizontal. La técnica consiste en generar en la roca uno o varios canales de elevada permeabilidad a través de la inyección de agua, arena y químicos, a alta presión, de modo que supere la resistencia de la roca y que abra una fractura controlada en el fondo del pozo, en la sección deseada de la formación contenedora del hidrocarburo. Con el fin de evitar el natural cierre de la fractura, en el momento en que se relaja la presión hidráulica que la mantienen abierta, se bombea, junto con el agua, un agente de sostenimiento (propante), comúnmente arena, que mantiene la fractura abierta de un modo permanente.

Una composición típica de un fluido de fracturación suele ser aproximadamente entre un 95 y un 98 % de agua (no necesariamente potable), que incorpora hasta un 5 % de arena de sostenimiento y entre un 1 a 3% de productos químicos, cuya composición y mezcla es generalmente considerado secreto industrial.

Son estos aditivos los que generan más polémica, pues incluyen sustancias tóxicas, alergénicas y cancerígenas, dejando el subsuelo en condiciones irrecuperables. Su finalidad es generar las vías necesarias para extraer el gas de lutitas, mantener los canales abiertos y preservar a los hidrocarburos para evitar que se degraden durante la operación.

Los fluidos utilizados varían en composición dependiendo del tipo de fracturación que se lleve a cabo, las condiciones específicas del pozo, y las características del agua. Un proceso típico de fracturación utiliza entre 3 y 12 productos químicos como aditivos¹². Aunque existe una gran

¹⁰ Fundación Heinrich BollStiftung. Petróleo y gas no convencional. El caso Argentina. México. p. 7. [Extraído el 23 de enero de 2015]. Disponible en: http://mx.boell.org/sites/default/files/pg_no_convencional.pdf

¹¹ García Fabio, Garcés Pablo (2012). Panorama general de los hidrocarburos no convencionales. OLADE. Ecuador. p. 9.

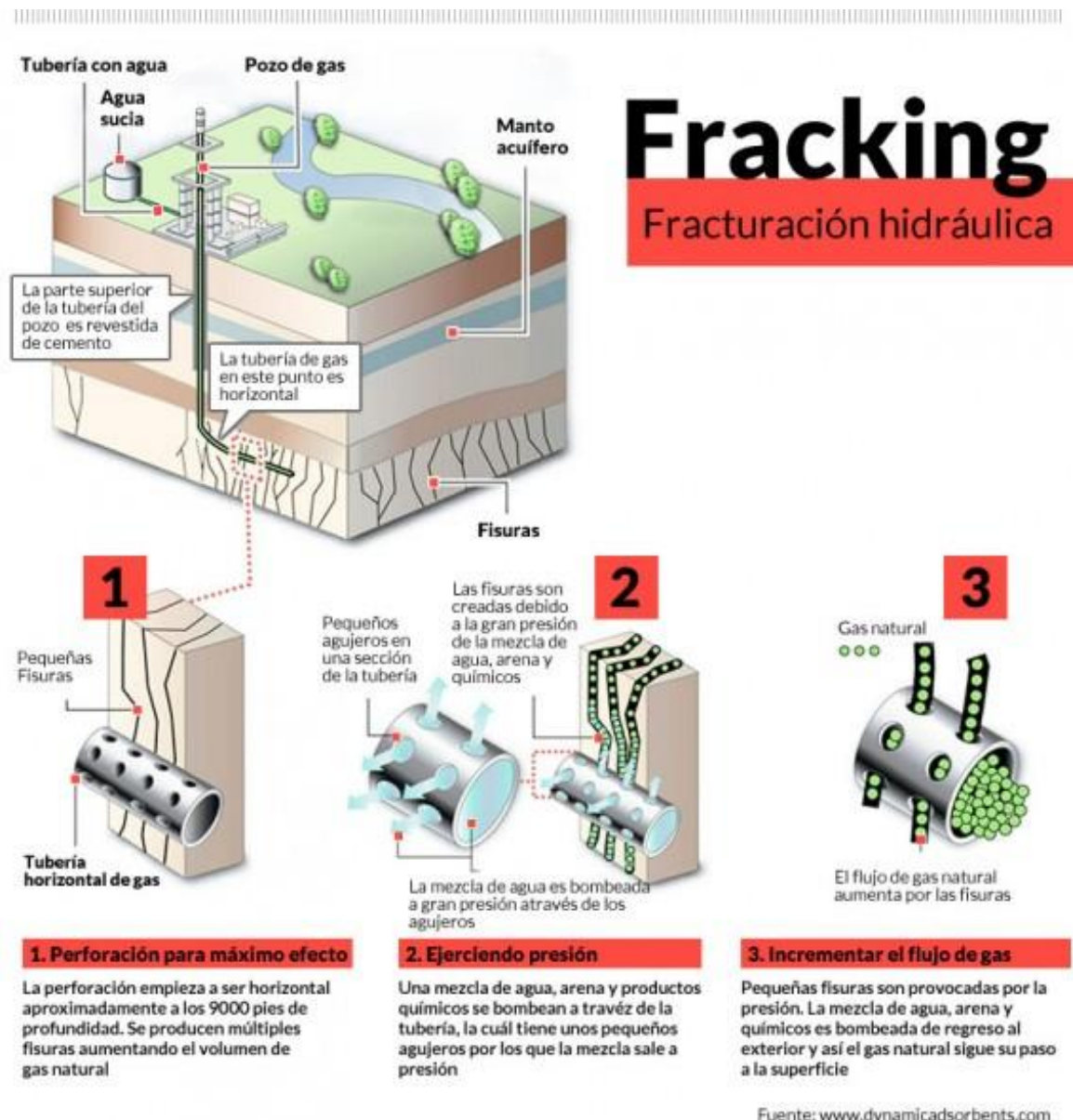
¹² Ground Water Protection Council; ALL Consulting (April 2009). «Modern Shale Gas Development in the United States: A Primer». DOE Office of Fossil Energy and National Energy Technology Laboratory. pp. 56-66. <http://netl.doe.gov/home>. Consultado el 24 de febrero de 2012.

diversidad de compuestos poco convencionales, entre los aditivos más usados se incluyen uno o varios de los siguientes¹³:

- Ácidos: el ácido hidroclicrico o el ácido acético se utilizan en las etapas previas a la fracturación para limpiar las perforaciones e iniciar las fisuras en la roca.
- Cloruro de sodio (sal): retrasa la rotura de las cadenas poliméricas del gel.
- Poliacrilamida y otros compuestos reductores de la fricción: disminuyen la turbulencia en el flujo del fluido, disminuyendo así la fricción en el conducto, permitiendo que las bombas inyecten fluido a una mayor velocidad sin incrementar la presión en superficie.
- Etilenglicol: previene la formación de incrustaciones en los conductos.
- Sales de borato: utilizadas para mantener la viscosidad del fluido a altas temperaturas.
- Carbonatos de sodio y potasio: utilizados para mantener la efectividad de las reticulaciones (enlaces interpoliméricos).
- Glutaraldehído: usado como desinfectante del agua para la eliminación de bacterias.
- Goma guar y otros agentes solubles en agua: incrementa la viscosidad del fluido de fracturación para permitir la distribución más eficiente de los aditivos sosten en la formación rocosa.
- Ácido cítrico: utilizado para la prevención de la corrosión.
- Isopropanol: incrementa la viscosidad del fluido de fracturación hidráulica.

¹³ Freeing Up Energy. Hydraulic Fracturing: Unlocking America's Natural Gas Resources (PDF). American Petroleum Institute. 19 de julio de 2010. http://www.api.org/policy/exploration/hydraulicfracturing/upload/HYDRAULIC_FRACTURING_PRIMER.pdf Consultado el 29 de diciembre de 2012.

Figura N° 3. Proceso de fractura hidráulica



Fuente: especial de página web *sinembargo* México

2.1. El nuevo panorama energético mundial

La extracción de gas natural desde los yacimientos no convencionales de baja permeabilidad sólo ha sido posible mediante un avanzado desarrollo tecnológico y las investigaciones desarrolladas por parte de la industria. Estados Unidos es uno de los pioneros en materia de investigación acerca de la extracción rentable de este tipo de gas. Fue así como a mediados del año 1970, el Departamento de Energía de este país estableció una serie de acuerdos con empresas privadas

para el desarrollo de tecnologías para la extracción de gas natural, lo que permitió que entre 1980 y 1990 la compañía Mitchell Energy and Development se aventurara en la extracción de *shale gas* desde la cuenca de Barnett Shale en Texas. Ya en el 2005 este yacimiento estaba produciendo a nivel comercial casi medio trillón de pies cúbicos por año de gas natural no convencional. Esta experiencia sirvió para que otras empresas ingresaran en el mercado¹⁴.

Con el descubrimiento de otras cuencas de yacimientos no convencionales en este país, el panorama energético cambió drásticamente. De hecho, se estima que Estados Unidos sería autosuficiente en petróleo y tendría superávit en gas natural en menos de 30 años¹⁵.

Según las últimas estimaciones del Departamento de Energía de Estados Unidos, el mundo cuenta con yacimientos que contienen unos 345.000 millones de barriles de petróleo no convencional, un 10% del total de las reservas de crudo del planeta. Y además, con aproximadamente 7.300 billones de pies cúbicos de gas natural no convencional, lo que supone un 32% de la totalidad de las reservas mundiales¹⁶. Estos descubrimientos han provocado un cambio radical en el panorama energético mundial, el que venía exhibiendo un fuerte declive de los yacimientos de hidrocarburos convencionales, lo cual estaba dando paso al desarrollo de las energías renovables. No obstante, estas cifras han provocado un vuelco en el consumo y producción de combustibles fósiles.

En la actualidad sólo Estados Unidos y Canadá explotan yacimientos no convencionales de manera comercial, sin embargo, debido a la distribución de estos es previsible que otros países se conviertan en grandes explotadores de este tipo de combustibles.

Según los últimos estudios realizados por la Agencia Internacional de Energía (EIA, por su sigla en inglés), en la actualidad el principal explotador de petróleo no convencional es Estados Unidos, aunque Rusia lo supera en las reservas de petróleo no convencional, concentrando alrededor del 22% del *stock* mundial, la que se estima en 75.000 millones de barriles (ver Figura N° 4).

En cuanto a las reservas de *shale gas* o gas de pizarra (esquisto), las mayores reservas de gas natural no convencionales se encuentran en China, con 1.115 billones de pies cúbicos, seguida por las reservas de Argentina, que ascienden a 802 billones de pies cúbicos. Otro país sudamericano que destaca con importantes cifras es Brasil, con 245 billones de pies cúbicos (ver Figura N° 4). Los datos oficiales del Gobierno de EE.UU. contemplan que las reservas de su país están en los 665 billones de pies cúbicos, lo que los dejaría en cuarta posición.

Sin embargo, las cifras de proyección de las reservas no convencionales no son precisas y no concuerdan en los diversos estudios. Las magnitudes que manejan algunas consultoras disparan los volúmenes de Estados Unidos, situándolo en la cabeza del ranking mundial. El grupo Advanced

¹⁴ Salamunic Luka, Dattas Maurice. (2011). La revolución del Shale Gas. Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería. Chile. p. 13.

¹⁵ Estrada, J. (2013). *Desarrollo del gas de lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México*. Reflexiones para Centroamérica. CEPAL-Cooperación alemana (GIZ). México. p. 7.

¹⁶ Page David. *¿Cuáles son las potencias que liderarán el petróleo y el gas del futuro?* [Extraído el 3 de febrero de 2015]. Disponible en: <http://www.expansion.com/2013/06/11/empresas/energia/1370949794.html>

Resources International fija las reservas de este país en 1.161 billones de pies cúbicos, lo que superaría a China en el ranking establecido por la EIA¹⁷. Esta falta de claridad en los volúmenes de reservas tiene un efecto directo sobre las burbujas y especulaciones financieras que se crean alrededor de estos mercados.

Para el caso de Chile, y según el último informe de la agencia del Gobierno norteamericano Energy Information Administration (EIA), destaca que se podrían existir alrededor de 48 billones de pies cúbicos de *shale gas* o gas de esquisto y 2,4 millones de barriles de reservas de petróleo de esquisto recuperables en la cuenca de Magallanes (que también comparte con Argentina)¹⁸.

Figura N° 4. Reservas de yacimientos no convencionales (petróleo y gas natural)



Fuente: Elaborado por el Diario Expansión (2013) en base al estudio realizado por EIA y ARI

¹⁷ Ibid.

¹⁸ Departamento de Energía, Gobierno de Estados Unidos, Septiembre de 2015, Recursos Técnicamente Recuperables de Petróleo y Gas de Esquisto, (Technically Recoverable Oil and Shale Gas Resources). [Extraído el 20 de septiembre de 2016]. Disponible en https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Other_South_America_Bolivia_Chile_Paraguay_2013.pdf, p 17.

3. Consecuencias del *fracking*: Algunos factores a considerar

La extracción de hidrocarburos no convencionales se vuelve atractiva sólo si resulta económicamente rentable. Es decir, para que se logre extraer los recursos desde un yacimiento no convencional es necesario que la tecnología y precios actuales de los hidrocarburos que se quiere explotar generen flujos que permitan pagar la inversión -y al mismo tiempo- obtener ganancias para la industria y sus inversionistas. En este sentido, son diversos los factores que definen la viabilidad de extracción de un yacimiento no convencional.

3.1. Costos económicos de inversión

Uno de los primeros aspectos que se deben considerar en la extracción de *shale gas* tienen que ver con las características geológicas de los yacimientos, ya que es necesario realizar una importante inversión en la etapa de exploración, que permita determinar con certidumbre la cantidad de gas natural que puede ser extraída y evaluar el desempeño energético de los pozos. Un dato relevante es el señalado por la industria gasífera de Estados Unidos, que ha admitido que hasta el 80% de los pozos perforados pueden resultar inviables comercialmente¹⁹. Es decir, no basta con tener una estimación de las reservas, es necesario que la extracción sea económicamente viable.

Otro de los aspectos a considerar es la alta inversión que requiere este tipo de proyectos debido a la complejidad de la técnica de fracturación hidráulica. A esto se suma que se requiere una mayor cantidad de pozos perforados en cada área a explotar debido a la menor disponibilidad que existe del recurso en las rocas. Se estima que los costos de perforación representan el 40% de los gastos totales. En México, un solo pozo requiere de una inversión de entre 20 y 25 millones de dólares, mientras que en Estados Unidos alcanzan entre los 3 y 10 millones de dólares²⁰. En Chile se han identificados proyectos de perforación que estiman una inversión que asciende a los 43 millones de dólares²¹.

También se debe considerar la alta tasa de declinación (agotamiento) que tienen los pozos de *shale gas* en el corto plazo. La formación de *Marcellus shale*²² de la cuenca de *Apalachiana*, en el noreste de Estados Unidos, que potencialmente representa la más grande reserva de gas no convencional de ese país, muestra un descenso que va entre un 65 y un 80% durante el primer año de producción²³. Este panorama provoca que constantemente se necesite estar invirtiendo en la

¹⁹ Robles Benjamín (2014). Impacto social y ambiental del fracking. Senado de la República, Instituto Belisario Domínguez LXII Legislatura, 2014. Alianza Mexicana contra el fracking. Primera edición. México. p. 52.

²⁰ *Ibidem*.

²¹ Este es el caso de un proyecto presentado por la Estatal ENAP al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) durante el año 2014, en donde pretende realizar la perforación de 24 pozos mediante la técnica de fracturación hidráulica. En la actualidad este proyecto se encuentra en proceso de evaluación ambiental por parte de las autoridades.

²² **Marcellus shale**: Es un devónico medio de roca marina sedimentaria que se encuentra en el este de América del Norte. Es el nombre de un distintivo afloramiento cerca del pueblo de Marcellus, Nueva York, Estados Unidos. El esquisto contiene en gran parte sin explotar gas natural y reservas.

²³ Estrada, J. (2013). Desarrollo del gas de lutita (*shale gas*) y su impacto en el mercado energético de México. Reflexiones para Centroamérica. CEPAL-Cooperación alemana (GIZ). México. p. 32.

perforación de nuevos pozos que permitan evitar el declive de la producción. Este punto ha sido un área intensa de investigación para las empresas productoras, que ven como baja la producción de manera acelerada luego del primer año de explotación.

También se debe considerar la baja eficiencia en la recuperación total del gas existente en los yacimientos de *shale gas*, los cuales fluctúan entre un 20 y un 30%, mientras que desde un yacimiento convencional (en tierra) la recuperación del gas se ubica entre el 40 y 75%²⁴.

Otra forma de evaluar este tipo de extracción es el rendimiento energético de la inversión. El *shale gas* tiene un bajo rendimiento energético de la inversión, es decir, se generan cinco unidades de energía por cada unidad invertida, frente a los proyectos convencionales donde con una unidad invertida se producen 20²⁵.

Por último, el precio de los hidrocarburos juega un rol determinante a la hora de calcular la rentabilidad económica en los yacimientos no convencionales, ya sea de gas natural o petróleo. La experiencia muestra que en América del Norte la producción de *shale gas* puede ser rentable a largo plazo, con precios superiores a los 3,30 dólares/mmBTU (a boca de pozo)²⁶.

Junto a los factores anteriores, se debe tener presente la disponibilidad de tecnologías y equipamiento necesario para la extracción de *shale gas*. El hecho que en Estados Unidos sea viable económica y técnicamente la extracción de este tipo de gas, no quiere decir que lo sea en el resto de los países. Es por ello que todos los puntos antes mencionados plantean dudas acerca de los reales beneficios sobre la extracción de *shale gas*, y están siendo objeto de debate en los países donde se quieren explotar este tipo de yacimientos no convencionales.

3.2. Impactos socio ambientales

Adicionalmente, la extracción de *shale gas* mediante la técnica de fracturación hidráulica tiene asociado múltiples impactos socioambientales, entre los que destacan: uso intensivo del agua y contaminación de la misma, contaminación del aire, contribución de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) al calentamiento global y al cambio climático, el uso de aditivos químicos, e incluso la inducción de sismos, todo lo cual ha significado una significativa conflictividad con las comunidades donde se emplazan los proyectos. Debido a esto, esta técnica ha sido prohibida y se han establecido moratorias en varios países, y en el caso de EE.UU, en varios condados.

3.2.1. Uso intensivo y contaminación del agua

Pueden emplearse de 9 a 29 millones de litros de agua por pozo en la operación de la fractura, existiendo registros de que en un solo pozo en Michigan llegó a consumir hasta 80 millones de

²⁴ Ibid.

²⁵ Robles Benjamín (2014). Impacto social y ambiental del fracking. Senado de la República, Instituto Belisario Domínguez LXII Legislatura, 2014. Alianza Mexicana contra el fracking. Primera edición. México. p. 53.

²⁶ Estrada, J. (2013). Desarrollo del gas de lutita (*shale gas*) y su impacto en el mercado energético de México. Reflexiones para Centroamérica. CEPAL-Cooperación alemana (GIZ). México. p. 35.

litros de agua²⁷. Estas grandes cantidades de agua deben estar almacenadas cerca del pozo, ya que la operación de fractura de cada pozo dura entre dos y cinco días, y se debe tener el agua disponible. Lo más probable es que esta agua se transporte en camiones o se realice captación directa desde el propio entorno de la plataforma de explotación²⁸. El agua que se utiliza en el proceso se encuentra mezclada con químicos, la que en parte se deposita en los pozos y otra fluye hacia la superficie (agua de retorno), existiendo un gran temor de la población local que estos fluidos puedan contaminar los depósitos de agua dulce o acuíferos de manera no intencional. Es por ello que comunidades locales se oponen y señalan que al menos se le debería exigir a la industria realizar un procedimiento riguroso, pues cualquier derrame o exposición podría contaminar las áreas aledañas. También es preciso contar con información confiable sobre la disposición final del agua contaminada, ya que las plantas de tratamiento de aguas servidas sólo son aptas para procesar agua con materia orgánica, no con tóxicos y químicos altamente peligrosos, como los que se generan en este tipo de faenas.

