

Trinidad y Tobago: de la siembra a la cosecha

Hay historias de éxito que valen la pena ser contadas. Nadie podía haber previsto a principios de los años 60, cuando BP anunció su intención de abandonar sus operaciones petroleras de Trinidad y Tobago (T&T) en pos de mejores prospectos en Libia, América del Sur y el Golfo de México, que una sucesión de eventos fortuitos, de inmensos retos convertidos en oportunidades y de osadas decisiones de política petrolera, llevaría a las pequeñas islas de solo 5.128 kilómetros cuadrados de superficie y, a la fecha, apenas algo más de 1,3 millones de habitantes, a subir los más altos escalafones regionales y mundiales de la industria hasta el punto de alcanzar resultados y éxitos sorprendentes desde cualquier perspectiva.

Al mismo tiempo que BP anunciaba su sorpresiva decisión, Trinidad y Tobago obtenía en 1962 su independencia del Reino Unido y Eric Williams, historiador educado en Oxford y primer ministro desde 1956, enfrentaba el reto que para el país ineludiblemente representaría la partida de BP, en ese entonces uno de los principales productores de petróleo y uno de los principales generadores de empleo en las islas.

Williams creó de inmediato un nuevo Ministerio de Petróleo y Minas, ya que el derrotero de la industria había sido supervisado hasta entonces desde la pequeña oficina del Inspectorado de Petróleo del Ministerio de Agricultura, Tierras y Pesca -el que inicialmente contaba, literalmente, con un solo inspector para fiscalizar las operaciones de la industria petrolera en todo el país-.⁽¹⁾

En 1963, Williams convocó una comisión independiente de investigación, liderada por el iraní Dr. Baghair Mostofi y compuesta por expertos petroleros de diversas nacionalidades, encargada de examinar la situación y prospectos de la industria petrolera del país, recomendar un marco legal para la industria que “estimule las operaciones de inversionistas extranjeros al mismo tiempo que salvaguarde los intereses de la nación” y que asegure un alto grado de estabilidad compatible con el crecimiento del sector y su aporte al empleo.

En 1964, la Comisión Mostofi, como se dio a llamar, produjo una serie de recomendaciones y referentes de política sectorial relacionada con todos los aspectos de la cadena del petróleo, desde la exploración, la recuperación mejorada y la supervisión a cargo del ministerio hasta los relacionados con la refinación, el transporte por ductos y el régimen fiscal.

La comisión, en una coyuntura en la que T&T se consideraba un país fundamentalmente petrolero y cuyas reservas y producción de gas natural eran incipientes, demostró una intuición extraordinaria al observar que “el anhelado desarrollo de una industria petroquímica requiere de la disponibilidad confiable de reservas hacia el futuro; la comisión está satisfecha de que las reservas existentes podrán dar cuenta de los actuales requerimientos industriales y de sus actuales programas de expansión; sin embargo, el desarrollo del gas natural para la generación eléctrica y otras necesidades internas debe ser promovido”. En 1964, Trinidad contaba con no más que una pequeña planta de producción de amoniaco con una capacidad de apenas 150 mil toneladas métricas por año, instalada en 1959, que en ese entonces constituía la totalidad de su industria petroquímica.

(1) *First Magazine, 100 Years of Petroleum in Trinidad and Tobago, (junio??) June 2008*

Del petróleo a la petroquímica

Williams, cuyas opiniones sobre el tema petrolero ya habían sido articuladas desde principios de 1995, consideraba que habría de enfrentarse ocasiones “en las que el Estado tendría que tomar la iniciativa inversionista, sin perjuicio de la política de fomento y apoyo a la empresa privada, con el objeto de proteger y promover el interés nacional”.

Es así que, reconociendo las inherentes limitaciones de la capacidad empresarial estatal, en 1962 optó, primero, por la compra de los activos de los que BP se estaría despojando -a través de la contratación de un préstamo garantizado por los mismos activos a adquirirse- y, segundo, por conformar una sociedad con la americana Tesoro Petroleum Corporation, cuya participación en la nueva empresa, del 49,9 %, contemplaría, además, su administración y operación.

Eventualmente, Petrotrin, la estatal Compañía de Petróleo de Trinidad y Tobago, terminaría adquiriendo la participación de Tesoro.

La gestión administrativa y operativa de la nueva empresa por parte de Tesoro, hoy ampliamente reconocida por quienes fueron testigos de los que serían los pasos inaugurales de la primera revolución petrolera de Trinidad Tobago, se vio innegablemente beneficiada por el efecto de la guerra Árabe-Israelí de 1973 con la triplicación del precio del petróleo. En palabras del exministro de Energía Trevor Boopsingh: “De pronto, en 1974, el flujo de recursos hacia el tesoro se hizo evidentemente tangible; en 1976 y 1978 continuó creciendo hasta que en 1980 simplemente se perdió de vista.”

En 1969, siguiendo las recomendaciones de la Comisión Mostofi, el Gobierno introdujo la nueva Acta del Petróleo, que -complementada por la gradual evolución de un marco regulatorio, siempre enmarcado y consistente con sus preceptos- se encuentra hoy aún vigente. En 1974, el acta fue suplementada con el Acta de Impuestos Petroleros, a través de la cual se estableció la estructura de un nuevo régimen fiscal para el sector. Esta, junto al fortuito incremento del precio internacional del petróleo a partir de 1973, generó una bonanza de ingresos petroleros para el Estado que permitió sentar las bases del eventual proceso de industrialización del gas natural que hoy constituye un ejemplo y un caso de estudio y de elogio internacional.

En 1972, el Gobierno conformó la Compañía Comercializadora de Petróleo (NP, por su sigla en inglés) para hacerse cargo de la red de distribución de BP. Posteriormente, en acuerdo con las petroleras, NP asumió el control total de las redes de comercialización en el país. Adicionalmente, en 1974, NP adquirió de Shell Trinidad sus concesiones petroleras terrestres y su planta de refinación en Point Fortin, en el suroeste de la isla de Trinidad.

A principios de los años 70, Amoco reportó significativos descubrimientos de petróleo en las costas orientales de la isla, abriendo en el proceso una nueva cuenca petrolífera marítima que se constituiría en pilar de la producción de petróleo crudo de Trinidad y Tobago por los siguientes 30 años. Por su parte, y de forma paralela, en 1971 se registraron en las costas del norte nuevos descubrimientos de gas natural que -junto a otros grandes hallazgos por parte de Amoco en 1968 y en 1973- llevaron a los tecnócratas del Gobierno a considerar que “ya se contaba con suficiente gas natural para lanzar a Trinidad y Tobago hacia su segunda revolución petrolera”. Las nuevas reservas terminaron constituir eventualmente la semilla y sustento, por una parte, de la creación de la Compañía Nacional de Gas (NGC) -como agregador, transportador y único comercializador de gas natural para el mercado interno- en 1975; por otra, del salto a la petroquímica que el país experimentaría en la década de los 80 y, finalmente, de la irrupción de Trinidad Tobago en la industria del GNL a mediados de los años 90.

