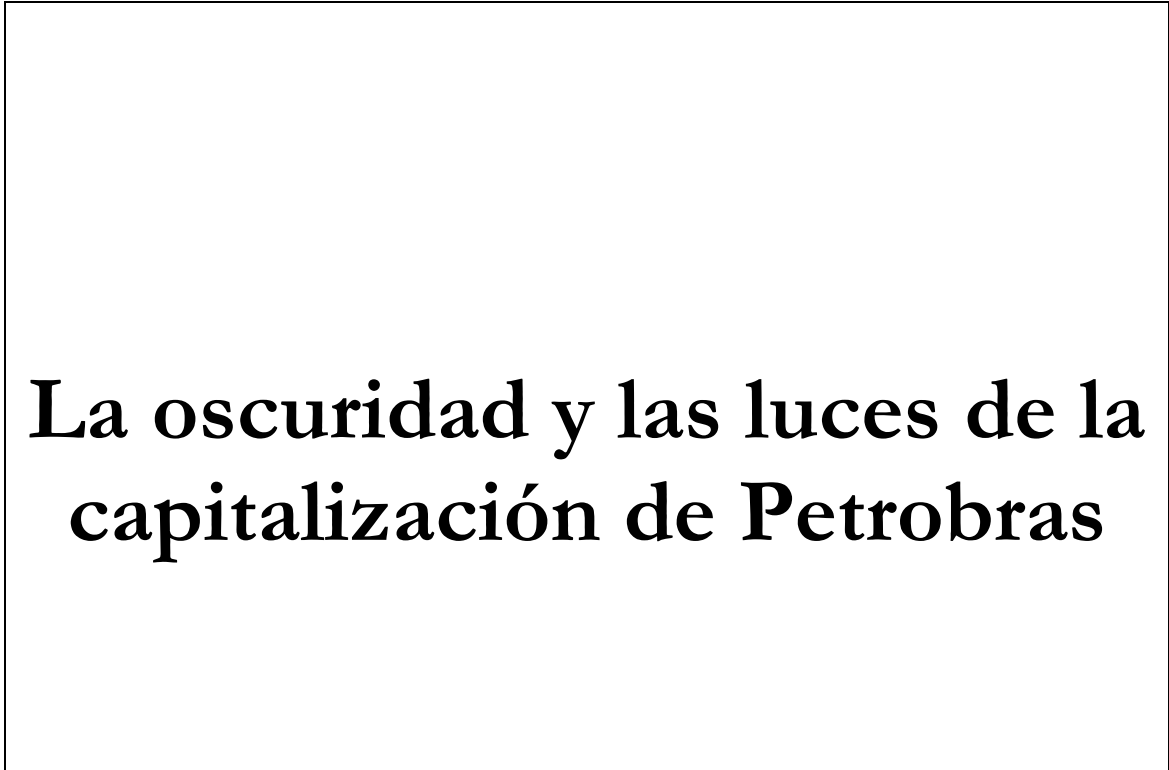
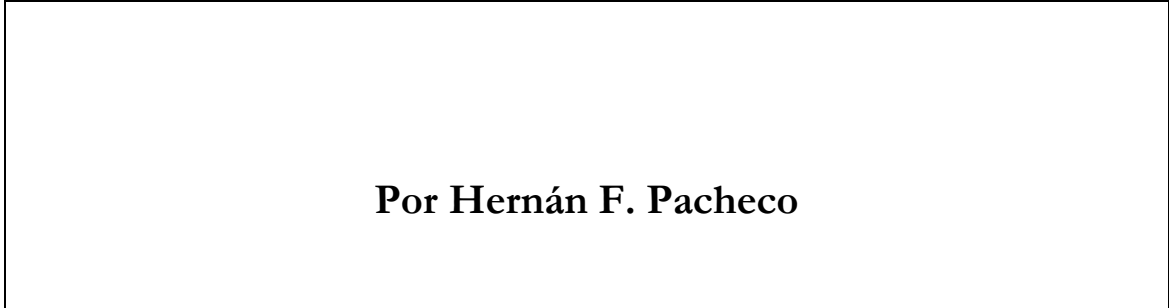


Informe Sobre El Mercado Energético Global



La oscuridad y las luces de la capitalización de Petrobras



Por Hernán F. Pacheco

Índice:

<u>Análisis I:</u> La oscuridad y las luces de la capitalización de Petrobras	4
✓ <i>Los riesgos de la capitalización, según la Petrobras</i>	6
✓ <i>Riesgo Petrobras o la re-creación del riesgo político</i>	10
✓ <i>Conclusiones del proceso de capitalización</i>	14
✓ <i>El nuevo desafío del pre-sal: ¿Libra, más grande que Tupi?</i>	15
✓ <i>Logística, innovación, tecnología y otras migas...</i>	16
<u>Análisis II:</u> Investigación de nuevas formas de perforación para reducir los costos del pre-sal	18
✓ <i>Programa brasileño de contención de derrames</i>	19
<u>Construcción de refinerías:</u> de la autosuficiencia petrolera a la de derivados	21
<u>Análisis III:</u> La reinención del laberinto de las inversión energética	25
✓ <i>Los accidentes amenazan el funcionamiento de la(s) industria(s) energética(s)</i>	29
✓ <i>Inversión en tuberías</i>	29
✓ <i>Limitantes y limitaciones actuales de los stocks de energía eólica</i>	30
✓ <i>Boom-and-bust del sector solar</i>	34



Análisis I: La oscuridad y las luces de la capitalización de Petrobras



Cuando miren atrás los historiadores de estadísticas financiera un día en el año 2010, los datos de *Equity Offerings* van a ser enormes, y al lado de ese número probablemente habrá un asterisco que conducirá a una nota que explica la magnitud del número...en una palabra: Petrobras.

Teniendo en cuenta el precio que los títulos de las acciones de Petrobras registraron el primero de septiembre pasado, la venta del lote inicial recaudaría unos 64.128 millones de dólares al cambio actual, con lo que se convertiría en la mayor oferta pública de la historia. Petrobras superaría así los 22.100 millones de dólares que recolectó este año el **Agricultural Bank of China**, así como la emisión récord realizada en 1987 por la japonesa de telecomunicaciones NTT, que obtuvo 36.800 millones de dólares¹. La petrolera brasileña dedicará los recursos captados para financiar su plan de inversiones,

que asciende a 224.000 millones de dólares hasta 2014.

El diario inglés **The Guardian**² dijo que la nueva oferta de acciones es la más reciente y mayor señal del crecimiento de Brasil en el mundo financiero. “*Las economías en desarrollo como Brasil están creciendo porque venden petróleo, minerales y metales, a precios records*”, sostiene el periódico. Los inversores europeos están migrando a los mercados emergentes, “*para escapar de los moribundos mercados de capitales en Europa y Estados Unidos*”. El sistema financiero de los países en desarrollo fue menos alcanzado por la crisis financiera y sus bancos más tradicionales evitaron los complejos préstamos subprime, que llevaron a la recesión global.

Ya considerando el aumento del lote adicional de acciones, después de la capitalización Petrobras debe quedar entre las cinco mayores empresas del mundo por valor de mercado, al frente de gigantes como las americanas **General Electric** y **Wal-Mart**. El cálculo fue hecho tomando como base la edición 2010 del ranking FT Global 500, de las 500 mayores empresas del mundo, del diario **Financial Times**, elaborado con datos del 30 de marzo. El valor de mercado es el precio de cada acción de la empresa multiplicado por el número de papeles en circulación, o sea, representa cuanto un inversor pagaría si fuera posible comprar todas las acciones de la compañía Si se posiciona entre las empresas que están al tope del ranking puede ser un gran hecho para Petrobras, pero el real desafío es otro: mantenerse en esa posición.

De acuerdo con los profesionales del mercado, la empresa brasileña tendrá que probar que la explotación de petróleo en la capa del pre-sal será segura, libre de riesgos

¹ The New York Times, Dealbook, “*Petrobras Raises \$70 Billion in Share Issue*”, (24/9)

² The Guardian, “*Brazil's oil firm Petrobras aims for largest share issue in history*”, (19/9)

como el accidente de BP en el Golfo. La británica era la sexta mayor empresa del mundo en el FT Global 500 2010, que fue elaborado poco antes del accidente, a finales de abril. En la época, el valor de mercado de la compañía era de casi 210 millones de dólares. Con la fuga, que tardó tres meses para ser contenido, el precio de sus acciones descendió. El 16 de septiembre, la compañía ya había perdido cerca de un 70% de su valor de mercado y valía sólo 68.000 millones de dólares.

AS MAIORES EMPRESAS DO MUNDO

Posição	Empresa	País	Setor	Valor de mercado [†]
1º	Exxon Mobil	EUA	Petróleo	310,45
2º	PetroChina	China	Petróleo	263,54
3º	Apple	EUA	Tecnologia	252,66
4º	Microsoft	EUA	Tecnologia	219,19
5º	Petrobras ^{††}	Brasil	Petróleo	214,81
6º	Bank of China	China	Financeiro	210,96
7º	Berkshire Hathaway	EUA	Financeiro	206,35
8º	China Mobile	China	Telecomunicações	200,99
9º	Wal-Mart	EUA	Varejo	193,28
10º	General Electric	EUA	Variado	173,52

† Fonte: Thomson de Reuters e FT Global 500

† *Valor de mercado em 16/09 em bilhões de US\$

† **Valor de mercado considerando que a Petrobras já tivesse feito sua capitalização no dia 16/09 e tivesse levantado os US\$ 79 bilhões previstos com a operação

Petrobras confirmó, en el prospecto del proceso de capitalización que le rendirá 128 mil millones de reales, diversos riesgos inherentes a la operación. Protocolado en la Comisión de Valores Mobiliarios (CVM) el 3 de septiembre, el documento destacó los riesgos de la exploración del pre-sal y en la oferta de acciones, además de los relacionados a las posibles contestaciones en la Justicia y los de naturaleza macroeconómica. Las secciones inherentes a los factores de riesgos de los stocks son a menudo interpretadas con confesiones religiosas, con las compañías admitiendo los defectos que normalmente minimizan.

Los inversores deben estar atentos a estos alertas, que ya son bastante serios –basta ver la posibilidad, destacada por la propia Retrobas. De “*fugas, explosiones de ductos y pozos exploratorios y desastres ambientales y geológicos*”, a semejanza de los ocurridos en el Golfo de México. Este riesgo se hace aún más sustancial cuando se considera lo inédito de la perforación en una capa tan profunda del océano. Ninguna empresa de petróleo está extrayendo comercialmente el producto a ese nivel de profundidad (7 mil metros).

En relación a una posible dilución de la participación de los minoritarios en el capital, la empresa confirma que el hecho podrá ocurrir conforme su necesidad de aumentar el crédito. El inversor no tendrá muchas alternativas para escapar del posible perjuicio. Otra cuestión controvertida es la afirmación de Petrobras de que los volúmenes de sus reservas (hechas publicas en el reporte de DeGolyer and MacNaughton) son

incierto. Nadie sabe correctamente cual será el real costo de la explotación, ni las cantidades. Al parecer, ni Petrobras.

Los riesgos de la capitalización, según la Petrobras

En si prospecto, la empresa anuncia los riesgo que involucran la operación y afirma algo similar a lo que aconteció con BP no descartando que acontezca en Brasil.

1. Riesgo de desastre ambiental. La exploración y producción de petróleo involucra riesgos que son acentuados cuando esas actividades son conducidas en aguas profundas y ultra-profundas (...) Nuestras actividades (...) presentan diversos riesgo, de entre los cuales, el de fugas, explosiones en ductos y pozos exploratorios y desastres ambientales y geológico (...) No podemos garantizar si el accidente en el Golfo de México no resultará en la imposición de normativas ambientales y regulatorias, de entre otras, más severas o en gravámenes más onerosos para las actividades desarrolladas en el Golfo de México, inclusive en relación a las exigencias más restrictivas en términos de equipamientos e infraestructura.

2. Riesgo de las pólizas de seguro de la compañía que no cubrieran los daños, si un desastre ocurre. Nuestras pólizas de seguros pueden no cubrir todos los riesgos a los que estamos sujetos y/o seguro para cubrir todos los riesgos a los que estamos sujetos pueden no estar disponibles para contratación. No podemos garantizar que ningún tipo de accidente ocurra en el futuro, que nuestras pólizas de seguro cubrirán integral y adecuadamente nuestros perjuicios o que no seremos responsabilizados por esos u otros eventos o accidentes.

3. Riesgo de conflicto entre controladores y minoritarios. La Unión tiene, y continuará teniendo después de la conclusión de la Oferta Global, poderes para, de entre otros, elegir a la mayoría de los miembros de nuestro consejo de administración y decidir sobre cualquier cuestión que sean competencia de nuestros accionistas, incluyendo organizaciones societarias, cancelación de nuestro registro de compañía abierta, alienación de nuestras subsidiarias (...). Los intereses de la Unión podrán ser divergentes o conflictivos con los intereses de nuestros otros accionistas.

