



CÁMARA ARGENTINA  
DE LA CONSTRUCCIÓN

---

# ANÁLISIS DE LAS INNOVACIONES EN EL SECTOR ENERGÉTICO. EL FUTURO DE LA ENERGÍA

Lic. Fernando Risuleo

**Área de Pensamiento Estratégico**

Diciembre 2013



## ÍNDICE

<b>Resumen</b> .....	7
<b>Tipos de Generación de Energía</b> .....	9
Definición de la Energía Útil .....	11
La Aplicación de la Eficiencia .....	14
<b>Innovación tecnológica en el sector energético</b> .....	20
Innovación en energía no renovable .....	20
Operaciones de extracción de hidrocarburos no convencionales .....	25
<b>Informe de la EIA</b> .....	32
Los esfuerzos futuros .....	37
Contexto adicional .....	37
Metodología .....	40
<b>La experiencia de Estados Unidos de esquisto y el desarrollo internacional de esquisto</b> .....	43
<b>Los hidrocarburos no convencionales en Argentina según el informe de la EIA</b> .....	45
Cuenca Neuquina .....	49
<b>Innovación en energías renovables</b> .....	54
Almacenamiento de energía eólica marina .....	55
Avances en el desarrollo de tecnología de fusión nuclear .....	56
Cometas submarinas para la generación de energía mareomotriz de baja velocidad .....	56
Estimulación de múltiples zonas desde pozo único en la mejora de sistemas geotérmicos .....	57
El generador de energía Hydrogenie supera las pruebas con éxito .....	58
Parque Eólico Westermeerwind de los Países Bajos .....	58
Parque Eólico Marino Butendiek de Alemania .....	60
Convertir las aguas residuales en energía mediante microbios conectados .....	61
Producción de energía a través de la cáscara de arroz .....	63
Métodos más flexibles para obtener combustibles alternativos .....	64
Producción de electricidad a partir de agua y etanol .....	65
Residuos de cultivos no deseados para producir energía, biocombustible y abono .....	65
Planta de Biocombustibles Sierra: El aprovechamiento de los residuos sólidos urbanos .....	66
La primera Planta del mundo en producción de Bioetanol de tercera generación a escala comercial .....	67
Sistema para transformar el dióxido de carbono en gas natural mediante bacterias .....	68
Plantas de gas natural que generan electricidad con cero emisiones .....	69
Granjas de algas para convertir el CO <sub>2</sub> en etanol para combustible y plástico .....	70
Plantas de energía de salinidad .....	71
Conversión de biomasa de celulosa en biocombustible .....	71
<b>Energías no renovables en Argentina</b> .....	73
<b>Energías renovables en Argentina</b> .....	74
Biodigestión anaeróbica .....	75
Energía Solar .....	76
Energía Eólica .....	79
Biomasa .....	83
Tecnologías en Argentina .....	87
<b>Conclusiones</b> .....	95
<b>Bibliografía</b> .....	97



# Resumen

El presente Trabajo tiene por objeto describir las nuevas tecnologías aplicadas al sector energético, mediante un relevamiento de las mismas de distintas fuentes de divulgación científica, para de este modo poder analizar el abanico de posibilidades en cuanto a diversificación de la matriz energética nacional y la eficiencia en el uso de los energéticos.

Es claro que las necesidades energéticas de los países son cada vez mayores, y que la inversión en investigación y desarrollo de nuevas tecnologías ha tomado un rol fundamental en la solución de los grandes problemas de suministro de energía de los países.

En los últimos tiempos se han conseguido importantes avances en esta área, la mayoría de estos en el sector de las energías renovables, lo que demuestra, que éste es el camino a seguir para las siguientes décadas. En Argentina, como se plantea en profundidad en el informe, los hidrocarburos de reservorios no convencionales, han sido la estrella de estos últimos tiempos.

Como se deduce del informe de la EIA, la Argentina poseería 802 TCF de recursos no probados técnicamente recuperables de gas natural, lo que representaría casi 68 veces las reservas actuales de este hidrocarburo e importantes cantidades de reservas de petróleo que representarían 11 veces las reservas actuales, por lo que prometen ser una gran oportunidad para el país.

Para la extracción de los mismos se precisaron y se van a precisar avances tecnológicos significativos, dado que sobre estos hidrocarburos se conoce su existencia hace muchos años atrás, pero en la última década se convirtieron en recuperables gracias a estos desarrollos.

En cuanto a las energías renovables, es dable destacar la relevancia que han tomado en todo el mundo, ya que creció un 8,3 % en 2013 hasta llegar a un 22 % de la producción total y los empleos generados por este sector aumentaron un 14 %, hasta alcanzar los 6,5 millones, según un informe divulgado por la organización Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21).

El mismo también señala que en 2013, el mundo desarrolló una capacidad récord de generación de energía de fuentes renovables de 1.560 gigavatios.

En la actualidad, según se desprende del informe, 95 países en desarrollo, tienen políticas y objetivos de producción de energías renovables.

Algunos ejemplos analizados en el presente informe sobre nuevas tecnologías son: *Almacenamiento de energía eólica marina, Avances en el desarrollo de tecnología de fusión nuclear, Cometas submarinas para la generación de energía mareomotriz de baja velocidad, Estimulación de múltiples zonas desde pozo único en la mejora de sistemas geotérmicos, El generador de energía Hydrogenie supera las pruebas con éxito, Parque Eólico Westermeerwind de los Países Bajos, Parque Eólico Marino Butendiek de Alemania, Convertir las aguas residuales en energía mediante microbios conectados Producción de energía a través de la cáscara de arroz, etc.*

Desde hace algunos años las energías renovables van ganando protagonismo a nivel mundial y en Argentina, y eso se debe a que los hidrocarburos son cada vez más escasos y que al usarlos se liberan grandes cantidades de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, lo que propicia el llamado efecto invernadero.

En nuestro país la matriz energética está compuesta mayormente por fuentes no renovables de energía (gas, petróleo, energía nuclear, etc.), sin embargo, las energías renovables poco a poco están ganando terreno, por lo que se analizan algunos ejemplos de utilización de las mismas en el presente informe. Esto toma mayor relevancia a la hora de analizar que a partir del año 2010 el país tiene una balanza energética negativa, a pesar de los desarrollos en estos temas.

Argentina tiene muy buenas oportunidades para el desarrollo de la energía eólica y solar, como así también en lo que respecta a la generación de energía a partir de la biomasa, para lo cual se presentan muy buenas posibilidades de desarrollo, ya sea mediante el aprovechamiento de residuos biomásicos provenientes de agroindustrias, de producciones agropecuarias, residuos orgánicos municipales, producciones biomásicas, etc.

Sobre el Autor:

Fernando E. Risuleo es Licenciado en Economía de la UNSAM; cursó el Master en Economía de la UBA; tiene un postgrado en Gestión y Control de Políticas Públicas de la FLACSO y un Postgrado en Economía del Petróleo y Gas Natural del ITBA. Ha sido invitado como experto por la Procuración del Tesoro de la Nación y colaboró en la elaboración de un estudio encargado por la Agencia Sueca de Energía, sobre Clima Y Medio Ambiente en el Cono Sur. También participó como representante técnico de la Secretaría de Energía en la Unidad de Renegociación y Análisis de Contratos de Servicios Públicos (Sector Energía). Desarrollándose también como Asesor de la Dirección Nacional de Economía de los Hidrocarburos de la Secretaría de Energía de la Nación, y en el área de Regulación y Tarifas de la distribuidora de gas natural, Gas Natural BAN.

# Tipos de Generación de Energía

La energía se manifiesta de diferentes maneras, y se puede generar mediante diversas tecnologías, por lo que para entender mejor cómo se insertan las nuevas tecnologías en el marco de las existentes es necesario en una primera instancia describir algunas definiciones básicas al respecto.

Estas definiciones se basan en la metodología utilizada para la construcción de los balances energéticos nacionales<sup>1</sup> de los distintos países, a los efectos de generar que los mismos sean comparables unificando las definiciones.

A continuación se describen estos conceptos básicos:

Las fuentes más naturales e independientes, en las que no existe la intervención directa del hombre son las siguientes:

- Energía solar: Casi la totalidad de la energía proviene del sol y se manifiesta a través de radiaciones luminosas, caloríficas y electromagnéticas.
- Energía química: Se encuentra contenida en cuerpos combustibles
- Energía bioquímica: Está presente en el desarrollo de los seres vivos

En las siguientes fuentes de energía, el hombre debe participar necesariamente en el control de las mismas:

- Energía hidráulica: Esta energía se origina con el movimiento del agua. Este movimiento puede ser consecuencia de la caída de corrientes de agua o de las crecientes y bajadas de las mareas.
- Energía térmica o calorífica: Se origina a partir de la combustión de un cuerpo combustible. Es empleada en un radiador
- Energía eólica: Es aquella que tiene origen en los vientos.
- Energía nuclear: Se genera por la fisión o fraccionamiento de los núcleos de elementos pesados, como por ejemplo el uranio. Esta energía también puede originarse de la fusión o unión de los núcleos de los elementos de peso atómico bajo.
- Energía mecánica: Se utiliza en un motor de explosión o eléctrico y se obtiene a través de una turbina de agua, vapor o gas.
- Energía eléctrica o electromagnética: Se produce mediante un generador eléctrico.
- Energía luminosa o radiante: Se obtiene a través de lámparas eléctricas de cualquier clase, superficies reflectantes, etc.
- Energía acústica: Se manifiesta en los fenómenos sonoros.

**Principio de Conservación de la Energía:** Este principio establece que la energía ni se crea ni se destruye, solamente se transforma.

<sup>1</sup>Balance Energético - Metodología OLADE- 2003

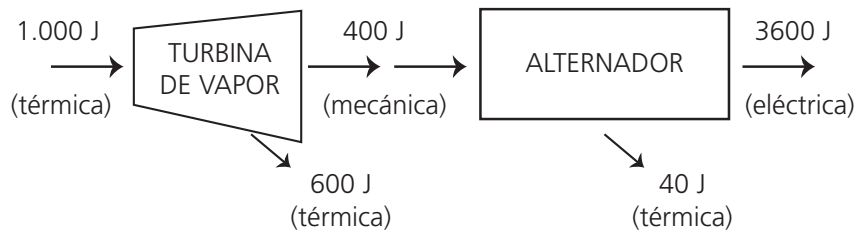
Cualesquiera que sean las modificaciones de energía en el interior de un sistema, la cantidad total de energía en el mismo es constante.

**Principio de Degradación de la Energía:** Cuando se efectúa una transformación de energía de una forma u otra siempre surge energía térmica, aún cuando el objetivo sea otro. Se trata de una energía térmica no utilizable, pero igualmente cumple con el principio de conservación, debido a que no se produce destrucción de energía.

La cantidad de energía que se obtiene en el modo deseado, es siempre menor al valor de la energía empleada en un principio.

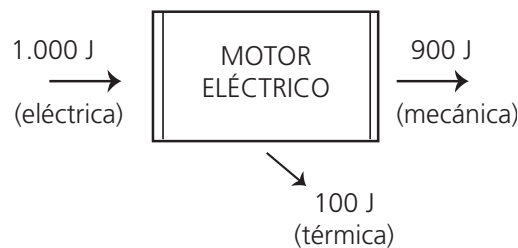
**Ejemplos:**

Al transformarse la energía química potencial del carbón en energía calorífica, y posteriormente en energía mecánica en la turbina de vapor, está última energía constituye una porción débil de la primitiva. El remanente no ha desaparecido ni se ha destruido, sino que se ha transformado en energía térmica no útil. Esta se ha disipado en los diferentes elementos que componen la instalación.



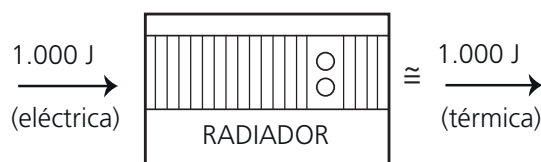
Fuente: Balance Energético - Metodología OLADE- 2003

Un motor eléctrico que se encuentra conectado a la red, sufre un calentamiento. Esto se debe a que una parte de la energía eléctrica se transforma en calor, por lo que, el valor de la energía mecánica obtenida, no es igual al de la energía empleada en un principio.



Fuente: Balance Energético - Metodología OLADE- 2003

Si se trata de una transformación directa de energía eléctrica en calorífica, puede deducirse que existe una mínima degradación o pérdida.



Fuente: Balance Energético - Metodología OLADE- 2003

## Definición de la Energía Útil

La energía final, es aquella que se pone a disposición del consumidor. La fuente energética debe sufrir una transformación para conseguir la forma de energía apta para el uso que requiere el consumidor. Los usos finales de la energía suelen emplearse en la realización de un trabajo, en la obtención de calor o para obtener determinados procesos físicos o químicos.

Una de las definiciones de energía útil que más suele utilizarse es: energía que dispone el consumidor luego de su última conversión.

Existen otros procesos que tienen lugar entre la última conversión y la energía útil disponible, que aunque no implican cambios del estado físico, generan pérdidas.

Con posterioridad a la última conversión, se obtiene la energía útil producida (ENERGIA INTERMEDIA) que aún no es totalmente aprovechable para la producción de un bien o la necesaria para cubrir una necesidad (brindar un servicio), debido a que el empleo de esa energía intermedia está sujeta a la eficiencia de otros procesos y de la mayor o menor eficiencia del sistema de utilización disponible.

La energía útil disponible (EUD) es aquella que se encuentra disponible luego del sistema de uso para la producción de un bien o la necesaria para la satisfacción de una necesidad.

El balance de la energía útil es un balance establecido sobre la base de registrar los diversos flujos energéticos considerando su poder calorífico inferior, desde el suministro primario hasta la energía útil recuperada por el consumidor último a la salida de sus aparatos, surgiendo de esta manera las pérdidas sufridas en las diferentes fases de la transformación y del consumo. Es un balance derivado del balance de la energía final.

El desarrollo de una metodología adecuada para calcular la energía útil se fundamenta en la consideración de cuatro elementos: fuente Energética, Sistema de Conversión, Otros Procesos y Sistema de Uso Final.

## Desagregación Consumo Final de Energía

Una primera desagregación del consumo final total de energía consiste en:

### - Consumo Final Energético

Esta clasificación incluye la totalidad de productos primarios y secundarios empleados por todos los sectores de consumo para la satisfacción de sus necesidades energéticas.

### - Consumo Final No - Energético

Abarca los volúmenes de productos empleados con propósitos no energéticos en todos los sectores de consumo.

### Desagregación Sectores de Consumo

Esta etapa es necesaria debido a que dentro de cada sector las cantidades consumidas, las fuentes y los equipos de uso final, son diferentes de acuerdo con la actividad (en el caso de área productiva) o según las características de las viviendas o el nivel de ingreso (si se trata del sector residencial), implicando diversos niveles y formas de consumo de energía.

#### Sectores Principales

- Sector Transporte

Abarca los consumos de energía de la totalidad de los servicios de transporte, públicos o privados, nacionales e internacionales para los diferentes medios y modos de transporte de pasajero y carga (terrestre, aéreo o marítimo).

- Sector Industrial

Comprende los consumos energéticos de todas las actividades industriales y para la totalidad de los usos exceptuando el transporte de mercaderías, que se encuentra incluido en el sector transporte.

- Sector Residencial

Incluye todos los consumos de energía para satisfacer las necesidades domésticas (cocción, iluminación, refrigeración, etc.) de las familias urbanas y rurales.

- Sector Agro/Pesca/Minería

Incluye la energía consumida en las actividades vinculadas con la obtención de materias primas tales como las actividades agrícolas y pecuarias, la pesca y la extracción de minerales.

- Consumo Propio

Abarca el consumo propio de la energía que se consume en la producción y transporte por ductos de las fuentes primarias y secundarias de energía.

- Sector Otros

Comprende todos los consumos energéticos del sector de construcción, obras civiles y la totalidad de los otros consumos energéticos que no puedan ser categorizados como propios de las otras categorías.

### Desagregación por Subsectores

Una de las razones más relevantes para el desarrollo de esta desagregación, se vincula con la elaboración de modelos para la proyección de la demanda energética, debido a que se encuentran determinados por la relación entre el consumo energético y alguna magnitud característica de un producto. Otra causa es que las pautas de consumo, las fuentes y equipos empleados para cubrir las necesidades productivas o de servicios energéticos, resultan diferentes según la actividad o características de las viviendas o nivel de ingresos, determinando distintos niveles de consumos.

### Desagregación Por Usos

La desagregación del consumo final en los diversos usos es relevante para la determinación de los consumos energéticos en términos de energía útil.

Estas categorías básicas son:

**Calor:** el empleo del mismo incluye toda la gama de usos energéticos cuyo propósito es elevar la temperatura, del ambiente o de determinados productos, por encima de la temperatura ambiental natural, ya sea con una finalidad productiva o de confort.

**Fuerza Mecánica:** abarca todos aquellos usos energéticos donde existe producción de algún tipo de movimiento o trabajo, cualquiera sea el tipo de artefacto, equipo o fuente energética empleada para conseguirlo.

**Iluminación:** el empleo de la iluminación se considera independientemente de los restantes empleos calóricos, debido a que, si bien la totalidad de los artefactos de iluminación irradian calor, la finalidad específica

de los mismos es aprovisionar radiaciones en el espectro de longitudes de ondas visibles.

**Otros usos (Electrónico, Electroquímico, etc.):** en esta categoría independiente se incluyen todos aquellos casos en que la energía tiene alguna de esas dos finalidades: el funcionamiento de artefactos electrónicos o el fomento de un proceso electroquímico.

#### **Sector industrial**

- calor
- vapor
- calor directo
- fuerza mecánica
- fuerza mecánica
- refrigeración
- transporte
- iluminación
- otros
- materia prima
- electrólisis
- otros usos
- refrigeración
- fuerza mecánica
- iluminación
- otros
- materia prima
- electrólisis
- otros usos

#### **Sector consumo propio**

- calor
- Calor directo
- vapor
- fuerza mecánica
- Transporte
- refrigeración
- fuerza mecánica
- iluminación
- otros
- electrólisis
- otros usos

#### **Sector transporte**

- fuerza mecánica

#### **Sector agro - pesca - minera**

- calor
- Calor directo

#### **Sectores residencial, comercial - servicio - público**

- calor
- calefacción
- cocción
- calentamiento de agua
- fuerza mecánica
- aire acondicionado
- ventilación
- vapor
- fuerza mecánica
- bombeo de agua
- riego
- refrigeración
- fuerza mecánica
- iluminación
- otros
- electrólisis

#### **Sector otros**

- Fuerza Motriz
- Calor
- Iluminación

## La Aplicación de la Eficiencia

La energía final es aquella que se pone a disposición del consumidor y debe sufrir alguna transformación para conseguir una forma de energía apta para su empleo. Esta transformación, siempre tiene lugar mediante un equipamiento de uso final, aunque este sea sencillo y en este momento surjan pérdidas.

La energía útil es la diferencia entre la energía que se pone a disposición del consumidor y el total de las pérdidas que tienen lugar en el estado del consumo final.

Energía útil = Energía Final X Eficiencia de equipamiento de uso final

### Centros de Transformación

Reciben el nombre de centros de transformación aquellas instalaciones en las que la energía primaria o secundaria es sometida a procesos que transforman sus propiedades o su naturaleza original, a través de cambios físicos, químicos y/o bioquímicos y cuyo fin es transformarla en otro energético más conveniente para el consumo final.

### Refinerías de Petróleo

Son centros de transformación en los que tiene lugar la separación física del petróleo crudo en sus distintos componentes, además de la conversión química de estos componentes a otros diferentes.

Las unidades de conversión más utilizadas son:

- Destilación atmosférica (proceso primario de toda refinería)
- Destilación al vacío
- Craqueo térmico
- Craqueo catalítico
- Coqueo
- Reformación catalítica
- Viscoreductora
- Hidrocraqueo

### Centrales Eléctricas

Se diferencian dos clases de centrales generadoras de electricidad:

- **Centrales hidráulicas:** estas aprovechan el agua que desciende de un nivel a otro para mover un generador eléctrico.

- **Centrales térmicas,** las cuales se subdividen en:

- **Centrales térmicas a vapor:** emplean el vapor obtenido en una caldera, en un reactor nuclear o campo geotérmico, para lograr girar el eje de una turbina acoplada a un generador eléctrico. El calor empleado para producir el vapor en las calderas puede derivar de diferentes fuentes: carbón, gas natural, derivados líquidos del petróleo (fuel oil), leña, bagazo de caña, etc.
- **Turbinas de gas:** su actividad es similar al de las turbinas de vapor, pero se diferencian en que emplean los gases de combustión para mover la turbina.
- **Motores Diesel.**

La generación eléctrica de un país, suele estar definida por una mezcla de estas diversas centrales.

### **Plantas de Tratamiento de Gas Natural**

En estas plantas, el gas natural se procesa con el propósito de recuperar hidrocarburos líquidos compuestos como la gasolina y naftas, hidrocarburos puros (butano, propano, etano o mezcla de ellos) y productos no energéticos como el carbono.

Generalmente, se emplean gases (gas húmedo) con un contenido significativo de compuestos de alto peso molecular, con el fin de obtener gas (seco), gas licuado y gasolina.

La separación de la gasolina puede realizarse mediante procesos de absorción en aceite mineral o gasolina a alta temperatura; compresión y refrigeración; absorción por carbón vegetal en lechos fijos o continuos; y mayoritariamente por una combinación de estos procesos.

Para poder funcionar, estas plantas necesitan del consumo de combustibles y pequeñas cantidades de electricidad.

### **Carboneras**

Estos centros de transformación de biomasa consisten en hornos donde tiene lugar la combustión incompleta de la leña para obtener carbón vegetal, productos volátiles y no energéticos.

Las carboneras son poco eficientes debido a que se trata de una combustión incompleta, se pierde mucho calor, quedando carbón en las cenizas. En estas unidades, la recuperación de calor oscila entre 25 y 40 % del calor alimentado a la unidad de proyección.

### **Coquerías**

En estas unidades, del carbón que ingresa al centro de transformación se produce coque, gas de coquería, alquitranes y productos no energéticos (benzoles, etc.). Una gran parte del coque producido en este centro es llevado generalmente a los altos hornos. Una porción del alquitrán se consume en el propio proceso aunque normalmente su producción no se registra y su valor se incluye en las pérdidas o como parte de los no energéticos.

En esta unidad pueden consumirse pequeñas cantidades de electricidad.

### **Destilerías de Alcohol**

Estas unidades son centros de transformación donde los productos de caña se transforman para obtener bagazo de caña y alcohol (etano). Estas destilerías abarcan las destilerías de alcohol que procesan otras materias primas como remolacha, mandioca y otros productos de alto contenido de almidón o celulosa.

La generación del alcohol debe atravesar 3 pasos:

- Preparación de la solución fermentable: en caso de tratarse de soluciones de elevado contenido de azúcar, prepara una solución con una concentración dada, la cual se clarifica por sedimentación y/o centrifugación. Si se trata de materias ricas en almidón, la materia prima debe ser pelada, lavada y molida para extraer el almidón, que luego será sometido a hidrólisis enzimática para obtener azúcares solubles y fermentables. En el caso de compuestos celulósicos, previamente es necesario una hidrólisis ácida.
- Fermentación: esta etapa implica la conversión microbiológica de las hexosas en alcohol y gas carbónico con desprendimiento de calor.
- Destilación y Deshidratación: implica la separación del alcohol de la masa fermentada, su purificación y deshidratación. Esta etapa es la que consume en mayor cantidad, la energía necesaria para la producción de alcohol.

### **Otros Centros de Transformación**

Estos centros abarcan los procesos que posibilitan la producción de gas de gasógeno a partir de leña y la producción de biogás a partir de materia de origen vegetal o animal.

### **Otras Transformaciones**

Estas transformaciones encierran el reciclaje de energía relativo a algunos energéticos (por ejemplo: gas de alto horno, gas licuado y naftas de petroquímicas)

### **Fuentes Primarias**

Este tipo de energía abarca las diferentes fuentes de energía tal como se obtiene de la naturaleza, ya sea de manera directa (energía hidráulica o solar), luego de un proceso de extracción (petróleo, carbón mineral, geotermia) o mediante la fotosíntesis (leña y demás combustibles vegetales).

Algunas fuentes primarias son:

#### **Petróleo crudo**

Es un mezcla compleja de hidrocarburos de diverso peso molecular en la cual existe una porción pequeña de compuestos que poseen azufre y nitrógeno. La composición de esta fuente es variable y puede clasificarse teniendo en cuenta los residuos de la destilación como: parafinas, asfaltos o una combinación de ambos.

El petróleo crudo es empleado como materia prima en las refinerías para el procesamiento y obtención de sus derivados.

#### **Gas Natural (libre y asociado)**

Se trata de una combinación gaseosa de hidrocarburos. Abarca el gas natural libre y el asociado y se encuentra en las minas de carbón o zonas de geopresión.

El Gas Natural Libre es una combinación gaseosa de hidrocarburos conformada principalmente por el metano obtenido de los campos de gas.

El Gas Natural Asociado es una combinación de hidrocarburos que se origina relacionada con el petróleo crudo.

#### **Carbón Mineral**

Es un mineral combustible sólido, de color negro o marrón oscuro, compuesto principalmente por pequeñas cantidades de hidrógeno y oxígeno, nitrógeno, azufre y otros elementos. Surge por la degradación de los restos de organismos vegetales debido a la acción del calor, presión y otros fenómenos físico – químicos.

El carbón mineral no es un mineral uniforme y se distinguen por rangos según su grado de metamorfosis, en series que van desde lignitos a antracitas.

#### **Hidroenergía**

Este concepto se refiere a la energía potencial de un caudal hidráulico.

#### **Geoenergía**

La energía geotérmica es aquella energía almacenada bajo la superficie de la Tierra en forma de calor, la cual puede ser transmitida hacia ella mediante un fluido que se encuentre en contacto con la roca caliente. Por lo general, este fluido es agua en estado líquido, vapor o una mezcla de ellos.

#### **Combustibles Fisionables**

Es aquella energía lograda a partir del mineral de uranio, luego de los procesos de purificación, conversión y/o enriquecimiento.

**Leña**

Es la energía que surge directamente de los recursos forestales. Abarca los troncos y ramas de los árboles, pero excluye los desperdicios de la actividad maderera, que se incluyen en la clasificación de “otros combustibles vegetales y animales”.

**Productos de Caña (Melaza, Caldo y Bagazo con fines energéticos)**

Estos productos abarcan aquellos derivados de la caña de azúcar con fines energéticos, como por ejemplo el bagazo, el caldo de caña y la melaza.

**Otras Fuentes Primarias (Residuos Animales y Otros Residuos Vegetales, Energéticos Recuperados)**

Son aquellos recursos energéticos obtenidos de los residuos agroindustriales y forestales.

Estos combustibles comprenden todos los desechos de los aserraderos de madera (que no se incluyen en la categoría leña ni bagazo) y los desechos agrícolas (con excepción del bagazo de caña), como por ejemplo: cascarilla de arroz, cascarilla de café, coquito de la palma, etc., para propósitos energéticos.

- Combustibles Animales

Comprenden los residuos de las actividades agropecuarias y los desperdicios urbanos. Pueden ser empleados directamente como combustibles en forma seca o transformados en biogás mediante un proceso de fermentación o método de descomposición.

- Energéticos recuperados

Son combustibles que se obtienen en plantas industriales como un subproducto del proceso productivo; por ejemplo: licor negro, etc.

- Otras Fuentes Energéticas

Se incluyen la energía eólica, la solar y cualquier otra fuente primaria que no se encuentre comprendida en otra categoría.

**Fuentes Secundarias**

Por este concepto se entiende aquellos productos energéticos que derivan de los diferentes centros de transformación luego de sufrir un proceso físico, químico o bioquímico y cuyo destino son los distintos sectores de consumo y/u otro centro de transformación.

Algunas fuentes de energía secundaria son las siguientes:

**Gas Licuado**

Se incluyen los hidrocarburos livianos, especialmente propano y butano, solos o mezclados, que surgen de la destilación del petróleo y/o del tratamiento del gas natural.

**Gasolina y Naftas (gasolina aviación, motor, natural y nafta)**

Es una combinación de hidrocarburos líquidos, livianos, producidos en la refinería del petróleo y/o del tratamiento del gas natural, cuyo rango de ebullición se ubica entre los 30 – 200 grados centígrados.

Dentro de esta categoría existen:

- Gasolina de Aviación

Es una combinación de naftas reformadas de alto octanaje, de alta volatilidad y estabilidad y de un bajo punto de congelamiento, que se emplea en aviones.

- Gasolina de motor

Es una mezcla compleja de hidrocarburos relativamente volátiles que con o sin aditivos se emplea en el funcionamiento de motores de combustión interna.

- Gasolina Natural

Se trata de un producto del procesamiento del gas natural. Se utiliza como materia prima para procesos industriales y en refinerías, se combina directamente con las naftas.

- Nafta

Se trata de un líquido volátil surgido del procesamiento del petróleo y/o gas natural.

### **Kerosene y turbo combustibles**

El kerosene es un combustible líquido formado por la fracción del petróleo que se destila entre los 150 y 300 grados centígrados. Se emplea como combustible para la cocción de alimentos, el alumbrado, en motores y como solvente para betunes e insecticidas de uso doméstico.

El turbo combustible es un kerosene que posee un grado especial de refinación con un punto de congelamiento inferior que el del kerosene común. Se emplea en motores de reacción y turbohélices.

### **Diesel Oil**

Es un combustible líquido que surge de la destilación atmosférica del petróleo entre los 200 y 380 grados centígrados, es más pesado que el kerosene y es empleado en máquinas diesel y otras máquinas de compresión – ignición.

### **Combustibles pesados**

Es un desecho de la refinación del petróleo y abarca todos los productos pesados. Es empleado en calderas, plantas eléctricas y navegación.

### **Coque**

Se trata de un material sólido infundible, de elevado contenido de carbono, obtenido a partir de la destilación destructiva del carbón mineral, petróleo y otros materiales carbonosos. Los diversos tipos de coque se diferencian añadiendo al final del nombre del material que le dio origen: por ejemplo, coque de petróleo.

### **Electricidad**

Es la energía transmitida por electrones en movimiento. Abarca la energía eléctrica obtenida con cualquier recurso (primario o secundario) en plantas hidroeléctricas, térmicas, geotérmicas o nucleares.

### **Carbón vegetal**

Es aquel combustible obtenido de la destilación destructiva en ausencia de oxígeno de la madera en las carboneras. Como consecuencia de que este carbón absorbe humedad rápidamente, suele contener un 10-15% de agua, además de un 0.5 – 1 % de hidrógeno y un 2 – 3% de cenizas, con un poder calorífico menor de alrededor de 6500 Kcal./kg.

### **Alcohol**

Este producto incluye el etanol (alcohol etílico) y el metanol (alcohol metílico) empleados como combustibles.

El etanol es un líquido incoloro que puede originarse por fermentación de materias vegetales con un elevado contenido de azúcar; materias vegetales con el elevado contenido de almidón y materias con un elevado contenido de celulosa. Puede ser empleado como alcohol anhidro o hidratado, solo o mezclado con gasolina, en motores de combustión interna.