El desarrollo industrial del gas natural en Trinidad y Tobago germinó en términos concretos en 1977, cuando la recién creada Compañía de Nitrógeno de Trinidad (Tringen) lanzó su primera producción de amoníaco al mercado desde su nueva planta de Point Lisas, en las inmediaciones de la costa del centro-occidente de Trinidad -área que eventualmente se convertiría en el inmenso Complejo Industrial gasífero y siderúrgico de Point Lisas hacia el norte de la bahía del mismo nombre-. Tringen se constituyó en el primer emprendimiento estatal en el campo de la petroquímica del gas, al que la americana WR Grace, que había operado la solitaria planta de amoníaco desde 1959, se incorporó con un 49 % de participación.

En el curso de la década de los 80, el proceso de industrialización estatal del gas natural se aceleró notablemente. En 1980 inició operaciones la Compañía de Hierro y Acero de Trinidad Tobago (Iscoff, 100 % estatal); en 1981 se inauguró Fertilizantes de Trinidad Tobago (Fertrin, 51 % estatal), en 1983 la Compañía de Urea de Trinidad Tobago (100 % estatal) y en 1984 la Compañía de Metanol de Trinidad Tobago (TTMC 100 % estatal), todas ellas instaladas en Point Lisas.

Fue recién en 1993 que la primera planta petroquímica de capitales un 100 % privados -la Compañía de Metanol del Caribe (CMC), que eventualmente se convertiría en Methanol Holdings Trinidad Limited (MHTL)- se instaló en Point Lisas; sin embargo, es notable que el Estado trinitario transfiriera eventualmente la totalidad de sus plantas de petroquímica a manos privadas de inversionistas nacionales y extranjeros, quienes desde entonces han continuado impulsando el crecimiento de la actividad hasta límites inconcebibles solo un par de décadas antes.

A la fecha, el complejo industrial de Point Lisas, de 860 hectáreas de superficie, se ha convertido en un puerto internacionalmente reconocido y en un centro petroquímico completamente integrado; alberga 11 plantas productoras de amoníaco, siete plantas productoras de metanol, dos plantas siderúrgicas, varias plantas de producción de urea y de tratamiento de gas natural, además de una planta termoeléctrica de 634 megavatios.⁽²⁾

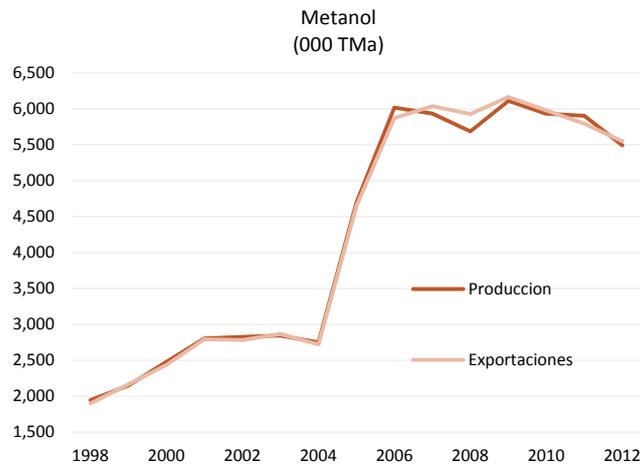
La progresión y los éxitos de la petroquímica del metanol de Trinidad Tobago son ilustrativos de los órdenes de magnitud y de la proyección internacional de su proceso de industrialización del gas. Si bien TTMC inició operaciones en 1984 con una primera planta de 460 mil toneladas métricas por año (M tma) y una producción de 358,2 M tma, es notable, por un lado, que esta se constituyó en la primera planta de producción de metanol de categoría mundial instalada en Latinoamérica y, por otro, que la compañía en manos estatales logró generar utilidades desde su primer año de funcionamiento. En 1997, solo un año después de concretar su expansión de capacidad hasta las 550 M tma, el Gobierno transfirió la propiedad de TTMC a un grupo de accionistas privados que incluyó a Clico (Trinidad) Limited, las alemanas Ferrostaal AG y Helm AG y la estadounidense GE Capital Latin America Fund.⁽³⁾

A la fecha, la compañía matriz de metanol de Trinidad Tobago (MHTL), conformada en 1999 de la consolidación de sus subsidiarias TTMC, CMC y Methanol IV, cuenta con cinco plantas de producción de una capacidad conjunta de 4 millones de tma -entre las que se cuenta con la de mayor capacidad en el mundo, de 5.400 tm por día-, es el principal proveedor de metanol de los Estados Unidos y, junto a las 2,5 millones de tma (MM tma) de las dos plantas de Methanex instaladas en Point Lisas en mayo de 2006, erigen a Trinidad y Tobago como el mayor exportador mundial del producto.⁽⁴⁾

(2) *Global Business Reports (GBR), "Point Lisas: Facing the new challenges ahead", Ramzy Bamieh, octubre 4, 2012*

(3) *Methanol Holdings (Trinidad) Limited (MHTL), www.ttmethanol.com*

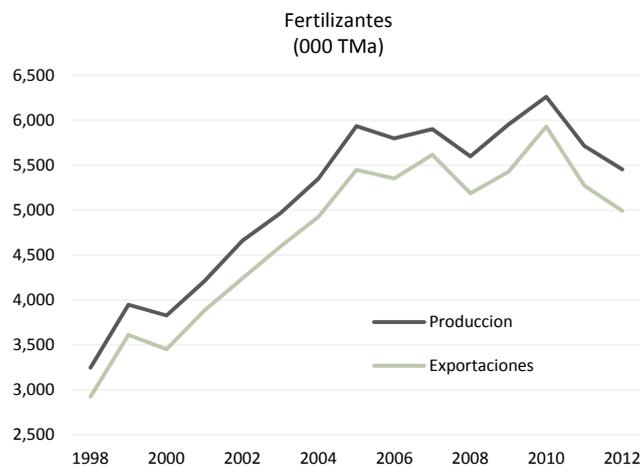
(4) *Merchant Research and Consulting Ltd., Methanol: 2013 World Market Outlook and Forecast up to 2017, julio, 2013*



Fuente: Methanol Holdings (Trinidad) Limited (MHTL)

El crecimiento de la producción y de las exportaciones trinitarias de metanol en la década posterior a su privatización fue vertiginoso, pasando de algo más de 1,9 MM tma a un sorprendente máximo a la fecha, alcanzado en 2009, de más de 6,1 MM tma.