4. Riesgo de dilución inmediata del capital de los minoritarios. Cualquier captación de recursos por medio de ofertas públicas o privadas de Acciones (...) puede ser realizada con exclusión del derecho de preferencia de nuestro entonces accionistas y/o alterar el valor de nuestras acciones, lo que puede resultar en la dilución de la participación de los inversores.

5. Riesgo de liquidez limitada en el mercado brasileño. El mercado brasileño de valores mobiliarios es substancialmente menor, menos líquido y puede ser más volátil que los principales mercados de valores mobiliarios internacionales, incluyendo el de Estados

Unidos y de Europa (...) Esas características de mercado pueden restringir substancialmente la capacidad de los inversores de negociar con nuestras Acciones al precio y en la ocasión en que desearan, lo que podrá, consecuentemente, afectarnos adversamente.

6. Riesgo en la estimación de los volúmenes de las reservas. La mayor parte del volumen líquido de nuestras reservas probadas domesticas el 31 de diciembre de 2009 fueron auditadas por DeGolyer and MacNaughton. Los volúmenes estimados de nuestras reservas probadas envuelven un cierto grado de incertidumbre.

7. Riesgo de contestación legal de la cesión onerosa. Si el nuevo marco regulatorio y/o la Cesión Onerosa sean declarados, en el todo o en parte, inconstitucionales o ilegales, conforme el caso, eso podrá resultar en incertidumbres en cuanto a la regulación del sector en el que actuamos, incluyendo cuestionamientos acerca de la validez de las relaciones jurídicas que estuvieran basadas en el nuevo margo regulatorio. Además de eso, no podemos garantizar que el valor de la Cesión Onerosa no será objeto de contestaciones, incluyendo en relación a su fijación en valor superior al constante del informe técnico elaborado por DeGoluyer and MacNaughton.

8. Riesgos macroeconómicos. Petrobras también alerta por los cambios en el escenario macroeconómico que pueden traer impactos negativos para la empresa. Los principales son los riesgos de oscilaciones cambiarias; de clientes e instituciones financieras que no cumplieran con sus obligaciones junto a la estatal; de las tasas de interés del mercado que suban, impactando en los gastos financieros; y de las variaciones bruscas en los precios del petróleo que causen alteraciones significativas en su flujo de caja.

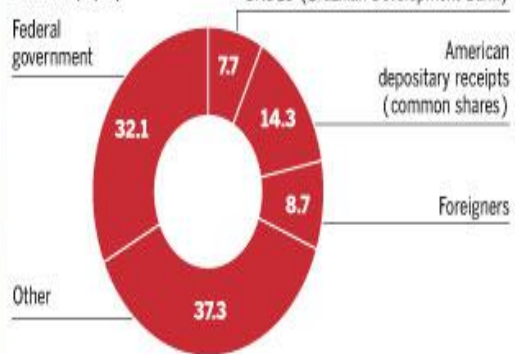
National champion



Photo: Reuters

Petrobras

Ownership (%)



Total capital, includes preference and ordinary shares

Global top secondary capital raisings

Date	Name	Total value
Pending	Petrobras (Brazil)**	\$32.0bn*
Jun 9 08	Royal Bank of Scotland (UK)***	\$24.3bn
Nov 28 08	Royal Bank of Scotland (UK)**	\$23.3bn
Dec 14 09	Lloyds TSB (UK)**	\$22.5bn
Apr 6 09	HSBC (UK)***	\$19.6bn
Dec 3 09	Bank of America (US)	\$19.3bn
Oct 11 07	Fortis (Belgium)	\$19.2bn
Dec 16 09	Citigroup (US)	\$17.6bn
Mar 24 03	France Telecom (France)	\$16.5bn
Jun 12 08	UBS (Switzerland)	\$15.4bn
Nov 8 99	NTT (Japan)	\$14.9bn

* Expected deal value ** Government backed with purchase of shares

*** Government underwritten

Largest national oil companies by reserves, 2009

Total (billion barrels of oil equivalent)



Includes commercial reserves and technical reserves, defined as discoveries which Wood Mackenzie believes to be unlikely to be developed over the next five years

Sources: company; Dealogic; Wood Mackenzie

Un informe de la consultora europea RepRisk, divulgado recientemente clasifica a Petrobras como una de las diez empresas más controvertidas del sector de petróleo. El ranking tiene en cuenta aspectos ambientales y sociales. RepRisk fue citada por Financial Times³ como una de las pocas empresas capaces de decir “yo avisé” después del accidente de la plataforma de BP en el Golfo de México.

En los últimos cuatro años, RepRisk clasificó a BP como una empresa de alto grado de exposición al riesgo. En 2009, formó parte de la lista de las diez empresas más controvertidas del mundo. Según **Karen Reiner**, gerente del proyecto de RepRisk, desde el accidente aumentaron las críticas a proyectos semejantes de perforación en aguas profundas. *“Eso indica que hay una concienciación creciente y una preocupación con lo que puede acontecer en este tipo de perforación, lo que puede resultar en una mejor regulación y transparencia para la industria. Ese será un cambio gradual”*, dijo. En agosto, la puntuación de Petrobras quedó en 55 (el ranking varía de cero a 100). Notas entre 50 y 75 se refieren a las empresas de alto grado de exposición al riesgo. La primera vez que Petrobras alcanzó un nivel superior a 50 fue en julio de este año.

El cálculo tiene en cuenta informaciones divulgadas por periódicos, blogs, ONGs, entre otras fuentes. La evaluación es hecha por analistas de riesgo de acuerdo con los patrones internacionales, como el Pacto Global de Naciones Unidas. La primera colocada en agosto fue BP. La lista incluye nombres como Chevron y Total. Los proyectos de la empresa con mayor volumen de críticas fueron el campo Tupi y el lote 117, explotación en asociación con **ECOPETROL** en Perú, entre otros. Las principales quejas se refieren a impactos en los ecosistemas y en las comunidades.

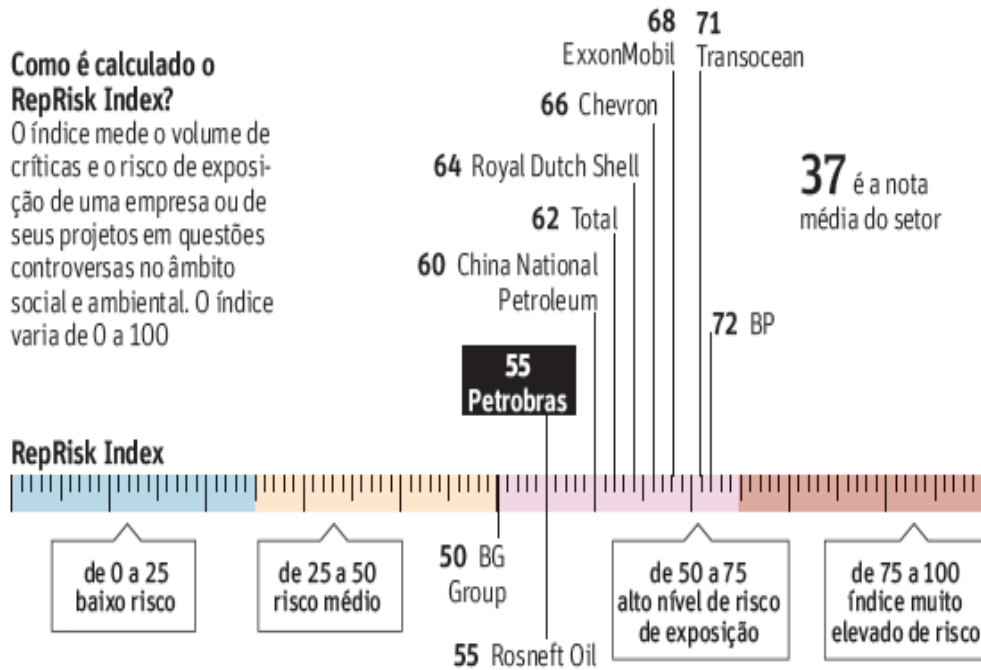
Para **Claudio Serra**, especialista en medio ambiente de **Uerj**, después del accidente de BP, las empresas se volverán cada vez más a minimizar los riesgos de la actividad exploratoria, van más inversiones en prevención de accidentes. Petrobras informó en una nota que desconoce el ranking y la metodología del cálculo.

³ Financial Times, "BP crisis highlights value of sustainability research", (13/6)

PETROBRAS ENTRA NA LISTA DE EMPRESAS MAIS CONTROVERSAS DO SETOR

Como é calculado o RepRisk Index?

O índice mede o volume de críticas e o risco de exposição de uma empresa ou de seus projetos em questões controversas no âmbito social e ambiental. O índice varia de 0 a 100



Fonte: Site da RepRisk e relatório sobre a Petrobras

Riesgo Petrobras o la re-creación del riesgo político



La politización de Petrobras es el mayor riesgo que la empresa enfrenta en el futuro. La estatal brasileña, en su oferta pública de acciones estimada en 65 mil millones de dólares, ha resaltado a los potenciales compradores de los títulos los altos riesgos aparejados en la explotación de petróleo en aguas profundas⁴.

La gran reserva de petróleo en el litoral brasileño amenaza con reintroducir la política en la administración del gigante petrolero, que es controlada por el gobierno brasileño, pero competentemente administrada de forma comercial. Según **The Wall Street Journal (WSJ)**, el peligro es que ella se aproxima a **Petróleos Mexicanos (Pemex)** o a **Petróleos de**

Venezuela (PDVSA), empresas estatales que fueron transformadas para que promuevan varias causas sociales. El periódico prevé que las acciones de Petrobras quedarán más volátiles en el futuro próximo, debido a las actividades exclusivamente de la compañía, a los riesgos conectados a la explotación en aguas profundas y al “*riesgo de que su filosofía independiente (...) sea alterada por la política*”.

⁴ The Wall Street Journal, “*Politics, Not Deep Drilling, Pose Biggest Risk for Petrobras*”, (13/9)

Petrobras tiene perspectivas enormes de retorno financiero ante las reservas comprobadas de 14 mil millones de barriles equivalentes de petróleo (BEP), con el potencial para llegar a los 35 mil millones de BEP. Sin embargo, el diario económico dice que eso puede llevar a un control político mayor de Petrobras, el alcance del descubrimiento abrió rápidamente el apetito del gobierno brasileño, y el Congreso ya ha aprobado dos de cuatro leyes que fijan un nuevo marco para el desarrollo de esos yacimientos, estableciendo un mayor papel del Estado.

Con eso, la empresa, que tiene un 55% de sus acciones con derecho de voto bajo control del gobierno, tendría una posición predominante en la exploración de los nuevos yacimientos. Sin embargo, algunos accionistas reclaman que Petrobras pagaría demasiado caro por la operación en las áreas determinadas por la ley y pueden llevar el tema a la justicia. De momento, la industria aguarda con ansiedad los detalles específicos de cómo funcionarán estas normas.

El gobierno de Brasil tomará una importante parte de las acciones como está planeado. Según **Adriano Pires**, del **Brazilian Center for Infrastructure**, el aumento gubernamental en Petrobras pasaría del actual 39 al 55%⁵. Sin embargo, la analista de inversiones de **UBS**, **Liliana Yang**, hizo notar que instituciones vinculadas entre sí como los bancos estatales Banco do Brasil, Caixa Economica Federal y el Banco Nacional de Desarrollo (BNDES) podrían sumarse, llevando la participación del gobierno a casi el 70% de las acciones. El gobierno no ha sido tímido a la hora de dejar claro su deseo de incrementar su participación en Petrobras y quiere hacer aún más firme su control luego de una serie de enormes descubrimientos de crudo en la costa atlántica de Brasil.

El estado es propietario de alrededor del 30% de las acciones de Petrobras y de más del 50% de las que tienen derecho a voto, cifras que se incrementan aún más cuando se incluyen los papeles en manos de fondos de pensión y bancos estatales, que habitualmente siguen las directivas oficiales. La principal duda se centra en los accionistas no vinculados al gobierno que tienen alrededor del 60% del capital accionario en este momento. Por un lado, algunos podrían verse incómodos por la relación del gobierno, mientras que por el otro pueden querer evitar que su participación en Petrobras se vea diluida por el Estado, aunque pudieran estar buscando un precio más bajo que el de los niveles del mercado actual. Lo que pocos tolerarán por mucho tiempo es el sentido de "*perpetual uncertainty*" sobre si sus intereses serán salvaguardados. La samba aparentemente infinita de Petrobras con el gobierno sobre las reservas de petróleo debería hacer pensar dos veces a los inversores sobre la entrega de más dinero.