3.2.2. Contaminación del aire

El uso intensivo de agua y la contaminación de ésta pueden ser considerados como uno de los mayores impactos de la técnica de *fracking* para la extracción de *shale gas*, sin embargo, la contaminación del aire también es un tema relevante. La exposición directa a contaminantes, tales como el dióxido de azufre, óxido de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles, entre otros, resulta sumamente nocivo, debido al efecto directo que tiene sobre la salud de las personas y los ecosistemas.

En una investigación en que se analizaron siete muestras de aire en la ciudad de Dish, en el Estado Texas, donde se encuentra Barnett Shale, se encontró benceno en una cantidad 55 veces mayor a la permitida por el Texas Commission on Environmental Quality (TCEQ). También se produjo el hallazgo de xileno, disulfuro de carbono, naftaleno (considerado veneno) y piridina (un potencial cancerígeno), todos excedían los límites establecidos por la normativa, alcanzando niveles de hasta 384 veces lo permitido²⁹.

3.2.3. Contaminantes que favorecen el calentamiento global

El uso del gas natural como fuente energética es defendido como una alternativa viable en la reducción de emisiones de CO₂ (dióxido de carbono) a la atmósfera. Si bien es cierto que las emisiones por combustión de gas natural son menos contaminantes que las provocadas por la combustión de carbón o petróleo, se debe considerar que el *shale gas* está compuesto en un 90% por gas metano, el cual contribuye en forma significativa al calentamiento global. Esto, considerando que el metano tiene un potencial de contribuir al calentamiento global 25 veces

²⁷ Robles, op cit., p. 41

²⁸ Asamblea Fractura Hidráulica NO. Impactos del Fracking. [Extraído el 4 de febrero de 2015]. Disponible en: <http://www.fracturahidraulicano.info/impactos.html>.

²⁹ Salamunic Luka, Dattas Maurice. (2011). La revolución del Shale Gas. Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería. Chile. p. 42.

mayor que el del dióxido de carbono. Por lo tanto, existe un enorme peligro si se producen fugas de *shale gas*, ya que contiene altas proporciones de metano, gas altamente inflamable y que contribuye significativamente a las emisiones de GEI.

Es importante tener presente que durante el proceso de fracturación ocurren fugas de gas metano. De acuerdo a las estimaciones más recientes de la Agencia de Protección Ambiental de Estados Unidos (EPA, por su sigla en inglés), la tasa de fugas es de alrededor del 1,5% o menor. Esta cifra se encuentra por debajo del umbral de 3,2%, que según los científicos se requiere para que el *shale gas* mantenga sus beneficios climáticos³⁰. Sin embargo, un reciente estudio realizado por la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) y la Universidad de Colorado, determinó que en el área conocida como la Cuenca Denver-Julesburg (EE.UU.) las fugas son del 4%, sin incluir las pérdidas adicionales en el sistema de tuberías y distribución³¹. Esto situaría las explotaciones de gas no convencional por sobre el límite deseado para no generar mayores impactos.

Si bien es correcto aseverar que el cambio de combustible -de carbón a gas natural en procesos productivos- contribuye a disminuir las emisiones de GEI y con ello frenar parcialmente el calentamiento global y los efectos de cambio climático, el problema es mucho mayor, pues no solo tiene que ver con la quema del gas no convencional extraído. El problema está asociado a todo el proceso productivo y los riesgos e impactos que este genera, los cuales al parecer no han sido adecuadamente evaluados.

Además, existen otro conjunto de emisiones que deben ser consideradas, las que provienen tanto del uso de camiones y equipos de perforación -en las que se libera dióxido de azufre, óxido de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles distintos del metano y monóxido de carbono- como en el procesamiento y transporte propio del gas.

Otras emisiones de compuestos contaminantes se derivan del nulo o mal tratamiento del agua residual utilizada en los procesos de fracturación, la cual generalmente es acumulada en piletas al aire libre, una vez que regresa a la superficie, tras ser inyectada en las fracturas. Estos desechos líquidos contienen los químicos utilizados -muchos de los cuales son un secreto de la industria-, componentes orgánicos tóxicos, metales pesados y materiales radioactivos, los cuales son evaporados hacia la atmósfera al ser expuestos a la radiación solar³².

³⁰ Shale Gas España, El papel del shale gas en la lucha contra el cambio climático, Hojas Informativas. [Extraído el 4 de febrero de 2015]. Disponible en: <http://www.shalegasespana.es/es/docs/factsheets/El-papel-del-shale-gas-en-la-lucha-contra-el-cambio-climatico.pdf>.

³¹ Greenpeace España, Fractura hidráulica para extraer gas natural (fracking), Documento Informativo. [Extraído el 4 de febrero de 2015]. Disponible en http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/cambio_climatico/Fracking-GP_ESP.pdf.

³² Observatorio Petrolero Sur, Shale gas ante el cambio climático, ¿solución o agravante?, pp 4. [Extraído el 5 de febrero de 2015]. Disponible en: <https://huerquenweb.files.wordpress.com/2013/01/opsur-shale-gas-ante-el-cambio-climatico.pdf>.

3.2.4. Sismos: Terremotos y temblores

Otra de las problemáticas que ronda en torno a la extracción de *shale gas* mediante el uso de la fractura hidráulica es su potencial para desencadenar temblores y terremotos. Sobre este tema existen opiniones divididas entre expertos y científicos.

De hecho, según lo relata una crónica de la televisión estatal británica BBC³³, dos temblores relacionados con *fracking* ocurrieron en las cercanías de la ciudad inglesa de Blackpool en el año 2011 y llevaron a la suspensión temporal de la exploración. La que fue reanudada en 2012, luego que la Academia de Ciencias local declarara que esta técnica era segura si se aplicaban “las mejores prácticas operacionales”.

El primero de los sismos provocados por la fracturación se produjo en abril del 2011, cerca de la ciudad de Blackpool, y tuvo un registro de 2,3 grados en la escala de Richter, junto a otro sismo de baja intensidad que se provocó tras reanudarse la exploración hidráulica. Los eventos fueron tan débiles que no fueron percibidos por los habitantes, pero sí monitoreados por una sociedad científica. Tras encargarse estudios por parte del gobierno y la empresa de exploración, ambos concluyeron que los eventos fueron causados por la fracturación. Esto fue corroborado por la Royal Society, la Academia de Ciencias Británica, en un estudio conjunto con la Real Academia de Ingenieros, publicado en 2012. Sin embargo, en el documento describía que la minería de carbón también provocaba microsismos.

Los impactos del *fracking* en los temblores podrían incluso suceder a miles de kilómetros de distancia y podrían también hacer que los pozos intervenidos reaccionaran a temblores lejanos, como lo relata un estudio que habla de los impactos “a distancia” que habría tenido el gran terremoto chileno de 2010. El estudio dirigido por Nicholas van der Elst de la Universidad de Columbia de Nueva York y publicado en la revista *Science*, en julio de 2013, señalaba que las ondas desatadas por el temblor chileno de 8.8 grados se desplazaron por el planeta y causaron temblores en el campo petrolero Wilzetta de Oklahoma. Según el científico citado por la BBC, las fallas geológicas ya existentes estarían siendo llevadas a su límite por las técnicas de *fracking*.

Estos impactos sobre las placas terrestres debiesen ciertamente ser considerados en la introducción del *fracking* a Chile, un país donde históricamente hemos tenido actividad sísmica a gran escala.

4. La Irrupción del *fracking* en Chile

El país dispone de una amplia infraestructura de centrales térmicas que utilizan gas natural, y por lo tanto, la puede utilizar para abastecerse de gas natural o GNL –ya sea *shale gas* o de otra procedencia– en un futuro cercano. Teniendo absoluta claridad de esto, el actual Gobierno de Michelle Bachelet (2014-2018) ha dispuesto todo un aparataje político para realizar importaciones

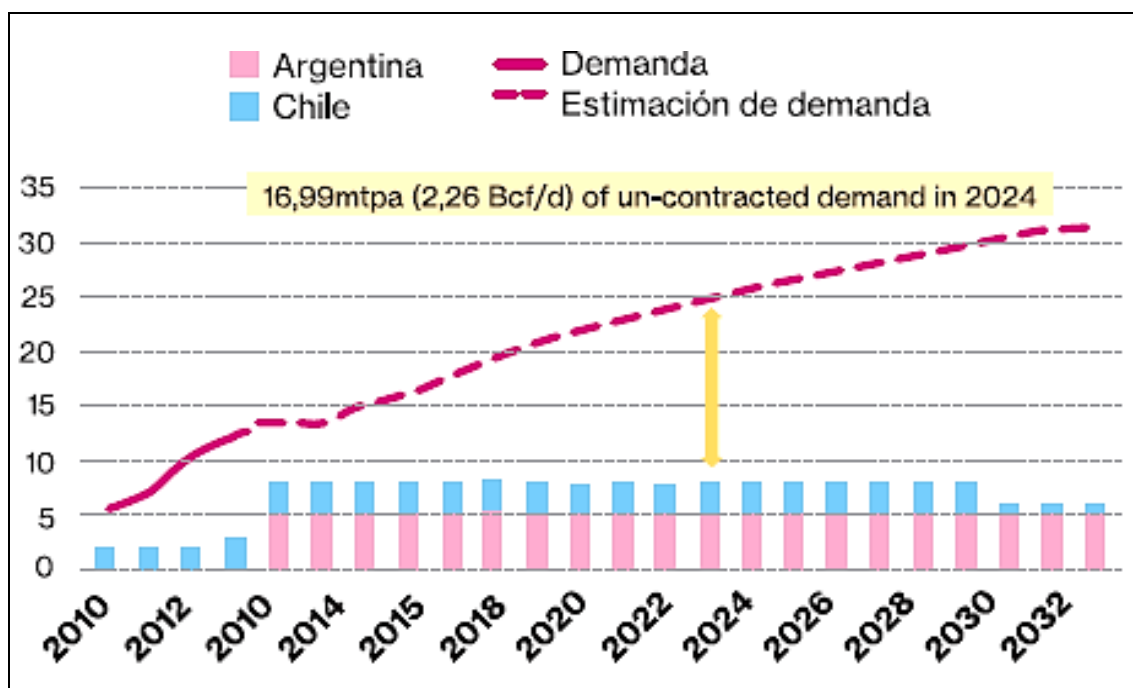
³³ Martins, Alejandra, (2013), 7 temores sobre el *fracking*: ¿Ciencia o ficción?, BBC Mundo, [Extraído el 19 de enero 2015]. Disponible en http://www.bbc.com/mundo/noticias/2013/10/130905_ciencia_especial_fracking_dudas_am

de GNL, particularmente *shale gas* de Estados Unidos³⁴, con el fin de desplazar los medios de generación termoeléctrica más caros, principalmente el petróleo diésel³⁵.

Según el informe “Evolución del Mercado Global de GNL y su impacto para Chile”, elaborado por la consultora BentekEnergy, a petición de la CNE, Chile posee contratos de gas natural (GNL) que bordean las 3 toneladas métricas por año (mtpa) para el periodo 2010-2032 (ver la Figura N°5). Hay que considerar que en estas proyecciones de abastecimiento no se distingue la procedencia del gas y si éste es de esquisto o gas natural convencional.

Asimismo, Bentek hace referencia que la demanda latinoamericana de GNL al 2024 representará aproximadamente 24,80 mtpa³⁶, además de establecer que para el mismo año existe una demanda de GNL no contratada de 16,99 mtpa (ver la Figura N°5).

Figura N° 5. Demanda de GNL Sudamericana v/s evolución de los contratos (mtpa) 2010 – 2032



Fuente: Elaborado por el Diario el PULSO (25 de septiembre del 2014) en base al estudio realizado por BentekEnergy.

³⁴ La llegada del shale gas a Chile con sus diversos impactos, será analizada en los próximos capítulos del documento.

³⁵ Orellana, Gustavo (2014). Estudio encargado por la CNE revela que shale gas llegará a precios similares a los actuales. Noticias en línea, el PULSO, el jueves 25 de septiembre de 2014. [Extraído el 19 de enero de 2015]. Disponible en: <http://www.pulso.cl/noticia/empresa-mercado/empresa/2014/09/11-50516-9-estudio-encargado-por-la-cne-revela-que-el-shale-gas-llegara-a-precios-similares.shtml>.

³⁶ Díaz, Javier (2014). Evolución del Mercado Global de GNL y su impacto para Chile. Documento elaborado por BentekEnergy para la Comisión Nacional de Energía. Diapositiva N° 40 y 41. [Extraído el 19 de enero de 2015]. Disponible en: <http://www.cne.cl/noticias/energia/hidrocarburos/954-comision-nacional-de-energia-da-a-conocer-estudio-sobre-mercado-mundial-de-gnl>

En términos generales, tanto en la matriz energética como en la eléctrica, existe y ha existido una fuerte presencia de los hidrocarburos. Asimismo, el gas natural ha presentado un importante rol en los requerimientos energéticos del país y, dado las intenciones políticas del actual gobierno, relacionadas a las importaciones de gas de esquisto, las proyecciones de éste son bastantes auspiciosas en el corto y mediano plazo.

Ante esta situación, es preciso considerar las experiencias del sector, que tienen relación con una limitada planificación de largo plazo, la cual se ha visto reflejada en una constante dependencia y vulnerabilidad asociada a la importación de energéticos, principalmente hidrocarburos, lo que ha llevado a conformar un sector inestable, con un amplio parque termoeléctrico, con altos índices de contaminación e inequidad, y con un alto índice de rechazo y conflictividad³⁷.

Revertir esta tendencia de abastecimiento y generación en base hidrocarburos es la difícil tarea del sector en el corto plazo. Por ello, las muestras políticas que ha presentado el actual Gobierno al considerar como una alternativa cierta una nueva disposición de GNL importado, no van en la dirección correcta. Más bien, limitan el desarrollo y acceso de las diversas fuentes energéticas locales que se disponen, considerando entre éstas a la energía solar, eólica, geotérmica, entre otras. Energéticos que conformarían un sector más diversificado, limpio y menos dependiente de la importación de hidrocarburos. Asimismo, evaluar la inclusión de exigencias tecnológicas y normativas al funcionamiento de las centrales térmicas y sus insumos importados, permitiría establecer las bases necesarias para una transición de una matriz sucia a una más limpia.

4.1. La subrepticia llegada del *fracking* a Chile

La irrupción del *fracking* en Chile puede ser vista desde dos perspectivas. Primero, la importación de gas natural licuado que haya sido obtenido mediante la utilización de la técnica de fractura hidráulica. La segunda que será analizada en este capítulo está relacionada con proyectos de explotación que se realizan en Chile, particularmente en la Región de Magallanes.

La memoria oficial de la compañía estatal Empresa Nacional del Petróleo (ENAP) señala que estas operaciones de fracturación están teniendo lugar desde el año 2012. Esta producción de gas no convencional es el resultado de la intervención de pozos de exploración verticales perforados a fines de 2012 e inicios de 2013, con equipos de perforación propios de ENAP, que fueron sometidos a estas operaciones para aumentar la permeabilidad de la roca y facilitar que el gas fluyese. Los caudales iniciales han alcanzado hasta 120.000 m³/día promedio por pozo de gas más algunos metros cúbicos de condensado.

Si revisamos la lista de los proyectos analizados y/o aprobados por el Servicio de Evaluación de Impacto Ambiental (SEIA) hasta diciembre del 2014, donde se especifica claramente la utilización de fracturación hidráulica, se registran sólo ocho proyectos con un total de por lo menos 71 pozos.

³⁷ Para mayor información de los conflictos que presenta el sector eléctrico con las comunidades, dirigirse al estudio APP N°56 "Catastro de proyectos de generación eléctrica. Nueva actualización", elaborado por Fundación Terram. Disponible en: http://www.terram.cl/2013/09/30/app_n_56_catastro_de_proyectos_de_generacion_electrica_nueva_actualizacion1/

Al realizar una nueva revisión, esta vez hasta fines del 2016, los proyectos que mencionaban explícitamente la fracturación hidráulica habían subido a un total de 20, con más de 134 pozos, los que se encuentran en estado de aprobación o en calificación ambiental (ver Tabla N° 1).