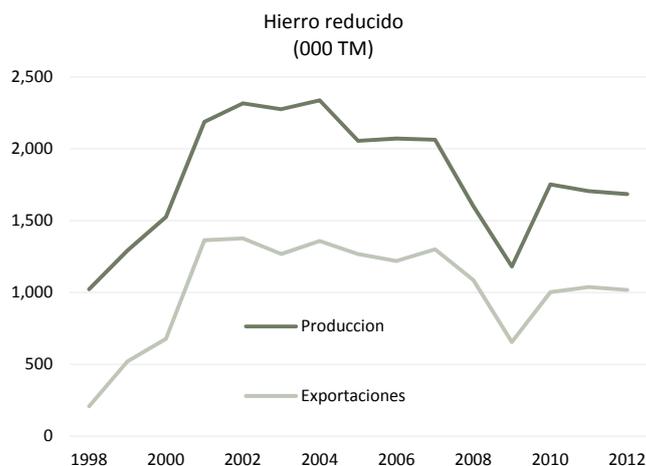
De forma similar, con 11 plantas de producción instaladas y con una capacidad anual de 5,2 MM tma, T&T se consolidó como en el principal exportador mundial de amoníaco. Junto a la urea, el crecimiento de la producción y exportación de fertilizantes ha sido también extraordinario, desde algo menos de 3,5 MM tma en 1998 hasta un tope, alcanzado en 2010, de alrededor de los 6 MM tma.



Fuente: Merchant Research and Consulting Ltd

Iscoff, la Compañía de Hierro y Acero de Trinidad y Tobago, inició operaciones en agosto de 1980, inicialmente basada en una planta de dos módulos de reducción directa de hierro con una capacidad conjunta de 840 M tma, dos hornos de fundición de 90 tm, dos máquinas de colada continua de cuatro hebras con una capacidad de producción de 660 M tma de palanquillas de acero y un molino de varillas de acero con una capacidad de 485 M tma.⁽⁵⁾

(5) "The ISCOFF experience", Michael James, Research Department, Central Bank of Trinidad & Tobago, July 1997



Fuente: Merchant Research and Consulting Ltd

Hacia 1984, Iscott ya se había constituido en el tercer exportador mundial de varillas de acero a Estados Unidos. Tras su adquisición en 1989 por la indonesia PT Ispat (que en fusión con la europea Arcelor conformaron en 2006 ArcelorMittal, hoy la mayor siderúrgica mundial), la planta de Point Lisas duplicó su capacidad de reducción de hierro en más del 100 % al concluir la construcción del mayor módulo de su clase en el mundo; a la fecha, la compañía cuenta con una capacidad de 2,7 MM tma.⁽⁶⁾ Aunque en años recientes la producción de hierro de Trinidad y Tobago ha enfrentado en sus mercados naturales del Caribe la dura competencia de productos de similares características provenientes de Turquía, Ucrania, Francia, China y Brasil, esta, tras haber alcanzado un máximo de 2,3 MM tma en 2004, se ha estabilizado alrededor de un promedio de 1,8 MM tma a la fecha.

La década de los 80 consolidó inequívocamente la posición de Trinidad y Tobago como el principal centro petroquímico de la región y proyectó a las pequeñas islas a la palestra mundial de la industria petrolera. Si durante la mencionada década se alcanzó a concretar su primera revolución petrolera, convirtiendo al país en el principal exportador mundial de metanol y de amoníaco y en una palpable presencia hemisférica en la industria del hierro y el acero, la década de los 90 añadiría a esos ya impresionantes logros el de ungir a Trinidad y Tobago como el primer y mayor exportador de GNL de la región y en principal exportador del producto al mercado de Estados Unidos.

De la petroquímica al GNL

El hecho es que a partir de los años 80 en adelante el gas natural -en todas sus manifestaciones- fue el centro de atención de políticos, planificadores, exploradores, banqueros, inversionistas y todo aquel relacionado con cualquier nivel con el sector energético de Trinidad y Tobago.

En 1991, el Gobierno sancionó la creación de una compañía estatal, Trintomar, destinada a competir en la producción de gas natural con Amoco, que en ese momento era el único proveedor de gas a la industria nacional. El experimento resultó en un embarazoso y costoso fracaso. Boopsingh explica: "Las empresas estatales elegidas para impulsar la iniciativa se encontraban tan enfocadas en la motivación política de diversificar el abastecimiento interno de gas natural que, en el proceso, se olvidaron resolver primero el cómo lo harían". El programa de perforación enfrentó serios problemas, los descubrimientos terminaron siendo significativamente menores que lo anunciado y el ejercicio terminó cargando una pesada deuda a NGC y las otras dos estatales participantes que tuvo que ser solventado de sus flujos de caja en detrimento de sus propias actividades e inversiones.

(6) ArcelorMittal, Facilities, Americas, "Mittal Steel Point Lisas", www.arcelormittalna.com

Basta decir que, tras esa lamentable experiencia, las estatales petroleras de Trinidad y Tobago nunca más enfrentaron por sí solas el financiamiento de los programas de exploración y desarrollo, especialmente costa afuera (excepto por las actividades de Petrotrin en las aguas poco profundas del Golfo de Paria y de la costa suroriental). La intervención estatal en ese tipo de emprendimientos se ha limitado desde entonces a participaciones minoritarias de Petrotrin en los descubrimientos declarados comerciales, mientras que las actividades de alto riesgo durante la fase de exploración han sido consistentemente delegadas a las compañías privadas.⁽⁷⁾

En 1991, el Impuesto Complementario al Petróleo (STP) introducido en 1980 fue modificado de forma que este se ajustase automáticamente a una escala dependiente de los niveles de precio de los hidrocarburos. Según Boopsingh: “El mecanismo introdujo estabilidad y previsibilidad en el sistema y, por tanto, en las decisiones de inversión”. Aunque el objetivo original de la medida fue el de incrementar la renta gubernamental a través de una mayor producción de petróleo en un ámbito de crecientes precios internacionales, esta terminó impulsando indirectamente la exploración y el desarrollo de los recursos gasíferos de T&T.