Otro riesgo de politización de Petrobras apuntado por WSJ son las elecciones presidenciales brasileñas, que "*introducen otra incertidumbre*". "*La candidata con amplio margen de liderazgo en las encuestas, Dilma Rousseff, es vista por lo general como teniendo posiciones más izquierdistas que el actual presidente Luiz Inácio Lula da Silva, a pesar de tener su apoyo*".

Después del a fuga de BP, las empresas del sector de petróleo que operan en Brasil comenzaron a preocuparse con lo que están llamado "*riesgo Petrobras*". No se trata del riesgo de una fuga semejante en la costa brasileña. Sino de un temor que Brasilia siga el ejemplo del presidente norteamericano, **Barack Obama**. Después del accidente, Obama declaró una suspensión de nuevas actividades petroleras en el Golfo durante seis meses. Para evitar pérdidas que podrían ser causadas por una moratoria como la de Obama, las empresas extranjeras con operaciones en Brasil ya están intentando hacer un seguro para el riesgo Petrobras⁶. Ya se realizó una cotización para una empresa del sector petrolero. Una póliza bastante alta, de 200 millones de dólares, para el caso de una eventual rotura de contrato por parte de Petrobras. El premio quedó en un 1% de ese valor.

⁵ Bloomberg, "*Petrobras 'Reverse Privatization' Looms as Brazil Backs \$78 Billion Offer*", (23/9)

⁶ Valor Econômico, "*Setor de petróleo é dos que causam preocupação*", (20/9)

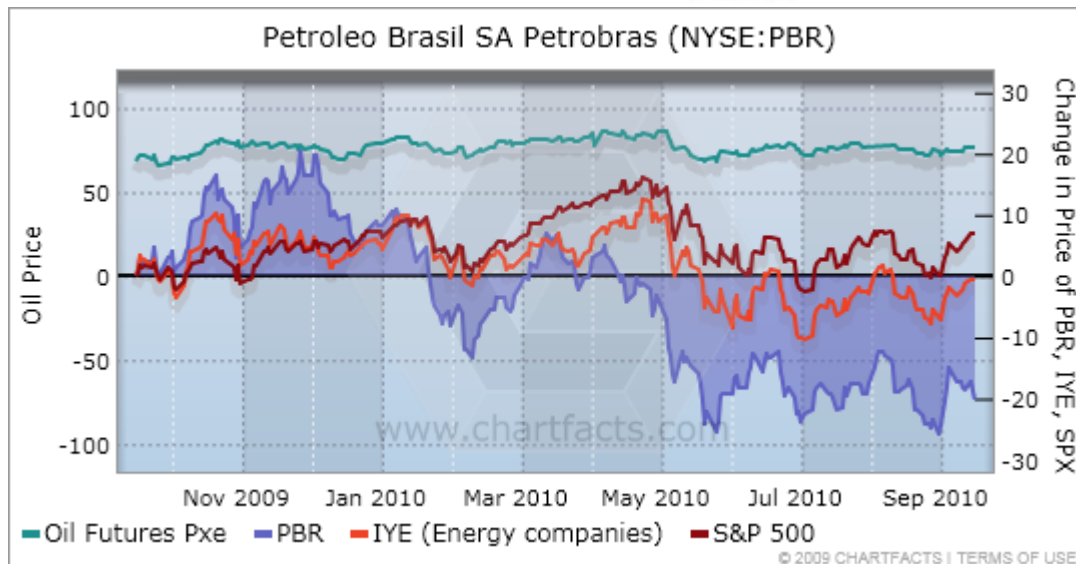


El apetito del inversor extranjero por la capitalización de Petrobras es aún una incógnita. De cualquier forma, la oferta debe generar un movimiento de posiciones entre los inversores extranjeros, como cree la analista **Annette Hester**, asociada del **Center for Strategic and International Studies (CSIS)**, de Washington⁷. “Creo que vamos a ver una danza de las sillas. Hay ciertos fondos de pensión y grandes inversores extranjeros que tienen un límite porcentual para invertir en petróleo y gas y en Brasil”, dijo. “Al inversor le puede o no gustar el precio, pero ahora tiene un precio para decidir”.

El valor de la cesión onerosa para la capitalización será de 42.533 mil millones de dólares, el equivalente en reales a 74.804 mil millones. El valor medio del barril de petróleo quedó en 8,51 dólares, considerado alto por el mercado. La cesión es equivalente a 5 mil millones de barriles de petróleo, que serán retirados de seis campos y uno más de reserva para el caso que no fuera suficiente para completar el contrato. Los campos son: **Tupi Sur, Florim, Tupi Nordeste, Peroba, Guará, Franco** y **Iara**, siendo el campo de Peroba definido como de reserva.

Más que el precio, lo que el inversor tendrá que decidir es si quiere estar expuesto al mercado brasileño y al mercado de petróleo brasileño, teniendo en cuenta que existen pocas opciones además de Petrobras. La capacidad de crecimiento de Petrobras es el mayor atractivo de la empresa en la visión del analista **Hersz Ferman**, de **Yield Capital**. Las grandes compañías del sector no consiguen producción y reservas, mientras la estatal sigue otro camino.

⁷ Estado de San Pablo, “*Apetite de investidor estrangeiro por Petrobrás é incógnita*”, (3/9)



La capitalización de Petrobras no sólo será interesante para la estatal. Las acciones negociadas en la **Bolsa de Valores, Mercancías y Futuros (BM&F Bovespa)** de empresas que prestan servicios y venden productos para la petrolera también podrán usufructuar la fuerte demanda esperada. Una de las mayores promesas es **Lupatech**, empresa de tecnología que ofrece productos y servicios para la industria de petróleo y gas, donde ya se espera un aumento de los pedidos a causa de la capitalización de Petrobras. *“Esas empresas pasaron a ser una buena alternativa de inversión. Anda con un descuento temporal, principalmente Lupatech, por haber presentado un resultado financiero no tan bueno estos años”*, explica **Fausto Gouveia**, economista jefe de **Legan Asset Management**.

La empresa de tecnología presentó un perjuicio de 14 millones de reales en el segundo trimestre de 2010, un caída del 13,3% comparado al perjuicio de 16,151 millones del trimestre anterior. En el acumulado del año, el perjuicio fue de 30,152 millones de reales. *“Los pedidos van a aumentar, pero la empresa tendrá que contratar operarios, lo que aumenta los costos. La empresa necesita estructurarse muy bien porque el mejor momento para traer liquidez para las acciones es ahora”*, afirma el economista de Legan. Las acciones ordinarias de Lupatech vienen presentando recuperación en septiembre. En 12 meses de desempeño esta un poco negativo, con una retracción del 13,31%. En el acumulado del año, las acciones registran una caída del 20,18%. Otras empresas también prestan servicios a Petrobras y tienen acciones en la bolsa como es el caso de **Comgás**, que hace un servicios de distribución, y de **Inepar**, responsable por buena parte de las plataformas de la estatal.

Conclusiones del proceso de capitalización

El periodo de reservas para la oferta de acciones de Petrobras al contrario de lo que algunos esperaban, la captación tiene todo para ser un éxito. Ni aún las claras injerencias políticas en el proceso (tan regurgitadas más arriba en el presente informe) fueron suficientes para dejar sin estímulo a la gran mayoría de los inversores. Ante esto, la capitalización de la mayor empresa brasileña representará un marco para el mercado de capitales brasileño, robando a China el puesto de mayor operación de ese género en el mundo.

Pero ¿cual es el secreto de una empresa estatal que enfrentó serias interferencias en un año electoral para atraer tamaño interés, aunque el riesgo para el extraer el petróleo sea enorme? En los últimos 10 años, Petrobras pasó de ser un jugador con potencial a ser una de las 10 compañías más grandes del mundo, medida por su valor de capitalización de mercado cercano a 200.000 millones de dólares y la cuarta más grande en el sector petrolero medida por su capacidad de producción de petróleo y gas, además de convertirse en un líder mundial en exploración y explotación de petróleo en aguas profundas -en el 2009 Petrobras representó 20% de la producción de petróleo en aguas profundas a nivel global-. Desde que es pública, Petrobras aumentó sus reservas probadas de prácticamente cero a 12,000 millones de barriles y su producción pasó de 700.000 a 2.3 millones de barriles diarios. Asimismo, Petrobras se ha vuelto una compañía mucho más rentable, incrementando su generación de flujo operativo de 9.000 millones a 29.000 millones de dólares entre el 2000 y el 2009.

La otra parte de la respuesta es técnica y bastante lógica. Con el crecimiento constante de la demanda de energía, el riesgo que involucra la explotación de petróleo en la capa pre-sal será, a corto o a largo plazo, diluido por el potencial de los ingresos originados con la venta de la commodity. Por más que el precio del barril flote actualmente entre 70 y 80 dólares, nada lleva a creer que los precios caigan a niveles inferiores a los que se verificaron en el auge de la última crisis, cuando el petróleo llegó a cotizar por debajo de los 40 dólares por barril. Por el contrario: el consumo creció además de la oferta de la materia prima, lo que, según la ley del propio mercado, indica un escenario alcista para las cotizaciones. Y aunque el precio caiga debido a otra crisis o a algún problema puntual, la demanda conseguirá revertir ese cuadro y la commodity volverá a subir.

Para el inversor, ese es un hecho que tiende a mitigar los riesgos involucrados en la explotación del producto. Además de eso, aunque Petrobras no disponga de toda la tecnología para explorar el petróleo en este momento, buena parte de las personas tiene conciencia que el retorno financiero con la operación de la estatal exige tiempo y maduración. Es en este periodo que la petrolera invertirá para que la tecnología aplicada en la capa pre-sal permita que el crudo sea retirado de la forma más segura y barata posible, garantizando un amplio retorno al inversor. El riesgo es inherente a cualquier actividad, pero, en este caso, existen distintas razones para ser mínimo.

Otra cuestión importante, y que debe ser tratada por Petrobras con la mayor transparencia posible, es la capacidad de producción en los pozos de la capa pre-sal, y también sobre la rentabilidad de este tipo de explotación. Los inversores que conceden su voto de confianza para la estatal ahora deben ser respetados después de la oferta. La compañía debe informar cuantos barriles va a conseguir quitar de cada área, la calidad del crudo extraído, y como aquella nueva producción va a afectar los resultados financieros de Petrobras. Todos saben que comprar acciones de una empresa tiene un riesgo mayor que invertir en ahorro o en títulos públicos, y exactamente por eso, la empresa debe mantener

siempre a sus socios muy bien informados sobre lo que acontezca con ella. Es posible que Petrobras preste un óptimo servicios a Brasil, no sólo por el descubrimiento y explotación del petróleo en esa nueva área, sino también porque puede contribuir decisivamente a la popularización del mercado de capitales en Brasil. Todo depende de la manera como la compañía va a tratar a sus nuevos socios, y también de los resultados a largo plazo.

El nuevo desafío del pre-sal: ¿Libra, más grande que Tupi?

Un yacimiento petrolero frente a la costa de Brasil contendría hasta 8.000 millones de barriles de crudo, cifra muy superior a la inicialmente estimada y que lo convertiría en el mayor campo en la región. **Libra** en la **Cuenca de Santos** es uno de los últimos de una serie de los grandes descubrimientos en la costa sur este de Brasil. De confirmarse, Libra, que aún puede ser calificado como bloque de petróleo, en el argot del sector, el nombre usado en esa fase inicial es prospecto, sería aún más grande que **Tupi**, el mayor descubrimiento del Hemisferio Oeste descubierto desde **Cantarell**, en México, en 1976. Se estima que Tupi posee entre 5.000 millones y 8.000 millones de barriles de crudo equivalente. Si la cifra se confirma, Libra sería el segundo mayor hallazgo de crudo del mundo desde el descubrimiento en el 2000 del yacimiento de **Kashagan**, en **Kazajstán**, con 17.200 millones de barriles de petróleo recuperables, según datos de **Word Mackenzie**, basada en barriles de petróleo equivalentes.

El área debe protagonizar la primera subasta de contrato de reparto de Brasil, previsto para el primer semestre de 2011. La estimativa de reservas de Libra fue hecha por la certificadora independiente GCA, durante el trabajo de certificación de reservas que serían vendidas a Petrobras en el proceso de cesión onerosa. Según la directora de la Agência Nacional do Petróleo (ANP), **Magda Chambriard**, la GCA llegó a un total de 7.900 millones de barriles de crudo. El volumen es preliminar y necesita ser confirmado por la perforación de pozos en el local. ANP y Petrobras iniciaron la perforación de Libra en junio, pero aún no alcanzaron la reserva de petróleo⁸.

Los datos serán usados por el gobierno brasileño para atraer inversiones en la primera subasta del pre-sal con contratos de reparto, si el nuevo marco regulatorio, a ser aprobados en el Congreso. “*Donde se vio una licitación de más de 7.000 millones de barriles en los últimos años? Eso sólo acontecía en Medio Oriente en la década de 1970*”, comentó Magda, en una entrevista de la feria Río Oil & Gas.