Tabla N° 1. Proyectos de fracturación hidráulica ingresados al SEIA a octubre de 2016

Nombre	Tipo	Región	Comunas	Titular	Inversión (MMU\$)	Estado
Fracturación Hidráulica de Pozo Cahuil ZG-1	DIA	XII	San Gregorio	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	1,0000	En Calificación
Fracturación Hidráulica de Pozo Kalkin ZG-A	DIA	XII	San Gregorio	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	1,8000	En Calificación
Fracturación Hidráulica de 4 Multipozos en Bloque Arenal	DIA	XII	Primavera	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	20,0000	Aprobado
Fracturación Hidráulica del Pozo Brótula TA-2	DIA	XII	San Gregorio	PETROMAGALLANES OPERACIONES LTDA.	0,7000	Aprobado
Fracturación Hidráulica de 4 Pozos en Bloque Dorado-Riquelme	DIA	XII	San Gregorio	Empresa Nacional del Petróleo – Magallanes	4,0000	Aprobado
Fracturación Hidráulica de 4 Pozos y 2 multipozos en Bloque Arenal	DIA	XII	Primavera	Empresa Nacional del Petróleo – Magallanes	21,0000	Aprobado
Fracturación Pozos Ñanco Zga Y Fierro 1	DIA	XII	San Gregorio	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	3,6000	Aprobado
Fracturación Hidráulica en 21 Pozos de Hidrocarburos, Isla Tierra del Fuego	DIA	XII	Primavera- Porvenir	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	21,0000	Aprobado
Fracturación Hidráulica del Pozo Brótula TA-2	DIA	XII	San Gregorio	PETROMAGALLANES OPERACIONES LTDA.	0,7000	Desistido
Fracturación Hidráulica de 4 Pozos Sector Río del Oro, Bloque Caupolicán Tierra del Fuego	DIA	XII	Primavera	PETROMAGALLANES OPERACIONES LTDA.	2,0000	Aprobado
Fracturación Hidráulica 4 Pozos Sector Río del Oro, Bloque Caupolicán Tierra del Fuego	DIA	XII	Primavera	PETROMAGALLANES OPERACIONES LTDA.	2,0000	Desistido
Fracturación Hidráulica En 22 Pozos de Hidrocarburos, Bloque Arenal	DIA	XII	Primavera	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	39,6000	Aprobado
Fracturación Hidráulica En 24 Pozos de Hidrocarburos, Bloque Arenal”,	DIA	XII	Primavera	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	43,2000	Aprobado
Fracturación Hidráulica Pozos Lynch PK-A y	DIA	XII	Porvenir	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	3,6000	Aprobado

Lynch Norte PK-A, Bloque Intracampos						
Fracturación Hidráulica en 14 Pozos de Hidrocarburos, Bloques Arenal e Intracampos	DIA	XII	Primavera- Porvenir	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	25,2000	Aprobado
Fracturación Hidráulica En 11 Pozos de Hidrocarburos Bloque Arenal	DIA	XII	Primavera	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	16,1000	Aprobado
Fracturación Hidráulica En 8 Pozos de Hidrocarburos, Bloque Arenal	DIA	XII	Primavera	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	11,7000	Aprobado
Proceso de Fracturación Hidráulica en 12 Pozos de Hidrocarburos, Bloque Arenal	DIA	XII	Primavera	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	19,2000	Aprobado
Proceso De Fracturación Hidráulica En Pozos de Hidrocarburos, Bloque Arenal	DIA	XII	Primavera	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	11,2000	Aprobado
Proceso De Fracturación Hidráulica En Pozos de Hidrocarburos, Bloque Dorado Riquelme	DIA	XII	San Gregorio	Empresa Nacional del Petróleo - Magallanes	6,4000	Aprobado

Fuente: Elaboración propia en base a información del SEIA (2016)

De acuerdo al listado oficial del gobierno, obtenido por Fundación Terram en 2014 a través de la Ley de Transparencia, sólo a fines del año 2013 habrían sido aprobadas las primeras Declaraciones de Impacto Ambiental (DIA) relativas al uso de la fracturación. Sin embargo, como hemos dicho, la memoria del año 2013 de ENAP detalla que a mediados de 2012 ya habrían concluido pruebas utilizando fracturación hidráulica. Es más, existirían otras empresas que habrían utilizado la técnica y que no habrían sido monitoreadas adecuadamente por las autoridades ambientales. Esto fue confirmado, en el caso de Geopark, empresa que fue investigada y multada por varias infracciones el año 2016, entre ellas, por utilizar *fracking* sin los permisos ambientales necesarios³⁸

Según la consultora chilena Nevasa en un documento sobre el *shale gas* en Chile,³⁹ “a mediados de 2011 ENAP inició una licitación para buscar socios con los que explorar nuevas reservas de gas natural en Magallanes”, el proceso se habría cerrado en septiembre el 2011 con la firma de los acuerdos de participación entre ENAP, Geopark, Wintershall e YPF. Según la consultora, al poco

³⁸ SMA formula cargos en contra de Geopark por incumplimientos ambientales en Magallanes. Noticia en línea del 3 de junio de 2016 [extraído el 30 de noviembre de 2016]. Disponible en <http://www.sma.gob.cl/index.php/noticias/comunicados/677-sma-formula-cargos-en-contra-de-geopark-por-incumplimientos-ambientales-en-magallanes>

³⁹ Nevasa S.A. (2012). Shale Gas en Chile, Temas de Negocios, 13 de marzo del 2012 [Extraído el 12 de diciembre de 2014] Disponible en http://www.nevasa.cl/archivos/informe_shale_gas.pdf

tiempo se habrían firmado Contratos Especiales de Operación Petrolera (CEOPS)⁴⁰ para la adjudicación de cinco bloques a tres empresas; San Sebastián (579.51 km²) fue adjudicado a YPF, bloque Marazzi-Lago Mercedes (584 km²) al consorcio YPF-Wintershall, y para ENAP-Geopark se habrían asignado tres bloques que cubren 1705.3 km²: Isla Norte (555.4 km²); Campanario (578 km²); y Flamenco (571.89 km²). Nevasa agrega que en todas estas exploraciones había que utilizar la fracturación hidráulica: “En las cláusulas se incluyó la obligación de perforar al menos un pozo de *shale gas*”.

5. Políticas energéticas y avance del gas natural no convencional

La irrupción del *fracking* en nuestro país tiene que verse en el contexto de los lineamientos energéticos de mediano plazo planteados por el Gobierno, entre los que se menciona explícitamente el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales. Las políticas energéticas que tienen relación con la promoción del gas natural en el país han ido dirigidas hacia dos propósitos, principalmente: 1) la promoción de las importaciones de GNL y el fortalecimiento de la infraestructura asociada a los procesos de regasificación; y 2) el fortalecimiento de ENAP a objeto de desarrollar procesos de exploración y explotación de hidrocarburos en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena⁴¹.

El compromiso por fomentar las importaciones de GNL ha quedado claro en el actual programa de Gobierno de la Presidenta Michelle Bachelet (2014-2018), particularmente en sus medidas de corto plazo, en donde establece que incluirá “la promoción de un sistema de compras coordinadas (...) para encontrar mejores ofertas de precios de GNL, con el objeto de reducir la potencial escasez de energía en el período 2016-2018”⁴². Como también, plantea abastecer de gas a las centrales térmicas que quedaron sin suministro por la crisis del gas argentino.

Asimismo, dentro de las propuestas de mediano y largo plazo que presenta el programa se establece la necesidad de resguardar a la Empresa Nacional del Petróleo mediante el desarrollo de una estrategia que transforme a la estatal en un actor relevante en el acceso y fomento de la exploración y explotación de gas en Chile. Además, se plantea desarrollar diversos cambios en la Ley de ENAP que les permita realizar una capitalización de la empresa, reformar el Gobierno corporativo y revisar el modelo de negocios⁴³. A principios de 2016 fue aprobada la ley que permite a esta empresa estatal incursionar en el mercado eléctrico y desarrollar proyectos de inversión en esa área.

⁴⁰ Es importante señalar que los CEOPS son facultad del Presidente de la República, estos habrían sido firmados por el ex presidente Sebastián Piñera.

⁴¹ Estas dos líneas principales reflejan las propuestas del Gobierno en materia de gas natural –ya sea extraído de manera convencional o no convencional– presentadas en el programa de Gobierno de la presidenta Michelle Bachelet (2014-2018) y en la Agenda Energía.

⁴² Programa de Gobierno de Michelle Bachelet 2014-2018. Programa Económico, sección Energía. pp. 46. [Extraído el 22 de enero de 2015]. Disponible en: <http://michellebachelet.cl/programa/>.

⁴³ *Ibíd.* p. 48.

Por otro lado, la agenda energética que lanzó el gobierno a mediados de 2014 establece siete ejes de trabajo, dentro de los cuales detalla de manera acabada cómo se desarrollará la incorporación del gas natural en el sector energético nacional y se plantea el desarrollo de los hidrocarburos no convencionales.

Para el eje N°1 “Un nuevo rol del estado”, en la meta 2 “Transformaremos a ENAP en un actor de la estrategia energética de Chile”, se establece los siguientes puntos de importancia:

- *Se fortalecerá el rol de ENAP como empresa de hidrocarburos en el país, profundizando su participación en la exploración y explotación de petróleo y gas natural, con un esfuerzo especial en la cuenca de Magallanes, en petróleo y gas no convencional. Asimismo, deberá impulsar la promoción de las otras cuencas del país para atraer la inversión de empresas internacionales;*
- *Haremos que ENAP tenga un rol activo para la seguridad de suministro de combustibles líquidos y gas natural para el país. Se fortalecerá su logística relacionada al abastecimiento de combustibles del país e impulsaremos el desarrollo del gas natural en la matriz energética nacional (ver eje 2, medidas asociadas a GNL) y potenciaremos su capacidad de análisis y estudio para desarrollar y ejecutar proyectos estratégicos para atender las necesidades energéticas del país;*
- *En el Proyecto de Ley de Gobierno corporativo de ENAP se estipulará la capitalización de la compañía, acción que mejorará su balance financiero y le permitirá emprender las inversiones que mejoren su eficiencia y resultados económicos. ENAP contará con el capital, financiamiento, recursos humanos y tecnología para cumplir su misión como la empresa energética pública del país⁴⁴; entre otros.*

En cuanto al eje N°2 “Reducción de los precios de la energía, con mayor competencia, eficiencia y diversificación en el mercado energético”, en la meta 2 “Promoveremos el uso de GNL en la generación eléctrica en reemplazo del diesel, junto con su uso industrial y residencial”, se establecen los siguientes puntos de importancia.

2.1 Medidas de corto plazo (2015-2019), las cuales están enfocadas a maximizar el uso de la infraestructura de generación eléctrica (termoeléctrica) y los terminales GNL:

- *“ENAP ofrecerá contratos de gas natural y capacidad regasificación por 1,1 MM3 año a generadores eléctricos por diez años. El volumen ENAP alcanzaría para el 66% de los requerimientos en base de central de 350 MW, esto es para 240 MW promedio anual o bien para la potencia máxima por ocho meses. El impacto en Costo Marginal, para un escenario de hidrología media, es una baja del 10% el 2015, y un promedio de 5% entre 2016 y 2019;*

⁴⁴ Ministerio de Energía (2014). Agenda de Energía. Un desafío país, progreso para todos. pp. 24 y 25. [Extraído el 22 de enero de 2015]. Disponible en: <http://www.energia2050.cl/documentos>.

- *Desarrollo de una agenda de autorregulación y dictación de normas legales y reglamentarias para terminales existentes, tendientes a liberar capacidad (transitoria y/o permanentemente) que no está siendo utilizada y normas de transparencia informativa. En Quintero, la capacidad de 15 MMm3/día está contratada 100% por los incumbentes, sin embargo, se estima que quedarán disponibles 7,0 MMm3/día el año 2015. En Mejillones queda disponible en el terminal 2,0 MMm3/día al 2015 y cero al 2018⁴⁵; entre otras.*

2.2 Medidas de largo plazo (2020 en adelante), que permitirán aumentar la capacidad en GNL e instalar nuevas centrales de ciclo combinado a gas natural:

- *“Se promoverá la ampliación del terminal de Quintero a 20 MMm3/día, junto con el ofrecimiento de nuevos contratos de GNL por 3 MMm3/día, lo que permitiría el funcionamiento de 2 ciclos combinados adicionales;*
- *Se impulsará la construcción de un tercer terminal de GNL en el país, en la zona centro- sur, para lo cual ENAP se involucrará en el desarrollo de un proyecto económicamente factible que lo materialice.”⁴⁶*

Para el eje N°3 “Desarrollo de recursos energéticos propios”, en la meta 5.7 “Proyectos de gasificación de carbón en Magallanes”, se establece que:

- *“Continuaremos con el trabajo ya iniciado por este Ministerio con la Universidad de Magallanes para que la Región de Magallanes y de la Antártica Chilena puedan contar entre sus opciones energéticas, con un proyecto de gasificación de carbón para el suministro de gas de la población y para la generación eléctrica”⁴⁷, entre otros.*

Los puntos expuestos anteriormente conforman las intenciones del Gobierno, las cuales pretenden cubrir los requerimientos energéticos del país mediante un nuevo proceso de regasificación.

En este sentido, abastecer de gas natural el parque termoeléctrico que dispone el país es uno de los propósitos energéticos que prima para la presente administración. Ya que, junto a ello, se espera disminuir los costos en la generación de electricidad, gracias a la sustitución del diésel por gas en la generación termoeléctrica⁴⁸; como también reducir los índices de contaminación y emisiones de CO₂ asociados a los combustibles altamente contaminantes -como carbón y leña-, entre otros.

Si bien, las importaciones de gas podrían producir los efectos mencionados, hay que tener claridad desde dónde provienen los suministros relacionados y qué tipo de tecnologías se utilizarán tanto en la extracción, como en el transporte, almacenamiento y regasificación del gas importado. Esto

⁴⁵ Ibid. p. 39.

⁴⁶ Ibid. pp. 40.

⁴⁷ Ibid. pp. 53.

⁴⁸ Ibid. pp. 36.

para no producir los efectos ambientales adversos, tanto a nivel local como global, ni mucho menos volver a establecer las condiciones de vulnerabilidad y dependencia que el país sufrió durante la restricción en el suministro de gas natural argentino (véase Anexo I: Una mirada a la matriz energética de Chile: Incorporación del gas natural en el sector energético).

5.1. La Empresa Nacional de Petróleo y su estrategia de regasificación

La Empresa Nacional de Petróleo (ENAP) fue constituida en el año 1950 por el Estado de Chile conforme a la Ley N° 9.618, con el objetivo de realizar procesos de producción de combustibles líquidos y tratamiento de gas –en pequeñas cantidades–, específicamente localizados en la zona austral del país⁴⁹.

En la actualidad, la estatal se encuentra a cargo de los procesos de producción, refinación y comercialización de los hidrocarburos y sus derivados. Cumpliendo, de esta forma, un rol estratégico en el abastecimiento de combustibles a nivel nacional. Además, de comercializar y distribuir las importaciones de GNL que arriban desde distintos mercados al terminal de Quintero, como también realizar los procesos de exploración y explotación de hidrocarburos en la cuenca de Magallanes⁵⁰.

A nivel internacional, ENAP participa en operaciones asociadas a la producción de crudo y gas en Ecuador, Argentina y Egipto, mediante diversas alianzas estratégicas con destacadas empresas petroleras⁵¹. En cuanto a Chile, opera a través de tres líneas de negocio: Exploración y Producción (E&P), Refinación y Comercialización (R&C), y Gas y Energía (G&E). Esta última, recientemente creada (2014) por su gerente general, Marcelo Tokman, a objeto de fortalecer la presencia de ENAP en el sector energético nacional.

Dado el rol que cumple la empresa estatal y la intención del actual Gobierno de impulsar el gas natural como un energético de importancia, lo que se ha explicitado tanto en su programa de gobierno como en la agenda energética, es que ENAP se ha transformado en la pieza clave que impulsará la incorporación del gas en los requerimientos energéticos del país, de corto y mediano plazo.

En este contexto, y con el afán de recuperar su rol estratégico en materia energética, es que en el mes de septiembre de 2014, la estatal dio a conocer su Plan Estratégico 2014-2025, el cual se compone de siete ejes fundamentales que pretenden, entre otros puntos, mejorar los indicadores

⁴⁹ Empresa Nacional de Petróleo (2014). Memoria Anual 2013. pp. 33. [Extraído el 22 de enero de 2015]. Disponible en: http://www.enap.cl/pag/521/1586/memoria_2013.

⁵⁰ *Ibid.* pp. 34.

⁵¹ *Ibidem.*

financieros institucionales y desarrollar proyectos que impulsen el gas natural y la geotermia, como también incrementar la capacidad y desempeño de sus refinerías⁵².

El ambicioso plan de desarrollo que ENAP proyecta para los próximos años conlleva una inversión cercana a los 800 MMUS\$ anual. Aumentando considerablemente la inversión promedio de los últimos cinco años, cuyo monto ha sido de 286 MMUS\$. Asimismo, la nueva estrategia duplicaría el EBITDA⁵³ de ENAP de aquí al 2019, alcanzando los 1.450 MMUS\$, que se comparan con los 678 MMUS\$ obtenidos en 2013⁵⁴.

Respecto a la promoción del gas natural y el GNL en el sector energético nacional, el plan estratégico de ENAP dentro de sus ejes plantea:

- Para el eje N°1 Potenciar el negocio de Exploración y Producción de petróleo y gas natural en Magallanes, *se propone aumentar en más de un 100% la producción de hidrocarburos al 2020 (de 15.000 BOE⁵⁵ en el 2014 a 32.000 BOE en el 2020); esto con el objetivo de hacer sustentable el negocio al largo plazo. La estrategia incluye, asimismo, continuar evaluando el potencial de hidrocarburos no convencionales para explorar y desarrollar este tipo de yacimientos⁵⁶. Dado esto, Marcelo Tokman asume como meta institucional abastecer el 100% de la demanda de la Región de Magallanes con gas natural producido por ENAP;*
- Y en cuanto al eje N°3 Impulsar el uso de gas natural en la matriz, tanto para generación eléctrica como para consumo residencial, el gerente de ENAP indicó que como institución *queremos contribuir con la expansión de la oferta del mercado eléctrico, fomentando el desarrollo de proyectos de generación en base a gas natural, y colaborando en aumentar la oferta de gas natural en aquellas ciudades con problemas de contaminación ambiental. Como también señaló: nuestra meta es aportar 940 MW a la matriz energética a 2025, mediante la ampliación de la capacidad de regasificación del terminal Quintero a 20 millones de metros cúbicos⁵⁷; entre otros.*

En síntesis, para los próximos años de Gobierno, ENAP se proyecta como un actor relevante tanto en la exploración y explotación de gas natural no convencional, como en la regasificación y distribución del GNL importado. Tomando en cuenta los avances que ha presentado en estos puntos y que tienen relación con los contratos de suministro de GNL norteamericano *shale gas* y el desarrollo de la fractura hidráulica para obtener *tight y shale gas* de la cuenca de Magallanes, es de suma importancia considerar los efectos que la fracturación hidráulica produce en el medio

⁵² Empresa Nacional de Petróleo (2014). Comunicado del Plan de Desarrollo Estratégico 2014-2025. pp. 2. [Extraído el 22 de enero de 2015]. Disponible en: http://www.enap.cl/sala_prensa/noticias_detalle/general/776/directorio-de-enap-aprueba-plan-estrategico-2014-2025-con-inversiones-de-us-800-millones-anuales-a-2020.

⁵³ El EBITDA es un indicador financiero representado mediante un acrónimo que significa en inglés Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation, and Amortization, es decir, el beneficio bruto de explotación calculado antes de la deducibilidad de los gastos financieros.

⁵⁴ *Ibidem*.

⁵⁵ Barriles de petróleo equivalentes.

⁵⁶ *Ibidem*.

⁵⁷ *Ibid.* p. 3.

ambiente, entre ellos, un alto consumo de agua y contaminación, e inestabilidad de los suelos, entre otros. Considerando -además- que la producción y uso de la tecnología está prohibida en muchos países europeos debido al daño irreparable que produce en el medio ambiente.

Por otra parte, en la política energética de largo plazo impulsada por el Gobierno, a través de un decreto supremo firmado el 30 de diciembre de 2015, que plantea la política energética de Chile, conocida como Energía 2050, se reconoce los enormes cambios de las nuevas tecnologías de fracturación y su potencial desarrollo. Sin embargo, señala que aún no está claro el futuro de estas tecnologías en el país, y que el desarrollo podría ser mayor en los países vecinos.

“El impacto de la revolución tecnológica en Chile aún está por verse, considerando que sus países vecinos cuentan con potenciales grandes reservas no convencionales, que, si las explotan en algún momento, cambiarían nuevamente las condiciones de la integración energética del continente”⁵⁸.

5.2. Las graves deficiencias de la evaluación ambiental del *fracking* en Chile

Una revisión somera de una de las declaraciones ambientales ingresadas para las actividades de *fracking* en territorio chileno, muestra graves falencias de información sobre uno de los principales impactos potenciales de esta técnica: el impacto ambiental del cocktail de químicos que se utiliza para crear grietas para extraer el gas y petróleo de esquisto, especialmente, sobre el agua superficial y subterránea.

Se trata del proyecto denominado “Fracturación Hidráulica en 24 pozos de Hidrocarburos; Bloque Arenal” en la Región de Magallanes, que era el de mayor inversión de los presentados hasta enero del 2015.

El proyecto consiste, según su descripción oficial, en “realizar el proceso de fracturación hidráulica, de forma vertical, a 24 pozos de hidrocarburos ubicados en el Bloque Arenal. Cabe mencionar que estos pozos corresponden a pozos en serie, conformados por un pozo principal, más cuatro a seis multipozos por planchada”⁵⁹.