Un otro elemento de política sectorial que indudablemente contribuyó a impulsar el desarrollo más reciente de la petroquímica fue la decisión, en 1993, de establecer a través de NGC, en su papel de transportador, agregador y comercializador del gas natural para el mercado interno -incluido, naturalmente, el consumo industrial petroquímico-, un mecanismo de ajuste del precio de venta del gas natural en función a un precio base suplementado por un margen ligado a los precios internacionales de venta de los productos finales.

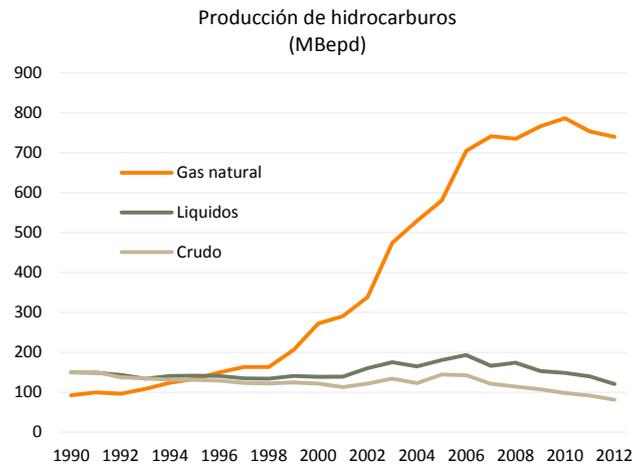
Ello, evidentemente, redujo de forma significativa el riesgo atribuible a las operaciones de las compañías involucradas en la industrialización del gas natural, pero ha generado recientemente tensiones con las compañías petroleras en una coyuntura en la que los precios internacionales del metanol y del amoníaco se encuentran en niveles récords. En opinión de los críticos del sistema: “El modelo de precios de NGC ha creado un mecanismo de intermediación del gas natural a través del cual aquellos involucrados en la producción -sea del gas natural como materia prima o de los productos petroquímicos elaborados-, sin duda la actividad de mayor riesgo en la cadena de oferta, se encuentran desconectados de las recompensas asociadas a ese riesgo”,⁽⁸⁾ mientras que NGC captura todos los beneficios.

El gas natural estableció oficial y definitivamente su supremacía en Trinidad y Tobago en 1996, cuando su producción superó por primera vez la del petróleo. Si bien la producción de líquidos ese año se situó en los 141 mil barriles diarios (MBbld) e inclusive alcanzó los 193,2 MBbld en 2006, la de petróleo crudo, que ya había registrado su máximo de 229,6 MBbld en promedio en 1978, continuó su gradual declinación hasta situarse en solo 81,7 MBbld en 2012.

Entretanto, la producción de gas natural, que a principios de la década de los 90 no pasaba de los 100 mil barriles equivalentes de petróleo por día (MBepd), se disparó a partir de 1999 con la inauguración del primer tren de licuefacción de GNL de Atlantic LNG y alcanzó, solo una década más tarde, los más de 786,3 MBepd registrados en 2010.

(7) *First Magazine*, “100 Years of Petroleum in Trinidad and Tobago”, junio 2008

(8) *Global Business Reports (GBR)*, “Trinidad and Tobago: Remodeling the Point Lisas Industrial Estate”, JP Stevenson, julio 2013



Fuente: BP Statistical Review of World Energy junio 2013

La incursión de T&T a la industria del GNL en 1999 fue fruto de repetidos intentos; hubo tres anteriores, el primero en 1971, cuando Amoco consideró contar con las reservas de gas suficientes para sustentar una planta de licuefacción; sin embargo, el Gobierno de ese entonces había optado por la asignación de las aún incipientes reservas de gas natural a sus planes de industrialización interna.

A mediados de los 90, tras una serie de nuevos descubrimientos por parte de Amoco y tras el arribo de BG -que se encontraba ansiosa por capturar nuevos mercados para los prospectos de gas natural que ya había identificado en la costa norte de la isla-, se consideró que T&T contaría con suficientes reservas para atender tanto la demanda interna clasificada como prioritaria como posibles futuras exportaciones.⁽⁹⁾

Boopsingh relata que, para entonces, “se había generado un consenso entre algunos de nosotros de que el potencial gasífero de la cuenca marítima del norte no vería nunca la luz del día si no se permitía a las compañías petroleras exportar el producto”. Según su colega, Ken Julien, uno de los principales estrategas energéticos del gobierno, “la decisión de dar el salto a la exportación de GNL fue una de las más riesgosas, inclusive para un gobierno tradicionalmente dispuesto a tomar riesgos con iniciativas basadas en gas; aquí estaríamos nosotros, un país pequeño con menos del 1 % de las reservas mundiales de gas natural, dedicando por lo menos un 50 % de ellas, de 12 TCF en esos momentos, a un solo emprendimiento. Fue un inmenso paso en el que embarcamos a las multinacionales que controlaban las reservas, pero ha sido una travesía extraordinaria”.

Atlantic LNG, consorcio conformado por Amoco (hoy BP), BG, Repsol y Cabot LNG (hoy GDF Suez), estableció una serie de precedentes en el negocio mundial del GNL. Su primera planta o tren de licuefacción, de una capacidad de 3,3 MM tma (equivalentes a 12,5 millones de metros cúbicos por día, MMmcd), fue en su momento la mayor a escala mundial y la más económica, a un costo de \$US 950 millones; fue el proyecto de GNL con el menor tiempo de ejecución al tomar seis años y medio desde su concepción hasta su entrega, y constituyó la primera planta de GNL construida en el Caribe y la segunda en el hemisferio después de la de Kenai en Alaska. Finalmente, Atlantic LNG inspiró la instalación de la planta conjunta de regasificación y generación de 522 MW de Peñuelas en Puerto Rico.

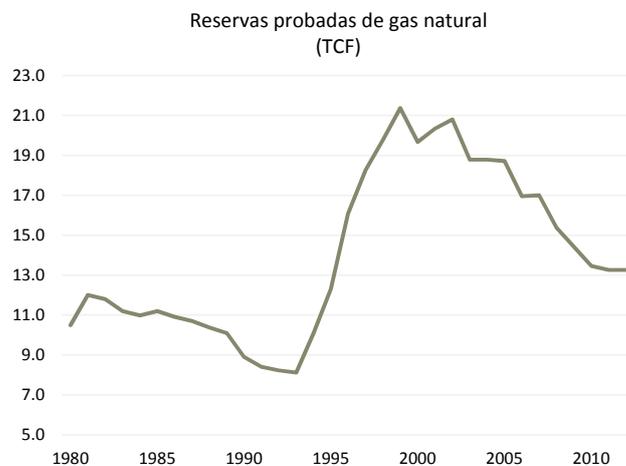
Atlantic LNG, instalada en Point Fortin, al suroeste de Trinidad sobre las costas del Golfo de Paria, incrementó gradualmente su capacidad de licuefacción en el curso de los siguientes cinco años, sumando tres trenes al ya existente en 2002 y 2003 -cada uno de una capacidad de 12,4 MMmcd- y en 2005, respectivamente, -éste último, de una capacidad de 19,6 MMmcd, que mantuvo el récord mundial por más de dos años hasta ser desplazado por trenes de capacidad aún mayor instalados en Catar-.