Chambriard, que trabajó 22 años en el área de exploración y producción de Petrobras antes de asumir una superintendencia en la agencia que dirige hoy, dice que los dos casos muestran que la percepción de las empresas muda con el tiempo. “*No existe ese cosa de mirada (un área) con una lupa que permite decir que lo que se está viendo hoy es lo que aunque se verá de aquí a 20 años. No es así. El conocimiento es progresivo y la inserción de la tecnología va haciendo que las empresas hagan más descubrimientos, más y más baratos*”, explicó el ejecutivo, que estimó en 50 mil millones de barriles las reservas de pre-sal en 2008, cuando tomó posesión como directora. Ella admite que el pre-sal no es un área con riesgo cero. **Exxon** y **BG**, por ejemplo, encontraron dos pozos secos después de anunciar descubrimientos en BM-S-22 y

⁸ Estado de San Pablo, “*Governo vai licitar poço gigante no pré-sal*”, (14/9)

en BMS-52, respectivamente. *“Decir que el pre-sal no tiene riesgo no es verdad. Diferentes áreas del pre-sal tienen riesgos diferentes. Lo que se puede decir es que el riesgo es significativamente menor que en la cuenca de Campos, que es un área de alto potencial. Decir que no tiene riesgo es una metáfora”*, afirma Magda⁹.

Tras conocer la información, la noruega **Statoil** confirmó su intención de disputar una parte del área de Libra, que será ofrecida bajo el nuevo modelo de reparto en 2011. Según el vicepresidente de la compañía en Brasil, **André Leite**, *“es claro que el nuevo modelo de contrato tendrá que ser estudiado, pero hay predisposición en participar de la disputa”*¹⁰. La participación de Petrobras como operadora única y la exigencia de contenido nacional no son consideradas por los ejecutivos de la compañía como un impedimento. *“No son reglas inhibitorias. Son cartas del juego”*, dijo Leite.

Específicamente sobre las exigencias de contenido local, para Statoil es una oportunidad para las operadoras internacionales y no un problema. A pesar que aún existen barreras a ser superadas, el técnico de la compañía, **Mauro Lourenço de Andrade**, cree que es una oportunidad para la empresa de encontrar nuevos proveedores y ampliar su mercado. *“Hay cierta complejidad en el sistema fiscal brasileño. La carga tributaria varía mucho de acuerdo con el local donde están instalado el proveedor y con el tipo de proveedor. Eso tiene que ser superado todavía”*, dijo. El sistema tributario brasileño fue pensado para el sector manufacturero y no siempre es adecuado al sector de petróleo y gas, que enfrenta dificultades para compensar créditos de algunos tributos pagados en etapas diferentes de la cadena. Sin embargo, Andrade dijo que también hubo avances los últimos años para el sector, como el permiso de exportar el petróleo directamente producido del FPSO. Antes, el producto tenía que llevar el petróleo hasta un puerto para hacer los trámites aduaneros.

Logística, innovación, tecnología y otras migas...

De cara al crecimiento de la exploración en el pre-sal, Petrobras pretende duplicar sus operaciones en logística en los próximos cinco años. El objetivo es acompañar la producción de petróleo de la compañía, que debe pasar de los actuales 2,7 millones de barriles por día a 5,3 millones en 2020, lo que representa un aumento del 7,1% cada año. El pre-sal tiene distintos desafíos: desde largas distancias de la costa a las limitaciones de desplazamiento. Petrobras va a apostar en el uso de *hubs* logísticos, que funcionan como centros de distribución. Eso va a mejorar las condiciones de seguridad en las plataformas y reducir los costos de operación.

El número de pasajeros transportados anualmente por la compañía va a pasar de 800 mil a 1 millón, hasta 2016, y el volumen de carga va a subir de 400 mil toneladas por año a 1 millón hasta 2020. También se construirán tres aeropuertos hasta 2016, localizados en **Campos dos Goytacazes**, Santos e **Itaguaí**, en Rio de Janeiro, además de otros tres puertos también entrarán en actividad los próximos años: UBU, en el litoral Norte de Espírito Santo, en 2014; Santos, en 2015; e Itaguaí, que deberá ser concluido hasta 2016.

⁹ Valor Econômico, “*Maiores reservatórios do pré-sal foram devolvidos por Petrobras e Shell*”, (14/9)

¹⁰ Estado de San Pablo, “*Statoil confirma interesse em disputar área de Libra*”, (14/9)

Petrobras va también a duplicar el número de embarcaciones en operación a 400 hasta 2017¹¹.

Technip, que actúa en el ramo de ingeniería en la industria, está invirtiendo cerca de 60 millones de reales en su expansión. Parte de estos recursos serán destinados a la instalación de una base en el municipio de **Angra dos Reis**. La previsión es que esta base, la tercera de la empresa (en **Victoria** y **Macaé** están las otras) entre en operación en 2014¹². La francesa actúa en la elaboración de proyectos para la construcción de plataformas, siendo construido algunos junto con el astillero **Brasfels P-52**, y, actualmente, elabora un proyecto para la construcción de la P-56. También produce tubos flexibles (rises) que conectan el pozo en el fondo del mar hasta la plataforma. Eso sin mencionar que la empresa también operará con una flota de 10 navíos de apoyo offshore.

Technip cerró una asociación con Petrobras para el desarrollo de un sistema *Integrated Production Bundle* (IPB) para el campo **Papa Terra**, en la Cuenca de Campos. El equipo será usado para la mitigación del riesgo de la partida de producción del área. El IPB contempla la utilización de una línea flexible con calentamiento. El campo contará con 13 pozos productores, diez pozos inyectores de agua y un pozo inyector de gas natural. Petrobras aprovechará un pozo exploratorio para hacer re-inyección de gas natural¹³.

Otra empresa francesa, **Imeca**, fabricante de torres para lanzamiento de ductos offshore, estudia la instalación de una planta en Brasil. El primer suministro de la compañía en ese país fue concluido a finales de 2009, con la entrega de una grúa para 400 toneladas y capacidad de lanzamientos de líneas a 2,5 mil metros de profundidad. El equipo fue instalado en el barco **Skandi Vitória**, de Technip.

Landmark Software, empresa del grupo **Halliburton**, lanzó a mediados de agosto en **Rio de Janeiro**, una plataforma de trabajo unificada para procesamiento de módulos y aplicaciones para la evaluación y desarrollo de proyectos de E&P. La propuesta de la empresa fue crear un ambiente donde miembros de un mismo equipo puedan trabajar simultáneamente en la interpretación de superficies sub-acuáticas.

El software mejora la toma de decisión de los equipos en la medida que incontables usuarios pueden operar en un ambiente de colaboración con múltiples fuentes de datos. El software puede utilizarse con prácticamente todas las aplicaciones del mercado para análisis e interpretación geofísica, geológica, modelación sub-acuática y tratamiento de fracturas.

Otra empresa. La petrolera danesa Maersk Oil, que ya posee participaciones en seis bloques exploratorios en la plataforma continental brasileña quiere ampliar sus actividades y acelerar el inicio de su producción de petróleo en ese país. El proyecto es producir en un plazo de 3 a 4 años. Antes de invertir Maersk quiere conocer exactamente los términos en los cuáles las áreas serán ofertadas antes de decidir entrar en las licitaciones que la ANP pretende comenzar a hacer en el primer semestre de 2011.

Maersk ya posee experiencia positiva en Qatar, donde opera bajo el régimen de reparto de producción, aunque deberá ser adoptado para el pre-sal brasileño. También opera bajo el mismo régimen en Angola. Los contratos necesitan ser atractivos para ambas partes, balanceando correctamente los riesgos con la remuneración.

Maersk adoptó la estrategia de asociaciones con empresas brasileñas del sector. Es socia, con un 30% de participación, de Petrobras (40% y operadora) y de Vale (30%), en los bloques BM-S-66 y 67 en la Cuenca de Santos. De OGX, del empresario Eike Batista, la

¹¹ Revista Fator, “Petrobras amplia logística para atender ao pré-sal”, (16/9)

¹² Monitor Mercantil, “Technip investirá cerca de R\$ 60 milhões em sua expansão”, (13/9)

¹³ Energia Hoje, “Papa Terra terá linhas aquecidas”, (14/9)

danesa es socia en el bloque BM-S-29 (operadora con un 35%), también en la Cuenca de Santos, y en los bloques BM-C-37 y 38 en la Cuenca de Campos (50% y operadora).

En marzo, Maersk adquirió de la americana Devon un 20% del bloque BM-C-34, del cual Petrobras es operadora y detenta un 50% de participación. Para que la adquisición se haga efectiva depende de la aprobación de la ANP. En el bloque BM-S-29 ya fue perforado un pozo, bautizado Aguacete 1, que presentó indicios de hidrocarburos y cuyo plan de evaluación está en análisis por la ANP. En octubre, la sonda Blackford Dolphin deberá iniciar la perforación del primero pozo, de un programa de dos, en el bloque BM-C-37, en lámina d'agua (distancia entre la superficie y el fondo del mar) de 130 metros.

Análisis II: Investigación de nuevas formas de perforación para reducir los costos del pre-sal

Los elevados costos de desarrollo de la producción en el pre-sal incentivaron a Petrobras a investigar maneras de abaratar el proceso de construcción de pozos y la mejor forma de optimizar la producción en la región. Los pozos representan, hoy, más del 50% de los costos del pre-sal. La empresa pretende hacer pozos con mayor contacto con la reserva, que son pozos horizontales, para garantizar mayor eficacia y hacer más económicas sus operaciones. Hasta el momento, Petrobras y sus compañeros consiguieron construir pozos verticales con éxito en el pre-sal. El próximo paso será hacer pozos horizontales en Tupi.

En opinión de los ejecutivos de Petrobras, las principales dificultades de operar en el pre-sal son la heterogeneidad de las rocas carbónicas, las características del petróleo, la inyección de agua, el ambiente corrosivo y el CO₂. La gran experiencia de la compañía en aguas profundas y ultra-profundas también viene ayudando a la empresa en las operaciones. El posicionamiento de los pozos en las mejores locaciones es determinante para alcanzar una mayor productividad. La importancia de la adquisición sísmica de mayor precisión para tener mejores operaciones y más calidad en el perfil de la reserva.

Para estudiar las dificultades del pre-sal, Petrobras unió diversas áreas en nuevas investigaciones, aumentó la inversión en Investigación y Desarrollo, y creó dos programas, PROSAL Y PRO-CO₂. El desarrollo tecnológico de Petrobras viene siendo acompañado de la asociación con universidades y proveedores que, inclusive, están construyendo centros tecnológicos. Hoy, 71 instituciones de 19 estados del país componen las 38 redes nacionales de tecnologías.

El centro tecnológico que Schlumberger está construyendo en el Parque Tecnológico de UFRJ, en la Ilha do Fundão, Rio de Janeiro, podrá ser ampliado después de su conclusión. Inicialmente, la unidad tendrá un área de 120 mil m² y cerca de 100 operarios pero en el futuro los números pueden pasar a 220 mil m² y a un contingente de 300 profesionales.¹⁴

Para Schlumberger, la ampliación del centro es algo natural, ya que la empresa apuesta por un modelo de innovación acelerada para presentar soluciones a las dificultades localizadas en el pre-sal brasileño. La estrategia de la empresa será desplegada también en nuevos acuerdos tecnológicos con Petrobras y con la academia, siempre enfocada en sus estudios multidisciplinarios. Esto se está desarrollando en su base de operaciones en

¹⁴ *Energia Hoje*, "Centro de pesquisas ampliado", (16/9)

Macaé. La unidad cuenta con un centro integrado, donde son desarrolladas investigaciones en diferentes áreas, como estudios de riesgo y optimización de perforación.

La base de operaciones submarinas, presupuestada en 70 millones de reales, fue inaugurada en julio de este año. La nueva sede absorbe las cuatro bases operacionales que la empresa tiene en el municipio, unificando las áreas de administración, logística, mantenimiento y laboratorios. La unidad tiene capacidad para albergar hasta 1.350 operarios.

Por su parte, Baker Hughes inaugurará a finales de año un centro de prueba y desarrollo de Bombas Eléctricas Sumergibles (ESP, por sus siglas en inglés) en Macaé. La tecnología ESP es importante para aumentar la producción de los campos de aguas ultra-profundas y producir en los yacimientos de crudo pesado del país. Los extensos test de pre-calificación de estos complejos sistemas son necesarios para verificar la integridad mecánica, hidráulica y eléctrica de las soluciones ESP para cada uso específico¹⁵.