El metanol también es un líquido incoloro que puede obtenerse a partir de diferentes materias primas como leña, residuos vegetales, metano, gas natural, carbón, etc. Se emplea en motores de combustión interna.

### **Gases (biogás, de coquería, de alto horno, de refinería)**

Son aquellos combustibles gaseosos obtenidos como subproductos de las actividades de refinación, plantas de gas en coquerías y altos hornos, además del gas obtenido en biodigestores.

- Gas de Refinería

Es el gas no condensable surgido de la refinación del petróleo crudo. Está compuesto principalmente de hidrógeno, metano y etano y es empleado mayoritariamente en el mismo proceso de refinación.

- Gas de Alto Horno

Es un subproducto de la actividad de producción de acero en altos hornos. Generalmente, se emplean con fines de calentamiento en la planta.

- Gas de Coquería

Es aquel gas producido como producto secundario en el calentamiento intenso del carbón mineral o coque, con una combinación de aire y vapor, en las coquerías. Está formado por óxido de carbono, nitrógeno y pequeñas cantidades de hidrógeno y dióxido de carbono.

- Gas Condensado

Son hidrocarburos líquidos surgidos como subproductos del tratamiento de gas natural (etano, propano, butano y pentano)

- Biogás

Es el gas obtenido de la fermentación anaeróbica de residuos biomásicos. Generalmente se trata de metano.

### **Otros Combustibles**

Estos combustibles comprenden los productos energéticos y no energéticos.

- Otros combustibles energéticos

Son aquellos productos energéticos secundarios que no se encuentran comprendidos en las categorías anteriores y que posean participación en la estructura energética del país.

- Productos No Energéticos

Son los productos que no se emplean con fines energéticos aun cuando posean un significativo contenido energético (asfaltos, aceites y grasas lubricantes, etc.).

- Lubricantes

Son hidrocarburos viscosos y líquidos, ricos en ceras parafínicas, que surgen mediante la destilación atmosférica de petróleo entre 380 y 500 grados centígrados.

- Bitumen

Es un hidrocarburo sólido cuya estructura coloidal es de color marrón, y que se obtiene como desecho del proceso de destilación en vacío de los residuos de la destilación atmosférica de petróleo.

# Innovación tecnológica en el sector energético

Una vez descriptos los aspectos generales de cómo se estructuran los energéticos y sus diferentes estados se procederá a plantear en una primera instancia la diferencia entre innovaciones entre energías no renovables y energías renovables, y dentro de las primeras las diferencias entre convencionales y no convencionales.

## Innovación en energía no renovable

Dado que en los últimos años se ha generado una división entre los hidrocarburos “convencionales” y “no convencionales”, al referirnos a los hidrocarburos en general es indispensable aclarar a qué se refiere cada término en particular.

Para ello, se transcriben a continuación la descripción de cada concepto, utilizada en el artículo Tierra y Tecnología nº 41 – escrito por Juan García Portero - Conceptos básicos, historia, potencialidad y situación actual.

### Hidrocarburos convencionales

Son los que, desde que el coronel Drake perforó el primer pozo para explotación de petróleo en Titusville (Pensilvania, EE UU) en el año 1859, han venido representando la principal fuente energética para la humanidad. Primero el petróleo y luego, conjuntamente, el petróleo y el gas han sido, y siguen siendo, una fuente de energía abundante y barata, sobre la que la humanidad, especialmente los países occidentales, han fundado su espectacular desarrollo económico y bienestar a lo largo de los siglos XIX y XX. Actualmente, el petróleo y el gas convencionales no son tan abundantes y baratos como lo eran hace unas cuantas décadas, pero aún representan una fuente energética ampliamente disponible a precios relativamente asequibles. Los hidrocarburos convencionales, reúnen dos características distintivas:

1. Han migrado a una roca reservorio desde la roca madre (una roca rica en materia orgánica) donde se han generado.
2. Las rocas reservorio en las que se encuentran, y de las que se extraen, son porosas y permeables, lo que permite que el hidrocarburo fluya con relativa facilidad desde el almacén rocoso al pozo y, por la perforación, hasta la superficie.

Empleando estas dos características, se podría formular una definición de los hidrocarburos convencionales, ya sea petróleo o gas, conveniente a los fines de diferenciarlos de los hidrocarburos no convencionales.

Los hidrocarburos convencionales son los que se encuentran albergados en una roca almacén o reservorio porosa y permeable, de la que son capaces de fluir hasta la superficie cuando se perfora dicho reservorio. Esta “facilidad” en su extracción es la causa por la que, hasta la fecha, la explotación de hidrocarburos

ha estado focalizada casi exclusivamente en estos hidrocarburos convencionales. No es necesario recalcar que en un reservorio convencional el hidrocarburo se encuentra almacenado en los poros, en los espacios abiertos de la roca.

Estas rocas almacén, porosas y permeables, están comenzando a ser adjetivadas como reservorios convencionales.

### **Hidrocarburos no convencionales**

Los hidrocarburos no convencionales serán aquellos que no cumplan los requisitos con los que se han caracterizado los hidrocarburos convencionales en el párrafo anterior, es decir estar albergados en rocas porosas y permeables, con capacidad de fluir sin estimulación.

El grupo incluye un rango amplio y heterogéneo de tipos de acumulaciones de hidrocarburos. Ese grupo amplio y heterogéneo de tipos de acumulaciones de hidrocarburos que conformarían el grupo de hidrocarburos no convencionales incluye:

#### **Hidratos de gas**

También denominados caltratos. Se generan y almacenan en sedimentos marinos actuales, profundos, depositados en los fondos marinos. El gas natural se encuentra en forma de sólidos cristalinos, como "cristales de hielo", que consisten en moléculas de metano densamente empaquetadas rodeadas por moléculas de agua. El metano se encuentra cristalizado debido a las altas presiones y bajas temperaturas reinantes. Estados Unidos es el país que lidera el estudio de este tipo de recurso energético y del desarrollo de las tecnologías que puedan permitir su futuro aprovechamiento industrial. En cualquier caso, conviene puntualizar que su explotación comercial, si algún día llega a producirse, se encuentra aún lejana. Sin embargo, los recursos de este tipo de gas no convencional son muy superiores a los del gas convencional.

#### **Oil sands:**

Son arenas con bitumen (mezcla de hidrocarburos pesados) relleno de los poros. En condiciones normales de presión y temperatura, el bitumen no fluye y es necesario calentar la roca. Del destilado del bitumen se obtiene petróleo. Los depósitos más importantes se encuentran en Canadá (Alberta), en areniscas del Cretácico: la formación geológica que alberga el petróleo pesado ocupa unos 140.000 km<sup>2</sup>. Es el único lugar donde se explotan industrialmente, con una larga tradición. También se explotan en Venezuela, pero con producciones muy pequeñas. Las reservas mundiales de petróleo contenidas en este tipo de acumulaciones no convencionales son enormes, solo en el distrito de Alberta se estiman en 174.500 millones de barriles (equiparable a las reservas convencionales de petróleo de Arabia Saudita).

#### **Coal bed methane (CMB)**

Es el gas natural, metano, asociado a las capas de carbón. El gas se encuentra retenido en fracturas y, fundamentalmente, adsorbido en la matriz de la roca (carbón). Existen importantes reservas mundiales de gas natural asociadas a este tipo de acumulaciones no convencionales (véase figura 1). Los principales productores son: Estados Unidos, donde el 7,5% de su producción total de gas proviene de este tipo de recurso no convencional, Canadá y Australia.

#### **Tight gas**

Es el gas natural contenido en rocas muy compactas, areniscas y/o calizas, con valores de permeabilidad matricial muy bajos. No son rocas madres, son rocas almacén, aunque muy compactas. Por tanto, el gas no se ha generado en ellas, ha migrado desde la roca madre y se encuentra contenido en microfracturas y en la escasa porosidad matricial de la roca.

### Shale oil y shale gas

Los términos no son muy adecuados puesto que implican que los hidrocarburos se encuentra en lutitas, lo cual no siempre es cierto. Aquí, el lector debe interpretar la palabra shale (lutita) en sentido muy amplio, incluyendo lutitas ricas en materia orgánica, margas organógenas, etc., es decir, las litologías que constituyen las rocas madre de hidrocarburos: rocas con tamaño de grano muy fino, ricas en materia orgánica y con muy bajos valores de porosidad y permeabilidad matricial. En otras palabras, el shale oil y el shale gas son los hidrocarburos, ya sea petróleo o gas, que se encuentran almacenados en la roca madre en la que se generaron. En consecuencia, en el caso del shale oil y del shale gas, la roca madre del sistema es también la roca reservorio. En castellano, el término shale gas se está traduciendo como “gas de pizarra” o “gas de esquisto”, por lo que adolece de una imprecisión similar, o incluso mayor, que la propia de su equivalente en inglés. Debe entenderse el gas contenido en la propia roca generadora, independientemente de su composición litológica. En cualquier caso, el shale oil y, especialmente, el shale gas son los tipos de acumulaciones no convencionales de hidrocarburos.

Cabe aclarar que las diferencias existentes entre los hidrocarburos convencionales y los hidrocarburos no convencionales no radican ni en su génesis ni en su composición, sino exclusivamente en las rocas en las que se encuentran y en la forma de extraerlos.

Los hidrocarburos no convencionales y los hidrocarburos convencionales son composicional y genéticamente idénticos, solo se diferencian en que los segundos han migrado a una roca reservorio permeable (reservorio convencional) y los primeros permanecen en la roca madre donde se generaron (shale oil y shale gas) o han migrado a rocas reservorio muy compactas (tight gas). Las rocas generadoras y las rocas compactas (tight) que contienen hidrocarburos se denominan reservorios no convencionales.

No se ha establecido una definición más precisa del gas no convencional. La que habitualmente se considera es la aportada por el National Petroleum Council de los Estados Unidos que define el gas no convencional como “aquel gas natural que no puede ser producido en caudales y volúmenes económicos a menos que el pozo sea estimulado mediante fracturación hidráulica a gran escala o recurriendo a la perforación de multi-laterales desde un pozo principal u otra técnica que haga entrar en contacto más superficie de la roca con el pozo”.

De hecho, en los Estados Unidos, la delimitación entre gas convencional y gas no convencional deriva de consideraciones tributarias establecidas en función de la permeabilidad del yacimiento.

En cuanto a las rocas almacén, el acuerdo generalmente aceptado es considerar que una roca reservorio con valor de permeabilidad por debajo de 0,1 mD (miliDarcy) es un reservorio no convencional (así, el hidrocarburo que contenga será un hidrocarburo no convencional); por el contrario, una roca almacén con valor de permeabilidad mayor que 0,1 mD es un reservorio convencional (el hidrocarburo que contenga será un hidrocarburo convencional).

En un reservorio no convencional del tipo gas shale (rocas ricas en materia orgánica, rocas generadoras, con valores de permeabilidad matricial muy bajos, que contienen gas), el hidrocarburo se encuentra:

- Como gas libre en los poros, espacios abiertos de la roca (en este tipo de litologías, microespacios): microporosidad intergranular y/o de fractura.
- Como gas adsorbido en los granos minerales y fundamentalmente en la materia orgánica (kerógeno y/o bitumen) que contiene la roca.
- Como gas disuelto en la materia orgánica contenida en la roca.

## Reseña histórica

Hasta muy recientemente, las rocas madres de hidrocarburos no han representado objetivos exploratorio-extractivos de interés. Su papel en los Sistemas Petrolífero-Gasísticos convencionales se ha restringido a la capacidad para generar los hidrocarburos que se aportan al sistema.

No obstante lo anterior, extraer gas y/o petróleo de reservorios no convencionales no es un hecho nuevo. A lo largo de la historia se han obtenido de este tipo de reservorios producciones marginales de hidrocarburos. De hecho, curiosamente, el inicio de la primera explotación medianamente comercial de gas en los Estados Unidos tuvo lugar el año 1821 y consistió en la extracción de gas natural a partir de una lutita del Devónico (la Dunkirk Shale), un reservorio no convencional; el gas que se producía, un gas no convencional, se empleó para iluminar la ciudad de Fredonia, en el estado de Nueva York.

En cualquier caso, todo cambió radicalmente en los años ochenta y noventa del siglo XX. El cambio, realmente cabe catalogarlo como una revolución energética en base a la trascendencia que puede llegar a tener, comenzó en los Estados Unidos. Allí, las compañías de exploración-producción descubrieron que era posible producir comercialmente hidrocarburos (gas, en aquel caso) a partir de una roca madre (una gas shale, lutita con gas). Ocurrió en Texas, en la cuenca de Forth Worth, la formación geológica era el Barnett Shale, una lutita negra de edad Dinantiense (Carbonífero), cuyo nombre ha quedado grabado para siempre en un lugar de honor en la historia de la explotación de hidrocarburos. Las empresas, hay que citar aquí específicamente a Mitchell Energy & Development Company, descubrieron que la forma de hacerlo era:

- Creando permeabilidad artificial en la roca mediante fracturación a gran escala, incrementando así su baja o muy baja permeabilidad natural, lo que permitía aumentar notablemente los volúmenes de gas producidos por pozo. El método de fracturación (estimulación) empleado fue la fracturación hidráulica (fracking), consistente en inyectar en la roca agua a presión con arena y algunos aditivos. Es una técnica que ya se venía empleando en Texas, de forma puntual, desde los años cincuenta del siglo XX, pero que se ha desarrollado espectacularmente a partir de su empleo en el Barnett Shale.
- Perforando pozos horizontales o, más concretamente, pozos que, al entrar en la formación objetivo, se inclinaban lo necesario con objeto de discurrir dentro de la formación, sin llegar a cortar su muro.

El éxito exploratorio y económico del Barnett fue espectacular, tanto que hoy en día esta formación geológica suministra aproximadamente el 7% del volumen total de gas producido en los Estados Unidos. El lector puede encontrar un relato detallado de este apasionante descubrimiento en Steward (2007). Con todo, lo más importante fue el cambio conceptual, el cambio de pensamiento, que introdujo; puede resumirse en algo tan sencillo como que: las rocas generadoras pueden ser buenos objetivos para la exploración-producción de hidrocarburos.

El horizonte exploratorio que se abrió fue inmenso, fundamentalmente por los siguientes motivos:

- Las rocas madres son relativamente abundantes en muchas cuencas geológicas, incluso en cuencas geológicas en las que no se conocen acumulaciones convencionales de hidrocarburos, en las que nunca ha habido producción.
- Frecuentemente se trata de formaciones geológicas muy extensas, presentes a escala de toda la cuenca, o de sectores amplios de la cuenca geológica (cientos o miles de km<sup>2</sup>), relativamente uniformes en composición y contenido orgánico.
- Una acumulación de hidrocarburos no convencionales en una roca madre (shale gas, shale oil) requiere de un menor número de componentes y procesos geológicos que una acumulación convencional,

con lo cual su probabilidad de existencia es mayor. Para que se encuentren hidrocarburos preservados en un reservorio convencional han de cumplirse los siguientes requisitos: 1) existencia de roca madre, 2) maduración térmica adecuada para que se genere el hidrocarburo, 3) existencia de roca almacén convencional, porosa y permeable, 4) migración primaria, proceso de expulsión del hidrocarburos de la roca madre, 5) migración secundaria o circulación del hidrocarburo hasta alcanzar un reservorio convencional poroso y permeable, 6) existencia de trampa, ya sea estratigráfica, estructural o de otra naturaleza, 7) existencia de una roca sello que aisle el almacén convencional, y 8) en el caso de las trampas estructurales, una cronología adecuada que posibilite que la trampa estructural esté ya formada con anterioridad a la migración del hidrocarburo.

- Una acumulación de hidrocarburos no convencionales en una roca madre solamente necesita que se cumplan los dos primeros requisitos del listado anterior.

Tras el éxito exploratorio del Barnett Shale, las compañías americanas de exploración-producción identificaron muchos otros potenciales objetivos no convencionales en los Estados Unidos y, en muy pocos años, al Barnett le siguieron diversos éxitos exploratorios: Fayetteville, Haynesville, Marcellus, Woodford, Antrim, New Albany, Lewis, etc. (véase figura 2). Nótese la enorme extensión de algunos de estos objetivos no convencionales (gas shale).

Todos ellos fueron paulatinamente puestos en producción, lo que ha propiciado que, en el año 2010, el 23% del gas producido en los Estados Unidos ya proviniera de reservorios no convencionales tipo gas shale (Boyer et al., 2011). Además, el gas no convencional puesto en el mercado ha permitido que los Estados Unidos estén dejando de ser un país netamente importador de gas a estar más cercano a ser autosuficiente y posiblemente llegar a serlo en un futuro más o menos cercano.

Desde un punto de vista geológico, el éxito exploratorio obtenido en los Estados Unidos para el shale gas y el shale oil podía ser repetible en otras cuencas geológicas, siempre y cuando tuvieran rocas ricas y en materia orgánica con maduración térmica adecuada. Por ello, la exploración de los hidrocarburos no convencionales se extendió de forma relativamente rápida por todo el mundo.

### Situación actual y potencialidad

A fecha de hoy, la situación de la exploración producción de hidrocarburos no convencionales, más específicamente para el caso concreto del shale gas, es la siguiente:

- En los Estados Unidos, el principal país productor, la actividad de exploración y producción está plenamente consolidada, con producción anual del orden de 4,87 TCF (trillones de pies cúbicos, trillones en la acepción anglosajona, 10<sup>12</sup>), año 2010 (Boyer et al., 2011) y creciendo, lo que representa ya el 23% de la producción de gas natural en los Estados Unidos. Este volumen de gas producido proviene solamente de las siete principales formaciones geológicas (reservorios no convencionales tipo gas shale) representadas, entre otras, en la figura 2. Considerando la producción conjunta de gas no convencional en los Estados Unidos (shale gas más tight gas y coal bed methane), el porcentaje sobre la producción total de gas alcanza el 46%. Las cifras de reservas recuperables de gas natural que actualmente se manejan para los Estados Unidos aseguran el suministro del país para las próximos 90 años (EIA, 2007). Estas cifras, muy probablemente, aumentarán a medida que se descubran y cuantifiquen nuevas reservas de gas no convencional y que los métodos de extracción mejoren. Hay otro aspecto que no es baladí y que debe enfatizarse: en la actualidad, en los Estados Unidos, el coste de extracción de gas no convencional se sitúa en el mismo rango que el del gas convencional. Sencillamente, es ya un proceso perfectamente viable, tanto desde el punto de vista técnico, como económico y medioambiental.
- En el resto del mundo, solo muy recientemente, se han empezado a cuantificar las potenciales reser-

vas recuperables de gas no convencional. Muy recientemente significa aquí en los últimos cuatro o cinco años. Sin embargo, las cifras que se están obteniendo son espectaculares, inimaginables hace solamente una década. Fuera de los Estados Unidos, únicamente se ha realizado el análisis de muy pocas cuencas geológicas, en las que no están incluidas las formaciones productoras de regiones como Rusia, Oriente Medio, la costa oeste de África, etc., es decir, ninguna de las grandes cuencas productoras de hidrocarburos convencionales.

- Con esta evaluación, absolutamente preliminar, geológica y geográficamente muy restringida, las reservas extraíbles de gas no convencional han igualado a las reservas extraíbles de gas convencional. A nadie se le escapa que, cuando se incluyan las reservas existentes en otras muchas cuencas geológicas, y muy especialmente las correspondientes a las principales regiones productoras de hidrocarburos convencionales (que dispondrán también de importantes reservas no convencionales), es muy posible que las reservas de gas no convencional superen muy ampliamente a las reservas de gas convencional, sin que por el momento sea posible suministrar mayores precisiones.

Dada la relevancia que en particular tiene el gas natural no convencional dentro de esta nueva categoría es dable destacar que el mismo posee una serie de ventajas con respecto al resto de los combustibles fósiles que pueden resumirse en los siguientes puntos:

- Es un combustible “limpio”, el más limpio de todos los combustibles fósiles con diferencia. Su quema produce casi exclusivamente H<sub>2</sub>O y CO<sub>2</sub>. Las emisiones de CO<sub>2</sub> por combustión del gas natural son un 50% inferiores a las producidas en la quema de carbón y un 30% menores a las correspondientes a la combustión del petróleo. Carbón y petróleo liberan otros subproductos contaminantes, de los cuales, el gas natural está prácticamente libre.
- Mayores reservas extraíbles de gas convencional que las correspondientes al petróleo. Se estima que, a ritmos de consumos actuales, las reservas de gas natural convencional pueden cubrir el consumo de la humanidad para los próximos 60 años (la disponibilidad de petróleo solamente alcanzaría 40 años, mientras que las de carbón cubrirían los próximos 300-500 años).
- Las reservas de gas natural (convencional) ya presentan la ventaja frente a las de petróleo de poseer una más amplia distribución geográfica, garantizando una menor dependencia de unos pocos países productores.

Esto, adicionalmente a su alto poder calorífico y la existencia de una desarrollada infraestructura de transporte, había generalizado ya el uso del gas natural en amplios sectores industriales y domésticos, incluyendo la generación de electricidad.

Este efecto se ve claramente en la matriz energética argentina en donde este energético representa el 52% de la misma.

Es por ello que el artículo Tierra y Tecnología n° 41, llega a la conclusión que las reservas acumuladas extraíbles de gas convencional más las de gas no convencional pueden ser enormes, es por ello que el gas natural se está configurando como una de las fuentes de energía, quizás la principal, para las próximas décadas.

## Operaciones de extracción de hidrocarburos no convencionales

A continuación se describen las operaciones que se realizan en una operación de extracción de hidrocarburos no convencionales según se detallan en “El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales” del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.

El proceso comienza en una primera etapa en la cual se determina una zona candidata a contener hidrocarburos en el subsuelo. Luego de este primer paso, a dicha zona se llevan camiones sísmicos especialmente equipados, que producen vibraciones (el peso de cada camión varía entre 18 y 36 toneladas; el equivalente a entre 15 y 30 automóviles medianos). Dichas vibraciones se propagan en forma de ondas sonoras, que viajan por el subsuelo, y son, luego, recibidas en la superficie por un instrumento llamado "geófono". Como los distintos tipos de rocas ubicadas debajo de la superficie reflejan estas ondas sonoras de manera diferente, es posible analizarlas y procesar los resultados con algoritmos matemáticos para generar un mapa de lo que hay debajo del terreno. Con esos mapas se definen las estructuras en las que podrían encontrarse los hidrocarburos y hacia donde se dirigirá el pozo de exploración.

El primer paso es preparar la plataforma en la que el equipo de perforación va a ser ensamblado. Esta plataforma se conoce como "locación". Se despeja y nivela la zona, manteniendo estrictos estándares de seguridad y preservación del medio ambiente. Se construyen caminos y se compensa a los dueños de la tierra por la superficie afectada durante el proceso de preparación (una vez terminado el pozo, la compañía vuelve a condiciones similares a las del entorno todo el terreno que no utilizará en el futuro).

Un gran equipo de perforación hace girar una tubería de acero con un trépano en el extremo. A medida que se tritura la roca y el pozo va ganando en profundidad, se agregan tramos de cañería desde la superficie. En general, los pozos son verticales. Pero hay casos específicos para los que se requieren pozos dirigidos u horizontales, que son más costosos que los anteriores, como cuando se perfora desde la costa hacia el agua, en el agua (*offshore*) o en rocas generadoras. Los pozos verticales se perforan hasta una profundidad determinada; los horizontales también se perforan hasta una profundidad vertical predeterminada, pero luego se "horizontalizan" a lo largo de cientos a un par de miles de metros.



**Fuente:** El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales- IAPG 2013

Si bien los pozos horizontales permiten entrar en contacto con una mayor superficie de la formación y esto los convierte en más productivos, inicialmente son más costosos que los pozos verticales. En ambos casos

se necesita un equipo sumamente resistente para soportar el peso de las tuberías de acero necesarias para la perforación de un pozo de varios kilómetros de profundidad.

Se realizan múltiples operaciones para garantizar la protección del pozo y su entorno durante la perforación. Por ejemplo, un motivo de preocupación frecuente es que, en los primeros metros, el pozo puede atravesar napas freáticas para continuar su camino hasta miles de metros de profundidad. Sin embargo, se trata de una práctica segura, ya que a medida que avanza la perforación, se colocan cañerías de acero, que luego son cementadas a las paredes del pozo para asegurar su hermeticidad y, de esa manera, aislarlo de las capas que fueron atravesadas, al tiempo que también las formaciones son aisladas unas de otras. Así, las fuentes de agua subterránea quedan protegidas y se evita cualquier tipo de contaminación.

Además del agua subterránea, los perforadores también se aseguran de que todos los fluidos que se utilizan o producen durante el proceso de perforación no contaminen lagos o arroyos en la superficie. Todos los fluidos utilizados en las instalaciones del pozo quedan dentro de tanques de acero, son tratados y, luego, reciclados o eliminados con la constante premisa de evitar dañar el medio en el que se encuentran, al igual que lo que se hace con los sólidos y recortes de perforación.

Una vez que el pozo se perforó hasta la profundidad determinada, y siempre y cuando se hayan descubierto hidrocarburos, se baja por dentro de la primera, otra tubería de acero, que también es cementada a las paredes del pozo para garantizar su hermeticidad. Este sistema de tuberías y cemento se denomina "*casing*".

A partir de entonces, se colocan válvulas en el extremo superior de la cañería (boca de pozo) y el equipo de perforación se retira de la locación.

Estas válvulas son las que permitirán controlar el pozo en producción, al regular el flujo del gas y del petróleo y, de ser necesario, interrumpirlo por completo. También permitirán que otros equipos puedan ingresar en el pozo de manera segura para realizar el mantenimiento. Por su forma y disposición, a este conjunto de válvulas se lo llama "árbol de Navidad".

Una vez completadas estas operaciones, por el interior del pozo se baja una herramienta para perforar la parte inferior de la tubería de acero, frente a la formación que contiene los hidrocarburos.

Mediante este "punzado", se atraviesan la cañería de acero y el cemento, en forma controlada y, así, el interior queda conectado con la formación en la que se encuentran el petróleo y el gas, permitiéndoles que fluyan hacia la superficie por el interior del *casing*.

En algunos casos particulares de desarrollo de formaciones convencionales, y en todos los casos de las no convencionales, el paso siguiente es estimular el pozo para hacerlo producir o para aumentar su productividad.

En el caso de los no convencionales se inyecta, como ya dijimos, un fluido conformado por agua y arena a gran presión, junto con una muy pequeña porción de algunos químicos específicos, reabriendo y conectando entre sí fisuras en la formación. El objetivo es aprovechar la red de fisuras naturales de la roca para facilitar el flujo de gas y el petróleo hacia el pozo. Existe una lista genérica de los químicos utilizados en el fluido, entre los que se cuentan inhibidores de crecimiento bacteriano y reductores de fricción, entre otros.

En el caso de la roca generadora, entonces, el objetivo es intentar conectar la mayor cantidad posible de fisuras naturales al pozo que, de otro modo, quedarían aisladas entre sí y no producirían.

Como mencionamos antes, durante el proceso se toman los recaudos necesarios para asegurar el aislamiento de todos los fluidos que se utilizan en el proceso de estimulación hidráulica, de las posibles fuentes de agua.

Del volumen total de agua que se utiliza en el proceso de estimulación hidráulica, inicialmente regresa a la superficie a través del pozo alrededor de un tercio. Esta agua que regresa es recolectada en tanques sellados y se trata para ser reutilizada en nuevas estimulaciones, siempre aislada de cualquier contacto con el medio ambiente.

Durante los meses siguientes, el pozo sigue produciendo agua, aunque en cantidades menores, junto con hidrocarburos, del mismo modo que lo que ocurre en las explotaciones convencionales. En este caso, esta agua se separa y se trata en las plantas de tratamiento de petróleo, del mismo modo que se procede desde hace décadas con la que resulta de la explotación de recursos convencionales.

Es importante destacar que el agua de la estimulación hidráulica que retorna a la superficie, y la que produce luego el pozo, en ningún caso se vierte a un cauce de agua natural ni al medio ambiente. Por el contrario, se trata y se maneja de acuerdo con las estrictas regulaciones dispuestas por la autoridad de aplicación y monitoreadas por los organismos de control específicos. Tras el tratamiento, por ejemplo, puede ser reutilizada en nuevas estimulaciones, o puede confinarse en pozos sumideros a cientos o miles de metros de profundidad, en formaciones estériles. Se trata de formaciones que son elegidas, entre otras características, por no tener contacto alguno con reservorios superficiales de agua dulce, en pozos cuyas normas de construcción siguen las mismas estrictas regulaciones que los pozos de producción.

Las compañías operadoras respetan estrictamente las regulaciones vigentes en las provincias en las que desarrollan sus actividades, tanto en lo que respecta a los recursos no convencionales como a los convencionales. Una vez finalizado el proceso, y evaluados los resultados, el pozo puede ser puesto en producción.

## Fracturación hidráulica

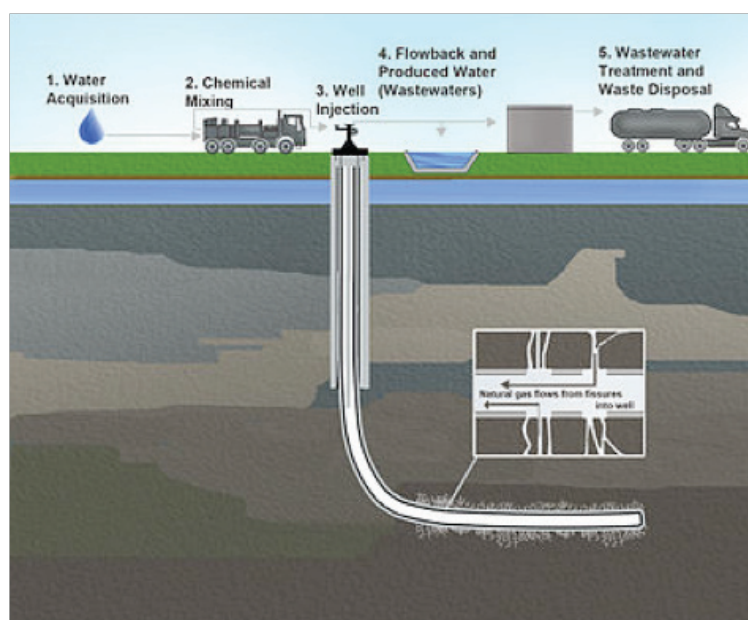


Ilustración del proceso de fractura hidráulica y las actividades relacionadas necesarias para la extracción. Fuente: El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales- IAPG 2013



Pozo de extracción mediante fracturación hidráulica - Fuente: El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales- IAPG 2013

La fracturación hidráulica, fractura hidráulica o estimulación hidráulica (también conocida por el término en inglés fracking) es una técnica para posibilitar o aumentar la extracción de gas y petróleo del subsuelo. El procedimiento consiste en la perforación de un pozo vertical en el cual, una vez alcanzada la profundidad deseada, se gira el taladro 90° en sentido horizontal y se continúa perforando entre 1000 y 3000 m de longitud; a continuación se inyecta en el terreno agua a presión mezclada con algún material apuntalante y químicos, con el objetivo de ampliar las fracturas existentes en el sustrato rocoso que encierra el gas o el petróleo, y que son típicamente menores a 1 mm, y favorecer así su salida hacia la superficie. Habitualmente el material inyectado es agua con arena y productos químicos, lo cual favorece la fisuración e incluso la disolución de la roca.