(9) First Magazine, “100 Years of Petroleum in Trinidad and Tobago”, junio 2008

Hacia 2008, la capacidad efectiva de licuefacción de GNL de Trinidad y Tobago había alcanzado su máximo actual de 57 MMmcd, aunque ya se viene considerando la construcción de un quinto tren.

En reflejo del axioma de Trevor Boopsingh -“si lo que se quiere es que la exploración continúe, se tiene que contar con mercados”-, las inmensas oportunidades de monetización de gas natural presentadas por la concreción y posterior expansión de Atlantic LNG desataron una frenética actividad exploratoria en Trinidad y Tobago, especialmente por parte de sus dos principales socios, BP y BG.

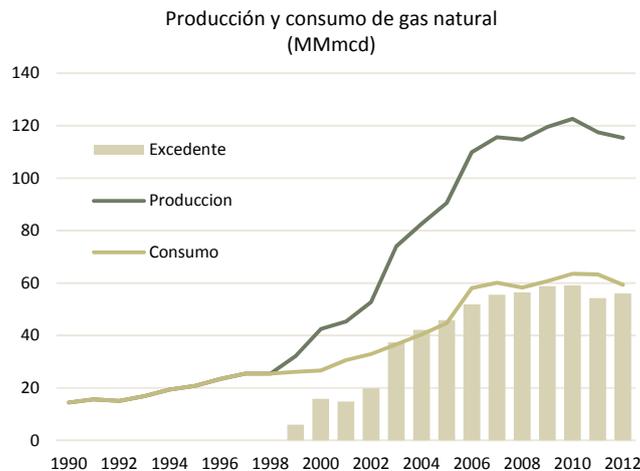
De hecho, las reservas probadas de gas natural de T&T experimentaron un extraordinario salto entre 1993 y 1999, al pasar de los 8,1 trillones de pies cúbicos (TCFs) a 21,4 en el curso de solo seis años.⁽¹⁰⁾



Fuente: BP Statistical Review of World Energy junio 2013

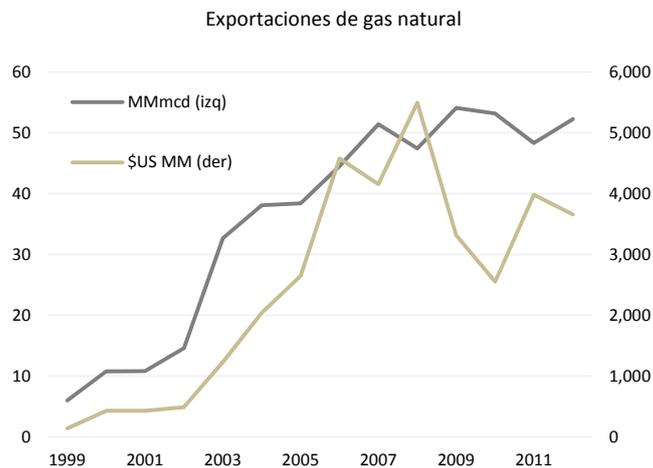
De manera similar, la producción de gas natural requerida para alimentar tanto al polo petroquímico de Point Lisas como, a partir de 1999, al inmenso y creciente apetito de Atlantic LNG, se cuadruplicó entre 1998 y 2010, desde los 25,5 MMmcd hasta alcanzar los 122,6 MMmcd.

(10) BP Statistical Review of World Energy June 2013



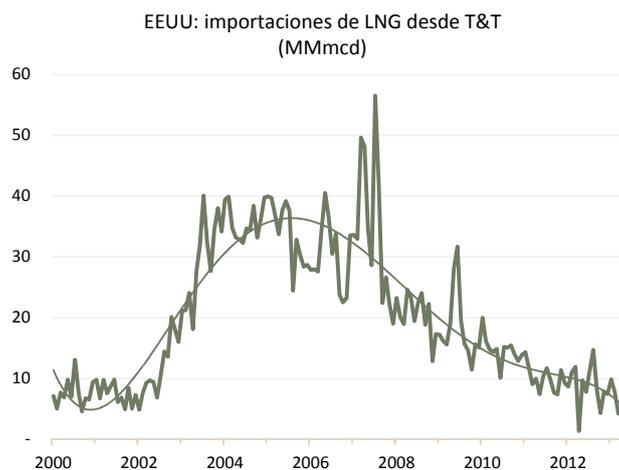
Fuente: BP Statistical Review of World Energy junio 2013

Aunque el consumo interno continuó creciendo tras la inyección de Atlantic LNG, hasta alcanzar los 63,5 MMmcd en 2010, los excedentes de gas natural disponibles para licuefacción y exportación alcanzaron los 59,1 MMmcd ese mismo año, convirtiendo las pequeñas islas de Trinidad y Tobago, de lejos, en el mayor exportador de gas natural de Sudamérica. Los volúmenes exportados de GNL pasaron de 6 MMmcd en 1999, tras el ingreso en operaciones de Atlantic LNG, hasta alcanzar unos notables 54,1 MMmcd en 2009.