La alemana Schulz exhibió en la Feria Rio Oil and Gas el primer tubo rígido bi-metálico destinado a ambientes de pre-sal. El equipamiento fue desarrollado a partir de un acuerdo de cooperación tecnológica con Cenpes, el centro de investigaciones de Petrobras. El desarrollo del equipo fue hecho en Brasil, y demandó cinco años de estudios e investigaciones. El tubo bi-metálico está disponible en los diámetros de 4" a 12". Su utilización podrá ser hecha en el desarrollo del área de Tupi Nordeste, localizada en el cluster de la Cuenca de Santos¹⁶.

Programa brasileño de contención de derrames

La fuga de petróleo de BP en el **Golfo de México** y el crecimiento de la producción brasileña llevaron a Petrobras a iniciar un programa de refuerzo de su estructura de contención de derrames en Brasil. La empresa decidió comprar en el exterior 50 kilómetros más de barreras, lo que significa un aumento del 35% sobre su capacidad actual, y mantener un stock de dispersantes. La importación fue decidida después que ocurrió una pequeña fuga en la **Cuenca de Campos**.¹⁷

Petrobras inició un programa de revalidación de todas las estructuras marítimas de producción de petróleo, para identificar la posibilidad de accidentes y planear medidas de contención. La inversión se basó fuertemente en prevención, liderazgo, gestión y medidas de reducción de riesgo, y la elaboración de directrices corporativa de seguridad y medio ambiente, basadas en el análisis de riesgo, escenarios, estrategias de respuesta y dimensión de los recursos. En la actual dispone de nueve centros de defensa ambiental esparcidos por el país.

La prioridad en los planes de emergencia de la compañía debe ser siempre la prevención. La estatal aprendió mucho con los errores cometidos en el pasado, como los que provocaron el accidente en la **Bahía de Guanabara**, en enero del 2000. Además, las simulaciones dejaron grandes aprendizajes. En 2009, por ejemplo, Petrobras realizó una simulación en el Golfo de México y enfrentó grandes dificultades para suministrar equipamientos para la tarea. En este espacio, es de destacar la importancia de acuerdos previos entre las empresas para la optimización de las operaciones de contingencia, definiendo con antelación la disponibilidad y el valor de los equipamientos. Por ejemplo, en el accidente de **Deepwater Horizon**, Petrobras no tenía nada definido con BP y perdieron

¹⁵ *Finding Petroleum*, "Baker Hughes opens Brazil ESP testing and development centre", (17/9)

¹⁶ *Energia Hoje*, "Tubo rígido para o pré-sal", (16/9)

¹⁷ *Estado de San Pablo*, "Petrobras reforça estrutura contra vazamentos de óleo", (16/9)

algún tiempo discutiendo el valor de los equipamientos involucrados en el apoyo. En ese momento, la compañía brasileña suministró 29 Km. de barreras de contención para la operación¹⁸.

A mediados de septiembre, Petrobras realizó una simulación de emergencia en la plata de **Farol de São Tomé**, en Campos (RJ). El ejercicio forma parte de las condiciones de la licencia de **Ibama** para la realización de las campañas de perforación de los bloques BM-C-26 y BM-C-27, en la Cuenca de Campos. El ejercicio simuló una fuga de 7 m³ de crudo durante las actividades de perforación en la plataforma PA-37, que será utilizada en la campaña. También fue probada la capacidad de respuesta con la consecuente aparición de pelotas de crudo en una franja de 2 km. de la playa.

Petrobras recibió de Ibama la licencia de perforación para las campañas en los bloques en junio. En total, la petrolera pretende perforar seis pozos en los dos bloques. La campaña en los prospectos de Pernambuco, Guanabara, Punto 1, Icaraí, Sergipe y Paraná debe durar cinco meses. El BM-C-26 está situado a 67 km de la costa de Espírito Santo y posee lámina d'agua variando entre 30 m y 350 m. a 75 km de la costa de Río de Janeiro, el BM-C-27 posee lámina d'agua variando entre 10 m y 600 m.

Asimismo, las compañías petroleras afrontan una subida repentina en el costo de asegurar las plataformas de aguas profundas a principios del año próximo tras la explosión del Deepwater Horizon en el Golfo de México, que provocó el derrame más grande de la historia de Norteamérica. Después del desastre -una de las pérdidas más grandes que golpearon al mercado de energía- que costará el empleo del jefe de BP **Tony Hayward**- las *premium rates* de la energía global subieron entre 10 y 30%, según **Lancashire**, uno de los mayores aseguradores de riesgo en energía. Sin embargo, el impacto pleno no será sentido hasta el primero de enero próximo cuando la mayor parte de los seguros se renueven, advierten las aseguradoras.

¹⁸ *Energia Hoje*, "Preparação para acidentes", (16/9)

Construcción de refinerías: de la autosuficiencia petrolera a la de derivados



En 1981, con el impacto de la segunda crisis del choque de petróleo, la dependencia externa brasileña del producto alcanzó un boom: cerca del 80% de las necesidades de consumo fueron importadas y la producción de Petrobras llegó a poco más de 180 mil barriles diarios. El país importó 11 mil millones de dólares de crudo y derivados aquel año, cerca de la mitad de las exportaciones totales realizadas por el país. Dos décadas después, el escenario es otro: Brasil alcanzó, en 2006, la autosuficiencia en Petróleo y, si se confirma el potencial del pre-sal, podrá transformarse en uno de los diez mayores exportadores del commodity¹⁹.

Con la apertura del mercado para las diversas empresas brasileñas y extranjeras a partir de la llamada Ley del Petróleo sancionada por **Fernando Henrique Cardoso**, que fue beneficiosa, inclusive para Petrobras, la exploración y producción tomaron un gran impulso. Según la ANP, se pasó de una producción media diaria de 1,23 millones de barriles en 2000 a 2,04 millones en 2010, un aumento del 66,05%, hecho que inserta al país en el selecto grupo de países productores.

Sin embargo, es necesario esclarecer que la autosuficiencia observada hasta ahora fue solamente en el petróleo crudo y no en los derivados, que continúa con un enorme rombo. Y hay un agravante en toso eso, pues, como las instalaciones fueron construidas para refinar petróleo leve y la producción brasileña es mayoritariamente del tipo pesado,

¹⁹ Valor Econômico, “Crescimento da economia puxa consumo de derivados de óleo”, (15/9)

teniendo que exportar gran parte de lo producido –más barato- e importar el más caro (una representativa diferencia de 11 dólares por barril).

En lo que se refiere a los derivados, la cuenta es amarga. En 2010, Brasil exportó una media diaria de 204 mil barriles (retracción del 0,23% en relación a 2009), lo que resultó en un ingreso de 4.034 mil millones de dólares (un 56,63% más). Del otro lado, el país importó 446 mil barriles (un 92,18% más) con un costo de 7.085 mil millones de dólares (un 183,08% en el mismo periodo de 2009, cuando se desembolsaron 2.503 mil millones de dólares. Para tener una real dimensión del rombo de la cuenta de las importaciones de derivados, en todo el año 2009 fueron gastos por 5,571 mil millones de dólares. Como se puede ver, en los primeros siete meses de 2010 se superaron en un 27% todo lo que fue gastado el año pasado, generando un déficit de 3.051 mil millones de dólares. Del modo que va, el rombo llegará a los 6 mil millones de dólares, valor ese más que suficiente para construir una refinería. Es importante resaltar que el rombo del déficit de derivados sólo no está mayor debido a la participación del etanol, en función de la mezcla del 25% a la gasolina, sino, también, al creciente aumento de la flota de vehículos **Flex**. Durante el año 2010, fueron vendidas una media diaria de 362 mil barriles de etanol que al precio del barril del derivado importado alcanza 5,8 mil millones de dólares.

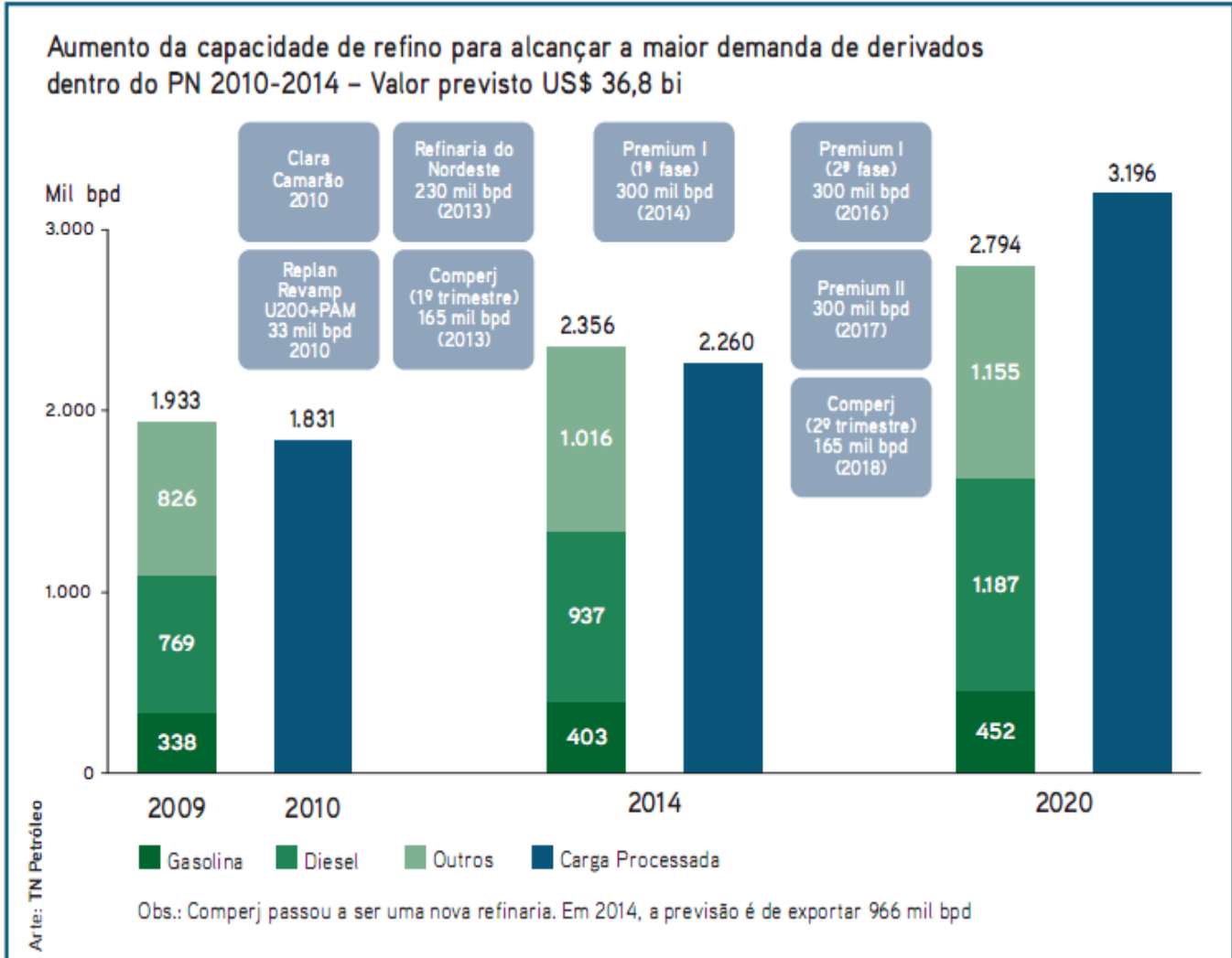
¿Por qué siendo Brasil autosuficiente en la producción de petróleo es altamente deficitario en lo que se refiere a los derivados? La respuesta es muy simple: faltan refinerías. A pesar de las expansiones y las modernizaciones llevadas a cabo por Petrobras a lo largo de los últimos años, las refinerías no consiguen procesar todo el volumen necesario de derivados para su consumo interno. En 2000, la refinación media diaria fue de 1,61 millones de barriles, y en, 2010, ese número es de 1,774. O sea, en el periodo de diez años, la refinación aumentó solamente un 9,97%, ante el 66% en la producción.

No obstante la construcción de **Comperj** (165 mil b/d) y de la refinería del **Nordeste** (200 mil b/d), éstas no serán suficientes para atender la creciente producción y consumo, y el déficit de derivados debe aumentar cada vez más. El diesel, la nafta, la gasolina, el kerosene de aviación y el GLP representan un 78% de los volúmenes importados y un 85% de los costos.

Es de esperar, pues, que las tan mencionadas refinerías **Premium I** (600 mil b/d) y **Premium II** (300 mil b/d) salgan de las promesas y los discursos electorales y sean efectivamente construidas, pues así, se aprovisionaría el mercado local y se exportaría los sobrantes que tienen alto valor agregado. La previsión es que la primera fase de Premium I entre en operación en 2014 y la segunda en 2016 con inversiones por 20 mil millones de dólares. Premium II estará lista en 2017 y deberá demandar inversión del orden de los 11 mil millones de dólares²⁰. Si no se repara este problema, Brasil corre el riesgo de quedar en una situación parecida a la de **Irán**, el segundo mayor productor dentro de la **OPEP** (3,8 millones de b/d) y que continúa gastando miles de millones de dólares en la importación de derivados por falta de refinerías.