Se estima que en 2010 esta técnica estaba presente en aproximadamente el 60 % de los pozos de extracción en uso. Debido a que el aumento del precio de los combustibles fósiles ha hecho económicamente rentable estos métodos, se está propagando su empleo en los últimos años, especialmente en los Estados Unidos.

Los partidarios de la fracturación hidráulica argumentan los beneficios económicos de las vastas cantidades de hidrocarburos previamente inaccesibles, que esta nueva técnica permite extraer.

Sus oponentes, en cambio, señalan el impacto medioambiental de esta técnica, que incluye la contaminación de acuíferos, elevado consumo de agua, contaminación de la atmósfera, contaminación sonora, migración de los gases y productos químicos utilizados hacia la superficie, contaminación en la superficie debida a vertidos, y los posibles efectos en la salud derivados de ello.

También se han producido casos de incremento en la actividad sísmica, la mayoría asociados con la inyección profunda de fluidos relacionados con el fracking.

Por estas razones, la fracturación hidráulica ha sido objeto de atención internacional, siendo fomentada en algunos países, mientras que otros han impuesto moratorias a su uso o la han prohibido. Algunos de estos países, como Reino Unido, recientemente han levantado su veto, optando por su regulación en lugar de

una prohibición total. La Unión Europea se encuentra actualmente comenzando a regular la fracturación hidráulica.

Las inyecciones en el subsuelo para favorecer la extracción de petróleo se remontan hasta 1860, en la costa este norteamericana, empleando por aquel entonces nitroglicerina. En 1930 se empezaron a utilizar ácidos en lugar de materiales explosivos, pero es en 1947 cuando se estudia por primera vez la posibilidad de utilizar agua. Este método empezó a aplicarse industrialmente en 1949 por la empresa Stanolind Oil.

En Estados Unidos se estima que la generalización de este método ha aumentado las reservas probadas de gas cerca de un 47 % en cuatro años y en 11 % la estimación de existencia de petróleo. Además, en ese país, en 2012 se crearon gracias a los hidrocarburos no convencionales extraídos a través de la fractura hidráulica 2,1 millones de empleos y contribuyó en 283.000 millones de dólares a su economía. Asimismo, según un informe se crearán 3,3 millones de nuevos empleos y sumará 468.000 millones de dólares al crecimiento de Estados Unidos al final de la década.

Estos optimistas informes y estimaciones contrastan con los informes negativos a corto y medio plazo de las organizaciones ecologistas que estiman que el irreversible impacto ambiental en forma de contaminación de acuíferos y otros parámetros medioambientales tendrá un coste muy superior a esas cifras.

Junto con el agua se incluye una cierta cantidad de arena para evitar que las fracturas se cierren al detenerse el bombeo, y también se añade en torno a un 0,5-2 % de aditivos, compuestos por entre 3 y 12 aditivos químicos según algunas fuentes cercanas a la industria de fractura hidráulica, si bien otras fuentes cifran y datan varios centenares de productos químicos, algunos de ellos muy tóxicos y cancerígenos cuya función es evitar que el gas y el petróleo se contaminen e impedir la corrosión, entre otras funciones. Sin embargo no es hasta el año 2002 cuando se combina el uso de agua tratada con aditivos que reducen la fricción con la perforación horizontal y la fractura en múltiples etapas.

Respecto al componente inyectado, el porcentaje varía según se lea a las empresas favorables a la fracturación hidráulica ("está basado en un 99,51 % de agua y arena y un 0,49 % de aditivos sostén") o los organismos contrarios a esta técnica ("productos que equivalen a un 2% del volumen de esos fluidos"). Son estos aditivos los que generan más polémica, pues sus detractores afirman que incluyen sustancias tóxicas, alergénicas y cancerígenas, dejando el subsuelo en condiciones irreversibles. Mientras que los defensores de esta técnica de extracción no niegan la existencia y toxicidad de esos aditivos pero aseguran que también se pueden encontrar en elementos de uso doméstico como limpiadores, farmacéuticos, desmaquillantes y plásticos. Su finalidad es generar las vías necesarias para extraer el gas de esquisto, mantener los canales abiertos y preservar a los hidrocarburos para evitar que se degraden durante la operación. En lo que parece haber coincidencia es que se recupera entre un 15 y un 80% de los fluidos introducidos.

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 aditivos. Aunque existe una gran diversidad de compuestos poco convencionales, entre los aditivos más usados se incluyen uno o varios de los siguientes:

- Ácidos: el ácido hidroc্লórico 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 sostenidos en la formación rocosa.
- Ácido cítrico: utilizado para la prevención de la corrosión.
- Isopropanol: incrementa la viscosidad del fluido de fracturación hidráulica.

El producto químico más usado en las instalaciones de fracturación en los Estados Unidos entre 2005 y 2009 fue el metanol, mientras que otros agentes químicos ampliamente usados incluyen el alcohol isopropílico, 2-butoxietanol y el etilenglicol.

Otra repercusión de la extracción de gas de esquisto es un alto índice de ocupación de tierra debido a las plataformas de perforación, las zonas de aparcamiento y maniobra para camiones, equipos, instalaciones de procesamiento y transporte de gas, así como las carreteras de acceso. Con todo, esta situación según las empresas y personas favorables a la fractura hidráulica no genera un inconveniente importante, debido a que la mayoría de las extracciones se hacen en lugares poco habitados y que, al entrar el pozo en producción, sólo queda en la superficie una cañería muy reducida.

## Informe de la EIA

Este informe proporciona una evaluación inicial de los recursos de petróleo de esquisto y actualiza una evaluación previa de los recursos de gas de esquisto, las cuales fueron emitidas en abril de 2011 y en la que se evalúan 137 formaciones en 41 países fuera de Estados Unidos.

La evaluación anterior, también preparada por Advanced Resources International (ARI), fue lanzada como parte de un informe de la Administración de Información de Energía (EIA) titulado *World Shale Gas Resources: una evaluación inicial de 14 regiones fuera de Estados Unidos*.

Como se muestra en la Tabla, las estimaciones en el informe actualizado, toman en conjunto la propia evaluación de EIA de los recursos dentro de los Estados Unidos, e indican los recursos técnicamente recuperables de recursos de petróleo de esquisto y de gas de esquisto en el mundo. La nueva estimación global de los recursos de gas de esquisto es 10 por ciento más de lo estimado en el informe de 2011.

Tabla 1 - Comparación de los informes de 2011 y 2013		
Cobertura informe ARI	Informe 2011	Informe 2013
Número de países	32	41
Número de cuencas	48	95
Número de formaciones	69	137
<b>Recursos técnicamente recuperables, incluidos los Estados Unidos</b>		
El gas de esquisto (trillones de pies cúbicos)	6622	7299
Esquisto / hermeticidad (miles de millones de barriles)	32	345
Nota: El informe de 2011 no incluyó el aceite de esquisto; Sin embargo, el <i>Annual Energy Outlook 2011</i> lo hizo (sólo los EE.UU.) y se incluye aquí para completar.		

Fuente: Informe EIA

Aunque las estimaciones de recursos de esquisto que se presentan en este informe, es probable que cambie con el tiempo, los recursos técnicamente recuperables constituyen una parte sustancial de los recursos de petróleo y gas natural técnicamente recuperables globales generales.

Los recursos de petróleo de esquisto evaluados en este informe, junto con la estimación previa de la EIA de los Estados suman aproximadamente el 11 por ciento de los 3.012 millones de barriles de recursos recuperables no shale técnicamente probadas y no probadas de petróleo detectadas en las evaluaciones recientes.

Los recursos de gas de esquisto evaluados en este informe, junto con la estimación previa de la EIA de los Estados Unidos de recursos de gas de esquisto, se suman aproximadamente el 47 por ciento de los 15.583 billones de pies cúbicos de recursos de gas natural técnicamente recuperables no shale probadas y no probadas.

A nivel mundial, el 32 por ciento de los recursos totales estimadas de gas natural se encuentran en formaciones de esquisto, mientras que el 10 por ciento de los recursos de petróleo estimadas son en pizarra o formaciones cerradas.

Tabla 2 - Recursos no probados técnicamente recuperables de petróleo de esquisto y gas de esquisto en el contexto de los recursos mundiales totales		
	<b>El petróleo crudo (miles de millones de barriles)</b>	<b>Gas natural húmedo (trillones de pies cúbicos)</b>
<b>Fuera de los Estados Unidos</b>		
Petróleo de esquisto y gas de esquisto re- cursos no probadas	287	6634
Otras reservas probadas	1617	6521
Otros recursos no probadas	1230	7296
<b>Total</b>	<b>3134</b>	<b>20451</b>
<b>Aumento de los recursos totales debi- do a la inclusión de aceite de esquisto y gas de esquisto</b>	<b>10%</b>	<b>48%</b>
<b>Esquisto como un porcentaje del total</b>	<b>9%</b>	<b>32%</b>
<b>Estados Unidos</b>		
Gas de reservas probadas EIA esquisto / petróleo de esquisto apretado.	n / A	97
EIA esquisto / aceite apretado y gas de esquisto recursos no probadas	58	567
EIA otras reservas probadas	25	220
EIA otros recursos no probadas	139	1546
<b>Total</b>	<b>223</b>	<b>2431</b>
<b>Aumento de los recursos totales debi- do a la inclusión de aceite de esquisto y gas de esquisto</b>	<b>35%</b>	<b>38%</b>
<b>Esquisto como un porcentaje del total</b>	<b>26%</b>	<b>27%</b>
<b>Total mundial</b>		
Reservas / apretado de petróleo y gas de esquisto demostrado Shale	n / A	97
Shale / aceite apretado y gas de esquisto recursos no probadas	345	7201
Otras reservas probadas	1642	6741
Otros recursos no probadas	1370	8842
<b>Total</b>	<b>3357</b>	<b>22882</b>
<b>Aumento de los recursos totales debi- do a la inclusión de aceite de esquisto y gas de esquisto</b>	<b>11%</b>	<b>47%</b>
<b>Esquisto como un porcentaje del total</b>	<b>10%</b>	<b>32%</b>

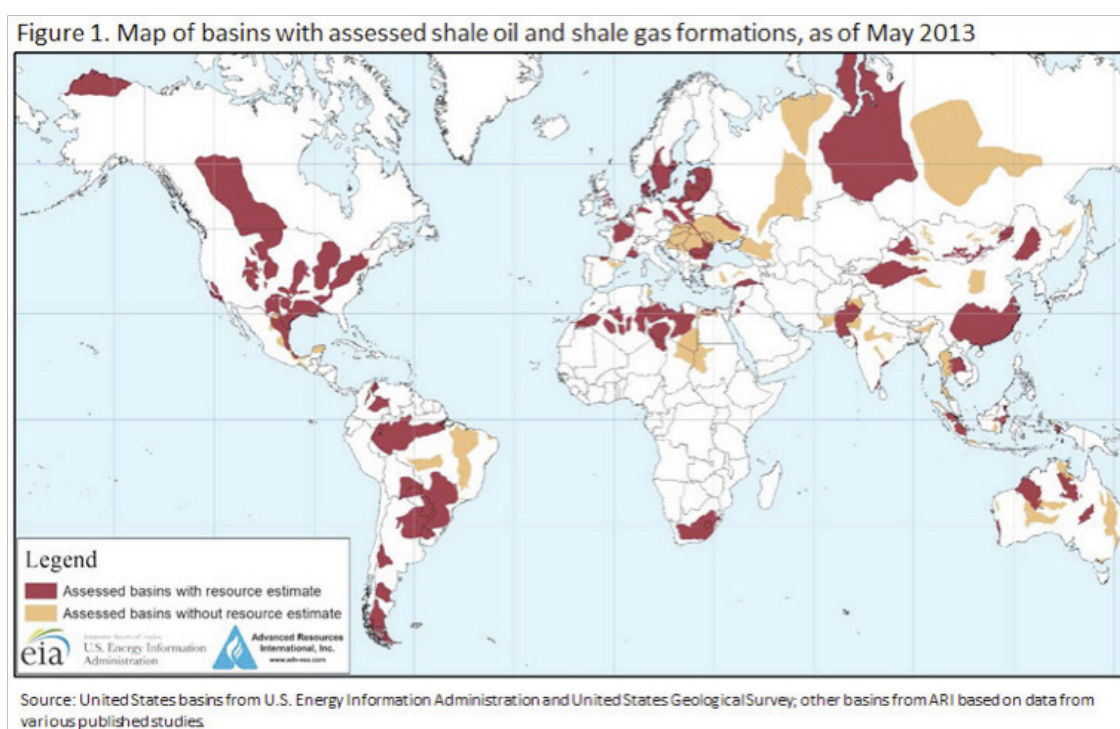
Fuente: Informe EIA

El informe se refiere a las formaciones de esquisto más prospectivos en un grupo de 41 países que demuestran un cierto nivel de promesa a corto plazo y que tienen una cantidad suficiente de datos geológicos para una evaluación de los recursos.

La Figura 1 muestra la ubicación de estas cuencas y las regiones analizadas. La leyenda del mapa indica dos colores diferentes en el mapa del mundo que se corresponden con el ámbito geográfico de esta evaluación:

- Áreas de color rojo representan la ubicación de las cuencas con formaciones de esquisto para el que las estimaciones del petróleo y gas natural en el lugar proporcionaron recursos recuperables. Formaciones de esquisto prospectivos raramente cubren toda una cuenca.
- Áreas coloreadas en naranja representan la ubicación de las cuencas que fueron revisadas, pero para los cuales las estimaciones de recursos de esquisto no se proporcionaron, debido principalmente a la falta de datos necesarios para realizar la evaluación.
- Áreas de color blanco no fueron evaluados en el informe.

Fuente: Informe EIA



Las estimaciones de los recursos de petróleo y gas de esquisto técnicamente recuperables se resumen en las Tablas.

Actualmente, hay esfuerzos en marcha para desarrollar evaluaciones de los recursos de gas de esquisto específicos de cada país más detallados. Un número de agencias federales están proporcionando asistencia a otros países bajo los auspicios del Programa de Gas No Convencional Técnica Engagement (UGTEP) antes conocido como la Iniciativa Global de Gas de esquisto (GSGI), que puso en marcha el Departamento de Estado de Estados Unidos en abril de 2010.

En las Tablas 3 y 4 se proporcionan una lista de los 10 países que sostienen los mayores recursos de shale oil y shale gas en base a esta evaluación de los recursos de esquisto en 41 países y el trabajo previo de la EIA y la USGS para los Estados Unidos.

Tabla 3 - Los 10 países con recursos petroleros de esquisto técnicamente recuperables			
Rango	País	Aceite de esquisto bituminoso (miles de millones de barriles)	
1	Rusia	75	
2	EE.UU. <sup>1</sup>	58	(48)
3	De China	32	
4	Argentina	27	
5	Libia	26	
6	Australia	18	
7	Venezuela	13	
8	México	13	
9	Pakistán	9	
10	Canada	9	
	<b>Total mundial</b>	<b>345</b>	<b>(335)</b>

<sup>1</sup> estimaciones de la EIA utilizados para la orden de clasificación. ARI estima entre paréntesis.

Tabla 4 - Los 10 países con los recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables			
Rango	País	El gas de esquisto (trillones de pies cúbicos)	
1	De China	1115	
2	Argentina	802	
3	Argelia	707	
4	EE.UU. <sup>1</sup>	665	(1161)
5	Canada	573	
6	México	545	
7	Australia	437	
8	Sudáfrica	390	
9	Rusia	285	
10	Brasil	245	
	<b>Total mundial</b>	<b>7299</b>	<b>(7795)</b>

<sup>1</sup> estimaciones de la EIA utilizados para la orden de clasificación. ARI estima entre paréntesis.

Fuente: Informe EIA

Al considerar las implicancias para el mercado de los abundantes recursos de esquisto, es importante distinguir entre un recurso técnicamente recuperable, que es el foco de este informe, y un recurso económicamente recuperable.

**Recursos recuperables técnicamente** representan los volúmenes de petróleo y gas natural que se pudieran producir con la tecnología actual, independientemente de los precios del petróleo y gas natural y los costos de producción.

**Recursos recuperables económicamente** son recursos que se pueden producir de manera rentable en las condiciones actuales del mercado.

La recuperación económica de los recursos de petróleo y gas depende de tres factores:

Los costos de perforación y terminación de pozos, la cantidad de petróleo o gas natural producido a partir

de un pozo promedio durante su vida útil, y los precios recibidos por la producción de petróleo y gas.

La experiencia reciente con el gas de esquisto en los Estados Unidos y otros países sugiere que la recuperación económica puede ser influenciada significativamente por otros factores, así como por la geología.

Las principales ventajas en los Estados Unidos y Canadá que no pueden aplicarse en otros lugares son la propiedad privada de los derechos del subsuelo que proporcionan un fuerte incentivo para el desarrollo; disponibilidad de muchos operadores independientes y de apoyo a los contratistas con experiencia crítica y plataformas de perforación adecuados, preexistente recolección, la infraestructura de ductos; y la disponibilidad de recursos hídricos para el uso en la fracturación hidráulica.

Debido a que han demostrado ser rápidamente extraíble en grandes volúmenes a un costo relativamente bajo, los recursos de petróleo y gas de esquisto han revolucionado la producción de petróleo de Estados Unidos, dado que proporciona el 29 por ciento de la producción total de crudo de Estados Unidos y el 40 por ciento de la producción total de gas natural de Estados Unidos en 2012.

Sin embargo, dada la variación que existe en las distintas formaciones de esquisto en el mundo, en cuanto a su geología, no está aún claro si estos recursos globales de esquisto técnicamente recuperables demostrarán ser económicamente recuperables.

El efecto en el mercado de recursos de esquisto fuera de los Estados Unidos dependerá de sus propios costos de producción, los volúmenes y los precios en boca de pozo.

Por ejemplo, un pozo de potencial de esquisto que cuesta el doble y produce la mitad de la salida de un estadounidense típico bien sería poco probable que retirase fuentes actuales de suministro de petróleo o gas natural.

En muchos casos, incluso las diferencias significativamente menores en los costos, como la productividad, o ambos, puede hacer la diferencia entre un recurso que es un elemento de cambio de mercado y que es económicamente irrelevante a precios actuales de mercado.

A la EIA a menudo se le preguntó acerca de las implicaciones de los abundantes recursos de esquisto de gas natural y los precios del petróleo. Dado que los mercados de gas natural son mucho menos integrados a nivel mundial que los mercados mundiales del petróleo, el rápido crecimiento de la producción de gas de esquisto desde 2006 ha reducido significativamente los precios del gas natural en los Estados Unidos y Canadá en comparación con los precios en otros lugares y con los precios que probablemente habrían prevalecido en ausencia del auge de esquisto.

En cuanto a los precios del petróleo, es importante distinguir entre los efectos a corto plazo y a largo plazo.

El aumento de la producción estadounidense de petróleo crudo en 2012 de 847.000 barriles por día más que en 2011, se debió principalmente a una mayor producción a partir de esquistos y otros recursos reducidos.

Ese aumento es probable que haya tenido un efecto sobre los precios en 2012. A pesar de ese aumento, la capacidad mundial de producción era baja en 2012 respecto a los estándares históricos recientes.

Sin embargo, la situación es algo diferente en un entorno de más largo plazo, en el que tanto las fuerzas de oferta y demanda globales es probable que reduzcan sustancialmente la sensibilidad de los precios del

mercado mundial de petróleo a un aumento de la producción de un determinado país o recurso fuera de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP).

Sin lugar a dudas, importantes volúmenes de producción de petróleo a partir de recursos de esquisto que son económicamente recuperables a precios inferiores a los deseados por los tomadores de decisiones de la OPEP aumentarían el desafío que enfrenta la OPEP en su intento de gestionar los precios del petróleo.

Sin embargo, la magnitud de este reto es probablemente menor que los retos asociados con el posible éxito de algunos de sus propios países miembros a superar los obstáculos derivados de las limitaciones de las discordias internas o externas que han mantenido su producción reciente muy por debajo de los niveles que serían preferidos por gobiernos nacionales.

En última instancia, la posibilidad de impactos significativos de los precios en respuesta a cualquiera de estos posibles desafíos dependerá de la capacidad y la voluntad de otros países miembros de la OPEP para compensar el impacto de una mayor producción en los precios mediante la reducción de su producción o de su inversión en capacidad de producción adicional.

Los esfuerzos para limitar el efecto de los precios de la mayor producción también podrían ser apoyados por el lado de la demanda del mercado en el largo plazo, ya que cualquier período persistente de los precios más bajos alentaría una respuesta a la demanda que tienden a suavizar los efectos de los precios de disminución a largo plazo de aumento de la producción.

Los métodos utilizados para la estimación de recursos de esquisto en el presente informe son similares a los utilizados anteriormente. Debido a que este informe estima los recursos de petróleo de esquisto, por primera vez, se distingue entre las porciones de petróleo y gas natural de la formación de esquisto, que se ha traducido en una parte de algunos de la zona que se asignó previamente como gas natural para ahora ser designado como el petróleo.

Además, en el informe actual se aplica con mayor rigor la metodología de evaluación, tales como el requisito mínimo de un 2 por ciento el contenido orgánico total (TOC), que en este caso reduce las estimaciones de la superficie y de recursos prospectivos para algunas pizarras.

## Los esfuerzos futuros

Si bien el informe actual considera más formaciones de esquisto, de las que se evaluaron en la versión anterior, siguen sin evaluarse muchas formaciones de esquisto prospectivos, como los grandes yacimientos de petróleo situados en el Medio Oriente y la región del Caspio. Nuevas mejoras en la calidad de las evaluaciones y un aumento del número de formaciones evaluadas debería ser posible en el tiempo.

La prioridad de este tipo de trabajo en comparación con otros proyectos posibles, incluyendo los esfuerzos para determinar los posibles costos de la producción de petróleo y gas natural a partir de recursos de esquisto de todo el mundo, tendrá que ser determinada en función de los presupuestos disponibles.

## Contexto adicional

### Desarrollo de recursos de esquisto hasta la fecha

Desde el lanzamiento de 2011 de evaluación del EIA de los recursos de gas natural técnicamente recuperables de formaciones de esquisto, seleccionados en 32 países, el florecimiento de interés en los recursos de

esquisto fuera de los Estados Unidos ha dado lugar a la publicación de más y mejor información sobre la geología de muchas formaciones de esquisto.

Los pozos perforados en formaciones de esquisto en países como Argentina, China, México y Polonia también han ayudado a clarificar sus propiedades geológicas y el potencial productivo.

Por lo tanto, el presente informe incorpora datos geológicos más completos y de mejor calidad en muchas de las formaciones de esquisto examinadas en el primer informe, incluyendo la extensión del área, el grosor, la porosidad, la presión, la falla natural, y el contenido de carbono.

Basado en información geológica actualizada, algunas pocas formaciones de esquisto, que se evaluaron en el informe anterior, han sido dadas de baja.

Se ha hecho evidente, que a partir de los recientes acontecimientos en los Estados Unidos de que las formaciones de esquisto, también pueden producir petróleo crudo, condensados de arrendamiento, y una variedad de líquidos transformados a base de gas natural húmedo.

Por ejemplo, la producción de crudo aumentó en 847.000 barriles por día en 2012, en comparación con 2011, por mucho, el mayor crecimiento en la producción de crudo en cualquier país.

La producción de esquistos representó casi la totalidad de este aumento, que refleja tanto la disponibilidad de recursos recuperables y favorables condiciones anteriores en el terreno para la producción.

El éxito de la inversión de capital y la difusión de tecnologías de petróleo de esquisto y gas de esquisto se ha mantenido hasta las pizarras canadienses.

La producción de petróleo tight de Canadá promedió 291.498 barriles por día en 2012 y su producción de gas de esquisto fue de 0,7 billones de pies cúbicos en 2012.

Ha habido un interés expreso para las actividades de exploración iniciadas en formaciones de esquisto en un número de otros países, entre ellos Argelia, Argentina, Australia, China, India, México, Polonia, Rumania, Rusia, Arabia Saudita, Turquía, Ucrania y el Reino Unido.

Está claro que es importante para los interesados en la evolución de los mercados mundiales de los combustibles líquidos, evaluar la magnitud y el alcance de los recursos recuperables de formaciones de esquisto.

### **Cambios notables en los estimados de gas de esquisto del informe de 2011**

Estimaciones de recursos de gas de esquisto para algunas formaciones fueron revisadas a la baja en el presente informe, incluidos los de la noruega, Cuenca Lubin de Polonia, de Eagle Ford Shale de México en la Cuenca de Burgos, Cuenca Karoo de Sudáfrica, y de China Qiongzhusi esquisto en la cuenca de Sichuan y la Bajar las pizarras del Cámbrico en la cuenca del Tarim.

Como veremos más adelante, estos ajustes, basados en nueva información, en algunos casos, reflejan una estimación reducida de los recursos totales de hidrocarburos, mientras que en otros reflejan la reclasificación de los recursos previamente identificados como de gas natural a la categoría de petróleo crudo o condensado.

Esta discusión no pretende ser exhaustiva, sino más bien ilustrativo de por qué algunas de las estimaciones de recursos de esquisto se redujeron.

La evaluación de shale gas de Noruega cayó de 83 billones de pies cúbicos en 2011 a cero en el informe actual, debido a los decepcionantes resultados obtenidos a partir de tres pozos de Alum Shale perforados por Shell Oil Company en 2011.

La estimación de recursos de gas de esquisto de la Cuenca Lubin de Polonia se redujo de 44 billones de pies cúbicos en el informe de 2011 de 9 billones de pies cúbicos en el presente informe.

La reducción de recursos se debió a la aplicación más rigurosa de la exigencia de que una formación de esquisto tienen al menos un contenido mínimo del 2 por ciento orgánico total (TOC).

La aplicación más rigurosa de los requisitos mínimos de la tabla de contenido, junto con un mejor control de la complejidad estructural, redujo el área prospectiva de 11.660 kilómetros cuadrados a 2.390 kilómetros cuadrados.

Para Polonia en su conjunto, la estimación de recursos de gas de esquisto se redujo desde 187 billones de pies cúbicos en el informe de 2011 a 148 billones de pies cúbicos en el presente informe.

En México, la estimación de recursos de gas de Eagle Ford Shale en la Cuenca de Burgos se redujo desde 454 billones de pies cúbicos en el informe de 2011 a 343 billones de pies cúbicos en el presente informe.

Sobre la base de mejores datos geológicos en relación con la extensión del área de la formación, el área de esquisto prospectivo se redujo de 18.100 millas cuadradas en el informe de 2011 de 17.300 millas cuadradas.

Una parte de los 17.300 kilómetros cuadrados es prospectiva de petróleo, lo que redujo el área potencial para el gas natural.

En conjunto, estos cambios dieron lugar a una estimación de recursos de gas de esquisto más baja para la formación Eagle Ford en la Cuenca de Burgos, al tiempo que añade los recursos petroleros.

En Sudáfrica, el área potencial para las tres formaciones de esquisto en la cuenca del Karoo se redujo en un 15 por ciento a partir de 70.800 kilómetros cuadrados a 60.180 kilómetros cuadrados.

Esta reducción en el área prospectiva fue en gran parte responsable de la estimación inferior de recursos sudafricanos de gas de esquisto que se muestra en este informe.

La tasa de recuperación del Whitehill esquisto y estimación de recursos también se redujeron debido a la complejidad geológica causada por intrusiones ígneas en esa formación.

Para Sudáfrica en su conjunto, la estimación de recursos de gas de esquisto se redujo desde 485 billones de pies cúbicos en el informe de 2011 a 390 billones de pies cúbicos en el presente informe.

En China, una mejor información sobre el contenido orgánico total y la complejidad geológica resultó en una reducción de los recursos de gas de esquisto en la formación Qiongzhusi en la cuenca de Sichuan y las pizarras del Cámbrico Inferior en la Cuenca del Tarim.

La estimación de recursos de gas de esquisto Qiongzhusi se redujo desde 349 billones de pies cúbicos en el informe de 2011 hasta 125 billones de pies cúbicos en el presente informe.

La estimación más baja como resultado del área de prospectiva se redujo de 56.875 kilómetros cuadrados a 6.500 kilómetros cuadrados. Del mismo modo, el área prospectiva de las pizarras del Cámbrico Inferior se redujo de 53.560 kilómetros cuadrados en 2011 a 6.520 millas cuadradas en el presente informe, lo que resulta en una reducción en la estimación de gas de esquisto desde 359 billones de pies cúbicos en 2011.

Para China en su conjunto, la estimación de recursos de gas de esquisto se redujo de 1.275 billones de pies cúbicos en el informe de 2011 a 1.115 billones de pies cúbicos en el presente informe.

## Metodología

Las formaciones de esquisto evaluadas en este informe fueron seleccionadas por una combinación de factores que incluyen la disponibilidad de los datos, a nivel de dependencia del país a las importaciones de gas natural, observaciones de grandes formaciones de esquisto, y las observaciones de las actividades de las empresas y los gobiernos dirigidos al desarrollo de recursos de esquisto.

Las Formaciones de esquisto se excluyeron del análisis si se daba una de las siguientes condiciones:

- (1) las características geofísicas de la formación de esquisto no se conocen;
- (2) el contenido medio de carbono total es menos de 2 por ciento;
- (3) la profundidad vertical está a menos de 1.000 metros (3.300 pies) o superior a 5.000 metros (16.500 pies), o
- (4) Existen relativamente grandes recursos de petróleo o gas natural sin desarrollar.

El factor de éxito representa la probabilidad que se espera de que una porción de la formación tenga petróleo y las tasas de flujo de gas natural.

El factor de recuperación tiene en cuenta la capacidad de la tecnología actual para producir petróleo y gas natural de formaciones con características geofísicas similares.

Las tasas de recuperación de petróleo de esquisto se desarrollaron, haciendo coincidir las características geofísicas de una formación de esquisto de US análogos de petróleo de esquisto. La estimación resultante se conoce como tanto el petróleo y gas natural en el lugar y el recurso técnicamente recuperable. Las tareas específicas realizadas para aplicar la evaluación incluyen:

1. Llevar a cabo un examen preliminar de la cuenca y seleccionar las formaciones de esquisto que se deben evaluar.
2. Determinar la extensión del área de las formaciones de esquisto dentro de la cuenca y estimar su espesor total, además de otros parámetros.
3. Determinar el área prospectiva considera probable que sea adecuada para el desarrollo basado en la profundidad, calidad de la roca, y la aplicación de la opinión de expertos.
4. Establecer y aplicar un factor de éxito formado por dos partes. La primera parte es un factor de probabilidad de éxito la formación que tenga en cuenta los resultados de la actividad actual de gas de petróleo de esquisto y la pizarra como un indicador de lo mucho que se conoce o desconoce acerca de la formación de esquisto. La segunda parte es un factor de éxito del área potencial que tiene en cuenta un conjunto de factores (por ejemplo, la complejidad geológica y la falta de acceso) que podrían limitar las porciones del área potencial de desarrollo.
5. Para el petróleo de esquisto, identificar a los esquistos estadounidenses que mejor se adapten a las

características geofísicas de la formación de aceite de esquisto extranjera para calcular el factor de recuperación en lugar del petróleo. Para el gas de esquisto, determinar el factor de recuperación basado en la complejidad geológica, tamaño de poro, la presión de formación, y el contenido de arcilla, el último de los cuales determina la capacidad de una formación que se fracturó hidráulicamente. La fase gaseosa de cada formación incluye el gas natural seco, gas natural asociado, o gas natural húmedo. Por lo tanto, las estimaciones de los recursos de gas de esquisto en este informe incluyen implícitamente los hidrocarburos húmedos.