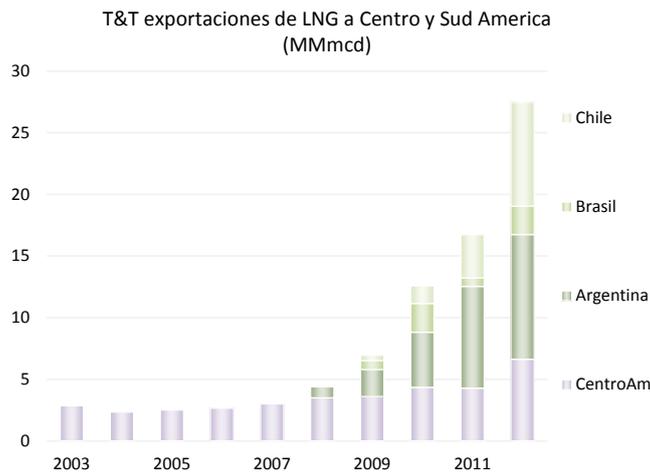
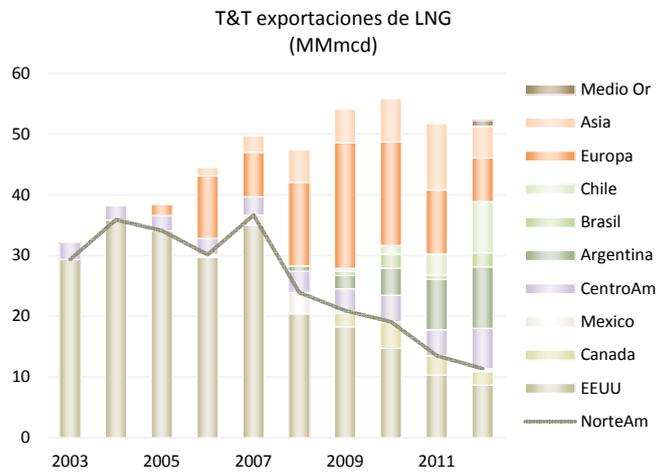
Fuente: BP Statistical Review of World Energy junio 2013

Por su parte, el valor de las exportaciones del producto, que alcanzaran su máximo de \$us 5.492 millones en 2008, se vio afectado a partir de 2009, primero, por los efectos de la crisis económico-financiera de fines de 2008 y, segundo, por el impacto de los inmensos descubrimientos y los crecientes volúmenes de producción de *shale gas* en Estados Unidos, cuyo mercado, hasta ese momento, había sido el principal destino del GNL de Trinidad y Tobago (las importaciones estadounidenses de gas natural pasaron de un máximo de 389,6 MMmcd en promedio en agosto de 2007 a 207,9 MMmcd en abril pasado; previsiblemente, las importaciones de GNL desde Trinidad y Tobago, que en junio de 2009 alcanzaron un promedio de 31,7 MMmcd, colapsaron hasta un mínimo de solo 4,2 MMmcd en marzo de 2013).



Fuente: BP Statistical Review of World Energy junio 2013

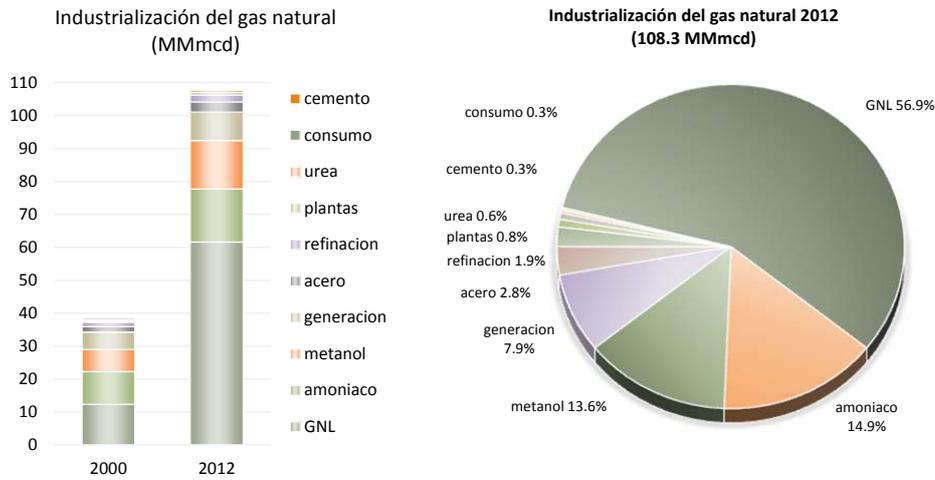
Sin embargo, T&T ha logrado franquear exitosamente el reto planteado por la saturación??? de la importación de gas natural en su principal mercado al diversificar agresivamente el destino de sus exportaciones hacia los mercados del Asia, Europa, Centro, Sudamérica e, inclusive, Oriente Medio.



Fuente: BP Statistical Review of World Energy junio 2013

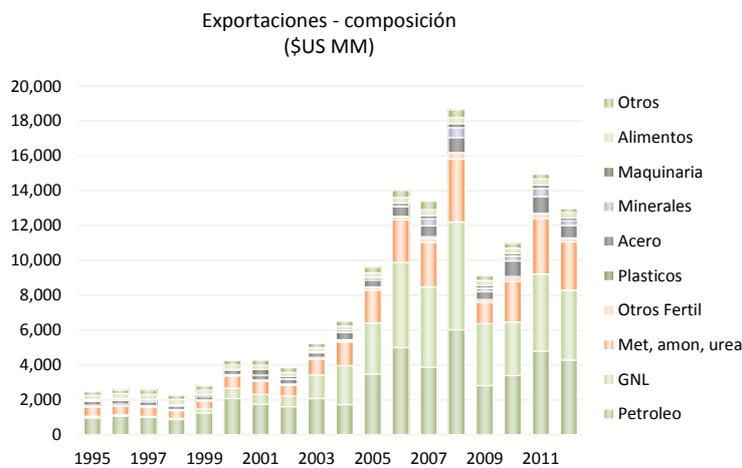
Mientras, hasta 2005 el mercado de EEUU acaparaba cerca del 90 % del GNL trinitario, hoy este no absorbe sino el 16,6 % de las exportaciones. En su lugar, el producto ha encontrado un mercado ávido en el Cono Sur, especialmente en Argentina y en Chile.

La diversificación también se ha visto expresada en las estadísticas de utilización del gas natural en T&T. En 2012, con una demanda de 61,6 MMmcd, la producción de GNL acaparó el 56,9 % del gas natural comercializado; le siguieron, en orden de magnitud, la producción de amoníaco, la de metanol y la generación termoeléctrica, con demandas de 16,1, 14,8 y 8,6 MMmcd, respectivamente. ⁽¹¹⁾ La producción de acero demandó 3,1 MMmcd, equivalentes a solo el 2,8 % del total. Puede aducirse, por lo tanto, que a la fecha el 40,2 % del gas natural trinitario tiene una aplicación estrictamente industrial y que, de incluirse la conversión de gas natural a GNL en el total, esta puede alcanzar a un 97 %.