El crecimiento de la economía brasileña, que este año debe crecer por encima de un 7% está impulsando el consumo de derivados, con el diesel como destacado, bastante usado por los camiones, que responden por cerca de un 60% del transporte de cargas. Y Brasil tiene que ir más deprisa, si fueran confirmadas los potenciales y la viabilidad de los campos del pre-sal, la producción diario podrá alcanzar los cuatro millones de barriles por día en los próximos quince años. El objetivo del gobierno es agregar valor a la creciente producción de petróleo y gas con el fin de aumentar el PBI brasileño necesarios para impulsar la industria metalmeccánica y mejorar la infraestructura en general.

²⁰ *Porta EnergiaHoje*, "Refino busca o exterior", (13/9)



Petrobras va a invertir más de 30 mil millones de dólares en nuevas refineras hasta 2020; Estados Unidos y Europa disminuyen el consumo de derivados de petróleo. El panel “Tendencias para la Industria de Refinación en el Mundo”, realizada en el **Rio Oil & Gas 2010**, apuntó hacia una concentración cada vez mayor del consumo y producción de productos refinados en los países emergentes, mientras que en los países desarrollados este mercado está perdiendo fuerza²¹. Esto se debe, principalmente, a las restricciones ambientales cada vez más rigurosas en Europa y en Estados Unidos y a la caída del consumo de gasolina en estas regiones. Para el vicepresidente de Consultoría Estratégica de **KBC Consultant, John Doshier**, hay perspectivas de cambios radicales en la industria de refinación.

Brasil es un ejemplo de cómo los países emergentes van a impulsar el crecimiento del sector en los próximos años. Petrobras va a invertir en nuevas refineras y abastecimiento 73,7 mil millones de dólares hasta 2014, siendo la mitad en nuevas

²¹ Revista Fator, “Países emergentes apostam em refino e fortalecem indústria”, (14/9)

instalaciones y un 11% en mejoras. Además de las 12 refinерías ya existentes en el país se están construyendo otras cuatro. Esto va a aumentar la producción brasileña de los actuales 1,8 millones de barriles por día a 3,1 millones para 2020.

A pesar de las pérdidas significativa presentadas por el mercado mundial en los últimos 18 meses –de 2,4 millones de barriles por día- el director ejecutivo de refinación, Planificación y Evaluación de **HART Energy Consulting**, afirmó que la capacidad de refinación en el mundo va a crecer un 15% hasta 2020, pasando a 102 millones de barriles por día, lo que comprueba que esta es un mercado prometedor.

Mientras los países de economías maduras penan con tasas de crecimiento bajas, los países en crecimiento –como los de Asia y de América Latina- presentan tasas más elevadas y una expansión acelerada del consumo, lo que se refleja en el mercado de refinación. Mientras la demanda por gasolina irá a aumentar hasta 2025 del 42 a un 58% en China y en América Latina del 47 al 53%, por ejemplo, en Europa va a haber una reducción del 31 al 22% en el periodo. Otras tendencias apuntadas durante el panel son el fortalecimiento del sector petroquímico y la integración entre esta área y la de refinación. *“Las empresa no pueden perder la oportunidad de diversificar sus actividades e integrar la refinación y la petroquímica es uno de estos caminos. Esto puede traer más rentabilidad para la operación y optimizar los procesos en esta industria”*, dijo Doshier.

Análisis III: La reinención del laberinto de las inversión energética



Para los inversores, el negocio de energía solía ser un juego bastante simple: *Buy a stock and stick with it*. Hasta hace un par de años, con las alzas de los precios del petróleo y del gas natural cualquier apuesta sobre energía daba resultados. No sólo subieron los stocks de petróleo y gas, sino también la participación de energía alternativa: Con razonables precios de los combustibles fósiles, la energía solar y eólica se contempló mucho más competitiva.

Entonces vino a crisis de 2008 y todo salió expulsado por la ventana. Por estos días, el sector de energía es más complicado, con una gama de ráfagas en los precios de los stocks y generando reticencia a poner dinero por parte de los inversores y cuando hacerlo. No sólo es la economía la que desbarató la demanda y la política energética por todo el mundo. Las industrias individualmente afrontan complejos desafíos con resultados muy inciertos.

Los productores de petróleo y de gas, por ejemplo, tratan de resolver los shocks posteriores al derrame de petróleo por parte de BP, al mismo tiempo afrontan una superabundancia masiva de gas natural disminuyendo los precios del combustible. Y las empresas de energías alternativas en Estados Unidos están atascadas en el limbo. Fijaban sus esperanzas sobre una legislación climática ambiciosa para hacer a los combustibles fósiles más caros, pero la ley está parada y probablemente no volverá a la mesa de negociación pronto. Alrededor del mundo, los gobiernos cortan las subvenciones que los proveedores de energías alternativas necesitan desesperadamente.

De todos modos hay dinero para destinar al negocio de la energía, si uno sabe donde mirar. Más abajo se ofrecen algunos indicadores para buscar durante el próximo año o ayudar a dar una aproximación sobre los potenciales ganadores.

Cuando esto viene del petróleo y del gas natural, es difícil ignorar al elefante en la habitación: muchas empresas del sector han sido lanzadas al vacío en el Golfo de México, y los efectos del desastre probablemente perdurarán. **Stephen Richardson**, analista de **Morgan Stanley**, ve aumentos en los gastos de los productores de petróleo y gas ante

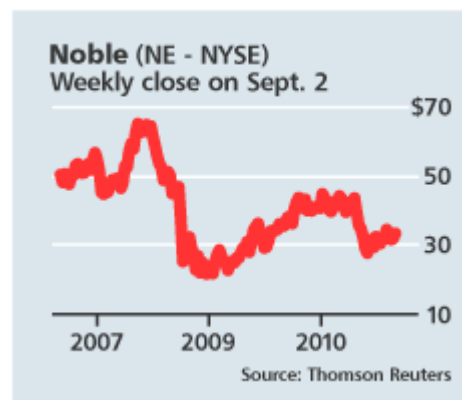
mayor firmeza regulatoria, haciendo daño a los márgenes de beneficio y forzando a algunas pequeñas empresas a salir de proyectos offshore con riesgo elevado.



¿Qué deberían mirar los inversores? Las empresas con desarrollos offshore recurrieron a la Justicia para frenar la moratoria para perforar aguas profundas, que aunque fue atenuada por el gobierno, regirá, cuando mucho, hasta fines de noviembre. Tras esa fecha, se abre un signo esperanzador para los perforadores. Aunque hay que tener en cuenta el siguiente dato: la Cámara de Representantes aprobó una ley el 30 de julio (aún debe ser ratificada en el Senado) que prohibiría a cualquier empresa obtener permisos de perforación en las costa de Estados Unidos si en algún accidente previo en sus instalaciones han muerto más de 10 trabajadores y si el Gobierno Federal la ha sancionado por infracciones ecológicas penalizadas con más de 10 millones de dólares o moratorias de siete años. Más allá de esto, los inversores tendrán que esperar los resultados de las investigaciones del desastre y cómo prevenir futuros.

La perspectiva de perforación en el mar permanece excelente, si no hay otras razones que, por ejemplo, las de China, que necesitará más petróleo para su economía, aumentando el precio del combustible y aumentando la demanda de plataformas de perforación. Y uno de los sitios más probables para encontrar petróleo y gas natural es en el offshore. Aproximadamente la mitad de todas las nuevas reservas de petróleo y gas encontradas desde 2006 está en las profundidades del agua.

Las empresas de perforación de aguas profundas como **Noble** conducen ese propósito. Aún, a pesar de una subida reciente, el stock de Noble -ahora alrededor de 30 dólares- es una oportunidad de compra. Noble es sólido por encima de sus pares. Según **Scott Gruber**, analista de **Sanford Bernstein**, Noble tiene una flota excelente y un registro excepcional de seguridad²². Aproximadamente el 85% de sus 62 unidades de perforación en el mar sirve a los mercados internacionales. Tiene un balance sólido y mejores



²² Barron's, "Offshore Drilling, the Right Way", (4/9)

márgenes que sus principales rivales, **Transocean** -operador de la plataforma Deepwater Horizon de BP- y **Diamond Offshore Drilling**²³. El stock de Noble se vende actualmente en aproximadamente ocho veces la estimación de los ingresos según el acuerdo general de este año. Si sus ganancias son tan fuertes como los *bulls* esperan, sin embargo, la proporción precio/ingresos cae a solamente seis. Desde luego, el determinante crucial de éxito de Noble será el precio del petróleo. Ahora a 75 dólares el barril, el precio es apenas la mitad del inicio de 2008.

Factor tax: Los nuevos impuestos propuestos por la administración **Obama** sobre la industria de petróleo y gas pueden amenazar a un componente que produce valor a unos millones de portfolios y fondos de pensión estadounidenses. Los stocks de energía dejaron una de las opciones más fértiles de largo plazo en toda la etapa de la recesión, así como las compañías se beneficiaron del aumento del acceso a estos recursos tanto en Estados Unidos como en el exterior (hasta la reciente moratoria). Según **Michael Economides**, la incertidumbre de mercado generada por los nuevos impuestos masivos debería tener a aquellos que invierten en la industria al borde²⁴. Expresamente, dos propuestas de impuestos aumentarían las cargas fiscales del petróleo y del gas en los estados y una *double-tax* en las ganancias en el exterior.

Otro factor para mirar con cuidado en el corto plazo es una mayor actividad de fusiones, que potencialmente podría hacer subir los precios de los stocks. Hubo un crecimiento en esta clase de acuerdos que involucran a empresas grandes comprando pequeños productores de gas. En diciembre pasado, **Exxon Mobil** acordó comprar **XTO Energy** por 31 mil millones de dólares, el mayor acuerdo en una década.

De todas formas hay una cuestión aún más grande que afronta la industria que el derrame del Golfo: el exceso de suministro. Los productores de petróleo y de gas adoptaron y refinado técnicas de perforación avanzadas que extraen recursos no convencionales como el tan mentado gas shale. Las reservas y la producción de gas natural estadounidenses, después de años de disminución, están ahora en los niveles vistos a principios de los años 70. Mientras tanto, el consumo de gas en Estados Unidos alcanzó su punto máximo en 2000 y cayó 2% en 2009, con la sofocación de la demanda producto de la recesión.

El suministro extra hizo que los precios del gas caigan casi 30% en los últimos tres años, haciendo daño a las ganancias de los productores y a los precios de stocks, con empresas como **Chesapeake Energy** que contempla grandes caídas. Incluso aunque los precios del petróleo se hayan más que duplicado desde febrero de 2009, sólo parcialmente se han compensado las pérdidas de los productores. En los últimos días, Chesapeake, productor de gas en **Barnett Shale**, informó que planea cambiarse a una mayor producción petrolera porque los precios del petróleo son mucho más atractivos que los del gas²⁵.

La pregunta primordial para los stocks de exploración y producción es sobre el futuro del mercado estadounidense de gas y cuando terminará el exceso de suministro. Los precios bajos, por lo general, estimularían a los productores a dejar de taladrar y ayudar a equilibrar de nuevo al mercado, pero esto no ocurre por distintos motivos, entre los que se incluyen las condiciones de arriendo y la tendencia natural del sector a crecer. **Jonathan Wolff** del **Credit Suisse** calcula que por cada dólar que hacen de *cash flow* los productores en 2010, re-invertirán en promedio 1.52.