6. Recursos técnicamente recuperables: representan los volúmenes de petróleo y gas natural que se pudieran producir con la tecnología actual, independientemente de los precios del petróleo y gas natural y los costos de producción. Los Recursos técnicamente recuperables se determinan multiplicando el petróleo en el lugar o el gas natural por un factor de recuperación.

Con base en la experiencia de producción de esquisto en los Estados Unidos, los factores de recuperación utilizados en este informe, para el gas de esquisto en general oscilaron entre el 20 por ciento a 30 por ciento, con valores tan bajos como el 15 por ciento y hasta el 35 por ciento que se aplica en casos excepcionales.

Debido a la viscosidad y las fuerzas capilares de petróleo, el mismo no fluye a través de fracturas de roca tan fácilmente como gas natural. En consecuencia, los factores de recuperación de petróleo de esquisto son generalmente más bajos de lo que son para el gas de esquisto, que van desde un 3 por ciento al 7 por ciento del lugar en petróleo con casos excepcionales de ser tan alto como 10 por ciento o tan bajo como el 1 por ciento.

Se selecciona el factor de recuperación basado en los Estados Unidos, de tasas de recuperación de la producción, dada una serie de factores que incluyen la mineralogía, la complejidad geológica, y un número de otros factores que afectan a la respuesta de la formación geológica a la aplicación de la mejor tecnología de recuperación de gas de esquisto práctica.

Dado que la mayoría de los pozos de esquisto de petróleo y gas de esquisto tienen sólo unos pocos años, todavía hay una considerable incertidumbre en cuanto a la vida esperada de pozos de esquisto de US y de su recuperación definitiva.

Las tasas de recuperación utilizados en este análisis se basan en una extrapolación de la producción del pozo de esquisto de más de 30 años.

Debido a que las características geofísicas de un esquisto varían significativamente a lo largo de la formación, y la adaptación analógica nunca es exacta, no se puede tener la firme resolución del potencial de recursos de una formación de esquisto, hasta que se realicen las pruebas de producción extensiva así a través de la formación.

### **Exclusiones clave**

Además de la distinción clave entre los recursos técnicamente recuperables y los recursos económicamente recuperables, que ya se ha discutido con cierta extensión, hay un número de factores adicionales fuera del alcance de este informe que debe ser considerado en el uso de sus resultados como base para las proyecciones de la producción futura. Se hicieron varias otras exclusiones de este informe para simplificar, cómo también se hicieron evaluaciones para mantener el trabajo a un nivel consistente con el financiamiento disponible.

Algunas de las exclusiones clave de este informe incluyen:

- Petróleo Tight producido a partir de formaciones de baja permeabilidad de la piedra arenisca y de carbonato, que a menudo se pueden encontrar junto a formaciones de esquisto de petróleo. La evaluación de esas formaciones estaba más allá del alcance de este informe.
- Metano en capas de carbón y gas natural tight y otros recursos de gas natural que puedan existir dentro de estos países también fueron excluidos de la evaluación.
- Formaciones señaladas sin una estimación de recursos, lo que dio cuando fueron juzgados los datos sean insuficientes para proporcionar una estimación útil. Incluyendo formaciones de esquisto adicionales probablemente aumentarían el recurso estimado.
- Países fuera del alcance del informe, la inclusión de los cuales probablemente podría añadir a los recursos estimados en formaciones de esquisto. Se reconoce que existen lutitas potencialmente productivas en la mayoría de los países de Oriente Medio y la región del Caspio, incluyendo aquellos que sostienen importantes recursos de petróleo y gas natural no shale.
- Porciones offshore de petróleo de esquisto evaluado y se excluyeron las formaciones de gas de esquisto, al igual que las formaciones de gas y petróleo de esquisto situados enteramente en alta mar.

# La experiencia de Estados Unidos de esquisto y el desarrollo internacional de esquisto

Este informe trata lutas no estadounidenses como si fueran homogéneas en toda la formación. Si la experiencia de Estados Unidos en la productividad de los pozos de esquisto se replica en otras partes del mundo, entonces se esperaría que las formaciones de esquisto en otros países demostrarán una gran heterogeneidad, en el que las características geofísicas varían mucho en distancias cortas de unos 1000 pies o menos.

La heterogeneidad del Esquisto en distancias cortas se demostró en un artículo reciente que muestra que el petróleo y el rendimiento de la producción de gas natural varía considerablemente entre las etapas fracturados de un lateral horizontal y que un importante número de etapas fracturadas no producen el petróleo o el gas natural; en algunos casos, hasta 50 por ciento de las etapas fracturados no son productivas.

“... Un estudio incluyendo los registros de producción de 100 pozos horizontales mostró una enorme discrepancia en la producción entre los clusters de perforación, que es probablemente debido a la heterogeneidad de roca.”

Una razón por la que se emplean en los Estados Unidos de 3000-a-5000 pies laterales horizontales, es aumentar la probabilidad de que una parte del lateral horizontal será lo suficientemente productiva para hacer el pozo rentable.

Debido a la heterogeneidad de la roca de esquisto en distancias cortas, la productividad de pozos vecinos varía significativamente, y la productividad de los pozos a través de la formación varía aún más.

La productividad de la formación también varía según la profundidad. Por ejemplo, los pozos de esquisto de Bakken miembro superior son menos productivos que los pozos de esquisto de Bakken Baja miembros.

La heterogeneidad también significa que algunas zonas a través de la formación de esquisto pueden tener pozos relativamente de alta productividad (también conocido como puntos dulces), mientras que los pozos en otras regiones tienen productividades proporcionalmente inferiores.

Sin embargo, debido a que la productividad también varía significativamente de pozos ubicados en el mismo barrio, un único ensayo, no puede establecer la productividad de una formación o incluso la productividad dentro de su vecindad inmediata. Esto complica la fase de exploración del desarrollo de un esquisto porque una empresa tiene que sopesar el costo de la perforación de un número suficiente de pozos para determinar la variación local en la productividad del pozo contra el riesgo de que después de la perforación de suficientes pozos, la formación en régimen de arrendamiento de la empresa todavía resulta ser rentable.

Para aquellas pizarras extranjeras que se espera que tengan las dos porciones de gas-propensa y petroleras propensos naturales, la heterogeneidad de formación significa que podría haber una zona de transición extendida a través de una formación de esquisto de ser la totalidad o en su mayoría gas natural para ser en su mayoría de petróleo.

El mejor ejemplo de esta transición gradual y ampliada a partir de gas natural a petróleo se encuentra en Eagle Ford Shale en Texas, donde la distancia entre los de sólo gas y sobre todo los de petróleo están separados por 20 a 30 millas, dependiendo en la ubicación. Esta zona de transición es importante por dos razones.

En primer lugar, la mezcla de producción de un pozo de petróleo, gas natural y líquidos de gas natural puede tener un impacto sustancial en la rentabilidad de ese bien tanto por los diferentes precios asociados a cada componente como porque los líquidos tienen múltiples opciones de transporte (camión, tren, barcaza, tuberías), mientras que grandes volúmenes de gas natural son sólo económicos de transportar por gasoductos.

Debido a que muchos países tienen grandes depósitos de gas natural que también exceden la capacidad del mercado interno de consumo (por ejemplo, Qatar), el gas de esquisto no tiene ningún valor para el productor si no está conectado a un gasoducto de exportación, o a una terminal de GNL, que haya sido construida para transportar el gas natural a un país con un mercado de consumo más grande.

En segundo lugar, la producción de petróleo de esquisto requiere que al menos del 15 al 25 por ciento de los fluidos de los poros sea en forma de gas natural, de modo que haya suficiente gas de expansión para conducir el petróleo hacia el pozo de calibre.

En ausencia de gas natural para proporcionar una unidad de depósito, la producción de petróleo de esquisto es problemática y potencialmente poco rentable con una tasa de producción baja.

En consecuencia, la actividad de perforación del productor de petróleo de esquisto en el Eagle Ford, está orientada sobre la parte de condensado rica de la formación, en lugar de aquellas porciones que tienen una proporción mucho mayor de petróleo y proporcionalmente menos gas natural.

La heterogeneidad de la formación de Esquisto también confunde un poco, para los procesos de probar enfoques alternativos de terminación de pozo para determinar qué enfoque maximiza los beneficios.

Esto debido a la variación potencial en la productividad vecina del pozo, que no siempre está claro si un cambio en el diseño de la terminación es responsable del cambio en la productividad del pozo.

Incluso una muestra de gran tamaño bien podría no resolver el problema de manera concluyente, dado que la actividad de perforación se mueve a través de las áreas de productividad inherentemente superiores e inferiores.

La heterogeneidad también afecta a la determinación definitiva del potencial de recursos de la formación, debido a que las empresas tratan de identificar y producir de las zonas de alta productividad en primer lugar, la tendencia es que los productores concreten sus esfuerzos en aquellas partes de la formación que parecen ser altamente productiva, con la exclusión de gran parte del resto de la formación. Por ejemplo, sólo alrededor del 1 por ciento de la pizarra de Marcellus ha sido probada para producción.

Por lo tanto, gran parte de la formación de esquisto podrían permanecer sin probar durante varias décadas o más tiempo, durante el cual el potencial de recursos de la formación podría permanecer incierto.

# Los hidrocarburos no convencionales en Argentina según el informe de la EIA

Argentina tiene gas de esquisto de clase mundial y el potencial de petróleo de esquisto - posiblemente al exterior de U.S más prospectivo de América del Norte - primordialmente en la Cuenca de Neuquén. Existe un potencial adicional de recursos de esquisto en otras tres cuencas sedimentarias aún no probados.

Están en marcha programas de exploración significativos y la producción comercial en etapa temprana en la cuenca de Neuquén por YPF principalmente, Apache, EOG, ExxonMobil, Total y las empresas más pequeñas.

En esta cuenca se encuentran Pizarras gruesas, ricas en materia orgánica marina depositadas en las formaciones Los Molles y Vaca Muerta, que han sido probadas por aproximadamente 50 pozos hasta la fecha del informe, con mayormente buenos resultados.



Los pozos de esquisto verticales están produciendo a tasas iniciales de 180 a 600 bbl / día, con normalmente estimulación de fractura de 5 etapas. Los pozos horizontales también se están probando aunque los resul-

tados iniciales no han sido alentadores uniformemente.

Las lutitas del Cretácico en la cuenca del Golfo San Jorge y Austral en el sur de Argentina también tienen un buen potencial, aunque con un mayor contenido de arcilla lo cual puede suponer un riesgo en estos depósitos lacustres.

Las lutitas del Devónico marino depositados en la cuenca del Paraná son prospectivas sobre un área limitada del noreste de Argentina.

Argentina tiene un estimado de 802 billones de pies cúbicos, el gas de esquisto se estima en 3.244 billones de pies cúbicos de recursos de gas de esquisto técnicamente recuperables. Los recursos de petróleo de esquisto se estiman en 480 mil millones de barriles, de los cuales cerca de 27 millones de barriles de petróleo de esquisto pueden ser técnicamente recuperables.

Fuente: Informe EIA

**Table V-1A. Shale Gas Reservoir Properties and Resources of Argentina**

Basic Data	Basin/Gross Area		Neuquen (66,900 mi <sup>2</sup> )					
	Shale Formation		Los Molles			Vaca Muerta		
	Geologic Age		M. Jurassic			U. Jurassic - L. Cretaceous		
	Depositional Environment		Marine			Marine		
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		2,750	2,380	8,140	4,840	3,270	3,550
	Thickness (ft)	Organically Rich	800	800	800	500	500	500
		Net	300	300	300	325	325	325
	Depth (ft)	Interval	6,500 - 9,500	9,500 - 13,000	13,000 - 16,400	3,000 - 9,000	4,500 - 9,000	5,500 - 10,000
Average		8,000	11,500	14,500	5,000	6,500	8,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		2.0%	2.0%	2.0%	5.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	2.20%	0.85%	1.15%	1.50%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )		49.3	118.0	190.1	66.1	185.9	302.9
	Risked GIP (Tcf)		67.8	140.4	773.8	192.0	364.8	645.1
	Risked Recoverable (Tcf)		8.1	35.1	232.1	23.0	91.2	193.5

**Table V-2B. Shale Gas Reservoir Properties and Resources of Argentina**

Basic Data	Basin/Gross Area		San Jorge (46,000 mi <sup>2</sup> )			
	Shale Formation		Aguada Bandera		Pozo D-129	
	Geologic Age		U. Jurassic - L. Cretaceous		L. Cretaceous	
	Depositional Environment		Lacustrine		Lacustrine	
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		8,380	920	540	4,120
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,600	1,200	1,200	1,200
		Net	400	420	420	420
	Depth (ft)	Interval	6,500 - 16,000	6,600 - 8,000	8,000 - 10,000	10,000 - 16,400
Average		13,000	7,300	9,000	12,000	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Normal	Normal	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		2.2%	2.0%	2.0%	2.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		3.00%	0.85%	1.15%	2.00%
	Clay Content		Med./High	Med./High	Med./High	Med./High
Resource	Gas Phase		Dry Gas	Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )		151.7	41.2	103.4	163.3
	Risked GIP (Tcf)		254.2	9.1	13.4	161.5
	Risked Recoverable (Tcf)		50.8	0.5	2.0	32.3

Table V-3C. Shale Gas Reservoir Properties and Resources of Argentina

Basic Data	Basin/Gross Area		Austral-Magallanes (65,000 mi <sup>2</sup> )			Parana (747,000 mi <sup>2</sup> )	
	Shale Formation		L. Inoceramus-Magnas Verdes			Ponta Grossa	
	Geologic Age		L. Cretaceous			Devonian	
	Depositional Environment		Marine			Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		4,620	4,600	4,310	270	2,230
	Thickness (ft)	Organically Rich	800	800	800	400	400
		Net	400	400	400	200	200
	Depth (ft)	Interval	6,600 - 11,000	9,000 - 14,500	11,500 - 16,400	9,000 - 10,000	10,000 - 11,500
Average		8,000	11,500	13,500	9,500	10,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Slightly Overpress.	Slightly Overpress.	Slightly Overpress.	Normal	Normal
	Average TOC (wt. %)		3.5%	3.5%	3.5%	2.0%	2.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	1.60%	1.15%	1.40%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Gas Phase		Assoc. Gas	Wet Gas	Dry Gas	Wet Gas	Dry Gas
	GIP Concentration (Bcf/mi <sup>2</sup> )		32.5	113.8	155.9	34.9	56.9
	Risked GIP (Tcf)		67.5	235.6	302.4	1.1	15.2
	Risked Recoverable (Tcf)		6.8	47.1	75.6	0.2	3.0

Table VI-2A. Shale Oil Reservoir Properties and Resources of Argentina

Basic Data	Basin/Gross Area		Neuquen (66,900 mi <sup>2</sup> )			
	Shale Formation		Los Molles		Vaca Muerta	
	Geologic Age		M. Jurassic		U. Jurassic - L. Cretaceous	
	Depositional Environment		Marine		Marine	
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		2,750	2,380	4,840	3,270
	Thickness (ft)	Organically Rich	800	800	500	500
		Net	300	300	325	325
	Depth (ft)	Interval	6,500 - 9,500	9,500 - 13,000	3,000 - 9,000	4,500 - 9,000
Average		8,000	11,500	5,000	6,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.	Highly Overpress.
	Average TOC (wt. %)		2.0%	2.0%	5.0%	5.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	0.85%	1.15%
	Clay Content		Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Oil Phase		Oil	Condensate	Oil	Condensate
	OIP Concentration (MMbbl/mi <sup>2</sup> )		36.4	9.2	77.9	22.5
	Risked OIP (B bbl)		50.0	11.0	226.2	44.2
	Risked Recoverable (B bbl)		3.00	0.66	13.57	2.65

Table VI-2B. Shale Oil Reservoir Properties and Resources of Argentina

Basic Data	Basin/Gross Area		San Jorge (46,000 mi <sup>2</sup> )		Austral-Magallanes (65,000 mi <sup>2</sup> )		Parana (747,000 mi <sup>2</sup> )
	Shale Formation		Pozo D-129		L. Inoceramus-Magnas Verdes		Ponta Grossa
	Geologic Age		L. Cretaceous		L. Cretaceous		Devorian
	Depositional Environment		Lacustrine		Marine		Marine
Physical Extent	Prospective Area (mi <sup>2</sup> )		920	540	4,620	4,600	270
	Thickness (ft)	Organically Rich	1,200	1,200	800	800	400
		Net	420	420	400	400	200
	Depth (ft)	Interval	6,600 - 8,000	8,000 - 10,000	6,600 - 11,000	9,000 - 14,500	9,000 - 10,000
Average		7,300	9,000	8,000	11,500	9,500	
Reservoir Properties	Reservoir Pressure		Normal	Normal	Slightly Overpress.	Slightly Overpress.	Normal
	Average TOC (wt. %)		2.0%	2.0%	3.5%	3.5%	2.0%
	Thermal Maturity (% Ro)		0.85%	1.15%	0.85%	1.15%	1.20%
	Clay Content		Med./High	Med./High	Low/Medium	Low/Medium	Low/Medium
Resource	Oil Phase		Oil	Condensate	Oil	Condensate	Condensate
	OIP Concentration (MMbbl/mi <sup>2</sup> )		63.7	20.3	48.4	14.8	8.1
	Risked OIP (B bbl)		14.1	2.6	100.6	30.6	0.3
	Risked Recoverable (B bbl)		0.42	0.08	5.03	1.53	0.01

Como se dijo anteriormente y puede observarse en los cuadros precedentes, Argentina tiene grandes recursos y potencialmente de alta calidad de gas de esquisto y petróleo en cuatro cuencas sedimentarias principales, a saber:

- **Cuenca Neuquina:** El objetivo principal de la exploración de esquisto en Argentina, unos 50 pozos verticales perforados en su mayoría desde 2010, indica un buen potencial de producción en Los Molles y especialmente Vaca Muerta, en edad jurásica.
- **Cuenca del Golfo San Jorge:** Contiene en su mayoría rocas generadoras de esquisto lacustre del Jurásico al Cretácico, esta cuenca no está probada pero tienen perspectivas, sobre todo para los recursos de gas de esquisto en un área estructuralmente simple.
- **Cuenca Austral:** Conocida como la Cuenca de Magallanes en Chile, la Cuenca Austral en el sur de Argentina contiene esquisto negro-marinos depositados en el Cretácico Inferior, considerada una de las principales roca madre en la cuenca.
- **Cuenca del Paraná:** Aunque más extensa ya que abarca Brasil y Paraguay, Argentina tiene una pequeña zona de la cuenca del Paraná con potencial de esquisto negro Devónico. El ajuste estructural es simple pero la cuenca está en parte oscurecida en la superficie por basaltos de inundación, aunque son menos frecuentes en Argentina que en Brasil.

## Cuenca Neuquina

### Marco Geológico

Situado en el centro-oeste de Argentina, la cuenca de Neuquén contiene estratos del Triásico Tardío al Cenozoico temprano que fueron depositados en un ajuste.

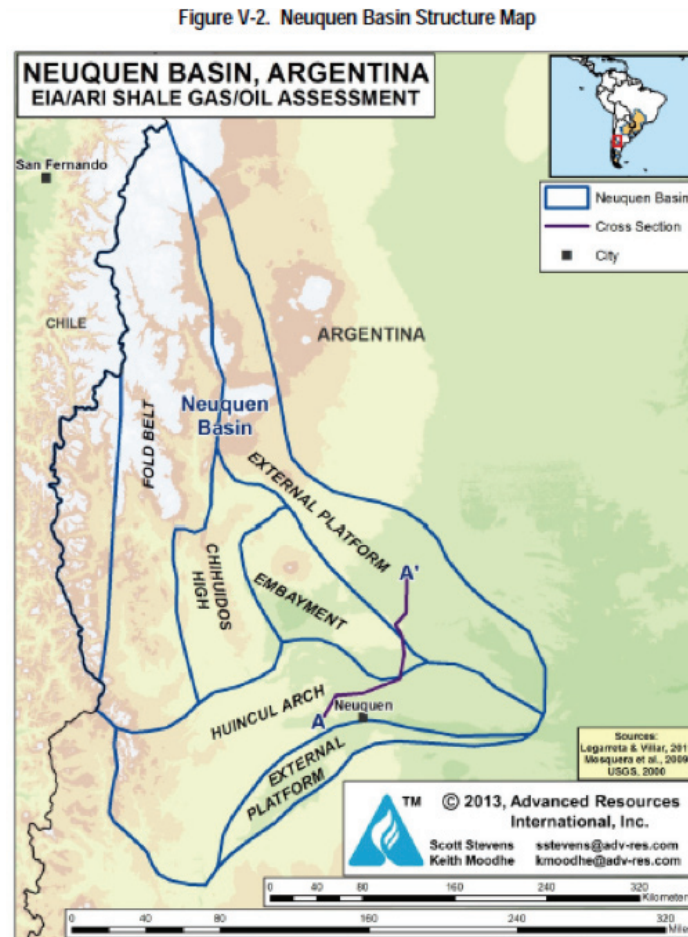
La cuenca está bordeada en el oeste por la Cordillera de los Andes y al este y sureste con la cuenca del Colorado y patagónica Macizo del Norte.

La secuencia sedimentaria excede 22,000 pies de espesor, que comprende carbonato, evaporitas, y rocks siliciclásticas marina.

En comparación con la parte occidental que empujó de la cuenca, el centro de Neuquén es profundo y estructuralmente menos deformado.

Existen importantes cantidades de petróleo y gas, en área de producción de areniscas convencionales y tight.

Fuente: Informe EIA



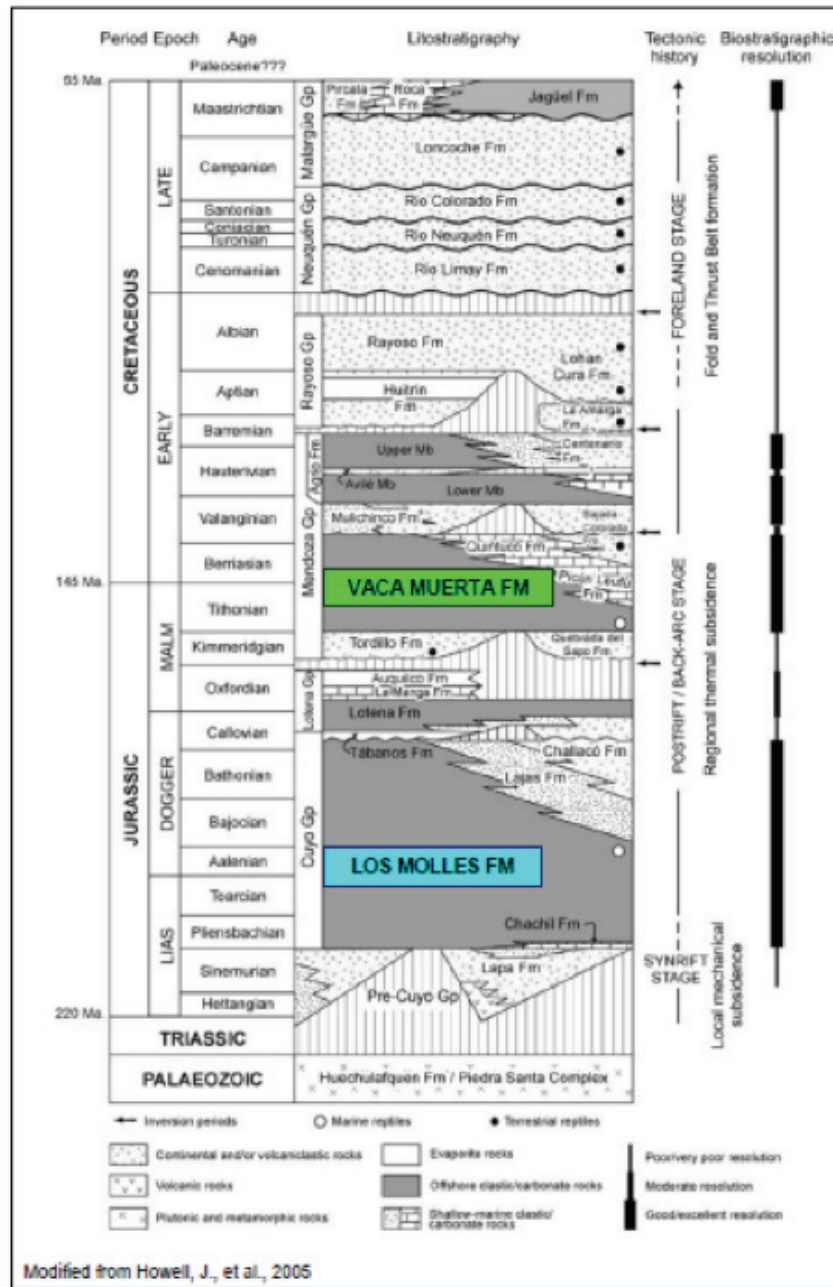
Source: ARI, 2013.

Fuente: Informe EIA

La estratigrafía de la cuenca neuquina se muestra en la Figura V-3, Son de interés particular para la explotación las lutitas del Jurásico Medio de la formación Los Molles y el cretácico tardío de la formación Vaca Muerta.

Estas dos gruesas secuencias marinas de aguas profundas proceden la mayor parte de los campos de petróleo y gas en la cuenca y se consideran los objetivos principales para el desarrollo de gas de esquisto.

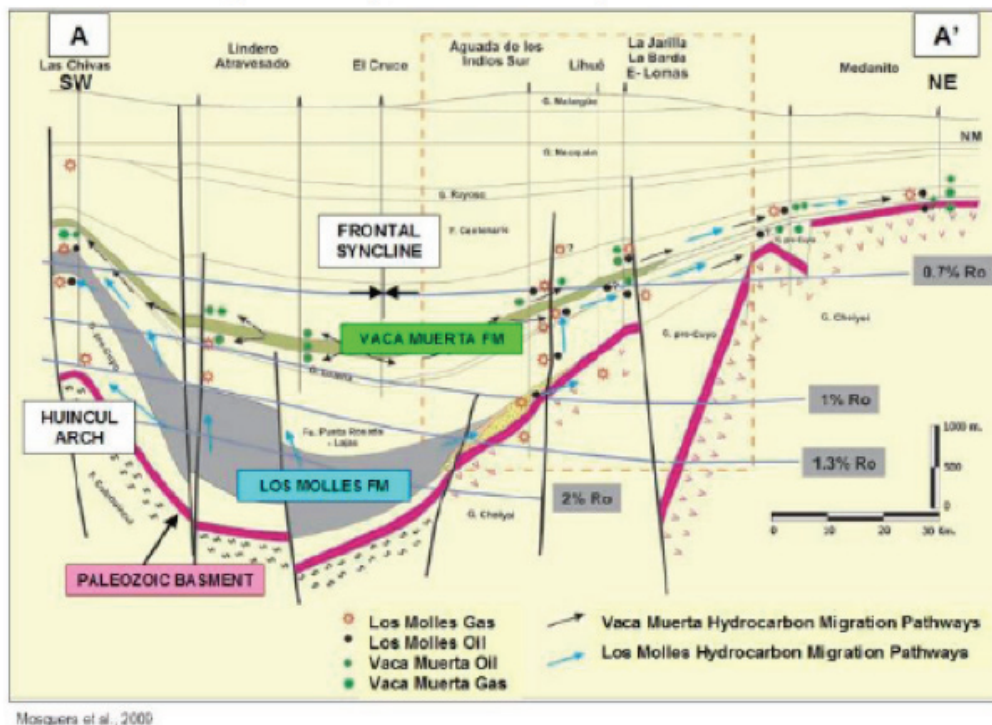
Figure V-3: Neuquen Basin Stratigraphy.



Source: Howell et al., 2005.

Fuente: Informe EIA

Figure V-4: Neuquen Basin SW-NE Regional Cross Section



Fuente: Informe EIA

**Esquisto Vaca Muerta.** El Jurásico Superior al Cretácico Inferior (Titiánico-Berriasiense) de esquisto de la Formación Vaca Muerta se considera las rocas de fuente primaria para la producción de petróleo convencional en la Cuenca Neuquina.

El esquisto Vaca Muerta consiste esquisto estratificado, negro y gris oscuro y litográfica cal-mudstone que asciende a 200 a 1.700 pies de ancho.

El esquisto marino, rico en materia orgánica se deposita en el ambiente de oxígeno reducido y contiene kerógeno de tipo II. Aunque un poco más delgado que la formación Los Molles, el esquisto Vaca Muerta tiene mayor TOC y está más extendido en toda la cuenca.

La formación Vaca Muerta se espesa desde el sur y el este hacia el norte y el oeste, desde más de 700 metros de espesor en la Profundidad del centro de la cuenca, abarca desde el afloramiento cerca de la cuenca bordes a más de 9.000 metros de profundidad en el centro .

La Formación Vaca Muerta en general es más rica en TOC de la Formación Los Molles. Los datos TOC disponibles son escasos y fueron derivados de pozos de betún y las venas de la muestra de las minas en el norte.

Estas asfaltitas son muy ricas en carbono orgánico, lo que aumenta hacia el norte hasta un máximo de 14,2%.

En el sur, los datos TOC asignados oscilan desde 2,9 hasta 4,0%. De TOC de hasta el 6,5% se informa en las unidades de esquistos bituminosos inferiores de Vaca Muerta.

Si bien la Formación Vaca Muerta está presente en gran parte de la cuenca de Neuquén, sus cambios de madurez térmica, aumentan de este a oeste. La Figura V-4 es una sección transversal de Vaca Muerta que ilustra las regiones de petróleo y gas de esta formación.

La formación Vaca Muerta tiene tres áreas prospectivas distintas de hidrocarburos en la Cuenca Neuquina. La ventana de madurez térmica del área prospectiva tiene una superficie de aproximadamente 4.840 km<sup>2</sup>; la ventana de gas húmedo cubre 3.270 km<sup>2</sup>; y la ventana de gas seco cubre 3,550 km<sup>2</sup>.

Los recursos técnicamente recuperables de gas de esquisto y esquisto de petróleo dentro de la Formación Los Molles de la Cuenca Neuquina se estiman en 275 billones de pies cúbicos de gas de esquisto y 3,7 millones de barriles de petróleo de esquisto y condensado.

La Formación Los Molles tiene de moderada a altas concentraciones de recursos de 49 a 190 millones de pies cúbicos / km<sup>2</sup> para el gas de esquisto y 9 hasta 36 millones de bbl / km<sup>2</sup> para el petróleo de esquisto, según la ventana de madurez térmica.

La formación Vaca Muerta tiene recursos de petróleo y gas de esquisto técnicamente recuperables de 308 Tcf de gas y 16 mil millones de barriles de petróleo y condensado.