“Los pozos que se someterán a este proceso corresponden a aquellos pertenecientes a las formaciones Glauconítica, Prekretácico y Estratos con Fabrelas, las que se localizan entre los 1.820 y los 2.600 mbnmm (Metros bajo el nivel medio del mar) de profundidad, y la formación Tobífera, localizada entre los 2.377 y los 3.110 mbnmm de profundidad. Estas formaciones han demostrado mediante estudios previos, que existe un reservorio de hidrocarburos confinados, los cuales no han podido extraerse debido a la baja permeabilidad de la roca.”

⁵⁸ Energía 2050: Política Energética de Chile”, pag.25 [Extraído el 6 de diciembre de 2016] Disponible en http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/LIBRO-ENERGIA-2050-WEB.pdf

⁵⁹ Servicio de Evaluación Ambiental (2014) Ficha del Proyecto:Fracturación Hidráulica en 24 pozos de hidrocarburos, Bloque Arenal. Accesado 20 de enero de 2015 Disponible en http://seia.sea.gob.cl/expediente/expedientesEvaluacion.php?modo=ficha&id_expediente=2130022536

La Declaración de Impacto Ambiental (DIA) fue presentada el 9 de diciembre del 2014 y significaría una inversión de poco más de 43 millones de dólares. Según el DIA presentado, la primera falencia grave es la de limitarse a una Declaración de Impacto Ambiental, a pesar de los potenciales impactos. Según el titular, la empresa ENAP, no se justifica presentar un Estudio de Impacto Ambiental (EIA), ya que no presentaría “riesgo para la salud de la población debido a la cantidad y calidad de los afluentes, emisiones o residuos que genera o produce”.

“El área de influencia directa e indirecta, definida en el Capítulo I se limita a la planchada de los pozos en cuales se realizará la fracturación hidráulica, estos se encuentran debidamente cercados en su perímetro y con acceso restringido a personal ajeno a la fracturación. El fluido (Flow back) resultante de la fracturación, es confinado en una pileta construida específicamente para éste propósito, la cual es impermeabilizada para que los fluidos no entren en contacto con napas o acuíferos subterráneos”. Se agrega que, dada la poca población del lugar, no habría impactos en la salud: “Además, debe considerarse que los trabajos específicos que comprenden el proyecto se desarrollarán en la estancia “la Araucana”, de propiedad de Don Alejandro Fernández, ubicada aproximadamente a 30 km de la localidad de Cerro Sombrero, el cual corresponde al centro poblado más cercano, por lo tanto, no existe riesgo de efectos sobre la salud humana a raíz de la ejecución del presente proyecto⁶⁰.”

Pero un examen de los detalles de la DIA y de las observaciones hechas por los servicios públicos, indica que no se han entregado suficientes antecedentes como para demostrar que el proyecto no afectará negativamente al ecosistema marino y a la salud de las personas, aunque éstas no se encuentren viviendo en las proximidades inmediatas de los pozos.

El oficio N° 1449 del doctor Óscar Vargas, Secretaría Regional Ministerial de Salud, Magallanes y Antártica Chilena a Karina Bastidas Torlaschi, directora del Servicio de Evaluación Ambiental, Magallanes y Antártica Chilena, detalla las graves limitaciones de los estudios:

“Referente a la gran cantidad y variedad de productos químicos que se utilizarán en el proyecto, dentro de los cuales algunos tienen propiedades carcinogénicas, y en general son considerados sustancias químicas peligrosas, agregando que la mayoría de estos productos no son 100% biodegradables y otros simplemente no se degradan, lo que es un potencial riesgo de producir contaminación tanto del suelo y aire, como también el subsuelo y por ende los acuíferos involucrados en la perforación de cada uno de los pozos, condición que no se expresa con claridad en la Declaración de Impacto Ambiental”.

La Declaración de Impacto Ambiental presentada por la empresa estatal, en apariencia, informa sobre los químicos que se utilizarán, y los potenciales impactos en los acuíferos de la zona. Pero esta información demuestra también deficiencias serias.

⁶⁰ Servicio de Evaluación Ambiental (2014) Ficha del Proyecto: Fracturación Hidráulica en 24 pozos de hidrocarburos, Bloque Arenal. Accedido 20 de enero de 2015 Disponible en http://seia.sea.gob.cl/expediente/expedientesEvaluacion.php?modo=ficha&id_expediente=2130022536

Revisando las fichas de productos químicos utilizados, para lo cual hay un anexo especial, se descubren graves vacíos. En el caso, por ejemplo, de la “Naftalina C₁₀H₈” se describe su ecotoxicidad como “extremadamente tóxico” y respecto a sus efectos sistémicos sobre el ser humano como potencial provocador de “trastornos gastro-intestinales, espasmos, alteraciones sanguíneas, parálisis respiratoria”, agregando la ficha que además el compuesto “ha sido investigado como tumorigeno, mutagénico y causante de efectos reproductivos”. Además, la ficha menciona un detalle no pequeño: “La información relacionada con este producto puede no ser válida si éste es usado en combinación con otros materiales o en otros procesos”. En el caso de otro producto, de nombre WGS-160L, compuesto de Thiosulfato de Sodio, se señala que “no existe información toxicológica Oral, Dérmica ni Inhaladora”, como tampoco “Información sobre ecotoxicidad”. Es decir, no sólo no se sabe con precisión las mezclas ni proporciones que serán utilizadas, tampoco se sabe de los potenciales impactos de algunos de los químicos de forma aislada.

En la DIA se presentaron análisis de aguas y se habló de lo que sucedería con los flujos químicos potencialmente de alta toxicidad. Hay incluso dos anexos sobre estos temas, el Anexo VIII - Análisis de Peligrosidad Flow Back y el Anexo X - Análisis de Agua. Sin embargo, la autoridad de salud indicó que las muestras debieran tomarse por organismos independientes y debiera decirse qué pasará con los flujos que no se recuperan. “Las muestras deben ser tomadas por una entidad que sea capaz de muestrear de manera independiente y no por el titular del proyecto. Se requiere aclarar si al realizar los análisis respectivos resultaren ser catalogadas como sustancias peligrosas, y considerando que solo se recupera entre el 30% y el 50%, del fluido utilizado en este proceso de fracturación, indica que tanto el subsuelo como los acuíferos involucrados van a ser contaminados, por lo que se requiere saber qué medidas se tomarán para realizar un proceso de descontaminación y por cuánto tiempo se mantendrá la contaminación de este subsuelo.”

En la Memoria 2014 de ENAP, la empresa se vanagloria de los resultados que ha tenido la fracturación de los pozos del Bloque Arena, mencionando el 21 de octubre como fecha del importante hito: “21 de octubre. ENAP logra hito de producción de gas no convencional en Tierra del Fuego” reza el título de la mención que detalla: “Un trascendente hito logró ENAP en su producción de gas no convencional *tight gas* en el Bloque Arenal, en Tierra del Fuego, al alcanzar los 500 mil metros cúbicos día (m³/d). Este flujo de gas marca un hito en la exploración y producción de una capa, la Zona Glauconítica, completamente nueva en su aporte productivo de hidrocarburos en Magallanes”.

En la Memoria del año posterior, 2015, se anuncia la significativa cantidad de pozos que usaron la técnica y la duplicación del volumen de gas extraído con *fracking*: “En 2015 la empresa perforó un total de 52 pozos en el Bloque Arenal, registró una inversión récord de US\$ 288 millones y alcanzó

una producción diaria de 1 millón de metros cúbicos (m3) diarios de gas, asegurando en suministro residencial para la Región de Magallanes.”⁶¹

5.3. Las primeras sanciones por fracking.

Pero este desarrollo no se ha producido sin impactos ambientales, como lo han constatado recientemente diversos servicios públicos, que durante 2013 y 2014 efectuaron fiscalizaciones a un proyecto en el sector del Bloque Fell. De hecho, el 1 de junio de 2016 se dio inicio oficial a un proceso sancionatorio por parte de la Superintendencia del Medio Ambiente contra la empresa Geopark Fell SpA., “titular de proyectos de exploración y explotación de hidrocarburos ubicados en la comuna de San Gregorio, Región de Magallanes y la Antártica Chilena, en el marco de un Contrato Especial de Operación Petrolera (CEOP) suscrito entre la empresa y el Estado de Chile”⁶².

“Entre las infracciones imputadas a Geopark se encuentran: deficiencias en el sistema de estabilización y control de erosión de los suelos removidos para la construcción de pozos; deficiencias en el sistema de manejo de derrames de sustancias peligrosas; intervención de hallazgos de carácter arqueológico sin autorización ni realización de acciones de salvataje; desarrollo de obras de modificación de cauce sin contar con la autorización sectorial correspondiente.”

“Adicionalmente se detectó el desarrollo de actividades de fracturación hidráulica en diferentes pozos, sin contar con una Resolución de Calificación Ambiental (RCA)”, exigida por ley para este tipo de actividades.

El titular realizó 47 actividades de fracturación hidráulica en un total de 42 pozos de hidrocarburos emplazados al interior del Bloque Fell. Para ninguno de los pozos antes señalados el titular consultó al Servicio de Evaluación Ambiental la pertinencia de ingreso al SEIA de la ejecución de actividades de fracturación hidráulica⁶³.

5.4. Los riesgos de las lecciones no aprendidas: infraestructura subutilizada

Como lo mencionamos anteriormente, las propuestas de las empresas privadas asociadas al negocio del gas de esquisto, hablan de la necesidad de apurar el desarrollo de la infraestructura: “Un eventual mayor uso de este gas (*shale gas*) en la generación eléctrica en Chile implicaría desafíos de construcción de nueva infraestructura (puertos, almacenamiento, distribución) que deberían ser abordados oportunamente”, planteaba unos de los desafíos lanzados por el Consejo Chile-EEUU de Energía en junio del 2013, a solo días de que la Presidenta, varios de sus ministros y una delegación de empresarios, viajaran a EE.UU., donde visitaron precisamente uno de los

⁶¹ Empresa Nacional del Petróleo, (2015). Memoria Anual 2015, pág. 11. [Extraído el 6 de diciembre de 2016]. Disponible en <http://www.enap.cl/pag/573/1652/memorias2015>.

⁶² Informe de Fiscalización Ambiental Yacimiento Pampa Larga 4, Bloque Fell, DFZ-2015-174-XII-RCA-IA, Procedimientos Sancionatorios, Expediente: F-022-2016, Superintendencia del Medio Ambiente [extraído 25 de Noviembre de 2016]. Disponible en <http://snifa.sma.gob.cl/v2/Sancionatorio/Ficha/1382>

⁶³ *Ibid.*

principales polos de infraestructura asociada al *shale gas*, el puerto de Sabine Pass, un gran complejo de regasificación, almacenamiento y exportación de gas de esquisto de propiedad de Cheniere Inc. Es, además, el primer puerto de GNL en EE.UU. autorizado a exportar gas natural.

Pero no sólo se beneficiará la empresa Cheniere usando su terminal para el gas que se exportaría tras el acuerdo firmado con la British Petroleum; también vendería GNL de su nuevo proyecto denominado Corpus Christi. Así, aumentaría su negocio vendiéndolo en Chile a otra empresa de la cual es socia. Es que Cheniere Energy, dueña del terminal visitado por la delegación chilena, es socia del proyecto BioBioGenera, conocido originalmente como Octopus. Tras un difícil proceso de calificación ambiental, el proyecto fue modificado y reevaluado, ahora fraccionado. Éste finalmente fue aprobado por las autoridades chilenas a fines de junio del 2016, desatándose posteriormente masivas protestas en la zona de Concepción y sus alrededores.

Algunos de los actores claves de este enorme entramado del gas natural y petróleo extraído por fracturación hidráulica se repiten. No son solamente empresas estadounidenses, como Cheniere, las que tienen presencia en Chile. La canadiense TransCanada Corp -por ejemplo- son dueños del 30% del Gasoducto del Pacífico, que pretende llevar el gas a las termoeléctricas de Bulnes, un complejo de dos centrales que son parte integral del proyecto BiobíoGenera, pero que fueron presentadas de manera separada al Servicio de Evaluación Ambiental. TransCanada es la empresa dueña del oleoducto Keystone XL, que sería el encargado de transportar el petróleo extraído por fracturación desde el norte de Canadá hasta las costas de EE.UU. Este oleoducto ha motivado una de las mayores luchas ambientales de los últimos años, tanto en Canadá como en Estados Unidos.

El año 2013, la empresa Cheniere se hizo propietaria del 50% del proyecto que se pretende instalar en la bahía de Concepción (a pesar de una fuerte oposición local). El proyecto incluye una planta de regasificación flotante (FRSU), ubicada en la bahía de Concepción, frente a Penco-Lirquén y una conexión con el subutilizado Gasoducto Pacífico del sector, para alimentar a un complejo de dos enormes plantas termoeléctricas con un total de 1.140 MW de potencia en la localidad interior de Bulnes. Octopus fue presentado al Sistema de Evaluación de Impacto Ambiental por primera vez en abril del 2013, pero retirado del sistema en noviembre del mismo año. Posteriormente, tras una serie de cambios, entre ellos el nombre del proyecto (a BiobíoGenera) y el nombre de Terminal GNL Penco-Lirquén para la planta de regasificación y Central El Campesino de 640 MW, la que tiene en pie de guerra a algunas organizaciones locales de la localidad de Bulnes.

El proyecto ha sido ahora presentado por partes, algo que ha sido cuestionado en el pasado por las cortes chilenas, separando no sólo el terminal costero de GNL de la central termoeléctrica de Bulnes, sino que planteando sólo una central de 640 MW, cuando se habla de una potencia total de casi el doble, unos 1.140 MW. El nuevo proyecto presentado incorpora algunas medidas que pretenden acallar las fuertes críticas que han planteado comunidades de la costa y del interior. Se ha eliminado el uso de cloro en la planta de regasificación y reducido significativamente el uso de agua de la central de Bulnes. La oposición, sin embargo, ha sido permanente, tanto en la comuna

de Concepción, donde hay una coordinadora que agrupa a varias localidades, como en Bulnes. Incluso los consejeros regionales -por unanimidad- resolvieron en diciembre del 2014 declarar su rechazo al proyecto. Sin embargo, como ya señalamos, este fue finalmente aprobado a fines de junio de 2016.

Una preocupación no menor de los habitantes de la zona es la seguridad. A pesar de la videoconferencia que debió haber tenido lugar en enero de este año entre expertos del Gobierno y la industria estadounidense sobre “la resiliencia y protección, terremotos, tsunamis, incendios, derrumbes, etc.”, según los documentos conseguidos por Fundación Terram a través de la Ley de Transparencia, la experiencia reciente para los habitantes de la zona no los hace sentirse seguros. Dos situaciones de extrema gravedad han ocurrido en los últimos años en la zona y los encargados de prevenirlas y/o mitigarlas no siempre lo han hecho con éxito.

El último suceso fue el tsunami ocurrido tras el terremoto del 27 de febrero de 2010, que azotó de manera brutal la bahía de Concepción, lugar donde se pretende instalar la enorme planta de regasificación flotante. El principal astillero de la Armada de Chile, y por lo menos, dos submarinos y un barco oceanográfico sufrieron daños de consideración con las enormes olas que irrumpieron, sin que los encargados de advertir el peligro lo hicieran. Además, fotos satelitales europeas que mostraban las primeras imágenes de los daños ocurridos con el terremoto, exhibieron la rotura de un ducto y un peligroso derrame de fertilizantes, precisamente en el lugar donde se pretende emplazar el terminal flotante de regasificación.

Otro hecho ocurrió con anterioridad en la zona, a pocos kilómetros, en la bahía de San Vicente, el 6 de marzo de 1993. “Se incendiaba el puerto pesquero más grande del sur de Chile, y sumado a esto la constante amenaza de explosión de los estanques de almacenamiento de combustibles de las empresas Shell, Copec y Esso (ubicados a sólo un par de cuadras del puerto pesquero), tenían a Talcahuano y las ciudades aledañas al borde de una catástrofe nunca antes vista en la historia de nuestro país.”⁶⁴ El informe final, arrojó finalmente que el incendio se habría ocasionado debido a la inflamación de combustible derramado desde los ductos submarinos que transportaban el petróleo hacia los estanques de Petrox, detalla un relato de Bomberos de Chile.

El proyecto Octopus (hoy BiobíoGenera) es sólo el más conocido de los proyectos que están siendo considerados como parte de la nueva infraestructura energética que se está montando. En mayo del 2016 entró a evaluación ambiental otro terminal de regasificación llamado GNL Talcahuano, que pretende emplazarse en la misma bahía de Concepción. Además, se plantea también doblar la capacidad de la planta de regasificación de Quinteros y ampliar la de Mejillones (donde ya se instaló un tanque de almacenamiento, que sería el más grande de Sudamérica).

⁶⁴ Araya Ricky (2006). Foro de sitio digital de bomberos chilenos, El Bombero.cl, [Extraído el 15 de enero del 2015] Disponible en: <http://www.elbombero.cl/foro/threads/en-que-consiste-esta-rama.765/>.

6. Análisis de caso: El lobby de EE.UU.

Como muchos otros sucesos político-económicos, la introducción del *fracking* en Chile ha sido a través de compañías estadounidenses. Las presiones desde EE.UU. en el año 2009 para instalar la termoeléctrica a carbón Campiche, de AES Gener, las conocimos gracias a las filtraciones de WikiLeaks.

En el caso del *fracking*, al parecer el involucramiento estadounidense es profundo y multifacético: va desde la promoción del uso de la tecnología entre el empresariado local y la sensibilización al Gobierno, además de la capacitación y asociación comercial para los proyectos de fracturación que buscan desarrollar en Magallanes.

El Consejo Empresarial Chileno Estadounidense sobre Energía, creado en 2011 por la Cámara Chileno-Norteamericana de Comercio (AmCham), fue constituido por el entonces embajador de los Estados Unidos, Alejandro Wolff, el ministro de Energía del ex Presidente Sebastián Piñera, Rodrigo Álvarez, y Javier Irrarzával, presidente de la Cámara Chilena Norteamericana de Comercio. Durante la visita de Barack Obama a Chile, el embajador de Estados Unidos habló con entusiasmo del *shale gas*, calificándolo de seguro y sustentable e informando de un viaje reciente para ver en detalle las reservas de Chile.⁶⁵

“En relación al gas natural, en Estados Unidos hemos visto un aumento espectacular en la recuperación de las reservas del combustible. Esto ocurre debido a que las innovaciones en la tecnología de perforación han colocado al alcance amplias reservas de *shale gas* en forma segura y sustentable. Muchos países de las Américas, incluyendo a Chile, podrían también tener recursos de *shale gas*, lo que podría ser valioso para la seguridad energética del país. A comienzos de este año un geólogo del Servicio Geológico de los Estados Unidos visitó Santiago para conversar con funcionarios del gobierno sobre la posibilidad de realizar evaluaciones de reservas de *shale gas* en Chile”, señalaba Wolff.