Una camino a tomar por los inversores para seguir el rastro es fijarse en el número de plataformas de perforación estadounidenses en operación, en particular los aparejos

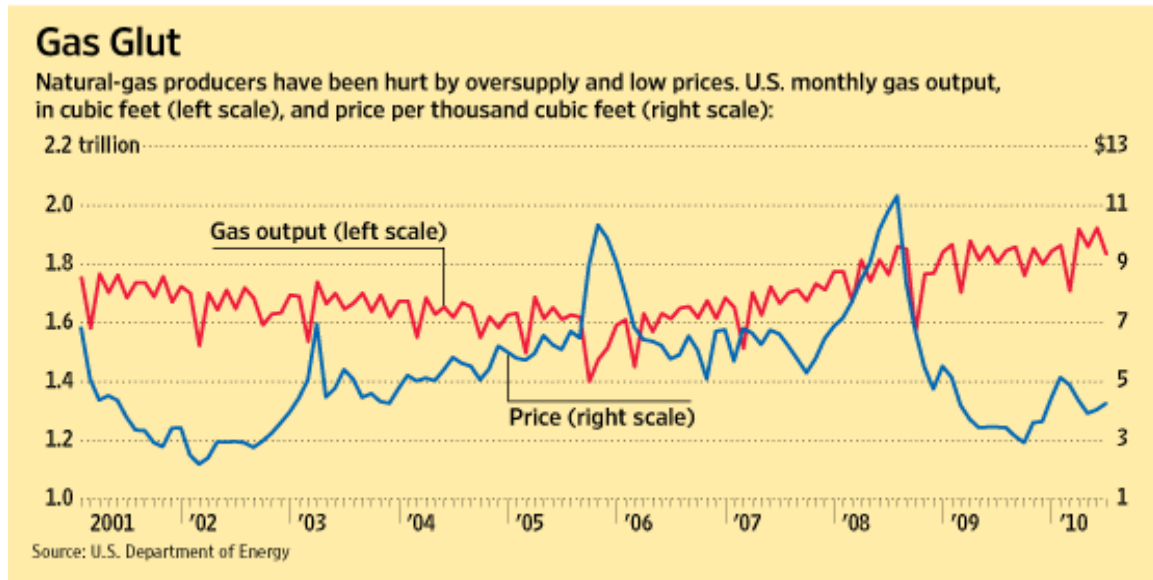
²³ The Wall Street Journal, "Deep-Water Driller Noble Could Bring In the Profits", (12/9)

²⁴ Forbes Blog, "U.S. Oil Drillers Prepare For Punch In The Gut From Obama", (20/9)

²⁵ Star-Telegram, "Next year looks just as grim for natural gas producers", (10/9)

"horizontales", que son objetivo de gas shale (el modo más fácil de acceder a esa información es entrando en el website de la empresa de servicios petroleros **Baker Hughes**, en el apartado "*Rig Count*"). Si el número que se encuentra allí se nivela o cae, esto indicaría que los esfuerzos por llevar al mercado nuevas provisiones se estarían aliviando, ayudando a atender el tema del exceso de provisión.

Si todo esto aconseja evitar ese sector, Jonathan Waghorn, del **Investec's Global Energy Fund**, postula una visión contraria. El gas podría presentarse como una oportunidad de compra para aquellos dispuestos a sobrellevar la debilidad en el corto plazo.



El gas no ha replicado la trayectoria posterior de otras materias primas. El activo no ha dado síntomas de recuperación, acumula un retroceso de casi el 65% desde los máximos de julio de 2008 y cotiza a 3,8 dólares.

Waghorn argumenta que los productores altos costos necesitan un precio del gas cercano a los 4 dólares por millón de BTU para seguir adelante. Hoy, el precio promedio del gas en el mercado de futuros para 2011 está rondando los 4,70 dólares por millón de BTU.

Pero el desarrollo de nuevos recursos shale, que serán necesarios en el futuro, requieren precios más altos -6 dólares o más por millón de BTU- para obtener un retorno conveniente para la inversión de los productores. Si los developers no pueden conseguir ese precio, no seguirán adelante con los nuevos proyectos de gas, limitando el nuevo suministro, apretando el mercado y haciendo que el precio del gas se eleve. Para Waghorn, esto sugiere que el riesgo de un mayor declive en los precios del gas es limitado, con el gran potencial de que haya mayores precios, necesarios para justificar la inversión en nuevos campos.

Pero hay que tener en cuenta que los precios del petróleo podrían caer considerablemente si la economía global chisporrotea durante los próximos 12 meses y la demanda vacila. Así, los inversores deberían buscar signos que muestren que la demanda de gas se esté recuperando y que los inventarios del combustible, actualmente muy altos, disminuyen. Estos datos, y algunos más, son publicados semanalmente por el website del **Department of Energy** (<http://www.energy.gov/>)

Hay un factor más para considerar a largo plazo. Si Washington pasa una legislación comprensiva sobre cambio climático, incluyendo límites eficaces a las emisiones de carbono, esto podría ayudar a reparar el desequilibrio entre la oferta y la demanda del gas natural.

Los accidentes amenazan el funcionamiento de la(s) industria(s) energética(s)

Durante 2010, varios accidentes han aquejado a plataforma y tuberías de gas y petróleo. En mayo, una plataforma de exploración de gas natural en **Venezuela** se hundió en el Caribe, sus 95 trabajadores fueron rescatados y hasta el momento se ha descartado una fuga de gas. Dos meses después, en julio, el oleoducto 6B de **Enbridge**, con capacidad de 190.000 barriles por día, se rompió en **Michigan** y derramó 19.000 barriles en vías fluviales, en uno de los accidentes más grandes en ductos en Estados Unidos. El oleoducto se mantiene cerrado y ha afectado las operaciones de algunas refinerías en el medio oeste del país. Por otro lado, el 2 de septiembre una plataforma de producción de petróleo y de gas de la empresa **Mariner Energy** se incendió mar adentro en el Golfo de México, los 13 operarios lograron escapar y hasta el momento no hay señales de derrame de crudo.

El 9 de septiembre, Un masivo *fireball* fue provocado por la ruptura y combustión de los tubos de acero. Un gasoducto, de 75 centímetros de diámetro, en una ciudad suburbana cercana a San Francisco. Las causas del fuego en el trazado de la tubería operada por la compañía **Pacific Gas & Electric** en la ciudad de San Bruno están en investigación²⁶.

El incidente produjo una columna de fuego de casi 100 metros de altura junto con una onda expansiva que se pudo sentir a varios kilómetros de distancia y que muchos vecinos confundieron con un gran terremoto. Las llamas ardieron incontroladas durante cerca de una hora mientras que los residentes huían de sus viviendas ante la amenaza del fuego.

Inversión en tuberías

El 26 de julio de 2010 se rompió el **Enbridge Pipeline 6B**, liberando 20.000 barriles de petróleo crudo que se derramaron en el **Río Kalamazoo** de **Michigan**. Sólo dos meses después, el 9 de septiembre, una ruptura ocurrió en otra tubería de Enbridge; esta vez vino de la línea 6A en **Romeoville, Illinois**. Cuatro días después, Enbridge tuvo que cerrar una línea cercana a **Buffalo**, pero resultó ser falsa alarma. Esto es solamente un "*streak of bad luck*" (racha de mala suerte) para Enbridge?²⁷

²⁶ The Guardian, "Fireball tragedy in California suburb brings gas industry under scrutiny", (10/9)

²⁷ Seeking Alpha, "Corroding Oil Pipelines: 2 Investment Ideas", (23/9)

Lamentablemente, estos escapes no son sorprendentes en absoluto. Todo el *complex* de energía norteamericano está hecho de acero. La mayor parte de la infraestructura funciona bajo temperaturas extremas y condiciones difíciles. Con el tiempo, cuando es expuesto a los elementos, el acero se oxidará y se correrá causando fallas. Hay más de 350.000 millas de tuberías de energía en Norteamérica, y más de la mitad de esas fue construida antes de la década del 70.

Ambos derrames de Enbridge ocurrieron en tuberías que tenían más de 50 años. Con los precios del petróleo cercanos a los 80 dólares el barril, es difícil creer que la industria de energía estuvo en una depresión durante 20 años. Los bajos precios del petróleo combinados con la reciente recesión no proporcionaron ningún incentivo para los distribuidores de tuberías y los productores de energía para mejorar sus activos envejecidos. Las tuberías más problemáticas son las de hierro fundido. En algunos sitios sobreviven tuberías de madera.

Las autoridades estadounidenses registraron 2.840 accidentes importantes desde 1990. En más de un tercio de ellos hubo muertos o heridos. En el 2002 se aprobó en Estados Unidos una ley que obliga a las empresas a inspeccionar las tuberías que pasan por zonas muy pobladas. En los primeros cinco años se identificaron 3.000 problemas, lo que resalta la precariedad de la red. Incluso cuando se hallan problemas, las empresas no están obligadas a decir si se han hecho reparaciones, ni cuándo. Hay además quienes dicen que las tuberías son planificadas en secreto, sin que el público pueda opinar. La industria niega ser negligente. Algunos sectores sostienen que las empresas tienen mucha libertad para manejarse por cuenta propia, sin demasiada supervisión del estado. En países como Estados Unidos, el problema se agrava por las enormes extensiones de tuberías.

Pero las empresas pueden no tener otra opción. Es probable que más de 100.000 millas de tuberías están en una necesidad indispensable de reemplazo, y un par de empresas canadienses, cuyos stocks tuvieron bajas performance este año, actualmente podrían beneficiarse:

Thompson Creek Metals (TC) es el mayor productor *pure play* de molibdeno en Norteamérica. El molibdeno, o moly, tiene unos altos puntos de fusión de cualquier elemento y no se expande, se contrae, se endurece o se ablanda bajo temperaturas extremas. Moly actualmente se negocia en 15.50 dólares por libra, una gran diferencia de los 30 dólares del precio por libra alcanzado en 2006. La recesión tuvo un efecto castigo sobre la demanda de moly, pero con China limitando ahora las exportaciones de moly, el precio comenzó a recuperarse. Thompson planifica aumentar la producción de moly en el año 15% y tiene proyectos para ampliar y comenzar nuevas minas en los años próximos. La empresa es, sin duda, y debería ganar en exceso 1 dólar por acción este año.

Shawcor fabrica y vende tuberías que cubre equipos a la industria de petróleo y de gas. En 2010 es un año desafiante para la empresa, así como los proyectos se materializaron lentamente. En sus últimos periodos, Shawcor reveló que su atraso en las órdenes mejoró, y en 2011 debería mostrar una significativa mejora de ingresos. Shaw está en pie de beneficiarse con los nuevos proyectos de tuberías anunciados por **TransCanada** e **Imperial Oil**, y recientemente comenzó la venta de un producto de tubos de polietileno que ofrece una alternativa al tubo tradicional de acero.

Limitantes y limitaciones actuales de los stocks de energía eólica

En los años anteriores a la crisis financiera de 2008, muchos gobiernos europeos ofrecieron generosos subsidios para fomentar sus incipientes sectores de energía renovable y cumplir sus ambiciosos objetivos de reducir en 20% sus emisiones de gases de efecto invernadero en 2020, frente a los niveles de 1990. Pero ahora, las presiones presupuestarias y el temor a que los altos precios de la energía reduzcan el gasto del consumidor estos gobiernos se están viendo obligados a reducir la ayuda, lo que afecta a los inversionistas y a la industria de energía renovable.



La perspectiva para la industria de energía eólica está "*por los aires*", dijo **Geoff Styles**, de la consultora **GSW Strategy Group**. Los *stocks* de energía eólica subieron con el resto de las renovables entre 2006 y 2008, y luego se estropearon a finales de 2008 -y no dejaron de sufrir desde entonces. En lo que va del año, el sector está en baja: 19%. ¿Cómo continúa? El *credit crunch* elevó los costos de financiación y ha hecho difícil justificar nuevas granjas eólica en construcción en Estados Unidos y Europa. Una demanda más débil de electricidad significa también menos turbinas necesarias para satisfacer los objetivos de energía renovable.

En julio, el organismo de la industria eólica estadounidense -el **American Wind Energy Association**- fueron publicadas cifras que mostraron el derrumbe en la capacidad añadida en el sector. En la segundo cuarto de este año, sólo fueron instalados en Estados Unidos 700 MW de turbinas eólicas, 71% menos que el mismo período del año anterior²⁸. Y según la AWEA, esto empeorará, ya que las previsiones sobre las instalaciones de todo el año serán 45% por debajo de los niveles de 2009.

Pero en Estados Unidos, hay una dimensión adicional al problema, la legislación que habría dado un impulso a la energía renovable fue parada. Las empresas eólicas contaban con la legislación para un *renewable energy standard* (RES) que conferiría por mandato el uso de cierta cantidad de energía procedente de fuentes como el viento y el sol. La AWEA, en su *forecast* sombrío, indicó la carencia de estándar de energía renovable como el factor principal detrás del slowdown en el sector.

"La industria eólica de EE.UU. está angustiada", dijo **Denise Bode**, presidente de AWEA. Ella impulsó a los legisladores en Estados Unidos a presentar reglas que ayudaría al sector, y estimularían el crecimiento económico. "*Demócratas, Republicanos, grupos*

²⁸ Financial Times, "*Wind: Unexpected lull after decade of following wind*", (12/9)

ambientales, sindicatos de trabajadores y empresas en todo el país apoyan fuertemente el RES porque es esencial para crear cientos de miles de empleos americanos".

Aunque, al cierre de este informe en un raro espectáculo bipartidista, un grupo de senadores Demócratas y Republicanos introdujo la legislación que requeriría que las utilities a escala nacional generaran al menos un 15% de su electricidad de fuentes renovables como la eólica, solar y la biomasa hacia 2021²⁹. *Policy-wise, it should be a no-brainer.*

El crédito, o el certificado, concedido para cada megawatt/hora generado por fuentes renovables. Para cumplir el estándar, las utilities tienen que rendir un número objetivo de créditos cada año. Las empresas con más créditos de los que necesitan pueden venderse a aquellos que son cortos³⁰. Algunos objetivos pueden ser encontrados por medidas de conservación de energía más que con la compra de electricidad renovable o créditos, según el sumario de la ley. Las compañías utilities también podrán hacer un "*pago de cumplimiento alternativo*" de 21 dólares por cada megawatt/hora que ellos no alcanzar su objetivo renovable.