La formación Vaca Muerta tiene concentraciones altas a muy alta de recursos de 66 a 303 millones de pies cúbicos / km<sup>2</sup> para el gas de esquisto y 23 a 78 millones de bbl / km<sup>2</sup> para el aceite de esquisto, en función de ventana de madurez térmica.

## Innovación en energías renovables

La relevancia que ha tomado la energía generada por fuentes renovables en todo el mundo ha sido significativa ya que creció un 8,3 % en 2013 hasta llegar a un 22 % de la producción total y los empleos generados por este sector aumentaron un 14 %, hasta alcanzar los 6,5 millones, según un informe divulgado por la organización Renewable Energy Policy Network for the 21st Century (REN21), el cual también señala que en 2013, el mundo desarrolló una capacidad récord de generación de energía de fuentes renovables de 1.560 gigavatios.

El número de economías emergentes con políticas tendientes a la incorporación de energías renovables se ha multiplicado por seis en los pasados ocho años.

En la actualidad, según se desprende del informe, 95 países en desarrollo, tienen políticas y objetivos de producción de energías renovables.

También el informe señala que en la actualidad son las políticas de esos países en desarrollo las que están permitiendo que la generación de energía procedente de fuentes renovables siga en aumento, lo que contrasta "con reducciones de apoyo retroactivo en algunos países europeos y Estados Unidos".

Otros datos de interés planteados destacan que la energía hidroeléctrica aumentó un 4 % en 2013 hasta alcanzar alrededor de 1.000 gigavatios, mientras que otras energías renovables crecieron casi un 17 % hasta 560 gigavatios.

En 2013, por primera vez, se añadió más capacidad de generación de energía solar que eólica a pesar de una reducción de casi un 22 % en las inversiones mundiales en la primera fuente de energía con respecto a las cifras de 2012.

El mercado de energía solar tuvo un año récord en capacidad de generación al añadir alrededor de 38 gigavatios de capacidad para alcanzar los 138 gigavatios.

Es dable destacar que tanto China, Estados Unidos, Brasil, Canadá y Alemania fueron los principales países en capacidad total instalada de energía renovable.

Un dato interesante es que China, por primera vez la capacidad de energías renovables sobrepasó la de nuevos combustibles fósiles y la energía nuclear. Y Uruguay, Mauricio y Costa Rica se situaron entre los principales países en inversiones en nuevas energías renovables en relación a su producto interior bruto (PIB) anual.

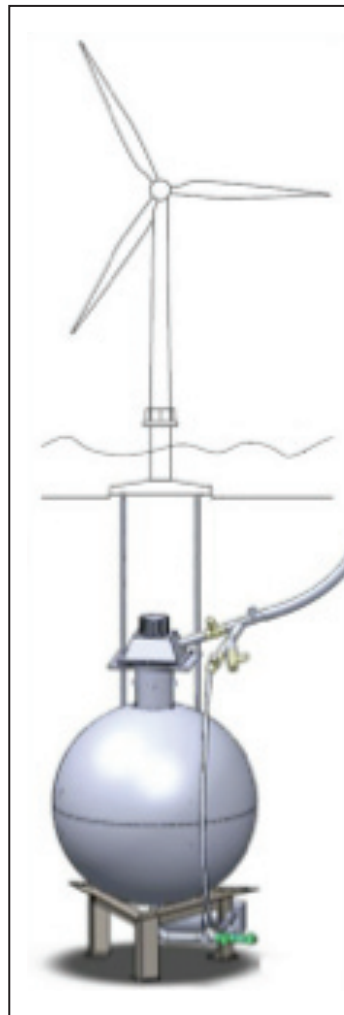
Es por ello y dada la relevancia que están teniendo estos recursos dentro de la matriz energética mundial, que a continuación se procederá a relevar de publicaciones de divulgación científica (por ej: <http://www.fierasdelaingenieria.com/>), los principales avances en este campo.

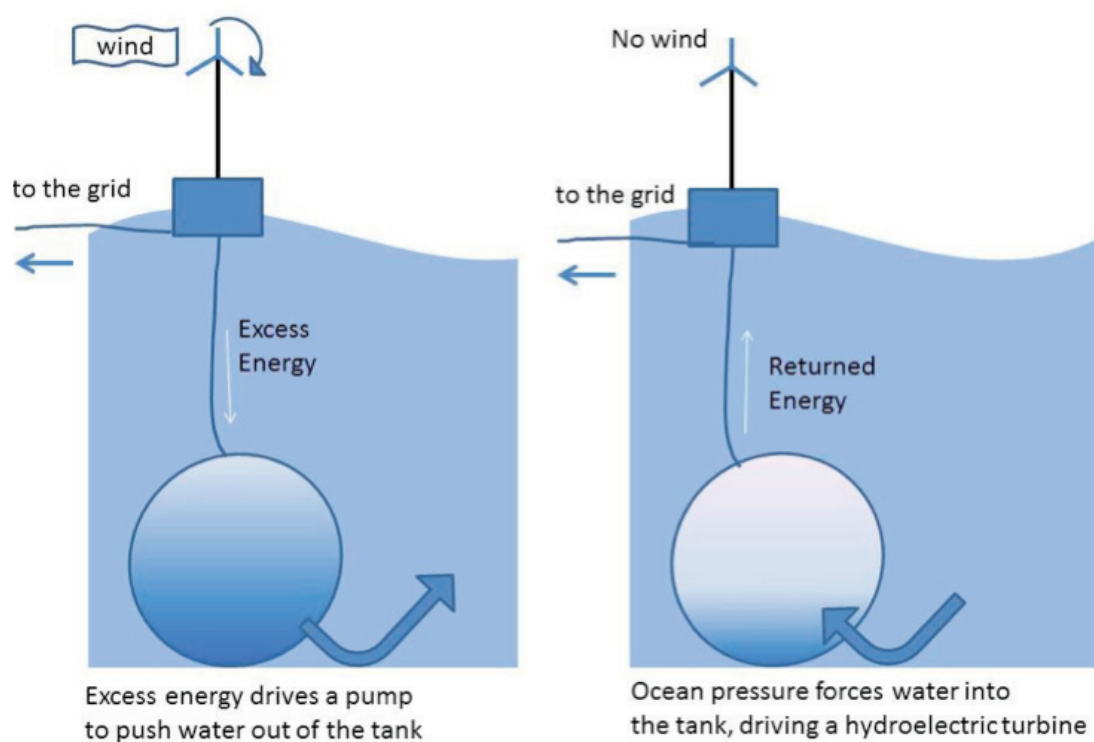
## Almacenamiento de energía eólica marina

Los investigadores del MIT han desarrollado recientemente un método para almacenar y utilizar en demanda la electricidad generada por los parques eólicos marinos. La nueva tecnología representa un salto importante en la atenuación de la intermitente e impredecible naturaleza de la generación de energía eólica marina.

Este concepto de almacenamiento de energía eólica flotante, implica la construcción de una esfera hueca de hormigón con un diámetro de 30 m y un espesor de 3 m, situada en el fondo del mar.

El concepto prevé una bomba conectada a la estructura del aerogenerador bajo el agua, que puede ser accionada cuando haya exceso de producción eléctrica, permitiendo bombear el agua de mar desde la esfera hueca. El agua puede posteriormente fluir vuelta a la esfera a través de una turbina hidroeléctrica conectada a un generador cuando sea necesario, produciendo así energía en ausencia de viento.





Fuente: Los principales avances e innovaciones tecnológicas en el campo de la energía del último año

## Avances en el desarrollo de tecnología de fusión nuclear

La investigación en el área de desarrollo de tecnología de fusión nuclear alcanzó un nuevo hito en septiembre de 2013, cuando un experimento realizado por científicos del National Ignition Facility, ubicado en Livermore, California, confirmó que la cantidad de energía liberada por la reacción de fusión nuclear podría ser mayor que la energía absorbida por el combustible.

La tecnología de fusión nuclear implica la generación de energía a través de la fusión de dos o más átomos ligeros a uno más grande, a diferencia de la tecnología de fisión nuclear convencional mediante el cual la energía se libera a través de la división de átomos. Las partículas liberadas por la fusión se estima que son menos radiactivas, produciendo más energía que la liberada por la de fisión.

La viabilidad comercial de la tecnología de fusión puede ser realidad en un futuro próximo con las innovaciones en curso. El reactor más grande del mundo experimental de fusión nuclear, denominado ITER, se está desarrollando en el centro de investigación científica francés Cadarache como un proyecto conjunto de varios países, incluyendo los Estados Unidos, Rusia, India y Japón. Además, el grupo de investigación de la superconductividad de la Universidad de Twente hacia finales del 2013, desarrolló un sistema de cable superconductor que puede ayudar a crear un campo magnético lo suficientemente fuerte, como para controlar el plasma enormemente caliente en el núcleo del reactor de fusión.

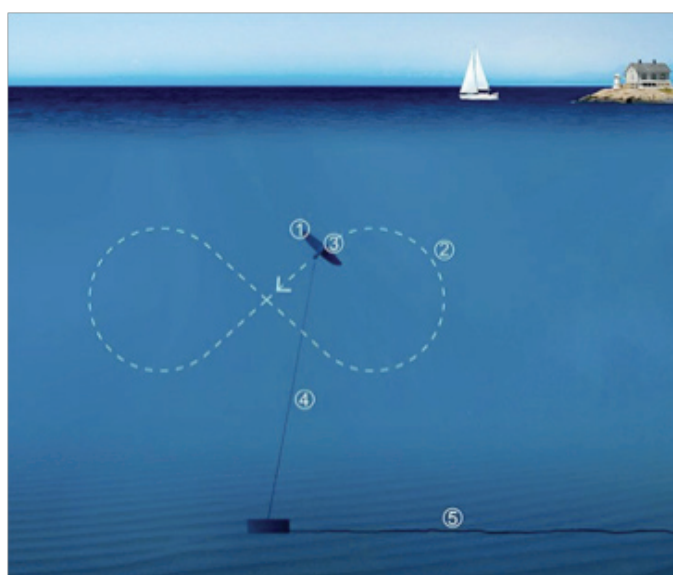
## Cometas submarinas para la generación de energía mareomotriz de baja velocidad

Los ingenieros de la compañía sueca Minesto, han desarrollado una tecnología de nueva generación para aprovechar la energía a partir de las corrientes oceánicas a baja velocidad. La nueva tecnología utiliza un

dispositivo llamado “Deep Green” parecido a un cometa bajo el agua, que abre una nueva oportunidad para la generación de energía en los océanos de todo el mundo, de un modo que no puede de otra manera ser explotado con las tecnologías existentes.

El innovador dispositivo de energía marina está equipado con un ala hidrodinámica y una turbina sin engranaje anclada al fondo del océano. El dispositivo puede flotar hasta 20 metros por debajo de la superficie del agua a lo largo de una trayectoria controlada para maximizar la producción de energía. El agua que pasa a través del dispositivo levantando el ala, hace girar la turbina para generar electricidad.

Un proyecto piloto basado en esta tecnología, comenzó a producir energía a finales de 2013 en Strangford Lough, Irlanda del Norte, demostrando su capacidad para producir electricidad a partir de corrientes con una velocidad inferior a 2,5 m/s. Dado el éxito, los ingenieros de Minesto están planeando una instalación a gran escala con una capacidad de 3 MW para el año 2015.



Fuente: Los principales avances e innovaciones tecnológicas en el campo de la energía del último año

## Estimulación de múltiples zonas desde pozo único en la mejora de sistemas geotérmicos

Los ingenieros de AltaRock Energy, especializados en el desarrollo de energías renovables, han logrado un gran avance en sistemas geotérmicos mejorados (EGS, por sus siglas en inglés), creando zonas de estimulación múltiple a partir de un solo pozo en el área de pruebas de Newberry EGS, ubicado en Bend, Oregón, Estados Unidos. Como resultado, la nueva técnica abre el camino para la generación de electricidad a costes competitivos.

La tecnología se aplica en yacimientos geotérmicos creados mediante la perforación de pozos profundos en el suelo, fracturando las rocas calientes mediante la inyección de agua fría. El agua inyectada, calentada por contacto con la roca caliente, es llevada a la superficie mediante pozos de producción. Como resultado, la tecnología EGS amplía el alcance del aprovechamiento de la energía geotérmica de diversas localizaciones geográficas, a diferencia de los sistemas geotérmicos tradicionales que se limitan a los lugares de origen natural con este tipo de yacimientos.

La técnica de estimulación de múltiples zonas usando un solo pozo puede reducir el coste de producción de energía EGS en aproximadamente un 50%. La técnica hace uso de materiales de aislamiento zonal térmicamente degradables (TZIM, por sus siglas en inglés) y polímeros no tóxicos biodegradables. El TZIM, añadido a la inyección de agua, impulsa la estimulación desde una zona a la otra.

## El generador de energía Hydrogenie supera las pruebas con éxito

Los ingenieros de General Electric anunciaron el éxito en las pruebas con su innovadora tecnología compacta de generación de energía, conocida como "Hydrogenie", en abril de 2013. La tecnología permite una mayor generación de electricidad a partir de recursos renovables, como el agua y el viento, utilizando superconductores que funcionan a temperaturas relativamente altas.

El generador Hydrogenie de 1,7 MW a 214 rpm hace uso de superconductores de alta temperatura (HTS), en lugar de cobre para los devanados rotóricos en el motor. Aunque la superconductividad para fines similares sólo se podría lograr a  $-269^{\circ}\text{C}$ , la nueva tecnología de generación de energía HTS demostró su capacidad para funcionar a temperaturas de hasta  $-223,15^{\circ}\text{C}$ .

Hydrogenie cuenta con un sistema de refrigeración criogénica, aislamiento térmico y un rotor situado dentro de una cámara. Como resultado, el avance podría conducir al desarrollo de generadores superconductores más eficientes, así como una reducción en el tamaño y el peso de hasta un 70% en comparación con los sistemas tradicionales, mejorando además la viabilidad de la energía hidroeléctrica y eólica.

## Parque Eólico Westermeerwind de los Países Bajos

Westermeerwind es un parque eólico de 144 MW que está siendo desarrollado en las aguas poco profundas de IJsselmeer, el lago más grande de los Países Bajos. El proyecto de energía eólica forma parte del parque eólico más grande del país, Noordoostpolder, situado a lo largo de los diques del IJsselmeer. Las instalaciones serán propiedad de Westermeerwind, una sociedad de propósito especial fundada en 1996 por dos agricultores de Creil, Pieter Meulendijks y Tjitte de Groot, para construir un parque eólico marino a lo largo de los diques Westermeer y Noordermeer en el IJsselmeer.

El cierre financiero del proyecto Westermeerwind fue alcanzado en julio de 2014, tras lo cual la orden para su desarrollo le fue adjudicado a Siemens. En el mismo mes, se estableció además un acuerdo de compra de la energía producida en las instalaciones con Eneco bajo un contrato de 15 años de vigencia. El proyecto del parque eólico Westermeerwind, que consta de 48 aerogeneradores con una capacidad de 3 MW cada uno, permitirá ofrecer energía limpia a unos 160.000 hogares tras su finalización en 2016.

Los trabajos de construcción onshore del proyecto, incluyendo la construcción de una subestación terrestre cerca del dique de Westermeer y la preparación del terreno para la instalación de los cables, continuarán hasta finales de 2014. En lo que respecta a los trabajos de construcción offshore, que se iniciarán con la colocación de los cimientos para las turbinas, se estima que comiencen en marzo de 2015.

La colocación de las cimentaciones y los trabajos de instalación de los aerogeneradores se realizarán mediante barcas flotantes especiales, debido a la poca profundidad del agua en el área donde se desarrolla el proyecto eólico.

Los cimientos de las turbinas se colocarán en una profundidad de 3 m a 7 m en un diámetro de 5 m, con monopilotes de 40 m que llegarán a pesar entre 250 t y 300 t. Asimismo, las torres de las turbinas tendrán

una conexión de brida directa con los monopilotes. Después de que se complete el trabajo de conducción, una plataforma de mantenimiento de hormigón será anexionada a la parte inferior de la torre antes de que comience el trabajo de instalación de la turbina.

Las turbinas de Westermeerwind serán entregadas por fases entre finales de 2015 y principios de 2016. En total, se espera que el proyecto de energía eólica genere aproximadamente 150 puestos de trabajo durante la fase de construcción.

El parque eólico marino contará con un total de 48 turbinas Siemens SWT-3.0-108, emplazadas en tres filas, entre 500 m y 1.100 m de los diques de Noordoostpolder, con dos filas situadas a lo largo del Westermeerdijk y una fila a lo largo de Noordermeerdijk.

Las turbinas eólicas de accionamiento directo de tres palas de la plataforma Siemens D3, tienen un diámetro de rotor de 108 m y están equipadas con palas quantum B53 de una longitud de 53 m fabricadas de fibra de vidrio reforzada con resina epoxi. Las turbinas eólicas de paso regulado, con una altura de buje de 79,5 m y un área de barrido de 9.144 m<sup>2</sup>, proporcionan electricidad más barata en condiciones de vientos desde moderadas a fuertes.

El rotor de la turbina de arranque automático pesa aproximadamente 60 t, encontrándose conectado a un generador síncrono completamente cerrado de una capacidad de 3.000 kW con excitación por imanes permanentes.



Fuente: Los principales avances e innovaciones tecnológicas en el campo de la energía del último año

La financiación para el proyecto eólico con un presupuesto total de 320 millones de euros, fue realizada por un consorcio de bancos, incluyendo Rabobank, ING, ASN Bank y Triodos Bank. Además, parte de la financiación está garantizada por la agencia de crédito a la exportación de Dinamarca EKF.

Siemens le fue adjudicado el contrato 'llave en mano' del parque eólico en julio de 2014, cuyos términos también incluyen las tareas de mantenimiento integral de las instalaciones durante un período de 15 años. A la vez, un consorcio formado por Ballast Nedam y Mammoet le fue otorgado un contrato por valor de 60 millones de euros por parte de Siemens para proporcionar los servicios de construcción para el proyecto. Ballast Nedam es responsable del diseño, suministro e instalación de las cimentaciones de las turbinas, mientras los trabajos de transporte e instalación de los aerogeneradores serán llevados a cabo por Mammoet.

Por otra parte, Visser & Smit Marine Contracting (VSMC) proveerá el cableado del parque eólico hacia la subestación eléctrica en tierra. Además, SIF Group e IHC Hydrohammer suministrarán los monopilotes y el martinete, respectivamente, siendo Ventolines el gestor del proyecto desde el 2007.

## Parque Eólico Marino Butendiek de Alemania

El Parque Eólico Marino Butendiek se encuentra a 32 kilómetros al oeste de la isla de Sylt, en el área alemana del Mar del Norte. Tanto Siemens Financial Services, Marguerite Fund, Industriens Pension y PKA poseen una participación cada uno del 22,5% en el proyecto, el cual será ejecutado por los ingenieros alemanes de WPD, compañía que a la misma vez cuenta con el restante diez por ciento de participación.

Los trabajos de construcción en alta mar están programados para comenzar en 2014, estimando su finalización para junio de 2015. Los 1,3 mil millones de euros del proyecto se espera que ayuden a generar 1.290 GW/h de energía por año a raíz de su finalización, cubriendo las necesidades eléctricas de unos 370.000 hogares.

El proyecto abarcará una superficie de 42 km<sup>2</sup> en la zona económica exclusiva de Alemania en el Mar del Norte, cerca de la frontera danesa-alemana. Se ubicará por tanto, en aguas con profundidades que varían de los 19 a los 22 metros, sin olvidarnos que además del magnífico potencial que ofrece la zona en recursos eólicos, las condiciones de suelo del lugar son muy favorables para el avance óptimo de su construcción.

El grupo WPD comenzó a desarrollar el proyecto después de haber adquirido el 100% de la propiedad del parque a SSE Renewables, en septiembre de 2010. Posteriormente, las negociaciones sobre el diseño, fabricación, suministro e instalación del proyecto se completó en 2011, asegurando los principales contratos de suministro en septiembre del mismo año.



Fuente: Los principales avances e innovaciones tecnológicas en el campo de la energía del último año

El parque será financiado en un 67% a través de préstamos y el restante 33% mediante capital propio. Como resultado, la financiación de la deuda del proyecto estará a cargo de un consorcio liderado por Uni-Credit, KfW IpeX y Bremer Landesbank. Un consorcio de inversores, con la participación del Banco Europeo de Inversiones (BEI), KfW Förderbank, Denmark's Eksport Kredit y nueve bancos comerciales más, proporcionarán los 937 millones de euros necesarios para llevar a cabo el proyecto Butendiek, recordando que el BEI, será el mayor contribuidor con 450 millones de euros.

El Parque Eólico Marino Butendiek contará con 80 turbinas eólicas de tres palas de 58,5 metros de longitud fabricadas por los ingenieros de Siemens, cada una con una potencia nominal de 3,6 MW que se instalarán sobre torres tubulares de acero. Así mismo, el diámetro del rotor de cada turbina será de 120 metros con velocidad variable maximizando la eficiencia aerodinámica, integrando una potencia de salida guiada por regulación de paso.

El resto de componentes de la turbina eólica incluyen un control basado en microprocesador, un generador asíncrono de 3.600 kW y una caja de engranajes planetaria/helicoidal de tres etapas. Cada turbina es instalada sobre la base de una monopila, utilizando para ello la grúa flotante Heavy Lift Vessel (HLV) creada por los ingenieros de Ballast Nedam.

El operador TenneT TSO de la red de transmisión holandesa-alemana se conectará al parque eólico a través del Sylwin-Cluster.

Siemens le fue adjudicado un contrato por valor de 700 millones de euros para suministrar e instalar 80 turbinas eólicas modelo SWT-3.6-120, incluyendo las labores de mantenimiento durante los próximos 10 años. Por otro lado, Ballast Nedam fue seleccionada para las labores de ingeniería, suministro e instalación de las bases para las turbinas mediante un contrato de 250 millones de euros. Por último, Fabricom GDF Suez de Bélgica entregará la plataforma marina de la subestación, así como la empresa holandesa Visser Smit Marine realizará la implementación de todas las redes y cableados eléctricos.

## Convertir las aguas residuales en energía mediante microbios conectados

La tecnología de células de combustible microbianas (MFC), capaz de producir electricidad a partir de bacterias que se encuentran en las aguas residuales, fue demostrada por primera vez en el siglo XX. Sin embargo, todavía se sitúa en pleno proceso de investigación en laboratorios con las primeras fases piloto en marcha, lo que significa que la tecnología necesita seguir siendo desarrollada antes de que pueda ser comercializada con plenas garantías.

Pero eso no significa que los científicos e ingenieros se den por vencidos. Entre los proyectos de investigación actualmente en curso, existe un estudio particularmente interesante que fue anunciado por bioingenieros de la Universidad de Stanford en Estados Unidos, dando a conocer una batería microbiana que puede producir electricidad a partir de bacterias que se encuentran en las aguas residuales mediante tecnología MFC.

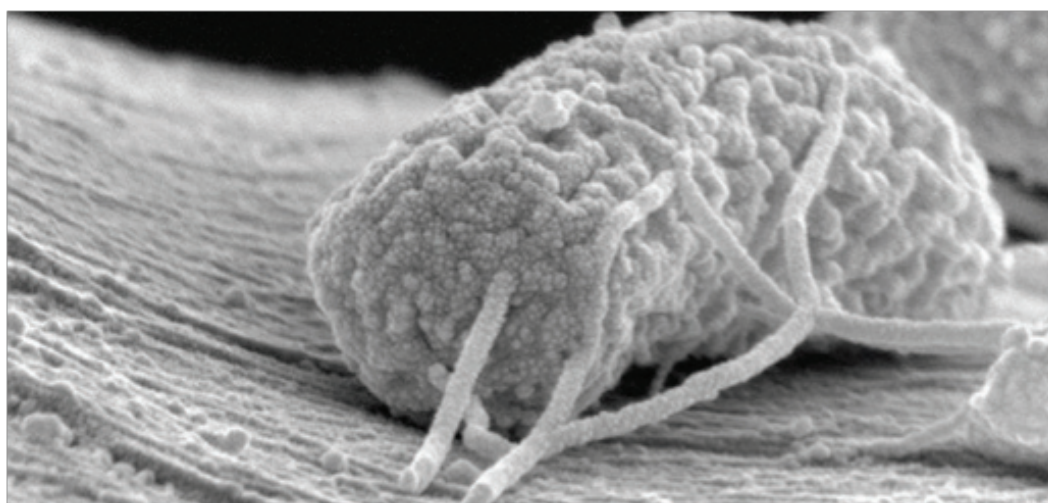
La batería está diseñada para utilizar "microbios conectados" de origen natural como minicentrales ya que, aunque parezca sorprendente, los microbios pueden producir electricidad mientras digieren los desechos de las plantas y animales. Según los bioingenieros, la batería tiene ciertas ventajas sobre las tecnologías microbianas tradicionales. Una vez que se profundice más en su desarrollo, los investigadores esperan que la tecnología pueda ser utilizada para generar electricidad en plantas de tratamiento de aguas residuales, o

para descomponer los contaminantes orgánicos en las “zonas muertas” de los lagos y las aguas costeras, donde la escorrentía de fertilizantes y otros residuos orgánicos pueden reducir los niveles de oxígeno y generar daños en la vida marina. Desde que la investigación se hizo pública, los bioingenieros afirman que ya han logrado avances significativos en la superación de los obstáculos iniciales de diseño.

La batería puede verse a primera vista como un experimento de química de la escuela, con un tamaño similar a una batería común de tipo D que integra dos electrodos (uno positivo y otro negativo) situados sobre un pequeño recipiente con agua residual. Su acción consiste en aprovechar el poder de los microbios exoelectrogénicos, unos organismos que evolucionaron en ambientes sin aire y desarrollaron la capacidad de reaccionar con los minerales de óxido en lugar de respirar oxígeno, para convertir los nutrientes orgánicos en combustible biológico.

Históricamente ha sido muy difícil para los científicos e ingenieros aprovechar el poder de estos rebeldes microbios para usarlos con bio-generadores. Sin embargo, el equipo de Stanford ha logrado crear un diseño simple pero eficiente que permite utilizar con éxito las bacterias exoelectrogénicas y aprovechar la energía producida. Utilizando un microscopio electrónico de barrido los investigadores marcaron los microbios adjuntando lo que ellos describen como “milky tendrils”, a los filamentos de carbono en el electrodo negativo de la batería. Para que nos hagamos una idea, podrían caber cerca de 100 de estos microbios uno al lado del otro comparativamente hablando, en el ancho de un cabello humano.

Cuando estos microbios ingieren la materia orgánica y la convierten en combustible biológico, sus excesos de electrones fluyen en los filamentos de carbono a través del electrodo positivo, que está hecho de óxido de plata. En el transcurso de un día el electrodo positivo absorbe la carga completa de electrones, siendo en gran medida convertidas en plata, que se retira de la batería y se re-oxida de nuevo a óxido de plata, liberándose los electrones almacenados. Sin duda, se trata de una técnica que difiere de las empleadas comúnmente en las investigaciones de MFC, ya que no se requiere de oxígeno en el agua, siendo por tanto más eficiente y con mayores posibilidades de aplicación.



Fuente: Los principales avances e innovaciones tecnológicas en el campo de la energía del último año

Uno de los principales obstáculos para la investigación es encontrar un material sustituto de la plata (ya que es demasiado caro para su utilización a gran escala) con el fin de hacer que la batería más rentable. El equipo de investigadores ya ha tenido cierto éxito en la búsqueda de un sustituto, sin embargo, todavía no

han revelado los detalles concreto del mismo hasta que su fase de desarrollo no haya finalizado. En lo que respecta a la eficiencia, los bioingenieros estiman que por el momento la batería microbiana puede extraer aproximadamente el 30% de la energía encerrada en las aguas residuales, que es más o menos equivalente a la eficiencia de las mejores células solares disponibles comercialmente en la actualidad. Esta tasa, sin embargo, depende de cuánta materia orgánica se encuentre en los residuos.

La generación de electricidad es el principal objetivo de esta batería, pero la tecnología puede también tener otros beneficios. Por ejemplo, dado que los sistemas de tratamiento de aguas residuales requieren de mucha energía para funcionar, si se aplicara una técnica como ésta, a pesar de que no se puede recuperar una gran cantidad de energía, ahorraría lo suficiente como para producir una reducción significativa de los costes. Hay que recordar que el tratamiento de aguas residuales en la actualidad representa alrededor del 3% de la carga eléctrica total en los países desarrollados, de acuerdo con los datos obtenidos por la Universidad de Stanford. Asimismo, la segunda ventaja de esta tecnología aplicada a los procesos de tratamiento de aguas residuales, permitiría producir menor cantidad de residuos.

La identificación y el aprovechamiento de las capacidades únicas de esta tecnología nos ofrecerá nuevas soluciones a los desafíos en la limpieza del medio ambiente, tratamiento de residuos, producción eléctrica, incluso generando nuevas aplicaciones en el campo de la medicina, en los procesos industriales, agricultura y otras áreas. Parece ser que el futuro de la tecnología de baterías de combustible microbiana probablemente se convierta en un nuevo nicho de mercado para las empresas, allanando el camino hacia la autosuficiencia energética como punto principal, derivándose en múltiples ventajas para el medio ambiente y la sociedad.

## Producción de energía a través de la cáscara de arroz

Husk Power Systems, está basado en una tecnología en desarrollo desde 2007 por los ingenieros Chip Ransler y Manoj Sinha de la Universidad de Virginia en Estados Unidos. El resultado, es un sistema que posee un comportamiento similar a una mini central eléctrica que opera desde los 35 kW a 100 kW, convirtiendo las cáscaras de arroz en gas metano para producir energía. Estas plantas eléctricas se están utilizando en la actualidad para suministrar electricidad a pequeños poblados de 2.000 a 4.000 habitantes en la India, país que normalmente posee un exceso de restos en cáscaras de arroz. Por añadido, las cenizas generadas por el sistema pueden ser utilizadas como fertilizante o como un ingrediente para el cemento, evitando la generación de residuos no aprovechables.

La tecnología desarrollada junto a su aplicación en la práctica, le han hecho ganar a estos dos ingenieros el prestigioso Global Business Plan Competition organizado por Cisco y Draper Fisher Jurvetson, a través de la evaluación de una serie de criterios; equipos de gestión, tamaño del mercado direccionable, posicionamiento competitivo, barreras, rentabilidad del capital, y proyecciones financieras. La planta de energía cumple con las expectativas en todas estas categorías, gracias a la eficiencia de su tecnología única enfocada a lugares donde por desgracia un número elevado de personas viven sin electricidad. Y si bien los residuos agrícolas se utilizan a menudo en estos lugares para generar calor, nunca han sido utilizados para generar energía eléctrica.

En la actualidad Husk Power Systems, sólo está operativo en cinco aldeas de la India por el momento, pero ya existen planes en firme para ampliar a más de 100 las plantas de energía en los próximos años. Los 250.000 dólares obtenidos como ganadores de la GBPC, junto con el soporte de DFJ y Cisco, ayudará a lograr los objetivos para una mayor utilización de esta tecnología en países donde una gran mayoría de la población sigue sin tener acceso a la electricidad.