Las evaluaciones iniciales ya habían sido realizadas y cuatro empresas ya estaban comprometidas a perforar con técnicas de fracturación. “A mediados de 2011, ENAP inició una licitación para buscar socios con los que explorar nuevas reservas de gas natural en Magallanes. En las cláusulas se incluyó la obligación de perforar al menos un pozo de *shale gas*”, informaba un documento de la consultora Negocios y Valores S.A. (Nevasa).⁶⁶

Las exploraciones de reservas y de nuevos negocios siguieron en varios frentes, entre ellos, a través del Consejo Empresarial Chileno-Estadounidense, dirigido poco tiempo después por Rodrigo Álvarez, el ministro de Energía de Piñera que lo había constituido, quién siguió teniendo un rol clave como director consejero, el de llevar adelante la misión del consejo, “potenciar las

⁶⁵ Embajada de Estados Unidos en Santiago (2011). Palabras del embajador Alejandro Wolff ante Consejo Empresarial Chileno-EE.UU. sobre Energía, Noticias en línea Spanish. Chile.Usembassy.gov, 6 de octubre del 2011, [Extraído el 15 de julio de 2014]. Disponible en http://spanish.chile.usembassy.gov/2011press1006-wolff_energia.html.

⁶⁶ Op.cit.

oportunidades de negocios del sector privado en ambos países, promover proyectos comerciales viables en energías limpias y en eficiencia energética, y apoyar el desarrollo sustentable de los sectores energéticos de ambos países.”

En julio del 2013 se organizó una misión al estado de Pennsylvania para ver proyectos de “*shale gas* y otros temas energéticos”. El jueves 18 de ese mes la delegación visitaba el sitio de Marcellus Shale, principal reservorio norteamericano de gas de esquisto, y segunda reservas a nivel mundial.

Un par de años después, en junio de 2014, a solo unos días de la visita a EE.UU. de la Presidenta Michelle Bachelet, varios miembros de su gabinete y una nutrida delegación de empresarios, se dio a conocer un documento titulado “Siete Desafíos en la Nueva Realidad Energética Chilena”⁶⁷ producto de meses de comisiones de trabajo, una de ellas trató el *shale gas*.

En el lanzamiento del documento participaron autoridades, políticos y empresarios, entre ellos el ministro Máximo Pacheco, el entonces diputado Jorge Insunza, presidente de la Comisión de Minería y Energía de la Cámara Baja; Bárbara Saavedra, directora de la ONG *Wild Life Conservation Society*; y Felipe Cerón, gerente general de AES Gener.⁶⁸

El documento detallaba siete líneas de acción: Infraestructura y Tecnología, Eficiencia Energética, Marco Regulatorio, Energías Bio Renovables, Energías Renovables no Convencionales (ERNC), *Shale Gas* y Energía, Sociedad y Medio Ambiente.

En el capítulo sobre el gas de esquisto, el documento entrega las razones que habría para considerar el gas natural de Estados Unidos, entre ellos, el bajo precio y la expansión del Canal de Panamá. Menciona también el énfasis dado por el Gobierno al uso del gas: “En el contexto nacional, la agenda energética recientemente anunciada por el Gobierno pone énfasis en el rol del gas en nuestra matriz energética y propone acciones en materia de comercialización del gas, como en la infraestructura necesaria para viabilizar su ingreso”.

El documento recalca que será necesaria la construcción de nueva infraestructura e insinúa que el gas de esquisto hasta se podría exportar: “No obstante, un eventual mayor uso de este gas en la generación eléctrica en Chile implicaría desafíos de construcción de nueva infraestructura (puertos, almacenamiento, distribución) que deberían ser abordados bajo las circunstancias correctas, la oportunidad de revertir el flujo original de los gasoductos y la exportación con sus vecinos”.

Las cámaras de comercio de EE.UU. en América Latina actúan en 23 países y dicen representar a más de 20 mil empresas y más del 80% de la inversión de Estados Unidos en la región. Lo que es

⁶⁷ Consejo de Energía, *Cámara Chileno Norteamericana de Comercio (2014)*. Siete Desafíos en la Nueva Realidad Energética Chilena, Documentos, [Extraído el 15 de diciembre de 2014], Disponible en <http://www.amchamchile.cl/servicios-a-socios/publicaciones/siete-desafios-en-la-nueva-realidad-energetica-en-chile/>.

⁶⁸ Empresa Nacional del Petróleo, (2014). Gerente General de ENAP participó en Foro de Energía, 17 de junio de 2014. Noticias en línea Enap.cl, [Extraído 10 enero de 2015]. Disponible en http://www.enap.cl/sala_prensa/noticias_detalle/general/716/gerente-general-de-enap-participo-en-foro-de-energia.

sorprendente es el tremendo apoyo dado por la embajada de EE.UU. a este consejo de la empresa privada y el carácter semi oficial de la Cámara de Comercio (AmCham), que ciertamente no representa al Gobierno de Estados Unidos, sino a empresas privadas de dicho país.

El 30 de junio de 2014, el ministro Pacheco firma un memorándum de cooperación con su homólogo de EE.UU. y luego, junto a Marcelo Tokman, gerente general de ENAP y una docena de empresarios chilenos, viajaron a Houston, Texas, donde visitó el Terminal de Licuefacción Sabine Pass, de la empresa Cheniere Energy, Inc y Southwestern Energy, cuarto mayor productor de gas natural en los EE.UU. cuya principal actividad es el gas natural no convencional en Little Rock, Arkansas. En la visita, el ministro y su comitiva pudieron conocer la técnica de extracción del *shale gas* a través del proceso de *fracking*. Lo curioso de esto es que antes de viajar, el ministro Pacheco declaró que solo iba a estudiar *shale gas*, sin embargo, pocos días después de regresar, anunció la firma de los contratos.

El 28 de junio de 2014 el entonces ministro de Energía, Máximo Pacheco, señaló que “el viaje nos va a dar la oportunidad de entender mejor cómo funciona ese mercado y cuáles son las posibilidades que tenemos en el futuro de contar con *shale gas* de Estados Unidos”⁶⁹. El 15 de julio Pacheco anunció la firma de contratos⁷⁰, los cuales fueron cuestionados por las empresas involucradas⁷¹.

Si examinamos con detención los acuerdos logrados por la comitiva de alto nivel que visitó Estados Unidos, a días de lanzarse los desafíos del Consejo de Energía, vemos que muchos de los temas propuestos por el consejo fueron finalmente recogidos en los planes de trabajo elaborados en base al documento marco de cooperación firmado en Washington. En el acuerdo se comprometían a tener un plan de acciones concretas al cabo de 90 días.

Tras una petición por Ley de Transparencia, el Ministerio de Energía entregó a Fundación Terram una copia del acuerdo firmado en la capital norteamericana, además de los planes de acción desarrollados.

En el acuerdo de cooperación -firmado en Washington en julio de 2014- se reconoce la importancia del anterior Acuerdo de Cooperación en Tecnologías de Energías Limpias firmado con la Comisión Nacional de Energía (CNE) en el año 2009, y se proponen ahora seis áreas de cooperación, siendo la primera de ellas el desarrollo de petróleo y gas, en que las técnicas de *fracking* tienen una gran importancia. Las seis áreas de cooperación del nuevo acuerdo son: Desarrollo del Petróleo y Gas; Políticas, Tecnología y Administración de Redes; Energía Renovable;

⁶⁹ Agencia EFE (2014) presidenta Bachelet viaja a Estados Unidos en busca de nuevos lazos económicos, Noticias en línea El Dínamo, 28 de junio de 2014 [Extraído el 20 de noviembre de 2014]. Disponible en <http://www.eldinamo.cl/pais/2014/06/28/presidenta-bachelet-viaja-a-estados-unidos-en-busca-de-nuevos-lazos-economicos/>.

⁷⁰ Gas shale llegará a Chile en el primer semestre del 2016, según Enap, Noticias en línea El Dínamo [Extraído el 20 de diciembre de 2014], Disponible en <http://www.eldinamo.cl/ambiente/2014/07/15/761349/>

⁷¹ Diario Financiero (2014), ENAP, Cheniere, y BG desconocen contrato de GNL anunciado por el Ministro Pacheco, Noticias en línea. [Extraído el 5 de enero de 2015], Disponible en <http://www.revistaei.cl/2014/07/15/enap-cheniere-y-bg-desconocen-contrato-de-gnl-anunciado-por-el-ministro-pacheco/>.

Eficiencia Energética; Relaciones Públicas Digitales y Experiencia del Gobierno de EE.UU. en Sistemas de Información de Energía.

El Área de Desarrollo de Petróleo y Gas, el primero de los seis puntos del acuerdo, tiene cuatro objetivos, planteados con sus respectivas tareas, fechas y encargados.

El primer objetivo plantea la fracturación hidráulica en la acción de “diseño de una estrategia para promover la inversión en la exploración y producción de hidrocarburos, especialmente de recursos no convencionales”, que debiera estar completada al 30 de enero del 2015, mientras que el segundo objetivo es exclusivamente para el desarrollo de estas tecnologías.

Otro objetivo son las regulaciones del mercado del gas y mecanismos tarifarios, específicamente en el contexto de redes de distribución, las acciones estaban aún por determinarse.

Por otra parte, la seguridad de infraestructura relacionada con instalaciones de regasificación en Chile, en base a esto se planifica:

Septiembre de 2014: Compartir el informe presidencial de EE.UU. sobre Investigación en Seguridad de Gas Natural, que cubre los riesgos a la seguridad pública por posibles accidentes de tanques de GNL transitando a instalaciones de GNL.

Diciembre de 2014: Esta actividad sería coordinada por el Departamento de Energía (DOE), en coordinación con los Laboratorios del DOE, otras agencias del gobierno de EE.UU. y potencialmente la industria.

CONCLUSIONES

La explotación intensiva de combustibles fósiles desde la era industrial ha marcado un antes y un después en la historia de la humanidad. Estos combustibles se caracterizan por tener un gran poder energético, el cual ha experimentado un desarrollo acelerado, sin embargo, se caracterizan por liberar una gran cantidad de Gases de Efecto Invernadero, principales causantes del desequilibrio climático que estamos viviendo en el planeta.

La mayor parte de los yacimientos convencionales de petróleo y gas, hoy en explotación, fueron descubiertos principalmente en la década de los 60 y 70, desde esa época se han encontrado cada vez menos y más pequeños. Estos muestran una curva de producción en forma de campana, los cuales alcanzan un máximo y paulatinamente comienzan a descender. Según el planteamiento elaborado por King Hubbert, desde 1956 es que existe un *peak* de petróleo, momento en el cual se ha extraído la primera mitad del petróleo disponible, es decir, se ha utilizado la parte más fácil de extraer (reservorios convencionales).

Bajo este panorama, se piensa que ésta sería la gran oportunidad de transitar hacia energías renovables más limpias y abundantes en el planeta. Sin embargo, las grandes naciones en alianza con las empresas multinacionales, presionan para que se mantenga la dependencia energética de los combustibles fósiles, esta vez, por los yacimientos no convencionales. Argumentando que estos son combustibles de transición, lo que consideramos como falso, ya que seguir bajo la dependencia de combustibles fósiles, no solo nos mantiene en la misma lógica, sino que además extingue cualquier otro paradigma energético que se quiera implementar.

Una de las conclusiones más importantes de esta investigación exploratoria sobre el *fracking* en Chile es la falta de evaluación ambiental adecuada en el caso de los pozos que ya están utilizando estas tecnologías en la zona sur del país. El utilizar y fomentar una tecnología cuyos impactos son a lo menos desconocidos, y potencialmente dañinos a niveles tan graves como la contaminación con químicos tóxicos de las napas subterráneas (como lo plantean algunos estudios del EPA) y la emisión de metanos hacia una atmósfera, ya suficientemente maltratada por otros gases de efecto invernadero, es ciertamente peligroso y podría tener efectos graves, que además se podrían proyectar al futuro.

La discusión sobre los impactos ambientales del *fracking* ciertamente no es pública, ya que ni siquiera se conoce a nivel la ciudadanía, el que se esté utilizando las tecnologías del *fracking* en el país.

Actualmente en Chile hay escasa información y no se discuten los efectos indirectos de la introducción del *fracking* y/o de GNL obtenido por este proceso. La insuficiente información disponible en la prensa es poco precisa y resalta la existencia de supuestos beneficios locales, tales como bajas de precio, disminución de emisiones de GEI, comparado con el carbón y la utilización de infraestructura -especialmente gasoductos- subutilizada.

No se está analizando adecuadamente lo que significa ser dependiente exageradamente de un país (en este caso, Estados Unidos) importando su materia prima (producto del *fracking*), su tecnología y sus inversiones. Ciertamente, dado los detalles que logramos indagar respecto a la promoción y rápida adopción del *fracking*, estimulado abiertamente por EE.UU., debiese haber una mayor discusión pública sobre el *fracking* y las alternativas de materias primas energéticas para el país.

Si bien, es cierto que se tuvo una compleja experiencia con la disminución del suministro de gas por parte de Argentina, el aprovechar las ventajas comparativas de nuestros vecinos sudamericanos, ciertamente, amerita ser explorada como una opción permanente.

La infraestructura actual se prestaría para una mayor integración, “tanto GN (Gasoducto NorAndino) como GA (Gasoducto Atacama), por tratarse gasoductos prácticamente paralelos, podrían prolongarse desde el norte de Argentina hasta Bolivia, de manera de transportar gas directamente desde ese país hacia Chile, si las relaciones políticas cambiaran. Con la capacidad de transporte de ambos, se podría llegar a enviar hasta 15.6 MMmcsd e incluso ser incrementada, pensando en una planta de licuefacción de GNL en territorio chileno o proyectos petroquímicos. Todo esto sustentado por las reservas de gas requeridas y los acuerdos correspondientes entre los países involucrados.”⁷²

Como se pudo apreciar, durante las dos últimas décadas la configuración de la matriz energética y eléctrica nacional ha estado fuertemente ligada a las importaciones de hidrocarburos, considerando entre estos al gas natural, carbón, petróleo y sus derivados. Situación que reflejó diversos escenarios de vulnerabilidad y dependencia energética; como lo fue la crisis del gas argentino, la que trajo consigo una transformación del sector de corto y mediano plazo, propiciando una carbonización de la matriz, pero no resolviendo el problema de fondo: la dependencia de la importación de hidrocarburos.

Esta situación también nos heredó un gran parque térmico de generación y una infraestructura de regasificación, que luego de la crisis del gas y de la era del carbón, quedó sub-utilizada. Dado esto, y no considerando las experiencias de inestabilidad y vulnerabilidad energética revisadas a lo largo del texto, el actual gobierno aún persisten en volver su mirada en el gas, pero esta vez, importando *shale gas* o gas de esquisto.

⁷²Más Energía Ltda. (2011) Informe Final Estudio: Diagnostico y Perspectivas para la Operación de los Terminales de GNL en Chile. Consultoría realizada para la Comisión Nacional de Energía, 22 de diciembre de 2011. [Extraída el 10 de enero de 2015]. Disponible en http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/CNE/Informe%20Final%20Estudio%20GNL.pdf.

ANEXO I

1. Una mirada a la matriz energética de Chile: Incorporación del gas natural en el sector energético

En Chile durante las últimas dos décadas el gas natural ha sido un importante energético primario, llegando a representar en promedio un 18%⁷³ de la matriz energética primaria nacional. No obstante, su incorporación y desarrollo ha llevado consigo diversas experiencias traumáticas en cuanto a su abastecimiento, ya que nuestro país solo posee pequeñas reservas de este energético, por ello, gran parte del suministro de gas natural es y ha sido importado.

La dependencia y vulnerabilidad que produce esta situación es la que llevó a fines de 2004 a que Chile se viera expuesto a las primeras restricciones en el suministro de gas natural por parte de Argentina -que en aquel entonces era el principal proveedor de este energético-, debido a una decisión política del Gobierno trasandino y que tenía relación con el fortalecimiento y desarrollo de su mercado industrial interno.

Este hecho produjo grandes transformaciones en el sector energético y eléctrico nacional, las que se expresaron en una nueva composición de la matriz, gestando un nuevo escenario político, social y ambiental que determinaría el desarrollo del sector en el corto y mediano plazo.

En la actualidad nuestro país posee una alta dependencia de las importaciones de hidrocarburos -principalmente de combustibles fósiles (gas natural, carbón y petróleo)-, lo que se observa al revisar los requerimientos energéticos totales del país, asociados al consumo bruto de energía primaria al 2014 (ver el Gráfico N°1), considerando que el consumo de petróleo crudo, carbón y gas natural representan un 33, 25 y 12%, respectivamente, del consumo total (314.163 Tcal) de energéticos primarios. A esto se suma que el consumo de leña equivale a un 24% de la matriz y la hidroelectricidad tan solo un 6%.

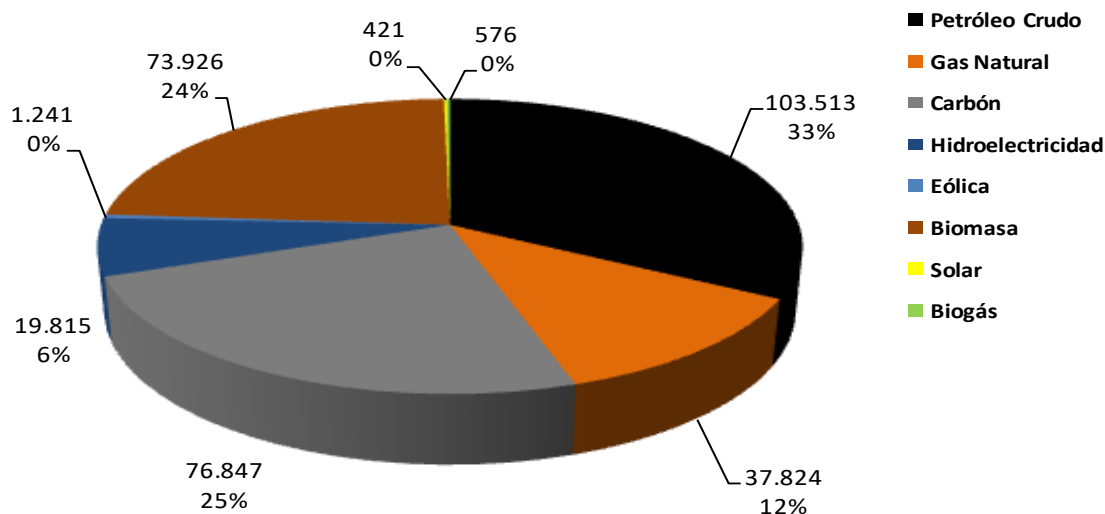
Si consideramos que aproximadamente el 70% de los energéticos que componen la matriz primaria son hidrocarburos y que el 24% tiene relación con el uso de la leña, todos energéticos altamente contaminantes -ya sea en contaminación local o global (CO₂)-, nos deja un panorama bastante desalentador en materia ambiental, el que además podría tener consecuencias en el cumplimiento de los compromisos nacionales de carácter voluntario contraídos por Chile ante la Convención de Cambio Climático y el Acuerdo de París. Considerando que ya en el 2010, durante el Gobierno de Sebastián Piñera, se ratificó el compromiso asumido por Bachelet en su primer mandato (2006-2010), el que apunta a lograr una desviación de un 20% por debajo de la trayectoria creciente de las emisiones de CO₂ al año 2020, tomando como base el año 2007. A esto se suma el compromiso suscrito por Chile en el Acuerdo de París en el que se establece un nuevo

⁷³ Porcentaje asociado a la participación promedio del gas natural en el consumo bruto total de energía primaria, para el periodo 1993-2013. Consultado del Balance Nacional de Energía del año 1993 al 2013. Cuadro 3: "Balance de Energía Primaria". [Extraído el 05 de enero de 2015]. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/documentos/balance-energetico.html>.

periodo de reducción de emisiones a partir del 2020, así como la incorporación de energías renovables no convencionales.