Según el **National Renewable Energy Laboratory**, la red eléctrica del occidente estadounidense podría apoyar hasta el 35% eólico y solar para 2017, sin la extensión de infraestructura adicional. La agencia de investigación dependiente del **US Department of Energy** publicó un estudio cuyas ventajas son "*técnicamente factibles*", pero la red de los estados montañosos y del sudoeste tendría que ser reconsiderados con cambios claves en las operaciones³¹.

Otro aspecto relevante para la inclusión del estándar en la política estadounidense es la creación de empleos. Según un nuevo informe de **Navigant Consulting**, un RES del 25% para el año 2025 (mucho más ambicioso que el que está sobre la mesa en el Senado) apoyarían 274.000 nuevos empleos en energías limpias. Además, esos empleos serían creados en cada región del país, incluyendo el sudeste, donde la oposición al RES está centrada.³²

²⁹ The New York Times, "*A Bipartisan Bill on Renewable Energy*", (21/9)

³⁰ Bloomberg, "*Renewable Power Vote Could Come in U.S. Senate This Year, Bingaman Says*", (21/9)

³¹ www.electricchoice.com, "*Study Shows Western U.S. Could Rely on 35% Renewable Energy by 2017*", (22/9)

³² Grist, "*Does the RES stand a chance?*", (8/9)

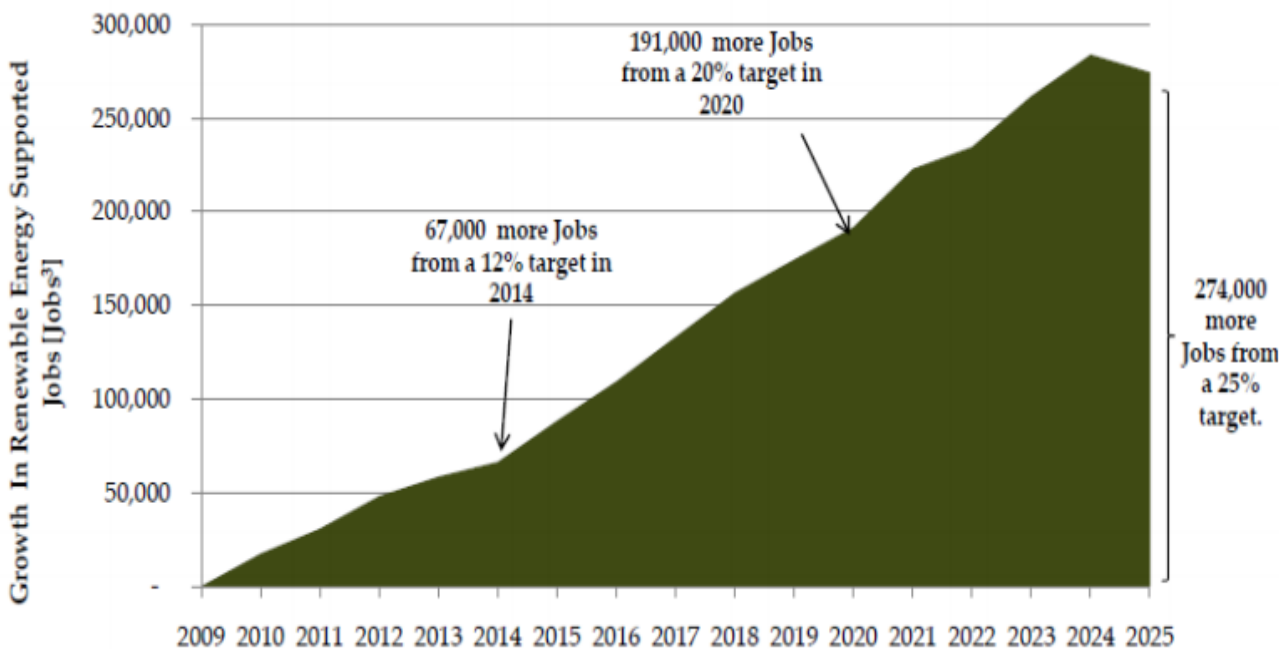


Figure 1. Increase in Renewable Electricity Supported Jobs: 2009-2025

Otro gran factor que contrarío la inclusión renovable: El compromiso político estadounidense de guiar las emisiones de carbono. Una ley de energía comprensiva habría hecho a las tecnologías de energía renovable más competitivas con un precio de electricidad producida por combustibles fósiles como el carbón aumentando. Esto ahora se contempla improbable, "al menos hasta el próximo año", dijo Styles. Mientras tanto, en una nota reciente a sus clientes, **Jason Mitchell**, director del *hedge fund* **GLG Partners**, dijo que "una falta de política energética a largo plazo" dificulta la inversión allí.

El resultado de todo esto es: durante los próximos tres años, los analistas de UBS esperan que la capacidad de energía eólica global crezca 19% cada año, debajo del crecimiento anual del 27% durante los últimos cinco años. *That sounds pretty healthy*. Al mismo tiempo, hasta no hace mucho, han leído en este espacio, informaciones sobre como la alta demanda de la industria de turbinas eólicas causaba *bottlenecks* en la cadena de suministro y hacía cada vez más altos los costos de las turbinas eólicas.

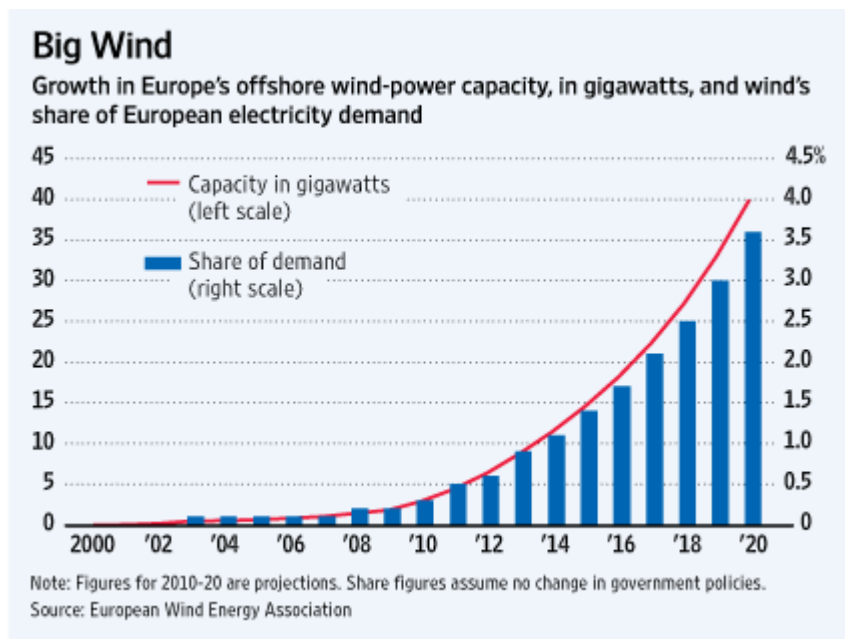
Hace dos años la demanda era tan alta que los proyectos eólicos de pequeñas comunidades no podían conseguir una simple turbina porque las grandes granjas eólicas compraban toda la producción de los fabricantes eólicos. Pero los tiempos cambian. Según el último **Wind Turbine Price Index (WTPI)**, publicado por **Bloomberg New Energy Finance**, los precios de las turbinas eólicas continúan estancados, con pocas posibilidades de volver a los máximos de 2008. Los decrecientes precios de las turbinas eólicas traerán, tarde o temprano, costos de la energía eólica



de escala-utility a un lugar que es más competitivo con la capacidad de generación tradicional (es decir, los combustibles fósiles y la energía nuclear), y en este sentido, la caída de los precios es una buena noticia³³. New Energy Finance indicó que la mayor parte de los compradores de turbinas eólica no esperan que los precios vuelvan a los niveles de 2008 sino hasta 2013.

Los ambiciosos proyectos del Norte de Europa para añadir energía eólica offshore tardan en empezar debido a las debilidades de la cadena de suministro. Los fabricantes no son capaces aún de suministrar equipos, partes y componentes en cantidades necesarias y algunos no están dispuestos a invertir dinero en nueva capacidad de fabricación³⁴.

Los fabricantes quieren órdenes firmes de los *developers* y las utilities antes de hacer grandes inversiones para aumentar la capacidad y alcanzar la producción en serie. Aunque algunos *developers* postergan órdenes por turbinas y otros equipos porque el costo de construcción de granjas eólicas offshore es muy alto, casi el doble de lo que era hace cinco años. La concreción de los objetivos y la reducción de los costos sólo ocurrirán con la competencia de muchos proveedores y producción en serie.



Boom-and-bust del sector solar

Similar al sector eólico, los stocks de la energía solar vieron un ciclo *boom-and-bust* en los pasados tres años. Con una caída del 14%, la energía solar es la segunda con peor performance del sector de energías renovables en lo que va del año, detrás de la eólica. "Fundamentalmente, estas son más caras, y formas menos confiables de energía", dijo Styles. Y tratándose de energías renovables, la solar es a menudo mucho más cara que la eólica. Sin subvenciones, la energía eólica cuesta de 50 a 100 dólares por megawatt/hora, según **Goldman Sachs**. Esto resulta competitivo con las centrales encendidas a carbón y gas natural. El costo de la energía solar, sin embargo, comienza en 90 dólares por

³³ Reuters, "Wind Turbine Prices Continue to Fall", (9/9)

³⁴ The Wall Street Journal, "The Wind Gap", (13/9)

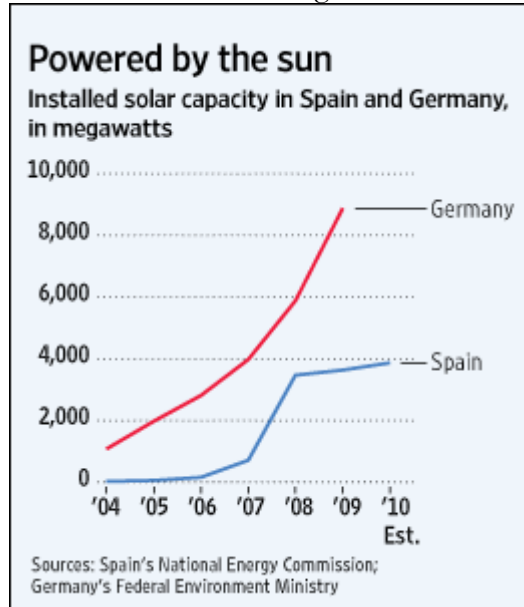
megawatt/hora y llega a 200 dólares, aunque los costos de los equipos hayan caído en los últimos años.

Entonces, la crisis financiera atenuó su desarrollo. Este año, la capacidad solar total sumará 12.000 megawatts, dijo **Lazard Capital Markets**. Esto es más de 7 veces el nivel de 2006. Pero la nueva capacidad del próximo año está fijada en 14.500 megawatts, un *slowdown* distinto en el índice de crecimiento.

El gobierno alemán decidió en julio reducir los subsidios solares sobre la nueva capacidad en hasta 16% en dos etapas para frenar su rápida expansión y evitar que se descontrolen los precios. En ese país, el consumidor paga directamente los subsidios a la energía verde a través de las facturas de electricidad. El ministro de Energía alemán **Rainer Brüderle** dijo en julio que está previsto que los precios de la electricidad subirán 10% debido a la rápidamente creciente capacidad de generación eléctrica de las fuentes de energía renovables. El instituto de estudios económicos RWI proyectó el año pasado que el costo de los subsidios a la energía solar podrían alcanzar los 77.000 millones de euros (98.719 millones de dólares) para 2013, unos 11.000 millones de euros (14.102 millones de dólares) más de lo esperado³⁵.

Los stocks solares fueron sobrecargados en la primera mitad de 2010. Pero **Mark Wienkes**, analista de Goldman dice que tiene más que ver con la caída del costo de la energía solar que con medidas de austeridad. El costo de la tecnología cayó, en parte debido al aumento de la producción china, donde el precio de los equipos cayó bruscamente³⁶. Pero además, las técnicas de fabricación mejoraron y los volúmenes aumentaron.

Los mercados de crecimiento durante el próximo año probablemente incluyan a Estados Unidos, Italia, China, Francia y Japón, dijo Lazard. De estos países, China podría ofrecer una sorpresa positiva si introduce la "*feed-in tariff*", lo que garantizaría el precio mínimo para los productores de energía renovable. Esperan una decisión el próximo año.



³⁵ The Wall Street Journal, "Renewables Investors Fear Withdrawal of Subsidies", (19/8)

³⁶ Financial Times, "Solar power: Photovoltaic panels make strides in the drive for a sunnier future", (12/9)



EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com