## Métodos más flexibles para obtener combustibles alternativos

En la actualidad un grupo de ingenieros de la Universidad de Purdue, han desarrollado un nuevo método más flexible para la producción de combustibles alternativos, obteniendo hidrógeno y electricidad a partir de residuos sólidos urbanos, desechos agrícolas, residuos forestales y lodos de depuradora que podría suministrar hasta el 20 por ciento de los combustibles para el transporte en los Estados Unidos anualmente.

El método ofrece una posible solución a los problemas que podrían ser formados por el aumento de la producción de etanol con los métodos convencionales, que utilizan el maíz de grano como materia prima. Impulsar la producción de etanol con los métodos convencionales requieren de cultivos más pesados y el uso de fertilizantes, además del aumento de la escorrentía de los cursos hídricos y la amenaza en los ecosistemas.

El nuevo concepto, sin embargo, propuesto por los investigadores de Purdue, consiste en flexibilizar los procesos del carbono en combustibles líquidos, no sería necesario más cultivos, sólo el uso principalmente de desechos como materia prima, según hacía referencia Fu Zhao, profesor de Ingeniería Mecánica en la Universidad de Purdue.

Esta técnica es más flexible que los métodos convencionales, ya que puede procesar una gama más amplia de materias primas muy diversas y, al mismo tiempo, puede generar una gama más amplia de productos finales, no sólo la gasolina y diesel, también etanol e hidrógeno, incluso se podría generar electricidad directamente desde el gas producido.

El método también sería inmune a las fluctuaciones del mercado de maíz y otros cultivos y menos afectados por perturbaciones como la crisis de suministro de materia prima y la demanda del mercado cambiante. El método también podría reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en más de un 50 por ciento en comparación con los derivados del petróleo como la gasolina.

El sistema requiere en primer lugar la transformación del carbono que contienen los residuos, tales como el papel, la madera, el plástico o el caucho, en pequeños trozos con un diámetro de unos pocos milímetros, o milésimas de un metro. Las piezas luego se introducen en un "gasificador", donde los materiales se convierten en un gas que contiene hidrógeno, monóxido de carbono, dióxido de carbono, metano y otros hidrocarburos.

Este gas se trata posteriormente para deshacerse de todo, pero el hidrógeno y monóxido de carbono, son referidos como gases de síntesis. Este gas podría ser utilizado para ejecutar directamente una turbina para generar electricidad, o podrían convertirse en la gasolina y el gasóleo para el transporte mediante un proceso llamado "Síntesis Fischer-Tropsch". La técnica podría ser usada para producir etanol, combustible para aviones y otros biocarburantes a partir de los desechos sólidos.

Los datos indican que hay suficientes desechos para que puedan ser tratados en apoyo de las grandes instalaciones de producción empleando citado sistema. Un informe preparado por el Departamento de Agricultura y por el Departamento de Energía de los EE.UU., encontró que una estimación de 1,3 millones de toneladas de biomasa (incluidos los residuos agrícolas y municipales) se generan anualmente en los Estados Unidos.

El análisis sugiere que es posible sustituir del 15 al 20 por ciento de los combustibles de transporte consumidos diariamente en los Estados Unidos con líquidos derivados de este proceso tan flexible. Estas estimaciones se basan en el actual nivel de consumo, que es de unos 390 millones de galones por día.

Los ingenieros estiman que el método sería económicamente competitivo con el petróleo a base de combustibles y con un plan para desarrollar “un proceso integrado de modelo simulado” para poner a prueba las técnicas con una variedad de materias primas, incluidos los desperdicios de plástico. Los datos en bruto para el modelo se generarán con un gasificador experimental que se está construyendo en Purdue.

## Producción de electricidad a partir de agua y etanol

La tecnología de pilas de combustible se considera como una de las más notables fuentes de energía en el futuro próximo. Los ingenieros están tratando de desarrollar mejores formas de lograr el máximo rendimiento y eficiencia de esta fuente a través de diversos mecanismos innovadores. Entre estas líneas, merece la pena destacar un pequeño sistema denominado “Horizon Bio-energy Kit”, que utiliza el etanol como materia prima para la producción de electricidad de una forma bastante curiosa pero efectiva.

Diseñado por el ingeniero Stone Shen para la empresa Horizon, este sistema demuestra lo último en tecnología de pilas de combustible que utilizan etanol como fuente de combustible. Concretamente, este dispositivo convierte directamente el etanol (alcohol) en electricidad de forma discreta y sin ningún tipo de combustión. El dispositivo funciona sin parar durante días, proporcionando una asombrosa demostración de la próxima generación de tecnología en pilas de combustible.

## Residuos de cultivos no deseados para producir energía, biocombustible y abono

En tres aldeas remotas localizadas en plena zona rural de Punjab en la India, se está llevando a cabo un interesante proyecto de energía renovable entre el Reino Unido y la India, el cual se encuentra actualmente en su primera fase piloto con la gran esperanza de que la tecnología permita, en un futuro próximo, transformar la vida de los habitantes de poblaciones agrícolas remotas.

Conocido como proyecto Harvest Energy, fue presentado recientemente por el Instituto Europeo de Investigación de Bioenergía (EBRI) en la Universidad de Aston y en el Instituto de Tecnología de Ropar (IIT Ropar), en la India. La iniciativa consiste en desarrollar y consolidar la utilización de una tecnología recientemente patentada, capaz de convertir los residuos de cultivos no deseados en aceites utilizables, gas y biocarbón.

Estos residuos son generalmente quemados en el suelo, causando efectos nocivos para el medio ambiente y provocando consecuencias negativas para la salud, así como la pérdida de una potencial economía al no gestionar bien un recurso aprovechable. Gracias a la tecnología llamada Pyroformer, los propios habitantes pueden convertir este residuo en combustible. Como resultado, podría utilizarse para mezclar el aceite con diesel para alimentar los viejos motores utilizados para bombear el agua de los pozos, crear gas para la generación de energía o hacer biocarbón para ser empleado como fertilizante para aumentar el crecimiento de los cultivos.

Durante la prueba piloto del proyecto, cada población está haciendo uso del Sistema Autónomo Portátil Pyroformer para el tratamiento de los residuos agrícolas. Si tiene éxito su implementación, podría ser el final de la práctica de la quema de cultivos. Según los ingenieros que están participando en el proyecto, han observado como los habitantes han aceptado ampliamente su utilización. Algunos quieren detener la práctica de la quema, mientras que otros están interesados en reducir el costo de la electricidad, ya que en zonas remotas su precio no es asequible unido a la falta de infraestructuras para poder disponer de ella.

Las unidades de prueba de Pyroformer se han producido inicialmente en Alemania, aunque para hacerlo más asequible de cara a las poblaciones con bajos recursos económicos, se ha previsto que pueda ser fabricado en la India reduciendo ampliamente los costes.

Una unidad puede procesar hasta 25 kg de residuos por hora, permitiendo ofrecer servicio a la mitad de los habitantes de estas aldeas (la población típica se encuentra entre 1.000 y 1.500 personas), recuperando la inversión realizada en cuatro años. En el futuro, los ingenieros esperan duplicar el tamaño de Pyroformer, por lo que la amortización se situaría en la mitad de tiempo que la actual.

Inevitablemente, la tecnología Pyroformer necesitará ajustarse, pero para que el proyecto realmente funcione a largo plazo, las universidades en su conjunto necesitan consolidar un modelo de negocio estable para el proyecto, a la vez que se garantiza la sostenibilidad de las comunidades más desfavorecidas.

No obstante, según los ingenieros el mayor reto es la participación de estas comunidades y hacer que les valga la pena, motivándoles en los beneficios económicos reales que tiene el uso de este tipo de soluciones. Por tal circunstancia, en los próximos seis meses se pretende producir otras seis unidades más y proveerlas gratuitamente en un mayor número de pueblos durante un periodo de tiempo más prolongado. Pero para ello se necesitará además del amplio apoyo de las comunidades, más fondos económicos, ya que hasta ahora el proyecto ha sido financiado por la Fundación Benéfica Oglesby y la Universidad de Aston con unos claros límites presupuestarios.

El proyecto Harvest Energy todavía tiene algunos puntos que necesitan mejorarse antes de que consiga transformar la vida de los pueblos rurales en Punjab. Una vez que se resuelvan los problemas actuales en su modelo de negocio, podrá ser exportado a otras partes del mundo, donde ayudará a la sostenibilidad de las comunidades rurales sin acceso a fuentes de energía.

Aunque por ahora el proyecto se centra por completo en la India para contribuir en la transformación de su modo de vida rural, la iniciativa pretende extenderse más allá. El objetivo principal es simple: Proporcionar una solución social y económicamente viable para las comunidades agrícolas, no sólo en Punjab, sino para el resto del mundo.

## Planta de Biocombustibles Sierra: El aprovechamiento de los residuos sólidos urbanos

La Planta de Biocombustibles Sierra ha sido diseñada para el tratamiento de residuos sólidos urbanos (RSU), como parte de un proyecto para la obtención de biocombustibles desarrollado por los ingenieros de Fulcrum BioEnergy. Esta nueva planta, localizada en el Tahoe-Reno Industrial Center (TRIC), en la ciudad de McCarran en Nevada, se espera que comience su producción en 2015.

Los trabajos iniciales preparatorios para el proyecto comenzaron a principios de 2010, otorgando el contrato de ingeniería, adquisición y construcción (EPC) a los ingenieros de Fluor en septiembre de 2011, con el objetivo de contar con un diseño que permita expansiones futuras. La inversión total para la construcción de la planta se estima que alcanzará los 120 millones de dólares (93,6 millones de euros), generando unos 50 puestos de trabajo permanentes y alrededor de 450 empleos temporales.

La planta de biocombustibles será capaz de producir alrededor de 40 millones de litros anualmente de combustible renovable de bajo contenido en carbono, mediante el procesamiento de 90.000 toneladas de residuos sólidos urbanos, proveyendo de combustible a los conductores del norte de Nevada y California.

La planta también producirá propanol, un producto químico utilizado como solvente industrial e intermedio químico. A la misma vez, la planta generará 16 MW de energía eléctrica renovable utilizando el calor generado durante el proceso. Las tecnologías aplicadas a la planta también van a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en más de un 75%, en comparación con la producción tradicional de gasolina a partir del petróleo.

El proyecto fue seleccionado en diciembre de 2011 por el Departamento de Energía de Estados Unidos (DOE) dentro del Programa de Garantía de Préstamos, recibiendo además un compromiso condicional para una garantía de préstamo por valor de 105 millones de dólares del Departamento de Agricultura en agosto de 2012. Actualmente, Fulcrum BioEnergy está a punto de cerrar la última ronda de financiación por un total de 175 millones de dólares (136 millones de euros), para la construcción de la planta de biocombustibles y otros proyectos similares que están previstos ser ejecutados en un futuro cercano. Como resultado, la construcción de la planta en Nevada se espera que comience inmediatamente después del cierre financiero del proyecto.

La materia prima para la planta de RSU será suministrada por la Dirección de Residuos de Nevada, por un período de 15 años. La tecnología de proceso de la planta implica la purificación y transformación de los residuos sólidos urbanos mediante el proceso Fischer-Tropsch, para producir combustible preparado para motores gasolina o diesel, incorporando un proceso de síntesis de alcohol patentado por la compañía para producir etanol.

La tecnología de procesamiento constará de tres etapas:

- La primera etapa preparará los residuos para el proceso de obtención de combustibles.
- La segunda etapa implica la conversión de la materia prima a gas de síntesis usando el sistema de gasificación reformado con vapor. Este proceso de síntesis utiliza un catalizador desarrollado por los ingenieros de Saskatchewan Research Council.
- La última etapa consiste en la conversión del gas de síntesis a combustible renovable de bajas emisiones de carbono usando el proceso de Fischer-Tropsch y el método patentado de síntesis de alcohol para producir etanol.

Fulcrum BioEnergy tiene su sede en Pleasanton, California. La compañía tiene previsto llevar a cabo proyectos de este tipo en 20 estados, con el objetivo de producir casi 4 mil millones de litros de etanol anualmente en 2018. Actualmente, la empresa cuenta con proyectos en diferentes fases de desarrollo en toda América del Norte, con una capacidad para producir 2.650 millones de litros de combustible renovable y eliminar más de 13 millones de toneladas de basura de los vertederos cada año.

## La primera Planta del mundo en producción de Bioetanol de tercera generación a escala comercial

Mediante un presupuesto de 100 millones de euros, los ingenieros de INEOS Bio fueron los encargados de diseñar, desarrollar y construir la Indian River BioEnergy Center, más conocida por ser la primera planta de tercera generación en producción de bioetanol del mundo a escala comercial. Localizada en Vero Beach (Florida, EE.UU.), en un emplazamiento donde anteriormente se situaba un centro de procesamiento agrícola, comenzó a construirse en febrero de 2011, quedando finalizada en junio de 2012 y entrando en producción en octubre del mismo año.

Aunque los ingenieros tienen previsto ampliar las instalaciones para el año 2015, con las actuales capacidades la planta producirá 8 millones de galones de bioetanol al año, lo que se espera que genere unos ingresos

de 19 millones de dólares anuales. También producirá 6 megavatios de energía renovable para sus necesidades operacionales, suministrando el excedente a la red eléctrica local, suficiente como para abastecer las necesidades de 1.400 hogares.

INEOS Bio recibió los permisos para la construcción de la nueva planta en octubre de 2010 por parte del Estado de Florida y del Departamento de Energía (DOE), una vez aprobado el estudio de impacto ambiental, el cual garantiza que el proyecto no tendrá repercusiones negativas para el ecosistema de la zona. Por otro lado, la planta ha proporcionado trabajo en un lugar muy necesario de la región con una tasa de desempleo del 13,6%. Concretamente ha generado 400 puestos de trabajo durante su construcción y 50 puestos de trabajo permanentes.

La nueva planta utiliza la tecnología patentada por los propios ingenieros de INEOS Bio basado en el proceso de producción de energía y bioetanol. La tecnología ha estado en desarrollo durante más de 20 años y experimentada desde hace siete en su centro de investigación y desarrollo en Fayetteville (Arkansas, EE.UU.). El proceso que se utiliza es una combinación de tecnologías termoquímicas y bioquímicas, consiguiendo que el etanol producido mediante este método ayude a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero de los vehículos, así como a generar energía.

El proceso consiste en cuatro etapas, que incluyen la gasificación, la fermentación, la purificación y la generación de energía. En la primera etapa, la biomasa se introduce en una cámara de gasificación que resulta en la producción de gas de síntesis. Este paso da como resultado subproductos, tales como cenizas, que se envían a un vertedero cercano para ser utilizado como cubierta de tierra diaria.

El paso más importante del proceso es la fermentación anaeróbica de los gases producidos durante la gasificación. En esta etapa, las bacterias presentes en la naturaleza transforman los gases en etanol. La purificación del etanol se lleva a cabo por destilación y el producto resultante se vende como combustible para el transporte. La etapa final incluye la recolección de residuos y la recuperación del calor de salida de gases. Estos gases se introducen en una turbina de vapor para producir energía renovable.

Para producir bioetanol, la planta usa 150.000 toneladas de biomasa renovable, provenientes de los hogares, así como de residuos sólidos agrícolas y municipales. A través del uso de estos tipos de residuos, este nuevo tipo de plantas rompe la vinculación entre los cultivos alimentarios y la producción de etanol, como ocurría tiempo atrás. A la misma vez, también reduce la cantidad de residuos que de otro modo irían a parar directamente a un vertedero.

El proceso desarrollado por los ingenieros de INEOS Bio ofrece gran flexibilidad en términos del tipo de materia prima utilizada para la producción de bioetanol, haciendo posible que la planta pueda utilizar una gama muy variada de productos de biomasa para generar etanol, sin depender de una única fuente de materia prima.

El éxito del funcionamiento de la planta de bioetanol de tercera generación ha sido tal, que ha llevado a la compañía INEOS planear construir plantas similares en todo el mundo mediante acuerdos de licencia con terceros. Europa y Asia serán los próximos objetivos para implantar esta tecnología.

## Sistema para transformar el dióxido de carbono en gas natural mediante bacterias

Las bacterias de forma natural transforman el dióxido de carbono en gas metano mediante un proceso que ocurre durante miles de millones de años. Ahora, un equipo de científicos e ingenieros japoneses quieren

dar a dicho proceso un impulso en velocidad, para ayudar a contrarrestar de esta manera el calentamiento global y producir de paso el tan necesario gas natural.

Los investigadores de la Agencia Japonesa de Ciencias Marinas y Tecnológicas, planean desarrollar un método dentro de cinco años para acelerar la transformación bacteriana. Su objetivo: producir gas metano a partir del dióxido de carbono enterrado a más de 2.000 metros bajo el lecho del mar, cerca del extremo norte de la principal isla de Japón.

Muchos países ya han construido plantas de secuestro masivo de carbono que pueden almacenar el dióxido de carbono bajo tierra, como parte de un esfuerzo mundial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Además, en la actualidad algunos investigadores han experimentado con árboles sintéticos que pueden absorber el carbono, incluso mejor y más rápido que la propia naturaleza.

Pocos probablemente serán los países que pongan trabas a este nuevo sistema, siempre y cuando los japoneses puedan finalmente conseguir este truco y producir gas natural en el proceso de eliminación del dióxido de carbono. Estaremos muy atentos a la evolución de este proyecto, que sin duda puede ofrecer grandes ventajas ambientales y económicas.

## Plantas de gas natural que generan electricidad con cero emisiones

Un equipo de ingenieros del Instituto Tecnológico de Massachusetts en los Estados Unidos, han diseñado un nuevo tipo de planta de gas natural que podría proporcionar electricidad con cero emisiones de dióxido de carbono a la atmósfera, a un coste comparable o menor que las convencionales plantas de gas natural o carbón. Sin embargo, esta estimación en costo sólo es válida siempre y cuando el precio se establezca en relación con la emisión de dióxido de carbono y otros gases de efecto invernadero, datos que los gobiernos están comenzando a considerar imprescindibles como una forma de detener el cambio climático.

Los ingenieros proponen un sistema que utiliza células de combustible de óxido sólido, que producen energía a partir del combustible sin quemarlo. El sistema no requiere de ninguna nueva tecnología, sino que más bien se combinan los componentes existentes con los últimos desarrollos de probada eficacia, en una configuración novedosa. El sistema tiene la gran ventaja de funcionar con gas natural, una fuente de combustible relativamente abundante que se considera más ecológico que el carbón o el petróleo. Como dato a tener en cuenta, las reservas mundiales de gas natural existentes se estiman que durarán alrededor de 60 años al consumo actual. Las convencionales centrales eléctricas de gas natural producen un promedio de más de media tonelada de dióxido de carbono por cada megavatio/hora de electricidad producida.

En ausencia de cualquier precio establecido oficialmente para las emisiones de carbono, cuando se trata de generar electricidad a partir del combustible más barato, será siempre el carbón pulverizado. Pero en cuanto se formule un método para fijar los precios del carbono, cuyo objetivo es tener en cuenta el verdadero costo para el medio ambiente causado por las emisiones de los gases de efecto invernadero, la opción ideada por los ingenieros del MIT sería la más económica, siempre y cuando el precio se estime en más de 10 euros por tonelada métrica de dióxido de carbono emitido.

Este mecanismo de fijación de precios es el que intenta regular la Ley Americana de Seguridad y Energía Limpia, un proyecto de ley que todavía no ha llegado al pleno del Senado de los Estados Unidos. Si el programa se convierte finalmente en ley, el precio real por tonelada de carbono podría variar, determinándose a través del libre mercado

El gas natural representa ya el 22 por ciento de toda la producción de electricidad de los EE.UU., y ese porcentaje es probable que aumente en los próximos años si los precios del carbono se llevan a efecto. Por estas y otras razones, un sistema que pueda producir electricidad a partir del gas natural a un precio competitivo con cero emisiones de gases de efecto invernadero, podría resultar ser una alternativa atractiva a las centrales convencionales que utilizan combustibles fósiles.

El sistema propuesto por los ingenieros del MIT no emiten a la atmósfera dióxido de carbono u otros gases considerados responsables del calentamiento global, con la ventaja adicional de que el sistema propuesto, a diferencia de una planta convencional de gas natural con CCS que consumen grandes cantidades de agua, estas producen en realidad agua limpia que podría ser fácilmente tratada para abastecer de agua potable a la población como un beneficio colateral.

Aunque las plantas de ciclo combinado de gas natural podrían ser reforzadas con un sistema de captura de carbono para reducir la emisión de gases de efecto invernadero en un 90 por ciento, el nuevo sistema de los ingenieros del MIT podría eliminar prácticamente el 100 por ciento de estas emisiones, a un coste comparable a la electricidad producida, y con una eficiencia aún mayor (en términos de la cantidad de electricidad producida a partir de una cantidad dada de combustible).

Aunque todavía no se ha construido ninguna planta a gran escala utilizando estos sistemas, se planea instalar la primera de 250 kilovatios de potencia en torno al 2012. Sin embargo, la verdadera potencialidad de este tipo de plantas eléctricas reside en una escala del orden de 500 megavatios, pero gracias a que son completamente modulares, una vez que el sistema ha sido probado en un tamaño reducido puede ser fácilmente ampliado para aumentar su capacidad.

## Granjas de algas para convertir el CO2 en etanol para combustible y plástico

En un esfuerzo por abastecer al mundo con energía limpia y barata, Dow Chemical y Algenol Biofuels se han asociado para construir granjas de algas que pueden convertir el dióxido de carbono en etanol, pudiendo ser utilizado como combustible en vehículos o también para producir plásticos mediante la sustitución del uso de gas natural. Recientemente se ha anunciado el inicio de la construcción de la primera planta a gran escala que convertirá el CO2 en combustible de forma efectiva.

Esta instalación es sin duda digna de admirar, no sólo por el resultado final, sino también por los medios que emplea en el cultivo de algas, ya que no requiere de mucho espacio y pueden ser producidas de una manera eficiente. Las algas serán tratadas en biorreactores, que son en realidad canales cubiertos con plásticos flexibles y llenos de agua salada. El agua es saturada con el dióxido de carbono, que ayuda a que las algas crezcan, utilizando la fotosíntesis para convertir el CO2 en etanol, oxígeno y agua dulce.

El oxígeno generado puede ser utilizado para quemar el carbón en una central eléctrica de una forma mucho más limpia, y el dióxido de carbono emitido por la quema del carbón, a su vez, puede ser incluido en el biorreactor de algas para que el proceso continúe de una forma neutral en lo que se refiere al carbono. En la actualidad, Algenol Biofuels cuenta con alrededor de 40 biorreactores en Florida, y planea instalar 3.100 unidades en un espacio de 98.000 metros cuadrados en Dow's Freeport, Texas. La empresa considera que su planta de demostración puede producir más de 380.000 litros de etanol cada año con un costo inferior de 1 dólar por galón (equivalente a 3,78 litros).

## Plantas de energía de salinidad

La búsqueda de nuevas fuentes de energía alternativa ha dado algunos giros sorprendentes, por lo pronto, las últimas noticias sobre este tipo tecnologías son tan interesantes como sorprendentes. En Holanda y Noruega, los científicos e ingenieros tienen previsto utilizar la diferencia entre el agua salada y el agua dulce que se encuentran en la desembocadura de los ríos para generar energía eléctrica.

Las dos tecnologías adoptan enfoques ligeramente diferentes. En Holanda, el equipo del Wetsus (Centro de Tecnología para el Desarrollo Sostenible del Agua) tienen planes de crear una central eléctrica de salinidad en la desembocadura del río Rin. Aprovechando el potencial a través de la canalización del agua del Mar del Norte y las aguas del Rin, el equipo estima que el estuario podría generar un gigavatio de electricidad, es decir, suficiente como para poder ofrecer energía sin problemas en torno a 650.000 hogares.

El grupo de ingenieros construyó con éxito un laboratorio de demostración para la denominada tecnología de "Energía Azul". Este método utiliza una secuencia de membranas (similares a las de las máquinas de diálisis renal) para separar los dos tipos de agua. Cuando los iones de cloro negativos desde el agua salada fluyen por una membrana dentro del agua dulce, los iones positivos de sodio desde el agua de mar son conducidos a través de otra membrana en una dirección diferente, los movimientos de los iones constituye una corriente eléctrica y crea una tensión entre los electrodos en los extremos del dispositivo, creando así una batería química.

El equipo noruego por otro lado, está explorando una idea concebida por Sidney Loeb en 1973 denominada "Presión Retardada por Ósmosis" (PRO). Este sistema es más mecánico que los planes de los holandeses, ya que se basa en el movimiento de las moléculas de agua a través de una membrana. En este caso, las membranas son semi-permeables, y debido al proceso físico de la ósmosis, si el agua salada se encuentra en uno de los lados, mientras que el agua dulce está en el opuesto, el agua dulce es osmóticamente orientada al lado salado. Esto aumenta la presión en la cámara "salada", y el agua de mar puede ser enviada a través de una turbina, generando así energía limpia. La empresa de energía noruega Skatkraft en los próximos meses, desarrollará a su vez una estación experimental para utilizar este sistema en una fábrica de producción de pasta de papel llamada Sodra Cell, y será la primera de su tipo. La empresa calcula que con este método se podrá cubrir hasta un 10% de las necesidades de energía de toda Noruega.

La innovación en estas dos técnicas radica en la ciencia de los materiales de las membranas; el sistema de "Energía Azul" es impermeable al agua, pero capaz de atravesar los iones, mientras que el sistema "PRO" tiene que dejar el agua pura a través de moléculas con una alta eficiencia y una mayor resistencia al proceso de generar presión.

El respeto por el medio ambiente y el beneficio de ambas técnicas es bastante sorprendente, a través del agua dulce del río en su desembocadura en el mar, ahora podrá ser aprovechada por instalaciones de plantas de energía salina, pausando simple y brevemente un proceso natural por el cual se generará energía, siempre respetando el entorno, sin impactos medioambientales.

## Conversión de biomasa de celulosa en biocombustible

Teniendo enfocado un producto químico de partida, los ingenieros de la Universidad de Wisconsin-Madison han desarrollado un método basado en dos pasos para convertir la biomasa de celulosa sin tratar en un prometedor biocombustible. El proceso, que se describe este mes en el Journal of American Chemical Society, no tiene precedentes en el uso sin tratamientos de la biomasa de propiedades no comestibles como material de partida.

La clave para el nuevo proceso reside en su primer paso, en el que la celulosa se convierte en la "plataforma" química 5-hidroximetilfurfural (HMF), a partir de la cual se puede producir una gran variedad de valiosos productos químicos. "Otros grupos han demostrado algunos de los pasos involucrados en la conversión de biomasa a HMF, a partir de la glucosa o fructosa", según comentaba Ronald Raines, profesor en el Departamento de Bioingeniería. "Lo que hicimos fue mostrar cómo hacer todo el proceso en un solo paso, a partir de la biomasa en sí".

Ronald Raines junto a Joseph Binder, desarrollaron un sistema único disolvente que hace posible esta conversión. La mezcla de solventes y aditivos, cuya patente está pendiente, tiene una extraordinaria capacidad para disolver la celulosa, así como las largas cadenas de energía ricas en moléculas de azúcar que se encuentran en la materia vegetal. Debido a que la celulosa es una de las sustancias orgánicas más abundantes en el planeta, es visto ampliamente como una alternativa prometedora a los combustibles fósiles.

Este sistema solvente podría disolver bolas de algodón, que son pura celulosa, además es un método simple, no corrosivo, nada peligroso, económico y no huele mal. Este enfoque ignora simultáneamente otro irritante problema: la lignina, el pegamento que mantiene las paredes de células vegetales unidas. A menudo se describe como insoluble, pero las moléculas de lignina actúan como una jaula de celulosa que protege a través de su envoltura. Sin embargo, Raines Binder utilizó productos químicos preparados para actuar lo suficientemente como para deslizarse entre las moléculas de lignina, y dividir las para disolver la celulosa en su componente clave y, a continuación, convertir los trozos en HMF.

En el segundo paso, se transforma posteriormente en el prometedor HMF biocarburante 2,5-dimetilfurano (DMF). Tomados en conjunto, el rendimiento global de este proceso en sus dos etapas para transformar la biomasa en biocombustible fue del 9 por ciento, lo que significa en última instancia, su factibilidad para convertirse en un importante biocombustible.

"El rendimiento de DMF no es fabuloso, pero este segundo paso no se ha optimizado aún", decía Raines, quien se encuentra entusiasmado con las perspectivas del DMF como biocombustible. El DMF, señalaba, tiene el mismo contenido de energía que la gasolina, no se mezcla con agua y es compatible con la actual infraestructura de combustible de transporte líquido. Por otro lado, ya ha sido utilizado como un aditivo de la gasolina.

Además de las cañas y hojas de maíz, Raines Binder ha puesto a prueba su método usando aserrín de pino, y está buscando nuevas muestras para probar.

# Energías no renovables en Argentina

En Argentina como se planteó en profundidad en este informe, los hidrocarburos de reservorios no convencionales, han sido la estrella de estos últimos tiempos, pero la historia indica que no es tan así. Durante la prehistoria de los hidrocarburos en la Argentina, a finales del siglo XIX, en Mendoza se comenzaron a explotar "asfalto y petróleo en pizarra bituminosa", que hoy se consideran no convencionales, aunque con otra tecnología y a pequeña escala.

Las técnicas que se utilizan hoy con mucha tecnología aplicada, fueron desarrolladas hace más de medio siglo.

En los Estados Unidos, como se explicó en la primera parte de este informe, este tipo de recursos se viene explotando masivamente desde algo más de un lustro, con muy buenos resultados. Y en la Argentina, métodos de estimulación, como la inyección de agua y arena a alta presión, se han utilizado desde hace décadas, aunque en escalas menores.

Ahora bien, como se deduce del informe de la EIA, existen vastos recursos de este tipo de hidrocarburos y prometen ser una gran oportunidad para el país.

# Energías renovables en Argentina

Desde hace algunos años las energías renovables (solar, eólica, biomásica, etc) van ganando protagonismo a nivel mundial y en Argentina, y eso se debe a que el petróleo es un recurso escaso y que al usarlo se liberan grandes cantidades de CO<sub>2</sub> a la atmósfera, uno de los gases causantes del efecto invernadero y por ende del calentamiento global.

En nuestro país la matriz energética está compuesta mayormente por fuentes no renovables de energía (gas, petróleo, energía nuclear y carbón), sin embargo, las energías renovables poco a poco están ganando terreno.

Además de tratarse de una forma de generación de energía mucho más amigable con el ambiente, son una forma de sustitución del uso de combustibles fósiles.

Esto toma mayor relevancia a la hora de analizar que a partir del año 2010 el país tiene una balanza energética negativa, a pesar del desarrollo del país en estos temas.

Argentina tiene excelentes oportunidades para el desarrollo de la energía eólica y solar, eso ya es sabido.

También en lo que respecta a la generación de energía a partir de la biomasa (bioenergía), se presentan muy buenas posibilidades de desarrollo, ya sea mediante el aprovechamiento de residuos biomásicos provenientes de agroindustrias, de producciones agropecuarias, residuos orgánicos municipales, producciones biomásicas dedicadas a tal fin, entre otros, por disponer de grandes extensiones de suelo, luz, temperatura y agua.