Gráfico N° 1. Consumo de energéticos primarios al año 2014

Cifras en % sobre un consumo bruto total de 314.163Tcal

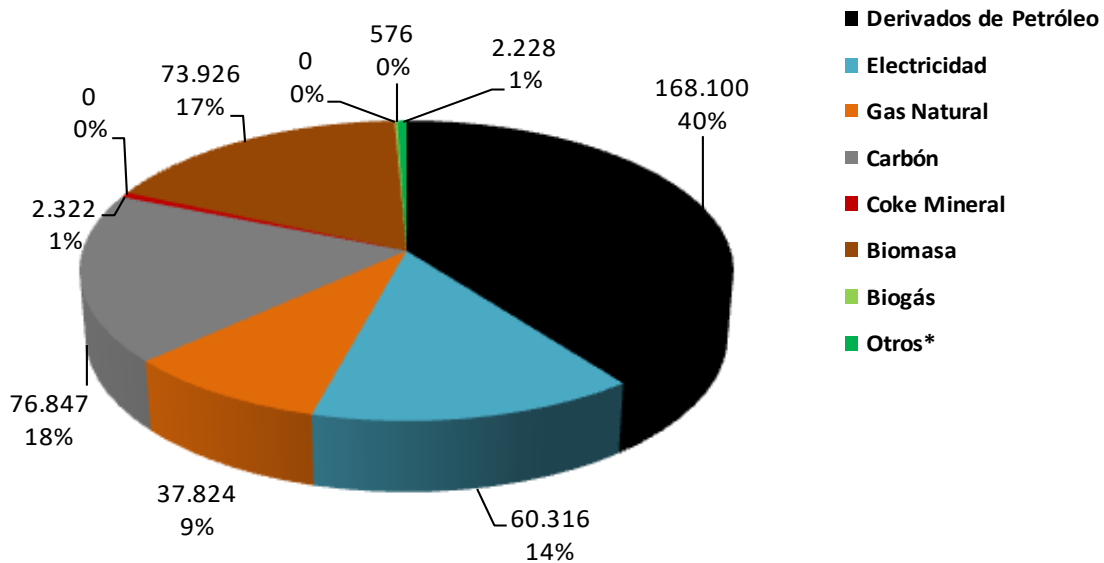


Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Energía, 2015

Al revisar el consumo nacional de energía secundaria (Ver Gráfico N°2), podemos apreciar que el sector mantiene la misma preferencia por los hidrocarburos y sus derivados (derivados del petróleo, carbón y gas natural). En efecto, estos representan aproximadamente el 69% de la matriz secundaria, considerando que los combustibles más representativos son los derivados del petróleo, con 168.100 Tcal, que equivalen a un 40% del total de energéticos secundarios (422.139 Tcal). En cuanto al consumo de carbón y gas natural, estos representan un 18 y un 9% del consumo total. Para el caso de la leña, también mantiene una gran representación con 73.926 Tcal, que equivalen a un 18% del consumo bruto total.

Gráfico N° 2. Consumo de energéticos secundarios al año 2014

Cifras en % sobre un consumo bruto total de 422.139Tcal



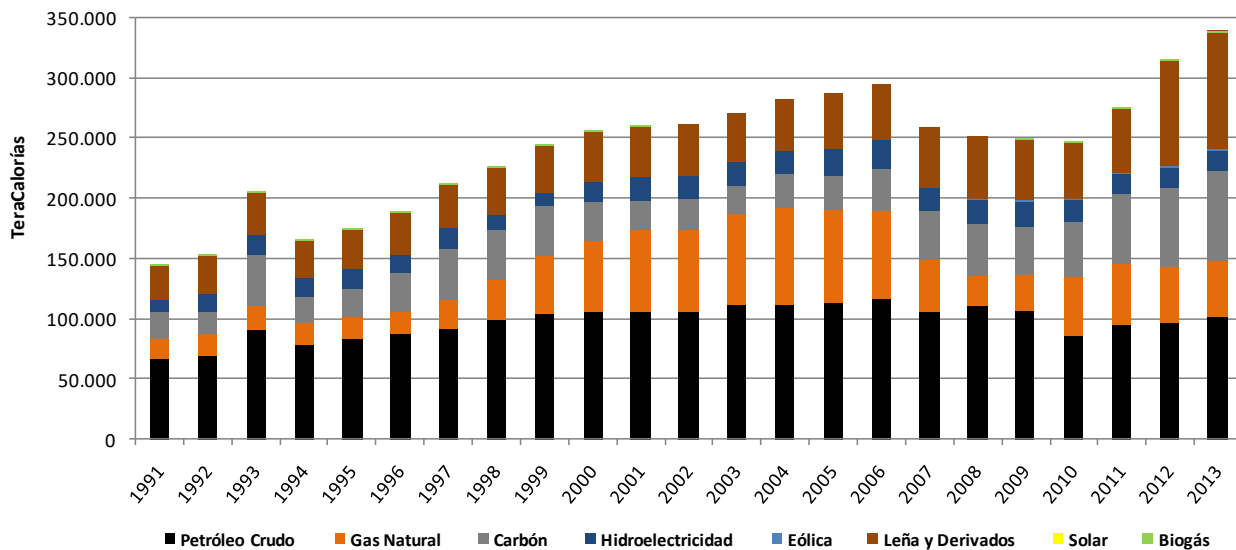
*La denominación "Otros" considera el consumo de Alquitrán, Gas Coke, Gas de Alto Horno y el Gas Corriente.

Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Energía, 2014.

La composición actual del sector energético nacional es reflejo de un comportamiento de dependencia y vulnerabilidad de larga data. Al observar la evolución de la matriz energética primaria (1991-2013) (Ver Gráfico N°3) se vislumbra la fuerte y constante presencia que ha ejercido el petróleo en el consumo bruto total, representando para el periodo estudiado un consumo promedio de 97.593 Tcal.

A su vez, el consumo de leña -segundo en importancia- y gas natural se mantuvo en un orden promedio de 46.345 y 43.808 Tcal, respectivamente. En cuanto al consumo hidroeléctrico, éste representó un aporte promedio de 17.471 Tcal. Y por último, el consumo promedio de las plantas eólicas, solares y el biogás asciende a 250, 188 y 109 Tcal, respectivamente. Considerando, además, que la energía eólica comienza a aportar a los requerimientos energéticos del país a partir del año 2008 y la energía solar el año 2012.

Gráfico N° 3. Evolución de la matriz energética primaria, 1991 - 2013



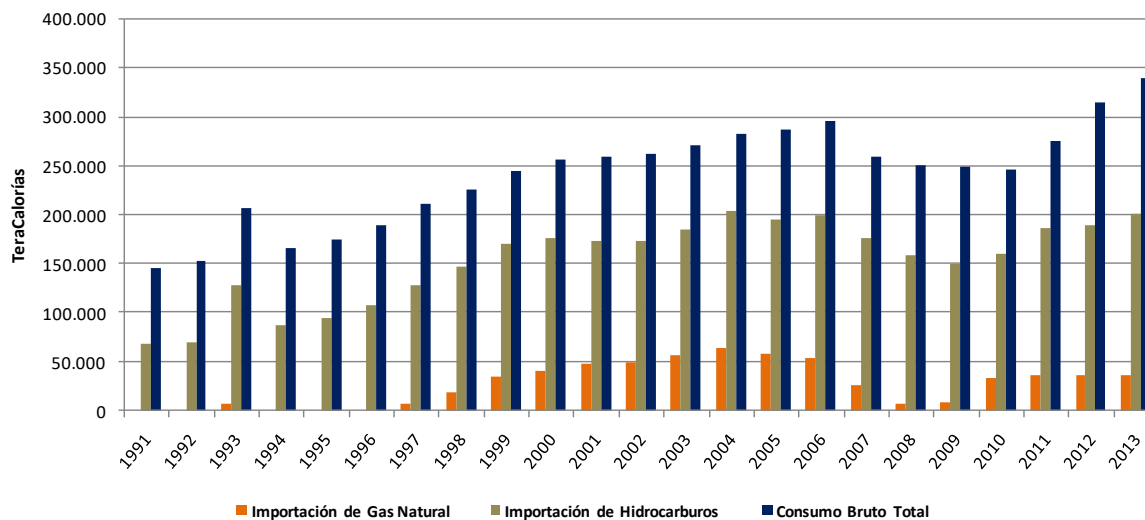
Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Energía, 2014

La configuración de la matriz energética primaria ha estado dominada por el desarrollo de tres energéticos principalmente; considerando que para el periodo de análisis, la producción nacional de hidrocarburos (gas natural, carbón y petróleo) suministró en promedio un 13% de los requerimientos energéticos primarios totales, a diferencia de la importación de estos, que llegó a representar en promedio un 62%⁷⁴.

Al revisar la evolución de las importaciones de los hidrocarburos en la matriz energética primaria (ver Gráfico N°4), se puede aludir que estos han suministrado en promedio 153.865 Tcal. Mostrando un crecimiento constante entre los años 1994 y 2006, un descenso en el periodo 2007-2009 y un repunte durante los últimos cuatro años (2010-2013). Similar tendencia muestran las importaciones de gas natural, lo que establece que tanto el comportamiento del consumo bruto de energéticos primarios como las importaciones de hidrocarburos están directamente relacionados a las variaciones que experimentaron las importaciones de gas natural, durante el periodo de análisis.

⁷⁴ Porcentajes asociados a la participación promedio de la producción e importación de gas natural, carbón y petróleo (hidrocarburos), que se refleja en el consumo bruto total de energía primaria, para el periodo 1993-2013. Consultado del Balance Nacional de Energía del año 1993 al 2013. Cuadro 3" Balance de Energía Primaria". [Extraído el 05 de enero de 2015]. Disponible en: <http://www.minenergia.cl/documentos/balance-energetico.html>.

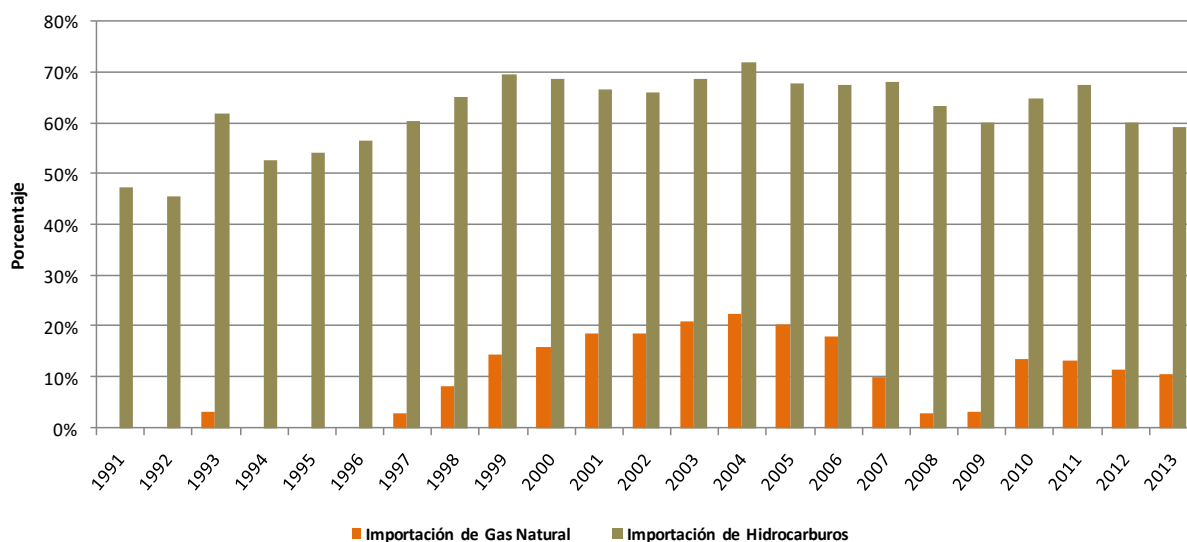
Gráfico N° 4. Evolución de la importación de hidrocarburos y gas natural en la matriz energética primaria, 1991 – 2013



Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Energía, 2014

De esta forma, cabe destacar que la mayor participación de las importaciones de hidrocarburos en la matriz energética primaria se produjo entre los años 1997 y 2009 (ver el Gráfico N°5), con un promedio de suministro que representó el 67% de los consumos energéticos registrados. Asimismo, el auge en las importaciones de gas natural ocurrió durante un periodo similar (1997-2009), representando en promedio un 14% de los consumos energéticos primarios totales.

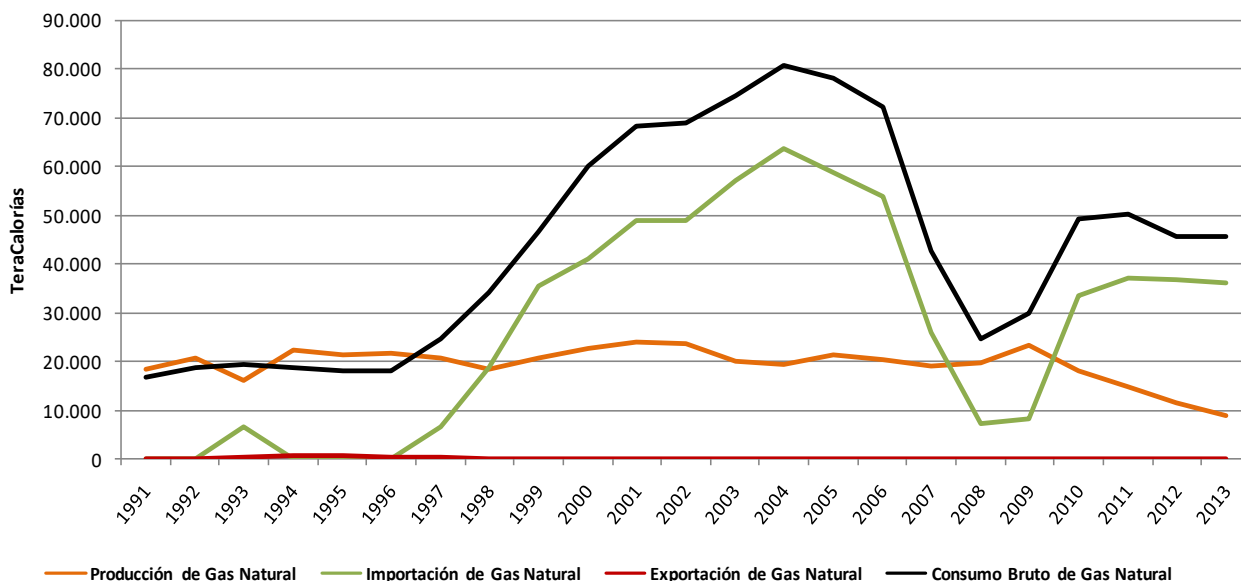
Gráfico N° 5. Participación de la importación de hidrocarburos y gas natural en la matriz energética primaria, 1991 - 2013



Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Energía, 2014

En este mismo sentido, al revisar la evolución de la composición del consumo de gas natural (producción, importaciones y exportaciones de gas natural), (Ver Gráfico N°6) se observa que la producción se mantuvo en un orden promedio de 19.570 Tcal -mostrando un pequeño declive durante los años 2009-2013- localizándose únicamente en la Región de Magallanes y la Antártica Chilena. En cuanto a las importaciones de gas natural, éstas sostuvieron un crecimiento constante durante los años 1996 al 2004 con un suministro promedio de 39.980 Tcal; luego mantuvieron un paulatino descenso en su suministro, disminuyendo de 63.594 Tcal en el año 2004 a 7.287 Tcal para el año 2008, para luego retomar un aumento y estabilización (2010-2013) con un abastecimiento promedio de 35.796 Tcal. Y por último, durante los años 1993 al 1997 se realizaron pequeñas exportaciones de gas natural del orden de 463 Tcal. Las cuales provenían de los excedentes producidos (y no consumidos) durante aquel periodo.

Gráfico N° 6. Evolución de la composición del consumo bruto de gas natural, 1991 - 2013



Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Energía, 2014

1.1. Auge y caída del gas argentino

Al revisar el comportamiento y origen de las importaciones nacionales de gas natural, se puede aludir que su historia se remonta al año 1991 cuando Chile firma el Acuerdo de Complementación Económica con Argentina, el cual establecía, entre otras materias, las condiciones bajo las cuales podría exportarse gas natural gaseoso desde la provincia trasandina de Neuquén a Chile.

La gasificación del sector energético nacional comienza a gestarse con los primeros envíos de gas natural de Argentina, que se realizaron en el año 1997 (ver el Gráfico N°7), los cuales presentaron un consistente crecimiento durante los siete años siguientes, llegando a suministrar 2.805 MM m³

en el año 2003 y 3.324 MM m³ en el año 2004, los años más representativos en cuanto a importaciones de gas natural en Chile.

Sin embargo, la bonanza que registró el abastecimiento de gas natural argentino comenzó a verse trastocada a finales del año 2004, cuando Argentina, por factores políticos internos que tienen relación con las decisiones que adoptó el Gobierno trasandino para enfrentar la grave crisis económica del año 2001 y el difícil escenario posterior, decide comenzar a restringir la entrega de gas natural a Chile. Las decisiones adoptadas no eran reflejo de una política contra Chile, sino más bien éstas se orientaban a satisfacer las necesidades internas, principalmente los requerimientos energéticos residenciales de Buenos Aires⁷⁵.

Ya para el año 2005, las restricciones en el suministro argentino comienzan a cobrar mayor importancia, presentando un decrecimiento paulatino que se extendió hasta el 2008, año que representó el suministro de gas más bajo del periodo (2002-2013) con 766 MM m³.

En este contexto de estrechez energética, el entonces Presidente Ricardo Lagos, adoptó un paquete de medidas que tenían por objeto cubrir los efectos adversos que produciría el recorte de gas argentino en el mediano plazo, considerando entre ellos: la importación del gas natural licuado. Para ello, el gobierno comenzó a realizar las gestiones para construir dos terminales especialmente diseñados para recibir, descargar, almacenar y regasificar el Gas Natural Licuado (GNL) importado.