Fuente: Ministry of Energy and Energy Affairs of Trinidad & Tobago, MEEA Bulletins, Vol.49 No. 1- 12, January-December 2012

Previsiblemente, la composición de las exportaciones de Trinidad y Tobago refleja estrechamente el peso específico de los hidrocarburos, especialmente el del gas natural en su economía. Partiendo de los \$us 2.263,8 millones en 1998, un año antes de la inauguración de Atlantic LNG, estas -tras un extraordinario crecimiento en la década siguiente- alcanzaron un pico de \$us 18.650,4 millones en 2008. ⁽¹²⁾



Fuente: United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), UNCTAD Statistics

(11) Ministry of Energy and Energy Affairs of Trinidad & Tobago, MEEA Bulletins, Vol.49 No. 1- 12, January-December 2012

(12) United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD), UNCTAD Statistics

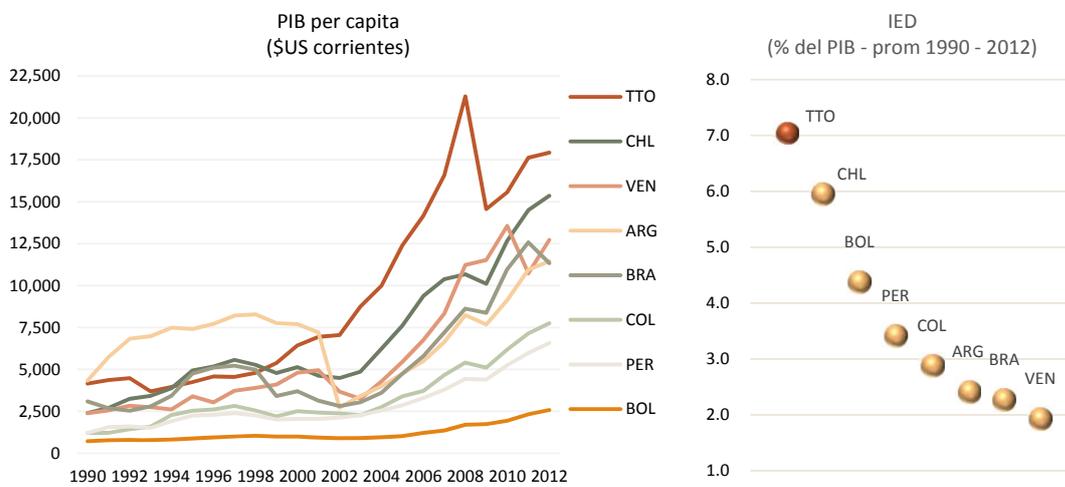
Posteriormente, tras recuperarse del impacto de la crisis económica de 2008 y del *shale gas* americano sobre el valor de las exportaciones de GNL, las exportaciones de T&T se situaron en 2012 en unos nada despreciables 12.981,4 millones, de los que un 94,6 % estuvo representado por petróleo, gas natural y sus derivados. Desde otra perspectiva, es notable que, a la fecha, y tras tres décadas de un incesante proceso de industrialización, un 61,6 % de las exportaciones trinitarias está compuesto por productos industriales o productos procesados de gas natural.

Del GNL a la economía

El sector energético es incuestionablemente crítico para la economía de Trinidad y Tobago, este dio cuenta del 44 % del PIB -del que aproximadamente la mitad o el 24 % del PIB, corresponde a la industria petroquímica-, del 83 % de las exportaciones de bienes y del 58 % de las recaudaciones fiscales.⁽¹³⁾

Tras 30 años de políticas de industrialización y de atracción de capitales externos, sustentadas por un marco legal y regulatorio estable, Trinidad y Tobago exhiben hoy indicadores de desarrollo que despuntan sobre los del promedio de la región.

Con un PIB per cápita de \$us 17.900 en 2012, tras haber alcanzado los \$us 21.300 en 2008, el indicador de T&T se sitúa significativamente por encima de los de Chile, Argentina y Brasil, y dentro del grupo de países petroleros de Sudamérica (se incluye Chile para fines comparativos)⁽¹⁴⁾, se sitúa en el otro extremo de Bolivia, por ejemplo, país que también experimentó un boom gasífero a fines de los 90.



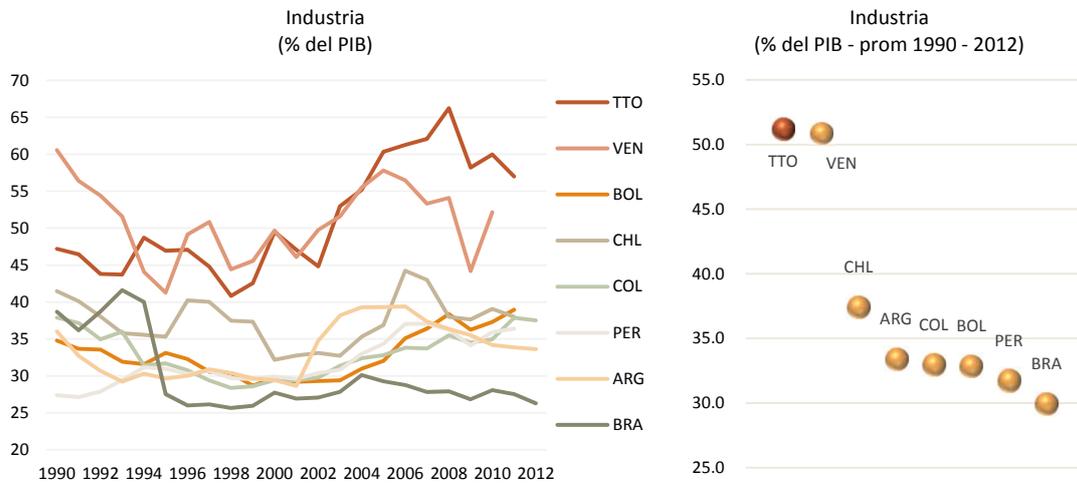
Fuente: International Monetary Fund, "Trinidad and Tobago: Selected Issues, Developments And Prospects In The Energy Sector", Machiko Narita and Judith Gold, Country Report No. 12/128, junio 2012

En términos de consistencia en la atracción de capitales externos, la Inversión Extranjera Directa (IED) como porcentaje del PIB se sitúa en Trinidad y Tobago un 7,05 % en promedio entre 1990 y 2012, nuevamente, por encima inclusive de la de países tradicionalmente atractivos para la IED como Chile, Colombia y Brasil.