En Argentina, la generación y distribución de energía no es uniforme a lo largo de todo el territorio nacional, existiendo lugares o regiones con necesidades energéticas aun no cubiertas, en donde se podría estar aprovechando esta posibilidad de generación energética a partir de biomasa. Esto generaría no solo un beneficio ambiental en el territorio, sino también, por un lado, brindar la posibilidad de desarrollo de la región al disponer de energía en origen para la instalación de industrias o empresas agroindustriales; y por otro, el hecho de llevar adelante un emprendimiento de la instalación de una planta generadora de bioenergía (biodigestión o gasificación de biomasa, plantas de biocombustibles, etc.) conlleva todo un proceso a nivel de la región que también aporta al desarrollo de la misma.

Es por este motivo que el sector agropecuario-agroindustrial se encuentra ante una situación muy beneficiosa para el desarrollo de proyectos de generación energética en origen, ya sea para autoconsumo, venta de energía a la red nacional o como un eslabón importante en la cadena bioenergética, al ser un proveedor de esta biomasa, como por ejemplo al producir cultivos energéticos.

Con el cumplimiento de la Ley N° 26.190/06 de Régimen de Fomento Nacional para el uso de fuentes renovables de energía destinada a la producción de energía eléctrica, y de su Decreto Reglamentario 562/09, se espera poder alcanzar la meta de abastecer el 8% de la demanda de electricidad nacional con energías renovables para el año 2016, basándose un conjunto de beneficios tales como: una remuneración adicional

sobre los precios de mercado, establece incentivos diferenciados por fuente durante un periodo de 15 años, un régimen de beneficios fiscales a las inversiones, etc. Todas las fuentes y tecnologías están alcanzadas por la Ley, salvo las centrales hidroeléctricas de más de 30 MW de potencia.

A continuación se presentan algunos casos que pueden ser tomados como ejemplos de generación de bioenergía, algunos en funcionamiento, otros que se están realizando en el país, y que utilizan distintos tipos de biomasa con variados usos de la energía generada.

## Biodigestión anaeróbica

Una de las tecnologías de aprovechamiento de la biomasa con fines energéticos es mediante la producción de biogás en biodigestores anaeróbicos. En estos sistemas las bacterias anaeróbicas son las encargadas de transformar la biomasa en biogás, que puede ser aprovechado en la generación de energía térmica y/o eléctrica o como biocombustible en vehículos u hogares. Además de los biodigestores se obtiene un coproducto llamado digerido, que puede ser utilizado como biofertilizante devolviendo nutrientes al suelo.

Por otro lado, estos biodigestores en muchos casos generan una alternativa ambiental de mucho valor ecológico, al evitar contaminaciones del aire, agua subterránea y superficial. Algunos casos concretos en la Argentina:

### Planta de generación de biogás “Yanquetruz”

La planta pertenece a ACA (Asociación de Cooperativas Argentinas) y está ubicada en cercanías de la localidad de Juan Llerena (provincia de San Luis). Esta zona es apta para la producción de porcinos al ser libre de micoplasma (una enfermedad que afecta a los cerdos), y para la producción de semilla. A su vez, la zona carecía de energía al ser punta de línea, lo que limitaba el desarrollo agroindustrial del establecimiento.

Mediante la instalación de una planta de biogás (biodigestión anaeróbica) se está realizando un buen tratamiento de los efluentes generados por la producción porcina de ciclo completo de 1.300 madres (en un futuro 5.200) con el agregado de silo planta entera de maíz o sorgo. Con esto se logra el autoabastecimiento de energía térmica (1,5 MWt), que será utilizada para calefacción de instalaciones porcinas y biodigestor, y de energía eléctrica (1,5 MWe) para sistema de riego, planta de alimento balanceado, instalaciones porcinas, etc. Por otro lado como la energía que se genera en el establecimiento “Yanquetruz” sobrepasa la demanda energética del sistema, un porcentaje elevado se vende al sistema interconectado nacional. La empresa que llevó adelante el proyecto es de origen nacional: TECNORED CONSULTORES SA.

### Proyecto de tratamiento de residuos orgánicos de FECOFE y la Cooperativa Eléctrica de Huinca Renancó.

Es realizado por la Federación de Cooperativas Federadas Limitadas (FECOFE), asociada con la CEHR (Cooperativa Eléctrica de Huinca Renancó), con el apoyo del Ministerio de Agricultura, Ganadería y Pesca de la Nación.

Se trata de un proyecto que se encuentra en la etapa de construcción en la localidad de Huinca Renancó (Cba) y que estará finalizado antes de mediados de 2014. Su objetivo es el tratamiento de 1.449 ton/año de FORSU (Fracción Orgánica de Residuos Sólidos Urbanos) de 11 localidades (30.000-35.000 habitantes) del sur de la provincia de Córdoba pertenecientes a la Comunidad Regional de General Roca, 2.353 ton/año de desechos de frigorífico bovino, 322 ton/año de residuos de frutas y verduras provenientes del mercado concentrador fruti-hortícola y la incorporación de silaje de sorgo silero o biomásico para producir energía eléctrica y biofertilizantes permitiendo revalorizar pasivos ambientales en activos económicos.

La tecnología empleada es la digestión anaeróbica de tipo mesofílica mediante la cual se van a generar unos 300 KWh de energía eléctrica destinando a la red interconectada nacional unos 265 KWh. El proyecto es realizado por una asociación entre el grupo IFES y grupo Montanaro con un socio tecnológico italiano llamado AUSTEP.

### **Proyecto de biogás de Bioeléctrica S.A. en Río Cuarto (Cba).**

El objetivo que se plantea es la generación de energía eléctrica para la venta, a partir de biogás producto de un proceso de fermentación anaeróbica termofílica de silaje de maíz (90%) y residuos pecuarios, como estiércol (10%).

Es un proyecto llevado a cabo por 29 socios vinculados al sector agropecuario que actualmente se encuentra en construcción con fecha estimada de finalización en junio de 2014. En el mismo se va a generar 1 MWh de energía térmica y eléctrica. La energía térmica será provista a Bio 4 SA (planta de etanol que se encuentra localizada frente a este emprendimiento) para el proceso de producción y la energía eléctrica será vendida al sistema interconectado nacional o a la empresa Bio 4 SA. La tecnología es aportada por Krieg & Fischer de Alemania.

### **Proyecto biogás en un feedlot en Carlos Tejedor**

El objetivo del proyecto es la generación de energía eléctrica a partir del biogás obtenido mediante fermentación anaeróbica de los efluentes (estiércol y orina) de 500 novillos en engorde a corral (sobre piso de hormigón) para vender a la red eléctrica nacional. En la actualidad está generando biogás mediante el tratamiento del estiércol bovino, pero aún no está siendo transformado en energía eléctrica. Se estima que en pleno funcionamiento puede aportar entre un 5% y 6% de la energía que se consume en la ciudad de Carlos Tejedor (Bs As) y el ámbito rural aledaño.

Como otro producto del tratamiento del proceso se obtiene el digerido que es aplicado al suelo como biofertilizante para la producción de alimento para el ganado.

El proyecto cuenta con cuatro patas sobre las que se apoya: la producción de carne, la generación de energía, el biofertilizante y el manejo de los efluentes con bajo a nulo impacto ambiental. Este proyecto es realizado por la empresa Biogás Argentina.

Otras fuentes de interés surgen del trabajo realizado por la Secretaría de Energía de Argentina titulado "Energías renovables Diagnóstico, barreras y propuestas", del cual se extraen algunos ejemplos a continuación:

## **Energía Solar**

Según la publicación de la Secretaría de Energía "Energías Renovables 2008 - Energía Solar" se realizan las siguientes definiciones:

Nuestro planeta recibe del sol una cantidad de energía anual de aproximadamente 1,6 millones de kWh, de los cuales sólo un 40% es aprovechable, una cifra que representa varios cientos de veces la energía que se consume actualmente en forma mundial; es una fuente de energía descentralizada, limpia e inagotable.

El aprovechamiento energético está entonces condicionado por la intensidad de radiación solar recibida por la tierra, los ciclos diarios y anuales a los que está sometida y las condiciones climatológicas del lugar.

Se define energía solar a aquella que mediante conversión a calor o electricidad se aprovecha de la radiación proveniente del sol; otra forma de aprovechamiento asociado considera la posibilidad de hacer uso de la iluminación natural y las condiciones climatológicas de cada emplazamiento en la construcción de edificios mediante lo que se denomina arquitectura bioclimática. El aprovechamiento de la energía solar requiere de la utilización de dispositivos que capten la energía proveniente del sol y la transformen en otra forma de energía compatible con la demanda que se pretende satisfacer.

Existen dos alternativas posibles para realizar estas transformaciones: la conversión fototérmica y la conversión fotovoltaica.

### **Energía solar fotovoltaica**

La tecnología fotovoltaica busca convertir directamente la radiación solar en electricidad. Basada en el efecto fotoeléctrico, en el proceso emplea unos dispositivos denominados celdas fotovoltaicas, los cuales son semiconductores sensibles a la luz solar; de manera que cuando se expone a esta, se produce en la celda una circulación de corriente eléctrica entre sus dos caras.

Los componentes de un sistema fotovoltaico dependen del tipo de aplicación que se considera (conectada o no a la red) y de las características de la instalación.

Una instalación fotovoltaica aislada está formada por los equipos destinados a producir, regular, acumular y transformar la energía eléctrica. Y que son los siguientes:

### **Celdas fotovoltaicas**

Es donde se produce la conversión fotovoltaica, las más empleadas son las realizadas con silicio cristalino.

La incidencia de la radiación luminosa sobre la celda crea una diferencia de potencial y una corriente aprovechable.

Fabricadas a partir del silicio, las celdas fotovoltaicas cobraron auge a partir de los años 50, cuando comenzaron a ser utilizadas para el abastecimiento energético de los satélites.

### **Placas fotovoltaicas**

Tiene por función proteger a la batería contra las sobrecargas y contra las descargas. Además se emplea para proteger a las cargas en condiciones extremas de operación, y para proporcionar información al usuario.

### **Baterías**

Son el almacén de la energía eléctrica generada. En este tipo de aplicaciones normalmente se utilizan baterías estacionarias, las que tienen como característica de operación más importante al ciclado; durante un ciclo diario, la batería se carga durante el día y se descarga durante la noche; sobrepuesto al ciclado diario hay un ciclo estacional, que está asociado a períodos de reducida disponibilidad de radiación.

### **Ondulador o Inversor**

Transforma la corriente continua (de 12, 24 o 48 V) generada por las placas fotovoltaicas y acumulada en las baterías a corriente alterna (a 230 V y 50 Hz).

El dimensionamiento de una instalación aislada requiere disponer de información relativa al consumo previsto de energía del lugar que se ha de electrificar y de la disponibilidad media de radiación solar a lo largo del año.

Debido a los costos que actualmente maneja esta tecnología se recomienda el uso de aparatos de bajo consumo, el sobrecosto que estos a veces pueden tener, se compensa por la reducción en el costo de la instalación fotovoltaica.

Con respecto, a los elementos de los sistemas conectados a la red, los módulos fotovoltaicos son los mismos que se emplean en instalaciones aisladas. Debido a que la energía producida va directamente a la red, la diferencia fundamental de estas instalaciones radica en la ausencia de acumuladores y de regulador de carga. Respecto al tipo de ondulator empleado, normalmente se usan aparatos de mayor potencia que incluyen controladores de fase para adecuar la corriente alterna a la que circula por la red.

### Energía solar térmica

Con respecto a la tecnología solar térmica que convierte la energía radiativa en calor, su principal componente es el captador, por el cual circula un fluido que absorbe la energía radiada del Sol. De acuerdo a la temperatura de aprovechamiento se puede clasificar el aprovechamiento en de alta, media y baja, siendo sus límites:

- Hasta 100° C: de baja temperatura;
- Desde 100° C y hasta 300° C: de mediana temperatura;
- Mayores a 300° C: de alta temperatura.

Los sistemas solares térmicos de alta temperatura hacen referencia a grandes instalaciones donde el principal elemento es una torre paraboloide, o un campo de helióstatos que concentran la radiación solar en una torre central, que puede alcanzar temperaturas superiores a los 4000° C; normalmente se tratan de sistemas con una caldera central de la que se obtiene vapor a alta temperatura para usos térmicos o producción de electricidad.

En cuanto a las aplicaciones de mediana temperatura, normalmente se utilizan colectores parabólicos, los que concentran la radiación solar en un tubo colector encargado de recibir y transmitir el calor, alcanzando valores de temperatura de hasta 300° C.

El principal parámetro que caracteriza la eficiencia de cualquier captador solar es la curva de rendimiento. En general, se define el rendimiento de un captador como la relación entre el flujo energético que llega a la superficie de este y la energía útil que se transmite al fluido; de esta forma, el rendimiento instantáneo de un captador varía en función de la radiación, la temperatura del agua que entra al captador, la temperatura ambiente, la temperatura de la placa y los materiales empleados en la construcción.

Se tiene un razonable conocimiento de la energía solar disponible y de su distribución geográfica aunque hay regiones del país que deberían ser estudiadas con mayor detalle, por lo que se requiere continuar la medición del recurso mejorando la cobertura espacial y la instrumentación utilizada. De todas maneras, se considera que las cartas existentes responden adecuadamente a los datos disponibles en Argentina.

Actualmente la "Red Solarimétrica" opera sólo 2 estaciones de medición y se han detectado diferentes intentos regionales para el relevamiento del recurso solar. Un ejemplo de ellos lo constituye el Grupo de Estudios de la Radiación Solar (GERSolar) de la Universidad Nacional de Luján (UNLu).

Un análisis del Atlas de la irradiación solar, indica que la distribución espacial del promedio de la irradiación solar global diaria recibida en los diferentes meses del año, presenta una importante variabilidad temporal y espacial de los promedios mensuales.

Solamente una pequeña franja del noroeste del país (parte occidental de Salta, Jujuy, Catamarca, La Rioja y San Juan) presenta irradiación alta (superior 5 kWh/m<sup>2</sup>-día), con posibilidades de aprovechamiento en proyectos de potencia. Sin embargo gran parte de la superficie del país (sobre todo al norte del río Colorado) presenta irradiaciones que permitirían su aprovechamiento en proyectos de generación eléctrica de baja potencia y sobre todo en calentamiento de agua.

Las instalaciones fotovoltaicas realizadas en el marco del PERMERY en etapa de licitación o adjudicadas totalizan alrededor de 1MWp (residencial, escuelas y servicios públicos).

Se estima una potencia acumulada en instalaciones fotovoltaicas cercana a 10 MWp al año 2007. Para ese año se calculó una generación aproximada de 17 GWh. Estos valores representan el 0.038% de la potencia instalada y el 0.016% de la energía eléctrica generada en el país.

Entre los proyectos fuera del PERMER que contribuyen a la potencia instalada se encuentran entre otros: la electrificación de escuelas rurales en la provincia de Buenos Aires, la provisión de Energía Eléctrica residencial y para servicios públicos en Neuquén, y experiencias de bombeo de agua en Catamarca.

Por su parte, la provincia de San Juan a mediados de 2009 convocó a una licitación internacional para crear un parque de energía solar con paneles fotovoltaicos, que tendrá alrededor de 1,2 MW. Adicionalmente, en el marco del programa GENREN6, se licitarían 10 MW de generación de EE fotovoltaica y 25 MW con generación eléctrica solar termoeléctrica.

En el área de generación termoeléctrica, ENARSA participa en el desarrollo de un prototipo en base a un motor Stirling (500 W) en conjunto con el Instituto de Investigaciones en Energías No Convencionales de la Universidad Nacional de Salta (INENCO). Se estima un potencial para generación termoeléctrica que podría alcanzar varios cientos de MW.

En relación a la utilización de la energía solar con fines térmicos, si bien las instalaciones para calentamiento de agua no han sido cuantificadas, se estima que tienen una difusión limitada a ciertos nichos de alto poder adquisitivo y algunos comercios y servicios que utilizan GLP. Otras tecnologías destinadas a la cocción, secado y potabilización también tienen una difusión restringida a los programas de extensión de unidades académicas y al accionar de algunas ONGs. Existe una importante actividad de investigación y proyectos demostrativos en arquitectura bioclimática (escuelas, centros de salud, instituciones académicas), aunque con escaso nivel de difusión en relación a su potencial.

## Energía Eólica

Según la publicación de la Secretaría de Energía "Energías Renovables 2008 - Energía Eólica" se realizan las siguientes definiciones:

La energía eólica hace referencia a aquellas tecnologías y aplicaciones en que se aprovecha la energía cinética del viento, convirtiéndola a energía eléctrica o mecánica.

Se pueden distinguir dos tipos de aplicaciones: las instalaciones para la producción de electricidad y las instalaciones de bombeo de agua.

Entre las instalaciones de producción de electricidad se pueden distinguir instalaciones aisladas, no conectadas a la red eléctrica e instalaciones conectadas, normalmente, denominadas parques eólicos. Las instala-

ciones no conectadas a la red, normalmente cubren aplicaciones de pequeña potencia, principalmente de electrificación rural.

Las aplicaciones conectadas a la red eléctrica, por otra parte, son las que permiten obtener un aprovechamiento energético mayor, son además las que presentan las mejores expectativas de crecimiento de mercado.

La energía contenida en el viento puede ser transformada, según sea la necesidad, en energía eléctrica, mecánica o térmica. Las posibilidades de uso que ofrece la energía eléctrica son bien conocidas. En cuanto a la mecánica, en el caso que nos ocupa, se utiliza el bombeo de agua o molienda de distintos productos.

La energía térmica se consigue a partir de la energía mecánica. Para efectuar esa transformación se utilizan distintos tipos de equipamientos. En términos generales no se requieren grandes velocidades de viento para producir energía, más bien al contrario, cuando el viento es demasiado intenso se hace necesario detener los equipos para evitar deterioro. En la mayoría de los casos, un equipo comienza a generar energía con una velocidad del viento de 4 metros por segundo (m/s), equivalente a unos 15 km/h. Entrega su potencia máxima cuando la velocidad es del orden de los 12 a 15m/s (40 a 55 km/h) y es necesario sacarla de servicio cuando alcanza 25m/s (90km/h).

### **Las maquinas eólicas**

Existen dos tipos principales de máquinas que aprovechan la energía contenida en el viento: los molinos, que se utilizan fundamentalmente para bombeo mecánico de agua, y los aerogeneradores de electricidad.

#### **Molinos**

Es muy común en el campo la utilización para extraer agua del subsuelo. El equipo utilizado se denomina molino multipala en razón de estar compuesto por un número elevado (12 a 16) de palas. La razón de este sistema radica en que con muy baja velocidad de viento (apenas una brisa) está en condiciones de trabajar. Al girar acciona mecánicamente una bomba que extrae el agua necesaria.

El diseño de este tipo de molino es de origen norteamericano, introducido en Argentina a mediados del siglo pasado y hoy de fabricación nacional. También es muy utilizado en Australia, Sudáfrica, Holanda y Dinamarca.

#### **Aerogeneradores**

Estos equipos están especialmente diseñados para producir electricidad. En la actualidad se fabrican máquinas comerciales de muy variados tamaños, desde muy bajas potencias (100 a 150 W) hasta 700 y 800 Kw. y ya están superando la etapa experimental modelos de hasta 1.500 Kw. de potencia. A diferencia de los molinos, estos equipos se caracterizan por tener pocas palas porque de esta manera alcanzan a desarrollar una mayor eficiencia de transformación de la energía primaria contenida en el viento. Si bien existen algunos de una sola pala, los de dos o tres son lo más utilizados.

Sintéticamente un aerogenerador está conformado por dos elementos principales: un rotor compuesto por un eje y la o las palas que es accionado por el viento, y un generador que se mueve por arrastre del rotor. Los rotores de los aerogeneradores de potencia mediana en adelante (más de 20 Kw.) no desarrollan gran número de revoluciones, considerándose como normal el orden de 60 a 70 revoluciones por minuto.

Teniendo en cuenta que los generadores normalmente trabajan a unas 1.500 r.p.m., para adecuar las distintas velocidades de trabajo de estos dos elementos se intercala una caja multiplicadora.

En las máquinas pequeñas el generador suele ser un alternador conectado directamente al eje de rotación. Se puede diferenciar a los aerogeneradores en dos grandes grupos según sea la posición del eje de rotación: de eje vertical y de eje horizontal. Ambas tecnologías tienen aspectos favorables y desfavorables.

Los aerogeneradores de eje vertical tienen la ventaja de no necesitar orientarse respecto a la dirección de donde sopla el viento, porque cualquiera sea ella, acciona en la misma forma sobre su rotor. Además, los equipos de generación y control se ubican al pie de la estructura simplificando de esta manera el acceso a los mismos y abaratando por consiguiente el mantenimiento. También ofrecen una robustez y resistencia destacable para ser utilizados en zonas de vientos arranchados y de direcciones cambiarias. Como principal elemento desfavorable se puede mencionar que la eficiencia de conversión energética es algo menor que la de los del otro tipo.

En los aerogeneradores de eje horizontal, el plan de rotación debe conservarse perpendicular a la dirección del viento para poder captar la máxima energía. En consecuencia, para adecuarse a las variaciones de dirección, debe instalarse algún mecanismo que oriente la posición del rotor. En equipos pequeños y medianos (hasta unos 10 ó 15 Kw.) el sistema de orientación es sencillo y mecánico, representado por un timón de cola que reacciona en forma automática.

En equipos de mayor tamaño y muy especialmente en los grandes (de más de 100 Kw.), la orientación del equipo se controla electrónicamente a través de un sistema computarizado. El generador, así como la caja de multiplicación, están ubicados en el cuerpo del equipo, que se encuentra en la parte superior de la torre. Este trae aparejado por un lado la necesidad de un importante cableado para conducir la corriente generada y las señales enviadas al sistema de control y por otro el inconveniente que cuando se produce alguna avería o se efectúa un control de rutina, es necesario subir a la torre.

Como se ve, las diferencias a favor o en contra de cualquiera de las dos tecnologías no alcanzan a ser de suficiente envergadura como para descalificar a ninguna de ellas. De todos modos, es importante acotar que más del 80% de los fabricantes se inclinan por el sistema de eje horizontal.

### Utilización de la energía eléctrica

La energía eléctrica generada a partir de este tipo de equipamiento se destina, por supuesto, a satisfacer necesidades de trabajo y confort requeridas por el hombre. De las distintas posibilidades de disponibilidad de esta energía generada, mencionaremos tres casos que, al menos en nuestro país, conforman situaciones generalizadas y bien caracterizadas:

**a-** Vastas zonas del país tienen población y establecimientos rurales y de servicios dispersos tales como estancias, escuelas, puestos de gendarmería, policías dispensarios médicos, etc. Normalmente esta gente y establecimientos no tienen acceso a una provisión energética segura y confiable. Mediante máquinas de pequeña potencia (generalmente menos de 10 Kw) se puede proveer, si la calidad del recurso eólico es adecuada, de energía para mejorar las condiciones de vida posibilitando el acceso a iluminación, comunicación social (televisión, radio, etc.) y de seguridad y eventualmente la utilización de algunas pequeñas herramientas eléctricas.

**b-** Otro aspecto se centra en la existencia de un importante número de pequeñas localidades donde ya se cuenta con un servicio eléctrico de origen térmico, en general accionado a gas oil, el que en muchos casos por razones de costo y protección del equipo se utiliza solamente unas pocas horas al día, impidiendo de esta manera el eventual establecimiento de pequeñas industrias derivadas de la actividad local y retrasando también las posibilidades de mejor condición de vida de la población involucrada. Si las circunstancias lo permiten, acoplando máquina eólicas de una capacidad acorde con la de los equipos existentes, se puede

mejorar la calidad del servicio aumentando su confiabilidad y prestación, con el agregado de poder lograr una disminución en el consumo de combustible.

c- Por último, en regiones con recurso eólico adecuado, si se cuenta con una red de transmisión de alta tensión, es posible establecer verdaderas "centrales" eléctricas conformadas por un número variable pero en general importante de turbinas de elevada potencia (250 W en adelante). La energía generada en estas instalaciones, denominadas granjas o parques eólicos, ingresa directamente a la red.

En el marco del Plan Estratégico Nacional Eólico y a fin de ampliar el conocimiento del recurso, recientemente el Centro Regional de Energía Eólica (CREE) en conjunto con la UTN y con apoyo del MINPLAN, realizó el Desarrollo del Atlas Eólico del Potencial del Sur Argentino para cada una de las provincias que lo componen. Estos datos se han volcado a un SIGEólico disponible online, que ofrece información de los vientos para cualquier punto. Gracias a esta información se puede estimar el potencial eólico técnicamente aprovechable en nuestro país, existiendo cifras que lo sitúan aproximadamente en 5000 MW.

Con respecto a los proyectos en desarrollo (o en estado avanzado de maduración) se estima que ascienden a más de 2.800 MW. Un ejemplo de ello lo constituye la licitación realizada durante el año 2007 para la primera etapa del proyecto "Vientos de la Patagonia I" (una asociación entre ENARSAy la provincia de Chubut), siendo adjudicada a dos empresas. Cada una de ellas, ya ha instalado un prototipo de alrededor de 1.5 MW, de un total de 60 MW que tendría el parque. La evaluación de los prototipos se extendería hasta octubre del 2009.

Otro ejemplo corresponde a la primera etapa del parque eólico de Arauco en La Rioja que el Estado Nacional financiará. Próximamente, se instalará un primer aerogenerador de 2.1 MW (IMPISA) sobre un total de 25 MW.

Por su parte el Plan Estratégico Nacional Eólico contempla la instalación de un total de 300 MW para el año 2012 (Chubut, Santa Cruz, Buenos Aires, La Rioja, Neuquén, Río Negro). Adicionalmente existen proyectos privados que podrían sumar 400 MW más para esa fecha.

En la actualidad existen casi 30 MW eólicos de media/alta potencia instalados en Argentina (0.11% de la potencia total instalada en 2007), muchos de ellos pertenecientes a Cooperativas Eléctricas, según puede verse en el Cuadro siguiente. Durante ese año las turbinas existentes entregaron cerca de 62 GWh, constituyendo una contribución aproximada del 0.06% de la generación total de electricidad.

En el marco del programa GENREN, se encuentran en proceso licitatorio 500 MW de potencia eólica.

En relación a la energía eólica de baja potencia, según el Censo Nacional Agropecuario 2002, en dicho año había 1.162 aerogeneradores instalados para producción de electricidad. Suponiendo un valor promedio de 500 W por equipo, se obtiene una capacidad instalada aproximada de 0,6 MW.

Independientemente de los aerogeneradores instalados según el Censo mencionado, se identificaron en la provincia de Chubut 93 kW instalados en aldeas escolares y en poblados dispersos. En la provincia de Buenos Aires se detectaron 86 kW en escuelas rurales.

En el marco del Programa PERMER, fue licitada y se está llevando adelante la instalación de 1.500 aerogeneradores (0.9 MW) para pobladores aislados de la provincia de Chubut. Por su parte, el gobierno de la provincia de Neuquén en conjunto con INVAP está avanzando en la instalación de aerogeneradores de 4.5 kW para actividades productivas en el área rural.

## Biomasa

Según la publicación de la Secretaría de Energía “Energías Renovables 2008 - Energía Biomasa” se realizan las siguientes definiciones:

Se entiende por tal al conjunto de materia orgánica renovable de origen vegetal, animal o procedente de la transformación natural o artificial de la misma. Como fuente de energía presenta una enorme versatilidad, permitiendo obtener mediante diferentes procedimientos tanto combustibles sólidos como líquidos o gaseosos. De origen vegetal o animal, que incluye los materiales que proceden de la transformación natural o artificial. Cualquier tipo de biomasa proviene de la reacción de la fotosíntesis vegetal, que sintetiza sustancias orgánicas a partir del CO<sub>2</sub> del aire y de otras sustancias simples, aprovechando la energía del sol.

Desde el punto de vista del aprovechamiento energético, la biomasa se caracteriza por tener un bajo contenido de carbono, un elevado contenido de oxígeno y compuestos volátiles. Estos compuestos volátiles (formados por cadenas largas del tipo C<sub>n</sub>H<sub>m</sub>, y presencia de CO<sub>2</sub>, CO e H<sub>2</sub>) son los que concentran una gran parte del poder calorífico de la biomasa. El poder calorífico de la biomasa depende mucho del tipo de biomasa considerada y de su humedad. Así normalmente estos valores de poder calorífico de la biomasa se pueden dar en base seca o en base húmeda.

En general se puede considerar que el poder calorífico de la biomasa puede oscilar entre los 3000 – 3500 kcal/kg para los residuos ligno - celulósicos, los 2000 – 2500 kcal/kg para los residuos urbanos y finalmente los 10000 kcal/kg para los combustibles líquidos provenientes de cultivos energéticos. Estas características, juntamente con el bajo contenido de azufre de la biomasa, la convierten en un producto especialmente atractivo para ser aprovechado energéticamente.

Cabe destacar que, desde el punto de vista ambiental, el aprovechamiento energético de la biomasa no contribuye al aumento de los gases de efecto invernadero, dado que el balance de emisiones de CO<sub>2</sub> a la atmósfera es neutro. En efecto, el CO<sub>2</sub> generado en la combustión de la biomasa es reabsorbido mediante la fotosíntesis en el crecimiento de las plantas necesarias para su producción y, por lo tanto, no aumenta la cantidad de CO<sub>2</sub> presente en la atmósfera. Al contrario, en el caso de los combustibles fósiles, el carbono que se libera a la atmósfera es el que está fijo a la tierra desde hace millones de años.

Desde el punto de vista energético resulta conveniente dividir la biomasa en dos grandes grupos:

### Biomasa seca

Aquella que puede obtenerse en forma natural con un tenor de humedad menor al 60%, como la leña, paja, etc. Este tipo se presta mejor a ser utilizada energéticamente mediante procesos TERMOQUÍMICOS O FISICOQUÍMICOS, que producen directamente energía térmica o productos secundarios en la forma de combustibles sólidos, líquidos o gaseosos.

### Biomasa húmeda

Se denomina así cuando el porcentaje de humedad supera el 60%, como por ejemplo en los restantes vegetales, residuos animales, vegetación acuática, etc. Resulta especialmente adecuada para su tratamiento mediante PROCESOS QUÍMICOS, o en algunos casos particulares, mediante simples PROCESOS FÍSICOS, obteniéndose combustibles líquidos y gaseosos.

Hay que aclarar que esta clasificación es totalmente arbitraria, pero ayuda a visualizar mejor la siguiente caracterización de los procesos de conversión.

## Procesos termoquímicos

Comprenden básicamente la COMBUSTIÓN, GASIFICACIÓN y PIRÓLISIS, encontrándose aún en etapa de desarrollo la LICUEFACCIÓN DIRECTA.

### Combustión

Es el más sencillo y más ampliamente utilizado, tanto en el pasado como en el presente.

Permite obtener energía térmica, ya sea para usos domésticos (cocción, calefacción) o industriales (calor de proceso, vapor mediante una caldera, energía mecánica utilizando el vapor de una máquina).

Las tecnologías utilizadas para la combustión directa de la biomasa abarcan un amplio espectro que va desde el sencillo fogón a fuego abierto (aún utilizado en vastas zonas para la cocción de alimentos) hasta calderas de alto rendimiento utilizadas en la industria.