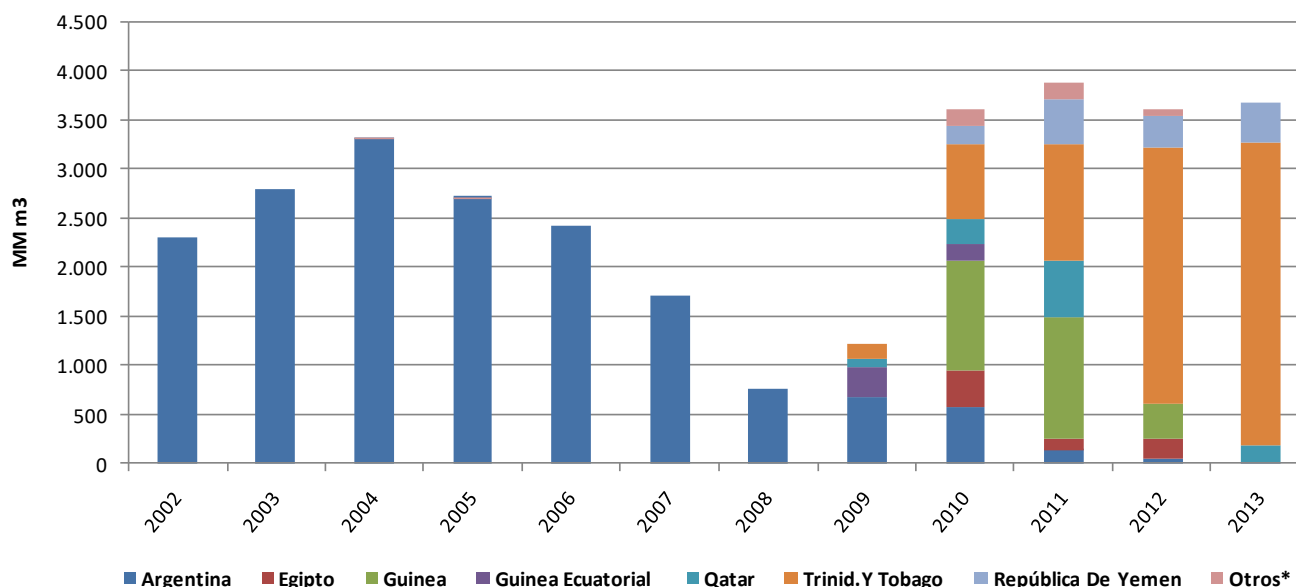
El terminal GNL Quintero fue el primero en comenzar a operar en septiembre del año 2009, destinando un tercio del combustible regasificado a generación eléctrica a través de la empresa Endesa, mientras la diferencia (dos tercios) fue consumida por clientes residenciales e industriales por medio de ENAP y Metrogas. En cuanto al terminal GNL Mejillones, éste inició sus operaciones comerciales en junio del año 2010, destinando gran parte del combustible a la generación eléctrica para abastecer el consumo de las empresas mineras, y tan solo un 15% para satisfacer los requerimientos energéticos domiciliarios⁷⁶.

La construcción de los terminales de regasificación impactó fuertemente en las importaciones de GNL en el periodo 2009-2013. Como se puede apreciar en el Gráfico N°7, el aporte del GNL permitió que las importaciones totales de gas natural llegaran a representar en promedio un 66% del consumo total de gas natural, con un suministro que operó con 1.222 MM m³ en el año 2009 y 3.681 MM m³ en el año 2013, siendo Trinidad y Tobago el principal país de origen del periodo (2009-2013) con un suministro promedio de GNL de 1.563 MM m³; seguido a su vez, por Guinea con un promedio de 544 MM m³; y Argentina (gas natural) y Qatar con un abastecimiento promedio de 289 y 216 MM m³, respectivamente.

⁷⁵ Huneeus, Carlos (2007). Argentina y Chile: el conflicto del gas, factores de política interna argentina. Estudios Internacionales 158 – ISSN 0716-0240, Instituto de Estudio Internacional, Universidad de Chile. pp. 208 y 209. [Extraído el 12 de enero de 2015] Disponible en: <http://www.revistaei.uchile.cl/index.php/REI/article/viewPDFInterstitial/14131/14435>.

⁷⁶ Comisión Nacional de Energía (CNE) (2011). Análisis de la estructura de costos del GNL regasificado. Informe elaborado por DICTUC S.A. para la Comisión Nacional de Energía, Informe N° 998452. p. 20. [Extraído el 12 de enero de 2015]. Disponible en: <http://www.cne.cl/estudios/estudios>.

Gráfico N° 7. Origen de las importaciones de gas natural y gas natural licuado, año 2002 - 2013



*La denominación "Otros" considera a los países de Argelia, Perú, Indonesia, Noruega y USA

Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Energía, 2015

Tabla N° 1. Capacidad instalada por sistema eléctrico nacional y por tipo de central, al año 2013

Tipo de Central	Otros Sistemas*		Sistema Eléctrico de Magallanes		SING		SIC		TOTAL	
	Potencia Neta Total (MW)	Potencia Neta Total (%)	Potencia Neta Total (MW)	Potencia Neta Total (%)	Potencia Neta Total (MW)	Potencia Neta Total (%)	Potencia Neta Total (MW)	Potencia Neta Total (%)	Potencia Neta Total (MW)	Potencia Neta Total (%)
HIDRÁULICA	23,40	39,33%			14,90	0,40%	5.973,70	43,21%	6.012,00	33,88%
Embalse							3.393,40	24,54%	3.393,40	19,12%
Pasada	23,40	39,33%			14,9	0,40%	2.580,30	18,66%	2.618,60	14,76%
TÉRMICA	34	57,30%	99,50	100,00%	3.743,20	99,57%	7.551,40	54,62%	11.428,19	64,40%
Petróleo Diesel	34,09	57,30%	15,1	15,18%	134,8	3,59%	2.335,10	16,89%	2.519,09	14,20%
Gas Natural			84,4	84,82%	1.441,20	38,33%	2.560,70	18,52%	4.086,30	23,03%
Carbón					1.932,60	51,41%	1.608,60	11,63%	3.541,20	19,96%
Petróleo Diesel + Fuel Oil					39,5	1,05%			39,50	0,22%
Fuel Oil					177,6	4,72%			177,60	1,00%
BioGas							27,30	0,20%	27,30	0,15%
Biomasa							306,80	2,22%	306,80	1,73%
Biomasa-Petróleo N°6							88,00	0,64%	88,00	0,50%
Carbón - Petcoke							561,90	4,06%	561,90	3,17%
Petcoke							63,00	0,46%	63,00	0,36%
Cogeneración					17,5	0,47%			17,50	0,10%
EÓLICA	2,00	3,36%					292,70	2,12%	294,70	1,66%
SOLAR					1,4	0,04%	8,40	0,06%	9,80	0,06%
TOTAL	59,49	100%	99,50	100%	3.759,50	100%	13.826,20	100%	17.744,69	100%

*Incluye los sistemas eléctricos de: Isla de Pascua, Los Lagos y Aysén

Fuente: Elaboración propia en base a información de la Comisión Nacional de Energía, 2014

1.2. Gas y producción eléctrica

Por otro lado, las variaciones que experimentó el suministro de gas natural durante las últimas dos décadas también impactaron en el sector eléctrico nacional. No obstante, y como se puede apreciar en la Tabla N°1, el combustible de mayor importancia para la generación eléctrica al 2013 fue el gas natural, pues se registran centrales a gas con una capacidad instalada de 4.086 MW, los que equivalen el 23% de la capacidad instalada para generación eléctrica total del país (17.745 MW).

Para el año 2013, la presencia de centrales térmicas a gas natural en el Sistema Interconectado Central (SIC) representó alrededor del 19% de su capacidad instalada con 2.561 MW. En cuanto al Sistema Interconectado del Norte Grande (SING) y el Sistema Eléctrico de Magallanes, éste representó cerca de un 38 (1.441 MW) y un 84% (84 MW) a los respectivos sistemas.

Del mismo modo, cabe destacar que la matriz eléctrica nacional posee una clara tendencia a la generación eléctrica en base a fuentes térmicas, las que representa un 64% (11.428 MW) de la capacidad total, con un abastecimiento mayoritario de hidrocarburos (gas natural, carbón y petróleo), los que representan el 85% del total de generación térmica. Por lo tanto, se configura un sector eléctrico altamente contaminante, que además posee una gran dependencia de los hidrocarburos, que como hemos visto anteriormente, gran parte de estos son importados, por ende, el sector también presenta ciertos rasgos de vulnerabilidad y una baja diversificación.

Lo anterior se explica en parte porque el modelo eléctrico nacional actual sienta sus bases en la década de los '80, bajo dictadura militar, por lo que sus objetivos obedecen y están en concordancia con la instalación del modelo neoliberal que entregó a empresas privadas la producción, transmisión y distribución eléctrica, siendo ellos los encargados de la administración y gestión de los diversos tramos. Ello, tuvo como consecuencia el que el Estado no cuente con instrumentos para planificar, administrar y/o gestionar el sector, lo que ha generado un sinnúmero de problemas en diversos ámbitos (económicos, sociales y ambientales).

En síntesis, y considerando las transformaciones que produjo la gasificación en la matriz eléctrica nacional, es importante aludir que dentro de los objetivos en los que pudo avanzar el gobierno se encuentra la expansión de la generación termoeléctrica, que pasó de representar un 38% a un 55% de la generación en menos de una década (de 1994 al 2004)⁷⁷. Sin embargo, gran parte de los puntos esperados por la Comisión Nacional de Energía (CNE) en la década de los 90, no fueron alcanzados, ya que no se logró una apertura en el mercado eléctrico, tampoco una diversificación en la matriz, ni mucho menos una mayor competencia.

⁷⁷ Hernando, Andrés (2014). El sector energético en Chile y la Agenda de Energía 2014: algunos elementos para la discusión. Publicación N°5 del Centro de Estudios Públicos, CEP Chile. pp. 9. [Extraído el 19 de enero de 2015]. Disponible en: http://www.cepchile.cl/1_5810/doc/el_sector_energetico_en_chile_y_la_agenda_de_energia_2014_algunos_elementos_pa.html#.VMUgnjo5Dml.

1.3. Infraestructura del Gas Natural Licuado (GNL)

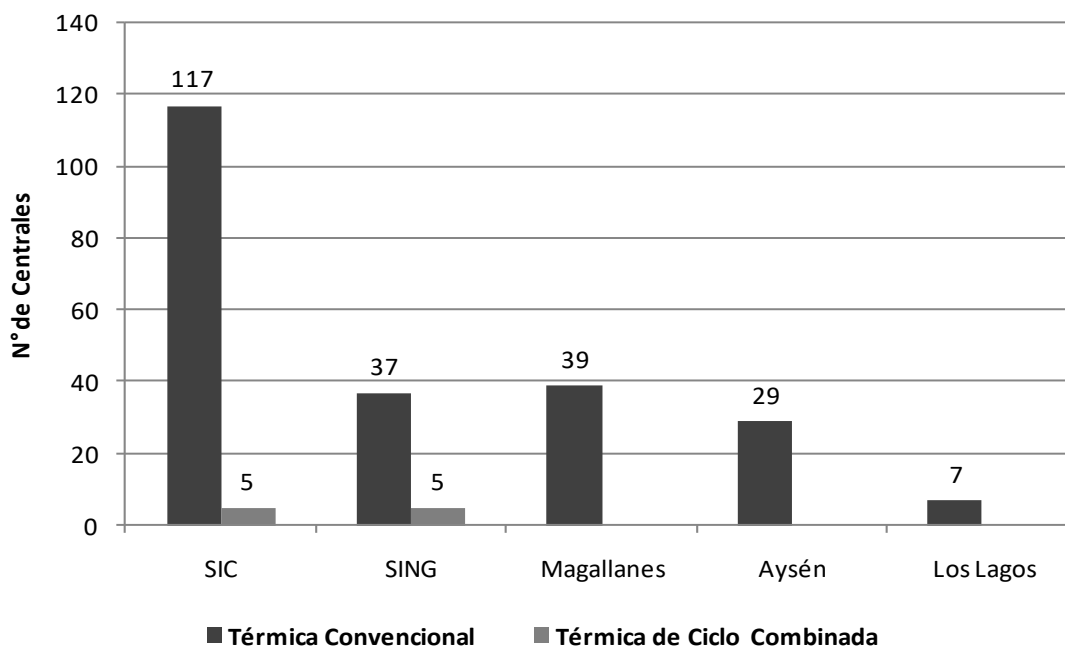
La expansión del parque termoeléctrico antes mencionado, se origina por la gasificación de la matriz, así como por la incorporación de centrales térmicas a carbón. Esto determina que para el año 2013 existan 239 centrales de generación térmica⁷⁸ (ver el Gráfico N°8), las que a su vez se desagregan en 229 centrales de ciclo convencional y diez centrales de ciclo combinado. Siendo el SIC el sistema eléctrico que agrupa la mayor cantidad de centrales térmicas con 117 convencionales y cinco de ciclo combinado, las que en su conjunto generaron el 55% de la electricidad del SIC; seguido por el Sistema Interconectado del Norte Grande (SING), el cual agrupa a 37 centrales convencionales y cinco de ciclo combinado; y luego el Sistema Eléctrico de Magallanes con 39 centrales térmicas convencionales. Considerando que estos últimos producen el 100% de la electricidad en base a generación térmica.

En lo que respecta a los sistemas eléctricos de Aysén y Los Lagos, estos agrupan 29 y 7 centrales convencionales, respectivamente, con un peso de generación termoeléctrica de un 50% aproximadamente, en relación a generación total de sus sistemas.

En este sentido, la gran infraestructura térmica nacional es una de las razones por las cuales el sector eléctrico mantiene y seguirá proyectando -al menos en un mediano plazo- una generación termoeléctrica basada en una alta presencia de hidrocarburos.

⁷⁸ Es importante considerar que una central de generación térmica puede agrupar más de una unidad de generación de electricidad. Por ejemplo, la Central Candelaria de la Empresa COLBUN SA agrupa dos unidades de generación. Dicho esto, el presente documento hace referencia al número total de “centrales” y no al de “unidades” de generación térmica.

Gráfico N° 8. Cantidad de centrales térmicas por sistemas eléctricos al año 2013



Fuente: Elaboración propia en base a información de la Comisión Nacional de Energía, 2014

Al revisar la evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica para el periodo 1998-2013 (Ver Gráfico N°9) se observa que la generación eléctrica en base a hidrocarburos y, en particular, a gas natural⁷⁹ representan en promedio un 57 y 29% de la capacidad total de generación del sistema, respectivamente, considerando que la capacidad instalada en base a hidrocarburos considera el gas natural, pero también al carbón y al petróleo con sus derivados.

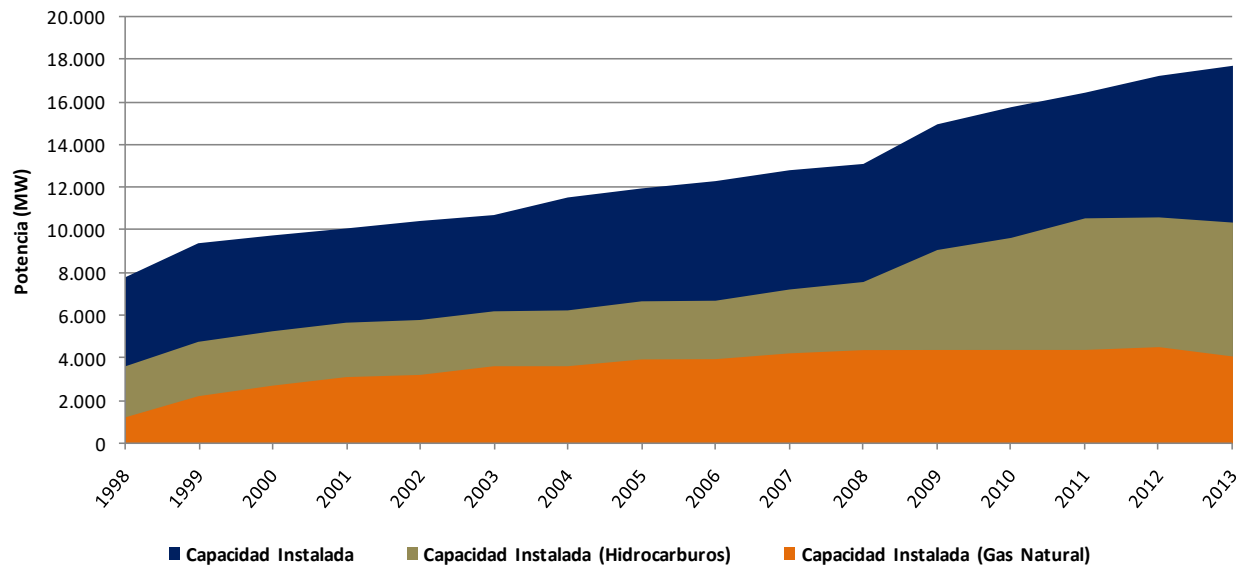
Asimismo, es relevante observar la evolución de la capacidad instalada de generación del país y la que tiene relación con los hidrocarburos - en particular- el gas natural, ya que estas tres capacidades instaladas presentaron una tendencia de crecimiento bastante similar durante los años 1998-2008. Luego, dado la “crisis del gas” argentino, durante el año 2009, se puede apreciar un claro desacople entre la capacidad instalada de generación en base a hidrocarburos y la de gas natural, ya que al disminuir el suministro de gas argentino gran parte de las termoeléctricas recurrieron al abastecimiento de carbón y petróleo diesel.

Para el caso del carbón, éste representaba un 18% de la capacidad instalada de generación en el 2004 -año de auge en las importaciones de gas y en el que además comienzan las restricciones en el suministro desde Argentina (ver el Gráfico N°7)- y llegó a representar un 28% de la capacidad del año 2009. En cuanto petróleo diesel, éste representó un 0,3% de la capacidad instalada del año

⁷⁹ Se realiza un análisis desagregado del gas natural a objeto de ver su participación en el sistema de generación eléctrica. No obstante, y como se mencionó en el documento, las cifras de hidrocarburos igualmente consideran la participación de éste.

2004 y aumentó considerablemente a un 19% en el 2009⁸⁰. Los efectos del desacople producido por el reingreso del carbón y petróleo en la capacidad instalada de los hidrocarburos, también se reflejaron en la capacidad instalada de generación nacional (ver el Gráfico N°9).

Gráfico N° 9. Evolución de la capacidad instalada de generación eléctrica, 1998 - 2013



Fuente: Elaboración propia en base a información del Ministerio de Energía, 2015 y la Comisión Nacional de Energía, 2014

⁸⁰ Ibíd. p. 6

GLOSARIO

C

Combustible fósil: Es el combustible constituido por restos fósiles de organismos vivos de eras prehistóricas. Entre los que se encuentran: el carbón, el petróleo y el gas natural.

E

Energías renovables convencionales: A diferencia de las energías fósiles, las energías renovables se caracterizan porque en sus procesos de transformación y aprovechamiento en energía útil no se consumen ni se agotan en una escala humana. Las energías renovables suelen clasificarse en convencionales y no convencionales, según sea el grado de desarrollo de las tecnologías para su aprovechamiento y la penetración en los mercados energéticos que presenten. Dentro de las convencionales, la más importante es la hidráulica a gran escala.

Energías renovables no convencionales: En Chile se define como fuentes de Energías Renovables No Convencionales (ERNC) a la eólica, la pequeña hidroeléctrica (centrales hasta 20 MW), la biomasa, el biogás, la geotermia, la solar y la mareomotriz.

F

Fracking: o fractura hidráulica, es un método no convencional de obtener gas, es decir, no consiste en la perforación de una gran bolsa de gas, que una vez penetrada libera el combustible hacia la superficie gracias a la diferencia de presión. En este caso se trata de **extraer pequeñas concentraciones dispersas de hidrocarburos** (también puede hacerse con el petróleo). Para hacerlo se realiza una perforación vertical de cuatro o cinco kilómetros y después se introduce agua mezclada con productos químicos para fracturar el sustrato rocoso, filtrándose el combustible hacia el conducto.⁸¹.

G

Gases de efecto invernadero (GEI): Gases como el CO₂ o metano que se encuentran en la troposfera y que actúan como un techo que controla el ritmo de escape del calor de sol, desde la superficie terrestre.

Gas natural licuado (GNL): Mezcla inflamable de hidrocarburos gaseosos compuesta principalmente de metano. El gas natural es energía fósil, se utilizan grandes volúmenes como combustibles y en la síntesis de compuestos orgánicos. El gas natural tiene una enorme importancia no sólo como fuente de energía primaria, sino también como materia prima básica de la industria petroquímica. Se cree que en el mundo existen más reservas de gas natural que de petróleo.