### Gasificación

Consiste en la quema de biomasa (fundamentalmente residuos forestoindustriales) en presencia de oxígeno, en forma controlada, de manera de producir un gas combustible denominado "gas pobre" por su bajo contenido calórico en relación, por ejemplo, al gas natural (del orden de la cuarta parte).

La gasificación se realiza en un recipiente cerrado, conocido por gasógeno, en el cual se introduce el combustible y una cantidad de aire menor a la que se requeriría para su combustión completa.

El gas pobre obtenido puede quemarse luego en un quemador para obtener energía térmica, en una caldera para producir vapor, o bien ser enfriado y acondicionado para su uso en un motor de combustión interna que produzca, a su vez, energía mecánica.

### Pirólisis

Proceso similar a la gasificación (a la cual en realidad incluye) por el cual se realiza una oxigenación parcial y controlada de la biomasa, para obtener como producto una combinación variable de combustibles sólidos (carbón vegetal), líquidos (efluentes piroleñosos) y gaseosos (gas pobre). Generalmente, el producto principal de la pirólisis es el carbón vegetal, considerándose a los líquidos y gases como subproductos del proceso.

La pirólisis con aprovechamiento pleno de subproductos tuvo su gran auge antes de la difusión masiva del petróleo, ya que constituía la única fuente de ciertas sustancias (ácido acético, metanol, etc.) que luego se produjeron por la vía petroquímica. Hoy en día, sólo la producción de carbón vegetal reviste importancia cuantitativa.

El carbón vegetal como combustible sólido presenta la ventaja frente a la biomasa que le dio origen, de tener un poder calórico mayor o, lo que es lo mismo, un peso menor para igual cantidad de energía, lo que permite un transporte más fácil. No obstante, debe hacerse notar que la carbonización representa una pérdida muy importante de la energía presente en la materia prima, ya que en el proceso consume gran cantidad de ella.

## Procesos bioquímicos

Los procesos bioquímicos se basan en la degradación de la biomasa por la acción de microorganismos, y pueden dividirse en dos grandes grupos: los que se producen en ausencia de aire (anaeróbicos) y los que se producen en presencia de aire (aeróbicos).

### Procesos anaeróbicos

La fermentación anaeróbica, para la que se utiliza generalmente residuos animales o vegetales de baja relación carbono / nitrógeno, se realiza en un recipiente cerrado llamado "digestor" y da origen a la producción de un gas combustible denominado biogás.

Adicionalmente, la biomasa degradada que queda como residuo del proceso de producción del biogás, constituye un excelente fertilizante para cultivos agrícolas.

Las tecnologías disponibles para su producción son muy variadas pero todas ellas tienen como común denominador la simplicidad del diseño y el bajo costo de los materiales necesarios para su construcción.

El biogás, constituido básicamente por metano (CH<sub>4</sub>) y dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), es un combustible que puede ser empleado de la misma forma que el gas natural. También puede comprimirse para su uso en vehículos de transporte, debiéndose eliminar primero su contenido de CO<sub>2</sub>.

### Procesos aeróbicos

La fermentación aeróbica de biomasa de alto contenido de azúcares o almidones, da origen a la formación de alcohol (etanol), que, además de los usos ampliamente conocidos en medicina y licorería, es un combustible líquido de características similares a los que se obtienen por medio de la refinación del petróleo.

Las materias primas más comunes utilizadas para la producción de alcohol son la caña de azúcar, mandioca, sorgo dulce y maíz.

El proceso incluye una etapa de trituración y molienda para obtener una pasta homogénea, una etapa de fermentación y una etapa de destilación y rectificación.

### Otros recursos energéticos

Hay oportunidades en que la biomasa resulta más útil al hombre para otros usos distintos del de producir energía a través de ella, como es el caso de los alimentos, fibras textiles, materiales de construcción, etc.

Sin embargo, la explotación de biomasa para distintas actividades económicas, deja una parte de ella sin aprovechar, la que se transforma en residuo de esa actividad. De acuerdo a las características particulares que poseen, los residuos pueden provenir de las siguientes actividades: forestales, forestoindustriales, agrícolas, pecuarias, agroindustriales o urbanas.

Es importante destacar que en ocasiones puede darse la necesidad de cultivar y explotar la biomasa con fines exclusivamente energéticos. En este caso se habla de cultivos energéticos.

### Recursos forestales y forestoindustriales

Incluyen ambas categorías de biomasa para energía, es decir, RESIDUOS Y PLANTACIONES ENERGÉTICAS. En la explotación de los bosques naturales realizada con la finalidad de obtener madera para aserrado o elaboración de pulpa de papel, se producen residuos de las siguientes características:

- Especies no aptas para aserrado o pulpa que se destinan a la producción de leña.
- Residuos de cosecha, raleo, etc., bajo la forma de ramas, despuntes, tocones, etc.
- Residuos de aserradero bajo la forma de cortezas, costaneros, aserrín, viruta, etc.

En los casos en que la explotación forestal está destinada específicamente a la producción de energéticos,

se elijen especies que, aunque no tengan características deseables en los otros usos, presentan un rápido crecimiento. Un ejemplo característico de este tipo de plantaciones lo constituyen los montes de eucaliptus que se destinan a la fabricación de carbón vegetal para siderurgia. Los ciclos de corta y rebrote son en general cortos (3 a 7 años), dependiendo de las especies y del uso energético que se les dará.

## **Recursos agrícolas**

### **Residuos**

Son aquellas partes de la planta cultivada con fines alimenticios y/o industriales que no son útiles para esos usos: paja de trigo, rastrojo de maíz, tallos de algodón, etc.

Aún teniendo en cuenta que una parte de estos residuos debe ser incorporada al suelo para mantener sus condiciones de fertilidad y textura, otra porción importante de los mismos puede ser destinada a su utilización energética.

Esta utilización presenta, sin embargo, algunos inconvenientes:

- La explotación agrícola tradicional en Argentina es de tipo extensivo, por lo que la recolección de los residuos se encarece demasiado, quitándole valor económico al mismo.
- Su densidad es muy baja, lo que obliga a movilizar grandes volúmenes y recurrir a procesos de densificación para su posterior conversión en energía útil.

Desde el punto de vista técnico, los residuos agrícolas, dependiendo de sus características propias, pueden ser convertidos en energía útil a través de procesos termoquímicos o bioquímicos: su grado de humedad y su contenido de lignina definirán en cada caso el proceso más conveniente.

### **Cultivos energéticos**

Se dice de aquellas áreas cultivadas con el objetivo específico de producir materia energética, como puede ser una plantación de caña o remolacha azucarera para la obtención de alcohol combustible, o bien, una plantación de girasol para la obtención de aceite vegetal combustible.

Aquí se presenta una competencia directa entre la producción de alimentos y de energía, dado que las tierras a utilizar en un cultivo energético deben ser de calidad análoga a las agrícolas. De todos modos, a nivel local puede existir una conveniencia en la implantación de este tipo de cultivos.

El proceso a emplear para la producción de energía, depende fundamentalmente del cultivo de que se trate.

### **Recursos pecuarios**

En este caso, y dejando de lado la energía provista por los animales de tiro (caballos, bueyes, etc.) que no es despreciable, encontramos solamente la categoría de residuos con fines energéticos, que están representados por la deyecciones de los animales.

La conveniencia de la utilización energética de los recursos pecuarios, se ve restringida a aquellos casos en los cuales los animales se crían en zonas limitadas (cría intensiva o feedlot) debido a las dificultades de recolección que se presentan en extensiones grandes.

Las deyecciones animales son la mejor materia prima para la producción de biogás a través de la fermentación anaeróbica. Aunque estos residuos representan también un fertilizante natural del suelo, la utilización energética de los mismos no afecta el equilibrio ecológico, dado que el efluente que se obtiene como pro-

ducto de la digestión conserva los nutrientes inalterados, permitiendo su reintegro al suelo y eliminando, en cambio, los elementos potencialmente contaminantes.

### **Recursos agroindustriales**

También aquí se trata de residuos de los procesos de industrialización de productos agropecuarios que pueden ser empleados con fines energéticos. En muchos de los casos, la energía producida con su utilización, resultaría suficiente para abastecer todo el proceso de elaboración.

Ejemplos característicos de este tipo de aprovechamiento son la fabricación de azúcar a partir de la caña, en cuyo caso el bagazo puede alimentar las calderas del ingenio, o el refinado de arroz, en el cual la cáscara puede quemarse para producir vapor y, mediante este, generar electricidad para los molinos y sistemas de transporte y selección.

Otro tipo de residuos agroindustriales lo constituyen los efluentes líquidos de industrias como los ingenios (vinaza), frigoríficos, industrias lácteas (suero), etc. Este tipo de efluentes con alto contenido orgánico, puede ser utilizado para producir biogás mediante su digestión.

### **Residuos urbanos**

Las concentraciones urbanas proveen también de fuentes de biomasa para energía a través de sus residuos, tanto sólidos como líquidos. Los residuos sólidos urbanos poseen una gran proporción de materia orgánica la cual, separada del resto (aprovechable también en gran parte para el reciclado de vidrio, papel, metales, etc.), y convenientemente tratada, puede ser utilizada como combustible para calderas que produzcan vapor de proceso y/o energía eléctrica mediante máquinas de vapor. Los residuos cloacales, a su vez, pueden ser empleados para la generación de biogás por medio de su fermentación anaeróbica.

En ambos casos se contribuye asimismo a solucionar graves problemas de contaminación y degradación ecológica.

## **Tecnologías en Argentina**

La FAO, dentro del marco institucional conformado por la Secretaría de Energía, la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable, la Secretaría de Agricultura Ganadería, Pesca y Alimentación y el INTA, ha llevado adelante una evaluación de la biomasa natural a nivel detallado, utilizando el modelo WISDOM. Dicha evaluación contempla una estimación realizada en base a información secundaria proveniente de estadísticas productivas con datos sobre la distribución geográfica del potencial de leña, otra biomasa leñosa (generada por el procesamiento de los rollizos), del bagazo, y de residuos agrícolas y agroindustriales.

El estudio del proyecto de FAO indica que la biomasa total accesible y potencialmente contabilizada por el modelo utilizado, ascendió a más de 148 millones de Ton, en tanto que la denominada "Biomasa Comercial" accesible y potencialmente disponible alcanzó a más de 124 millones de Ton.

A fin de acotar el potencial disponible, la Secretaría de Energía ha realizado un relevamiento de Proyectos Identificados destinados a la generación de electricidad con biomasa, cuantificado mediante estudios de campo. Ese relevamiento indica un potencial de casi 422 MW.



Montaje del primer generador eólico de alta potencia. Vientos de la Patagonia  
Fuente: Centro Regional de Energía Eólica (CREE)

Dentro de los proyectos identificados, merecen especial mención los siguientes:

**En la Provincia de Entre Ríos:**

- San Salvador, con un potencial de generación de 7,5 MW utilizando residuos de cáscara de arroz y con tecnología de Combustión en lecho fluidizado y grilla vibrante (actualmente en proceso de licitación).
- Villaguay, con un potencial de generación de 2 MW utilizando residuos de cáscara de arroz y con tecnología de Grilla vibrante.
- Concordia, un potencial de generación de 25 MW, utilizando residuos forestoindustriales, mediante tecnología de gasificación y combustión.
- Federación con un potencial de 25 MW, utilizando residuos forestoindustriales, con tecnología de gasificación y combustión (actualmente en proceso de licitación).

**En la Provincia de Corrientes:**

- La planta propuesta para la población de San Antonio Isla es un sistema de gasificación de 10 kW. La planta sería operada manualmente y necesita 300 kg/día de residuos.

**En la Provincia de Misiones:**

- Para la población de Picada Unión, se propone un sistema de gasificación con una potencia de 20 kW, con operación manual, precisando 300 kg/día de residuos.

**En la Provincia de Mendoza:**

- Localidad de San Martín, esta planta podría abastecerse con 142.563 Tn/año de biomasa (proveniente de industria vitivinícola), con lo que la potencia instalada sería de 26 MW.
- Localidad de Villa General Gutiérrez (Maipú), con 112.523 Tn/año de biomasa (proveniente de industria vánica, aserraderos y residuos de industria aceitera) y una potencia de 20 MW.

- Localidad de Cordón del Plata, departamento de Tupungato, con disponibilidad de 48.757 Tn/año de biomasa (proveniente de industria vitivinícola), con lo que se podría generar 6 MW.
- Localidad de San Rafael, con un potencial biomásico de 53.391 Tn/año (proveniente de industria vánica), podría instalarse una planta de 6 MW.

Con respecto a los proyectos en desarrollo (o en estado avanzado de maduración), se han relevado varios asociados al potencial existente en reconversión y modernización de ingenios azucareros. Ellos totalizan cerca de 156 MW, a instalar con tecnología de cogeneración, y están localizados principalmente en las provincias de Tucumán y Salta.

Uno de los mayores aprovechamientos de la biomasa en la actualidad es el empleo de bagazo de caña de azúcar como combustible para las calderas en ingenios azucareros (1014 ktep, 145 para autoproducción de EE). En algunos casos, este recurso permite la autosuficiencia energética de los mismos y en otros, los excedentes de EE son entregados a la red de Servicio Público.

También hay equipamientos instalados aprovechando residuos agroindustriales de cáscara de maní, girasol y residuos forestoindustriales.

La Secretaría de Energía estima una potencia instalada total de casi 720 MW aprovechando residuos biomásicos.

Otra fuente energética considerada como una subcomponente de la biomasa natural está relacionada a la producción de estiércol de origen pecuario, asociado al número de cabezas de los principales animales de campo y su respectiva producción diaria de estiércol seco. Para determinar el estiércol aprovechable, se debe afectar a la producción total por un porcentaje, el que varía según el tipo de animal que dé origen al estiércol y que refleja el potencial que podría recolectarse.

Considerando un contenido energético de 3.500 Kcal/kg de estiércol, se obtienen las toneladas equivalente de petróleo (Tep que representan esas toneladas de estiércol aprovechable seco). La tecnología más apta para la utilización de este recurso es la de los biodigestores, los que permiten convertir al estiércol en gas (con un contenido aproximado del 60% de metano).

El rendimiento medio de esta tecnología ronda aproximadamente el 15%. Se ha estimado una cantidad potencial de 0,75 millones de Tep, equivalente al consumo de GLP de 3.8 millones de hogares de escasos recursos, considerando que consumen 1,5 garrafas de 10kg al mes por hogar. En Argentina ya existen algunos aprovechamientos de estos recursos, ejemplo de ello lo constituye una empresa integrada de producción de granos y aves.

En la misma, se producen alimentos y energía eléctrica a partir de biogás proveniente del tratamiento de los residuos agroindustriales y del stock aviar alcanzando a generar el 50% del consumo total (23 MWh/día). Finalmente, cabe destacar que, si bien gran parte de este residuo pecuario estaría disponible, en muchos casos sería de difícil recolección por la gran dispersión de los animales sobre el terreno. Los residuos más accesibles serían aquellos recolectados en tambos, corrales de engorde (feed-lots), en chiqueros o en establecimientos avícolas. Cabe destacar que a diferencia de lo que sucede con los residuos agrícolas, la utilización de los residuos pecuarios para la producción de biogás no resta nutrientes a los suelos ya que uno de los productos obtenidos es una excelente enmienda orgánica que se puede compostar o mezclar con otros materiales orgánicos y agregar directamente al suelo.

Por su parte un estudio realizado por la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Centro, indica que el aprovechamiento de estos residuos con fines energéticos es aún incipiente y presenta diversas barreras y señala que: "para generar una inflexión en la situación actual, es necesario establecer un compromiso incuestionable entre el productor y el medio ambiente, admitiendo que no hay forma sustentable de producción si se ignora hasta dónde tienen capacidad los ecosistemas para generar recursos y amortiguar los impactos generados por las actividades antropogénicas.

Es fundamental instalar en la conciencia de los productores que los residuos son una parte del proceso productivo, y que sus costos de gestión deben necesariamente ser incluidos en la ecuación económica de la actividad, al margen de que el Estado intervenga facilitando algunos aspectos como la incorporación de tecnología o la promoción del aprovechamiento energético".

Otra componente de la categoría Biomasa está asociada a los residuos sólidos urbanos (RSU). En el país, el 95% de las emisiones de metano de Residuos Sólidos Urbanos, provienen de 4 rellenos: CEAMSE, Córdoba, Rosario y Mar del Plata. También corresponden a esta categoría las aguas residuales domésticas (ARD) e industriales (ARI). Se estima que de estas fuentes puede recuperarse entre un 50 y un 75% del metano, y ser utilizado para usos calóricos o generación de electricidad.

Vale mencionar que solamente se han presentado 32 proyectos (PDDs) ante la Oficina de Desarrollo Limpio de Argentina con el objeto de obtener créditos de Carbono mediante la reducción de emisiones de GEI. De los mismos, casi el 75% corresponde a iniciativas en las que se propone aprovechar energéticamente la biomasa en sus diferentes formas de presentación, destacándose en especial los RSI(industriales) y RSU. Esta escasa respuesta representa, el nivel de interés que parecería despertar este tipo de proyectos, a pesar de los cuantiosos recursos disponibles.

En dirección a dar un estímulo a la utilización de todos estos recursos, en el marco del programa GENREN, se están realizando licitaciones para asegurar la compra de la energía generada por 120 MW en base a RSU, 20 MW en base a biogás, 150 MW en base a biocombustibles, y 100 MW en base a biomasa no especificada.

## Geotermia

El Departamento de Geotermia de la Dirección de Recursos Geológico-Mineros del Servicio Geológico Minero Argentino (SEGEMAR) de la Secretaría de Minería realizó estudios de reconocimiento del potencial teórico del recurso geotérmico en la Argentina.

Este trabajo constituye un importante avance en el conocimiento del recurso geotérmico en el país, dado que permite conocer previamente los principales parámetros de los fluidos termales, en futuras prospecciones. A su vez tiene un dispar grado de profundización según las regiones del país que se considere, pero el nivel de conocimiento permite caracterizar todos los recursos geotérmicos y delimitar las zonas que ocupan los yacimientos hidrotermales.

Según el SEGEMAR: "El grado de avance en el conocimiento del recurso termal de la Argentina en la actualidad es satisfactorio, no así, el grado de utilización que se realiza de las Áreas Termales investigadas. Se tiene cubierto, con estudios de reconocimientos, un 90% de las regiones del país con posibilidades de alta entalpía (más de 150°C) y mediante trabajos de reconocimiento o expeditivos, a un 75% de las regiones con posibilidades de baja entalpía que presentan indicios superficiales.

Estas investigaciones se vienen realizando en las regiones andina y extra andina de la Argentina".

En base a las recomendaciones derivadas de los trabajos de reconocimiento se profundizaron los estudios en 25 zonas geotérmicas con características favorables, en las que se continuó con la etapa siguiente de pre-factibilidad. Los mismos se desarrollaron para proyectos de alta entalpía, en las áreas volcánicas constituidas por cuatro reservorios: Tuzgle, Domuyo, Copahue-Caviahue y Valle del Cura<sup>19</sup>.

Para proyectos de baja entalpía, se realizaron estudios en las áreas de Cerri, Médanos, Carrindanga, Caimancito, La Quinta, El Palmar, Tacorralo-Río Hondo, Rió Valdéz, Santa Teresita-Suriyaco, Colón, Villa Elisa, Federación, Concordia, La Paz, Chajarí, Larroude, Telsen, Gan Gan, Roque Saenz Peña y San Ignacio.

Se continuó con la fase de factibilidad, donde se realizaron perforaciones termales, en los campos geotérmicos de Copahue-Caviahue, Tacorralo-Río Hondo, Cerri, Médanos, Carrindanga, Colón, Villa Elisa, Federación, Concordia, La Paz, Chajarí y Larroude.

El campo geotérmico de Copahue es el más estudiado y tiene un potencial comprobado de 30 MW eléctricos, según la factibilidad realizada por la JICA en 1992.

El gobierno provincial a través de la Agencia para la Promoción y Desarrollo de Inversiones (ADI-NQNSEP), ha convocado a inversionistas privados a construir y operar la planta de generación de energía eléctrica de 30 MW de potencia instalada, denominada "Las Mellizas de Copahue". El proyecto aprovechará los vapores endógenos del yacimiento y demandará una inversión de 70 millones de dólares.

Para el aprovechamiento de la energía geotérmica de alta entalpía el único proyecto de carácter demostrativo que se realizó en el país es la Central Eléctrica Piloto de ciclo binario de 0,67 MW, instalada en 1988 en el campo geotérmico de Copahue, Neuquén, que está fuera de operación desde hace varios años.

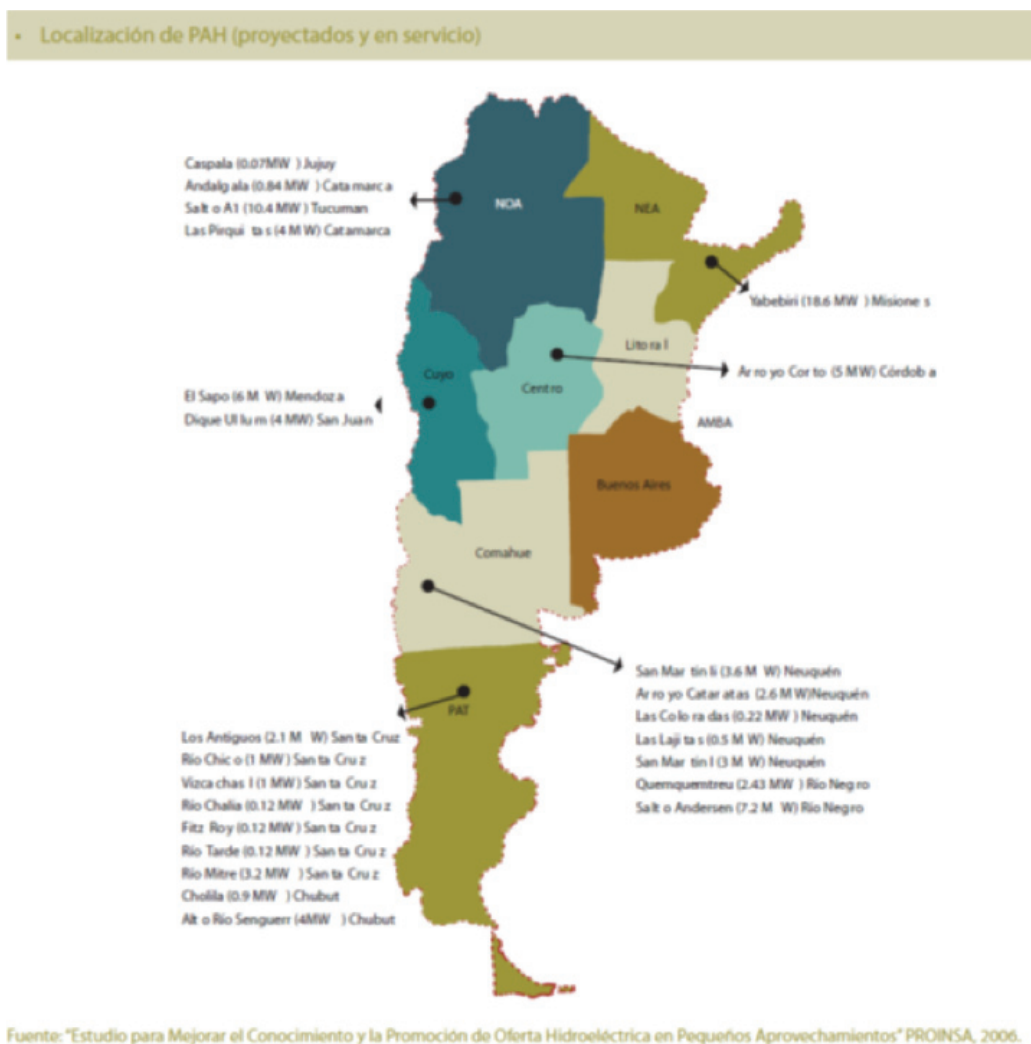
En el marco del GENREN, se prevé realizar un llamado a licitación para la construcción de 30 MW provenientes de cualquiera de los cuatro potenciales reservorios mencionados (Copahue, Domuyo, Valle del Cura o Tuzgle).

Los principales usos de la geotermia en Argentina son: balneología, deshielo de calles y rutas, invernaderos, calefacción y acuicultura (Pesce, 1998b). Según el SEGEMAR "en la actualidad existen ciento treinta y cuatro (134) emprendimientos con una capacidad instalada anual de 25,7 MWt, que utilizan los fluidos termales en uso directo.

De los diversos tipos de uso la balneología es el tipo dominante con el 52,7% que representa una equivalencia a capacidad instalada anual de 13,56 MWt. Otros tipos comunes son: el uso doméstico con 24,6% de capacidad instalada anual (6,33 MWt); la calefacción domiciliaria con el 4,6%, equivalente a 1,17 MWt; invernaderos con 4,5% de capacidad instalada (1,14 MWt); acuicultura con el 1,5% con un equivalente de 0,38 MWt; usos industriales con el 6,7% de la capacidad instalada (1,72 MWt) y derretimiento de nieve con el 5,4% que corresponde a una capacidad instalada de 1,4 MWt".

### Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos

La Secretaría de Energía cuenta con un inventario Nacional de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos (PAH)<sup>22</sup>, que cubre 116 proyectos de potencias menores de 15 MW y representan una oferta de Potencia de casi 430 MW y una Energía Media Anual de más de 1.900 GWh. El mapa siguiente indica la localización de los principales PAH proyectados y en servicio.



Los resultados del estudio mencionado favorecen entre otros a los PAH que se encuentran en la región sur del país y que, en general, están aislados, lo cual mejora los resultados económicos de los mismos. Sin embargo el nivel de desarrollo de los estudios es bajo ya que de los 116 proyectos analizados, hay sólo 4 que han llegado a nivel de Proyecto Ejecutivo y 20 a nivel de Factibilidad. Se propone allí la necesidad de llevar adelante un plan de desarrollo de los PAH, para el que será necesario profundizar los estudios hidrológicos, geológicos, geotécnicos y de impacto ambiental (sólo 12 de los PAH los tienen realizados). También se sugiere evaluar beneficios adicionales ambientales, el costo social de las externalidades, así como el del aprovisionamiento de agua potable con vistas a incluirlos en las remuneraciones para los potenciales generadores interesados.

Finalmente, entre otras consideraciones se recomendó profundizar los siguientes proyectos: PAH Aluminé III (Nivel Prefactibilidad), PAH Manzano I y II (Nivel Anteproyecto), PAH Chilecito I (Nivel Inventario), PAH El Sapo (Nivel Anteproyecto), PAH Arroyo Cataratas (Nivel Inventario Avanzado), PAH La Angostura (Nivel Prefactibilidad), PAH Solco Salto I (Nivel Prefactibilidad), PAH Los Céspedes km 15,8 (Nivel de Ingeniería: Esquema), PAH "Tramo Dique Ullum-Dique Javier de la Rosa" Esquema 2 Proyecto G (Proyecto a nivel de Inventario), PAH "Tramo Dique Ullum-Dique Javier De La Rosa", Esquema 2 Proyecto A con Central Hidroeléctrica en Morro Margen Izquierda del Dique Javier de La Rosa" (Proyecto a nivel de Inventario), y PAH Caspala (Nivel Anteproyecto).

Se estima entonces que se cuenta en principio con un potencial superior a los 400 MW pero se ha estimado posible incorporar una potencia instalada nueva de 100 MW en el término de 10 años en diferentes regiones del país.

Los proyectos de PAH en desarrollo suman 30 MW.

Los PAH existentes y en funcionamiento suman casi 380 MW (Fuente: SE, Dirección Nacional de Prospección). La producción de energía de las mismas es de 1,152 GWh. Esta potencia minihidráulica representa cerca del 1.3% de la potencia total instalada en la Argentina y el 3.7% de la potencia hidroeléctrica total. En términos de energía representan el 1.1% y 3.0% de la energía total producida en Argentina y de la energía hidroeléctrica respectivamente.



## Conclusiones

De lo relevado en el presente informe se desprende claramente, que existen una cantidad sustancial de nuevas tecnologías, que propenden a la diversificación de las fuentes de energías y a un cuidado mayor del medioambiente.

Es de vital importancia la inversión en investigación y desarrollo en estas nuevas tecnologías por parte de los gobiernos y las instituciones, para generar opciones de abastecimiento energético a los distintos países y zonas geográficas de acuerdo a sus particularidades y sus potenciales, para de este modo independizarse de su dependencia a las energías tradicionales.

Se ha notado en los últimos años una creciente participación de estas energías en las matrices energéticas de varios países, aunque todavía resultan marginales en cuanto a su incidencia.

Dentro de las tecnologías relevadas también se ha abordado el desarrollo de hidrocarburos no convencionales, los cuales han revolucionado mercados como el de EEUU, y le han permitido revertir su balance energético.

Estas nuevas tecnologías, todavía generan controversias en cuanto a la problemática ambiental, pero esto sucede habitualmente con todas las nuevas técnicas hasta que se demuestra a través de su utilización que no resultan nocivas para el medioambiente.

Para el caso de Argentina, esta tecnología resultará crucial, dada la cuantía de los recursos no convencionales que se estima que tiene el país.

A medida que se avance en estas cuestiones, se irán desarrollando métodos y normativas que encuadren la actividad y que propendan a un buen uso de las mismas.

Pero resulta claro que el desarrollo de nuevas tecnologías es la clave para un futuro energético más eficiente y más amigable con el medioambiente.



# Bibliografía

- Secretaría de Energía de la República Argentina - Página web - <http://www.energia.gov.ar/>
- Conceptos sobre Energía – Secretaría de Energía – República Argentina
- Departamento de Energía de los Estados Unidos - US Energy Information Administration (EIA)
- Revista Petrotecnia – Revista del Instituto Argentino del Petróleo y el Gas – Varios
- Balance Energético - Metodología OLADE- 2003
- Energías renovables Diagnóstico, barreras y propuestas – Junio 2009 – Secretaría de Energía de la República Argentina.
- Los principales avances e innovaciones tecnológicas en el campo de la energía del último año - por Eugenio Rodríguez En Electrónica · Industrial — 26 feb, 2014 <http://www.fierasdelaingenieria.com/>
- Tierra y Tecnología n° 41 | Texto | Juan García Portero, geólogo | Conceptos básicos, historia, potencialidad y situación actual
- Energías renovables: Argentina, subida a las bacterias que producen gas - Mitre y el Campo Abril 2014
- Qué porcentaje alcanzó la energía renovable en todo el mundo - EnerNews <http://www.enernews.com/nota/259228/que-porcentaje-alcanzo-la-energia-renovable-en-todo-el-mundo>
- El abecé de los hidrocarburos en reservorios no convencionales / Ernesto López Anadón ... [et.al.]. - 1a ed. - Buenos Aires : Instituto Argentino del Petróleo y del Gas, 2013.
- Energías Renovables 2008 - Energía Biomasa – Secretaría de Energía de la Nación
- Energías Renovables 2008 - Energía Eólica – Secretaría de Energía de la Nación
- Energías Renovables 2008 - Energía Geotérmica – Secretaría de Energía de la Nación
- Energías Renovables 2008 - Energía Solar – Secretaría de Energía de la Nación