M

Marcellus shale: Es un devónico medio de roca marina sedimentaria que se encuentra en el este de América del Norte. Es el nombre de un distintivo afloramiento cerca del pueblo de Marcellus, Nueva York, Estados Unidos. El esquisto contiene en gran parte sin explotar gas natural y reservas.

⁸¹ <http://blogthinkbig.com/que-es-el-fracking/>

R

Recurso natural: Los recursos naturales son elementos de la naturaleza, ya sean renovables o no renovables, utilizados por los seres humanos para satisfacer sus necesidades materiales, como alimento, vestimenta, cobijo, etc. O espirituales como el gozo del placer estético, la recreación, etc.

S

Shale oil: o petróleo de esquisto, es un petróleo no convencional producido a partir de esquistos bituminosos mediante pirólisis, hidrogenación, o disolución térmica. Estos procesos convierten a la materia orgánica contenida dentro de la roca en petróleo sintético y gas. El petróleo resultante puede ser utilizado como combustible o ser mejorado. Los productos refinados pueden ser utilizados para los mismos fines que aquellos obtenidos a partir del petróleo crudo.

Shale gas: o gas de lutita, también conocido como gas de esquisto o gas pizarra, en francés: *gaz de schiste*, es un hidrocarburo en estado gaseoso que se encuentra en las formaciones rocosas sedimentarias de grano muy fino. Este tipo de gas se extrae de zonas profundas en terrenos donde abunda el esquisto, las lutitas o las argilitas ricas en materia orgánica. Para la extracción comercial de dicho gas, es necesario fracturar la roca hidráulicamente.

Sistema Interconectado del Norte Grande (SING): El SING está constituido por el conjunto de centrales generadoras y líneas de transmisión interconectadas que abastecen los consumos eléctricos ubicados en las regiones I y II del país. Aproximadamente, el 90% del consumo del SING está compuesto por grandes clientes, mineros e industriales, tipificados en la normativa legal como clientes no sometidos a regulación de precios. El resto del consumo, está concentrado en las empresas de distribución que abastecen los clientes sometidos a regulación de precios.

T

Tight gas: Tight gas es el término comúnmente utilizado para referirse a los reservorios de baja permeabilidad que producen gas natural principalmente seco.

Y

Yacimientos: Lugar donde se presenta naturalmente un recurso natural no renovable: mineral. Concentración natural de una materia mineral fósil. Puede explotarse como fuente de materias primas o de energía.

Yacimientos convencionales: Un yacimiento en el que las fuerzas de flotabilidad mantienen los hidrocarburos en el lugar por debajo de una roca de cubierta que actúa como sello. Las características de yacimiento y fluidos de los yacimientos convencionales habitualmente permiten que el petróleo o el gas natural fluyan con facilidad hacia el interior de los pozos.

Yacimientos no convencionales: A diferencia de los yacimientos convencionales, en estos yacimientos no pueden producir a tasas económicas de flujo y a su vez los mismos no podrán ser producidos rentablemente sin aplicárseles tratamientos intensivos para estimular su desarrollo, fracturamientos y procesos de recuperación, en general para poder producir de manera óptima en

este tipo de yacimientos es necesario la inclusión de una amplia gama de tecnologías para así poder garantizar altos niveles de producción.

REFERENCIAS

- ACIEP. Cómo se forman los hidrocarburos. [Extraído el 7 de diciembre de 2016] Disponible en: <http://www.aciep.com/EP/que-es-la-EP>
- Andrea Mastrangelo (2008). ¿De qué hablamos cuando hablamos de "Recursos naturales renovables y no renovables"? Un análisis a partir de estudios etnográficos. IX Congreso Argentino de Antropología Social. Facultad de Humanidades y Ciencias Sociales – Universidad Nacional de Misiones, Posadas. <https://www.aacademica.org/000-080/411.pdf>
- Araya Ricky (2006). Foro de sitio digital de bomberos chilenos, El Bombero.cl, [Extraído el 15 de enero de 2015] Disponible en: <http://www.elbombero.cl/foro/threads/en-que-consiste-esta-rama.765/>
- Agencia EFE (2014) presidenta Bachelet viaja a Estados Unidos en busca de nuevos lazos económicos, Noticias en línea El Dínamo, 28 de junio de 2014 [Extraído el 20 de noviembre de 2014]. Disponible en <http://www.eldinamo.cl/pais/2014/06/28/presidenta-bachelet-viaja-a-estados-unidos-en-busca-de-nuevos-lazos-economicos/>
- Asamblea Fractura Hidráulica NO. Impactos del Fracking. [Extraído el 13 de enero de 2015]. <http://www.fracturahidraulicano.info/impactos.html>
- Astudillo, Antonio (2012) Proyectos de GNL de eléctricas y mineras superan US\$ 5.000 millones, Diario La Tercera, 1 de octubre de 2012, [Extraído el 13 de enero de 2015]. Disponible en <http://diario.latercera.com/2012/10/01/01/contenido/negocios/10-119535-9-proyectos-de-gnl-de-electricas-y-mineras-superan-us-5000-millones.shtml>
- Biblioteca Digital Mundial. Titusville, Pennsylvania, 1896. [Extraído el 08 de noviembre de 2016]. Disponible en: <https://www.wdl.org/en/item/11368/>
- Bloomberg destaca a Sudamérica como “el hogar del gas de EEUU” y a Chile como su principal destino. Noticia en línea [extraído el 15 de noviembre de 2016]. Disponible en http://www.energetica.cl/noticia_l1.php?newsid=2584
- Comisión Nacional de Energía (2011). Análisis de la estructura de costos del GNL regasificado.
- Comisión Nacional de Energía (2014). Estadísticas de electricidad/infraestructura; capacidad instalada de generación 2013.
- Comisión Nacional de Energía (2014). Estadísticas de electricidad/producción y consumo; producción real por sistema, periodo 1998-2013.

- Compañía Española de Petróleos S.A.U. El Origen del Petróleo. [Extraído el 13 de enero de 2015]. http://www.cepsa.com/stfls/CepsaCom/Coorp_Comp/Infograf%C3%ADas/Enlaces-infografias/El-origen-del-petroleocepsa.pdf
- Consejo de Energía, Cámara Chileno Norteamericana de Comercio (2014). Siete Desafíos en la Nueva Realidad Energética Chilena, Documentos,[Extraído el 15 de diciembre de 2014], Disponible en <http://www.amchamchile.cl/servicios-a-socios/publicaciones/siete-desafios-en-la-nueva-realidad-energetica-en-chile/>
- Departamento de Energía, Gobierno de Estados Unidos, Septiembre de 2015, Recursos Técnicamente Recuperables de Petróleo y Gas de Esquisto, (Technically Recoverables Oil and Shale Gas Resources). [extraído el 20 de septiembre de 2016]. Disponible en https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/Other_South_America_Bolivia_Chile_Paraguay_2013.pdf
- Díaz, Javier (2014). Evolución del Mercado Global de GNL y su impacto para Chile. Documento elaborado por Bentek Energy para la Comisión Nacional de Energía. Chile.
- Díaz, Javier (2014), Evolución del mercado global de GNL y su impacto para Chile, preparado por Platt's, Mc Graw Hill Financial y Bentex Energy para Comisión Nacional de Energía, pp. 85, 19 de Agosto de 2014, [Extraído el 13 de enero del 2015] Disponible en: <http://static.pulso.cl/20140924/2009202.pdf>
- Diario Financiero (2014), ENAP, Cheniere, y BG desconocen contrato de GNL anunciado por el Ministro Pacheco, Noticias en línea.
- [Extraído el 5 de enero de 2015], Disponible en <http://www.revistaei.cl/2014/07/15/enap-cheniere-y-bg-desconocen-contrato-de-gnl-anunciado-por-el-ministro-pacheco/#>
- Embajada de Estados Unidos en Santiago (2011). Palabras del embajador Alejandro Wolff ante Consejo Empresarial Chileno-EE.UU. sobre Energía, Noticias en línea Spanish. Chile. Usembassy.gov, 6 de octubre del 2011, [Extraído el 15 de julio de 2014]. Disponible en http://spanish.chile.usembassy.gov/2011press1006-wolff_energia.html
- Empresa Nacional del Petróleo, (2014). Gerente General de ENAP participó en Foro de Energía, 17 de junio de 2014. Noticias en línea Enap.cl, [Extraído 10 enero de 2015]. Disponible en http://www.enap.cl/sala_prensa/noticias_detalle/general/716/gerente-general-de-enap-participo-en-foro-de-energia
- Empresa Nacional del Petróleo, (2015). Memoria Anual 2015, pag11. [Extraído el 6 de diciembre de 2016]. Disponible en <http://www.enap.cl/pag/573/1652/memorias2015>.
- Energía 2050: Política Energética de Chile”, pag.25 [Extraído el 6 de diciembre de 2016] Disponible en http://www.minenergia.cl/archivos_bajar/LIBRO-ENERGIA-2050-WEB.pdf
- Esturillo.J, Astudillo.A. (2014) Shale Gas: Empresarios chilenos se reúnen con las mayores petroleras del mundo. Noticias en línea Diario Financiero, 4 de julio de 2014 [Extraído el 5 de enero de 2015] Disponible en <https://webcache.googleusercontent.com/search?q=cache:exJudRhyTYJ:https://www.df.>

cl/noticias/empresas/energia/shale-gas-empresarios-chilenos-se-reunen-con-las-mayores-petroleras-del-mundo/2014-07-03/215603.html+&cd=1&hl=es&ct=clnk

- Estrada, J. (2013). Desarrollo del gas de lutita (shale gas) y su impacto en el mercado energético de México. Reflexiones para Centroamérica. CEPAL-Cooperación alemana (GIZ). México.
- Empresa Nacional de Petróleo (2014). Comunicado del Plan de Desarrollo Estratégico 2014-2025.
- Empresa Nacional de Petróleo (2014). Memoria Anual 2013.
- Empresa Nacional de Petróleo (2014). Comunicado del Plan de Desarrollo Estratégico 2014-2025. pp. 2. [Extraído el 22 de enero de 2015]. Disponible en: http://www.enap.cl/sala_prensa/noticias_detalle/general/776/directorio-de-enap-aprueba-plan-estrategico-2014-2025-con-inversiones-de-us-800-millones-anuales-a-2020
- Fundación Heinrich Boll Stiftung México. Petróleo y gas no convencional. El caso Argentina.
- García Fabio, Garcés Pablo (2012). Panorama general de los hidrocarburos no convencionales. OLADE. Ecuador.
- GNL Mejillones S.A. (2014). GNLM finaliza obras de Fase 2 y se prepara para el futuro, Noticias en línea Gnlm.cl, 12 de marzo de 2014, [Extraído el 15 de enero de 2015]. Disponible en <http://www.gnlm.cl/sitio/gnlm-finaliza-obras-de-fase-2-y-se-prepara-para-el-futuro/>
- Greenpeace España, Fractura hidráulica para extraer gas natural (fracking), Documento Informativo. [Extraído el 4 de febrero de 2015]. Disponible en http://www.greenpeace.org/espana/Global/espana/report/cambio_climatico/Fracking-GP_ESP.pdf
- GNL Mejillones S.A. (2014). Ampliación de capacidad de regasificación, Noticia en línea Gnlm.cl, sin fecha, [Extraído el 15 de enero de 2015], Disponible en <http://www.gnlm.cl/sitio/proyectos/cuarto-tren-de-regasificacion/>
- Gas shale llegará a Chile en el primer semestre del 2016, según Enap, Noticias en línea El Dínamo [Extraído el 20 de diciembre de 2014], Disponible en <http://www.eldinamo.cl/ambiente/2014/07/15/761349/>
- Hernando, Andrés (2014). El sector energético en Chile y la Agenda de Energía 2014: algunos elementos para la discusión. Publicación N°5 del Centro de Estudios Públicos, CEP Chile.
- Huneus, Carlos (2007). Argentina y Chile: el conflicto del gas, factores de política interna argentina. Estudios Internacionales 158 – ISSN 0716-0240, Instituto de Estudio Internacional, Universidad de Chile.

- Informe elaborado por DICTUC S.A. para la Comisión Nacional de Energía, Informe N° 998452.
- Informe de Fiscalización Ambiental Yacimiento Pampa Larga 4, Bloque Fell, DFZ-2015-174-XII-RCA-IA, Procedimientos Sancionatorios, Expediente: F-022-2016, Superintendencia del Medio Ambiente [extraído 25 de Noviembre de 2016]. Disponible en <http://snifa.sma.gob.cl/v2/Sancionatorio/Ficha/1382>
- Kelly, Sharon (2014), Exclusivo: Documento EPA filtrado Sugiere Mayor Escrutinio de Aguas Residuales de Fracking en Plantas de Tratamiento, Original en Inglés, Exclusive: Leaked EPA Draft Fracking Wastewater Guidance Suggests Closer Scrutiny for Treatment Plants, Desmogblog.com, [Extraído 20 septiembre 2014]. Disponible en <http://www.desmogblog.com/2014/05/28/leaked-epa-draft-fracking-wastewater-guidance-shows-closer-scrutiny-treatment-plants>
- La Prensa Austral (2015). Exigen a GeoPark cumplir exploración en Tierra del Fuego. Noticias en línea, 17 de junio del 2015. [Extraído el 30 junio del 2015]. Disponible en <http://laprensaaustral.cl/cronica/exigen-a-geopark-cumplir-exploracion-en-tierra-del-fuego/>
- Martins, Alejandra, (2013), 7 temores sobre el fracking: ¿ciencia o ficción?, BBC Mundo, [Extraído el 19 de enero 2015]. Disponible en http://www.bbc.com/mundo/noticias/2013/10/130905_ciencia_especial_fracking_dudas_am
- Ministerio de Energía (2014). Agenda de Energía. Un desafío país, progreso para todos.
- Ministerio de Energía (2014). Balance Nacional de Energía. Cuadro 3: "Balance de Energía Primaria"; balances publicados desde el año 1991 al 2013.
- Ministerio de Energía (2015). Sistema de Información Estadística. Electricidad; Capacidad instalada de generación para el periodo 1998-2013 [Información en línea].
- Ministerio de Energía (2015). Sistema de Información Estadística. Hidrocarburos; Importación de gas natural para el periodo 2002-2013 [Información en línea].
- Más Energía Ltda. (2011) Informe Final Estudio: Diagnostico y Perspectivas para la Operación de los Terminales de GNL en Chile. Consultoría realizada para la Comisión Nacional de Energía, 22 de diciembre de 2011. [Extraída el 10 de enero de 2015]. Disponible en http://dataset.cne.cl/Energia_Abierta/Estudios/CNE/Informe%20Final%20Estudio%20GNL.pdf
- Nevasa S.A. (2012). Shale Gas en Chile, Temas de Negocios, 13 de marzo del 2012 [Extraído el 12 de diciembre de 2014] Disponible en http://www.nevasa.cl/archivos/informe_shale_gas.pdf

- Nueva planta de Pacific dará más mercados al gas del país, Noticias en línea Portafolio de Colombia, 22 de octubre de 2014. [Extraído el 15 de enero del 2015]. Disponible en: <http://www.portafolio.co/internacional/pacific-rubiales-hizo-oficial-acuerdo-exmar>)
- Orellana, Gustavo (2014). *Estudio encargado por la CNE revela que shale gas llegará a precios similares a los actuales*. Noticias en línea, el PULSO, el jueves 25 de septiembre de 2014.
- Observatorio Petrolero Sur, Shale gas ante el cambio climático, ¿solución o agravante? [Extraído el 5 de febrero de 2015]. Disponible en: <https://huerquenweb.files.wordpress.com/2013/01/opsur-shale-gas-ante-el-cambio-climatico.pdf>.
- Page David. ¿Cuáles son las potencias que liderarán el petróleo y el gas del futuro? [Extraído el 5 de enero de 2015]. <http://www.expansion.com/2013/06/11/empresas/energia/1370949794.html>
- Pérez-Cueto V, Constanza (2014) GNL Mejillones no ve espacio para un tercer terminal de gas en el país, Diario La Tercera, 11 de agosto de 2014 [Extraído el 5 de enero de 2015]. Disponible en <http://diario.latercera.com/2014/08/11/01/contenido/negocios/10-170705-9-gnl-mejillones-no-ve-espacio-para-un-tercer-terminal-de-gas-en-el-pais.shtml>
- Portal del Petróleo. Orígenes de los hidrocarburos. [Extraído el 08 de noviembre de 2016]. Disponible en: <http://www.portaldelpetroleo.com/2011/08/origen-de-los-hidrocarburos.html>
- Programa de Gobierno de Michelle Bachelet (2014-2018). Programa Económico, sección Energía.
- Proyecto GNL Talcahuano compromete ventas por 30% de su capacidad, Noticias en línea, Diario Financiero, 23 de mayo de 2016 [extraído el 9 de noviembre de 2016], Disponible en <https://www.df.cl/noticias/empresas/energia/proyecto-gnl-talcahuano-compromete-ventas-por-30-de-su-capacidad/2016-05-20/224653.html>
- Revista Electricidad. Enap inició la explotación del shale gas. 21 de julio de 2014. [Extraído el 5 de enero de 2015]. <http://www.revistaei.cl/2014/07/21/enap-inicio-la-explotacion-del-shale-gas/>
- Robles Benjamín (2014). Impacto social y ambiental del fracking. Senado de la República, Instituto Belisario Domínguez LXII Legislatura, 2014. Alianza Mexicana contra el fracking. Primera edición. México.
- Salamunic Luka, Dattas Maurice (2011). La revolución del Shale Gas. Pontificia Universidad Católica de Chile, Escuela de Ingeniería. Chile.
- San Juan, P (2014). Ministro Arenas anuncia medidas para agilizar proyectos privados por US\$6.000 millones, Diario La Tercera, 3 de noviembre de 2014, [Extraído el 20 de enero de 2015]. Disponible en <http://www.latercera.com/noticia/negocios/2014/11/655-603001-9-ministro-arenas-anuncia-medidas-para-agilizar-proyectos-privados-por-us6000.shtml>

- Shale Gas España, El papel del shale gas en la lucha contra el cambio climático, Hojas Informativas. [Extraído el 4 de febrero de 2015]. Disponible en: <http://www.shalegasespana.es/es/docs/factsheets/El-papel-del-shale-gas-en-la-lucha-contra-el-cambio-climatico.pdf>
- SMA formula cargos en contra de Geopark por incumplimientos ambientales en Magallanes. Noticia en línea del 3 de junio de 2016[extraído el 30 de noviembre de 2016]. Disponible en <http://www.sma.gob.cl/index.php/noticias/comunicados/677-sma-formula-cargos-en-contra-de-geopark-por-incumplimientos-ambientales-en-magallanes>
- Voces en el Fenix. ¿Qué es el gas no convencional? Aspectos técnicos básicos y desarrollo en la Argentina. [Extraído el 20 de enero de 2015]. <http://www.vocesenelfenix.com/content/%C2%BFqu%C3%A9-es-el-gas-no-convencional-aspectos-t%C3%A9cnicos-b%C3%A1sicos-y-desarrollo-en-la-argentina>.

FRACKING: FRACTURANDO EL FUTURO ENERGÉTICO DE CHILE

Edición de Contenido: **Flavia Liberona**

Edición Periodística: **Ricardo Bustamante**

APP: Análisis de Políticas Públicas

Con la colaboración de:

 **HEINRICH
BÖLL
STIFTUNG
CONO SUR**