(13) International Monetary Fund, "Trinidad and Tobago: Selected Issues, Developments And Prospects In The Energy Sector", Machiko Narita and Judith Gold, Country Report No. 12/128, junio 2012

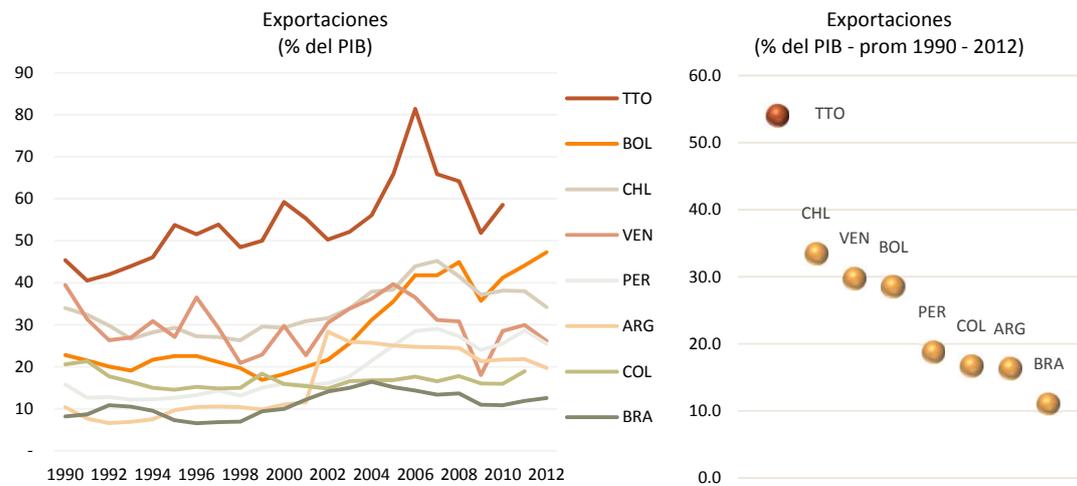
(14) Banco Mundial, Indicadores del Desarrollo Mundial, World Development Indicators

De forma similar, la participación porcentual del sector industrial en el PIB vuelve a encontrar a Trinidad y Tobago en primer lugar entre la muestra de países de la región, con un 51,2 % en promedio entre 1990 y 2012 y, sorprendentemente, por encima de la registrada por Chile, Argentina, Colombia o Brasil. De considerarse la evolución anual del indicador, resalta el hecho de que la participación industrial en el PIB de T&T alcanzó a registrar un notable 66,2 % en 2008.



Fuente: Banco Mundial, Indicadores del Desarrollo Mundial, World Development Indicators

Finalmente, Trinidad y Tobago exhibe a la fecha, y ha exhibido consistentemente e independientemente de las fluctuaciones de los precios internacionales de sus productos de exportación, la mayor participación de las exportaciones en el PIB, de un 54,1 % en promedio entre 1990 y 2012 y significativamente por encima de las registradas por los demás países de la región.



Fuente: Banco Mundial, Indicadores del Desarrollo Mundial, World Development Indicators

Perspectivas

El incuestionable éxito de la petroquímica de Point Lisas y del GNL de Point Fortin como catalizadores de una creciente prosperidad en Trinidad Tobago ha sido la envidia de otros países en desarrollo, ricos en recursos naturales. Esas inversiones han sido la fuerza impulsora del crecimiento de la economía y una generosa fuente de recaudaciones tributarias. La evolución de este proceso de desarrollo ha sido apuntalado por varios factores, incluida la proximidad de T&T a mercados clave, como Estados Unidos [y la creciente demanda de los de Argentina, Chile y, por ahora, Brasil]; la disponibilidad de gas natural relativamente barato y un régimen fiscal estable y favorable a lo largo del tiempo.⁽¹⁵⁾

La exacción de impuestos a las industrias de derivados del gas natural, en particular a la petroquímica, ha permitido que el país ofrezca a sus ciudadanos programas de educación gratuita, un sistema gratuito de cuidado de salud y sustanciales subsidios a programas de vivienda, a la gasolina y al diésel.

T&T se encuentra hoy planificando la ampliación de su sistema de polos industriales, entre los que se encuentra el Complejo Industrial Union en La Brea, al noreste de Point Fortin, lugar de la próxima instalación de una planta de petroquímica de Mitsubishi Corporation y de una de éter dimetílico de Neal & Massy, esta última de una inversión estimada de \$us 800 millones, que, según la compañía, puede abrir el camino durante una segunda fase ya prevista del proyecto para el eventual desarrollo de la petroquímica de alto valor agregado, como es la del ácido acético, la formalina y otros derivados del metanol.

A futuro, sin embargo, T&T deberá enfrentar nuevos retos y reinventar su modelo de industrialización. El viejo marco institucional, por ejemplo, de fijación de precios internos del gas natural, ha empezado a amenazar la vitalidad de la producción petroquímica primaria en Trinidad, dificultando en el proceso su expansión y diversificación hacia productos más elaborados. La estatal Compañía de Gas de Trinidad (NGC), creada originalmente para construir la red de gasoductos desde la costa oriental de la isla hasta el Complejo Industrial de Point Lisas, ha mantenido, como único transportador, agregador y comercializador del gas natural, el sistema de precios establecido tras su creación en 1975. Y si bien ese sistema fue un importante catalizador del proceso en su momento, ni las compañías productoras de la materia prima ni las compañías a cargo de la elaboración del producto final han participado de los beneficios de los altos precios de estos últimos en los mercados de exportación.

Por otra parte, las compañías productoras -especialmente BP tras el derrame de petróleo del Golfo de México en 2010- han encarado en los últimos dos años una serie de inspecciones de seguridad y trabajos de mantenimiento en los campos productores que han resultado en recortes de producción que, a la vez que han afectado a la producción de petroquímicos, han resaltado la vulnerabilidad del sistema: mientras que la producción de GNL, de altos márgenes de rentabilidad, ha sido priorizada, la asignación de gas natural a la producción de amoníaco y metanol ha experimentado recortes del 15 y el 17 %, entre 2010 y 2012, respectivamente ⁽¹⁶⁾; y esto ha ocurrido en un momento en el que la actividad exploratoria en Trinidad y Tobago, justamente por las razones aducidas mencionadas y como resultado previsible de la crisis económica de 2008 a 2009, no ha logrado recuperarse a sus niveles anteriores.

(15) Global Business Reports (GBR), "Trinidad and Tobago: Remodeling the Point Lisas Industrial Estate", JP Stevenson, julio 2013

(16) Global Business Reports (GBR), "Trinidad and Tobago: Remodeling the Point Lisas Industrial Estate", JP Stevenson, julio 2013



Fuente: Ministry of Energy and Energy Affairs, "2013 Onshore Bid Round Achieves 11 Bids", noviembre 1, 2013

Trinidad y Tobago se encuentra en una encrucijada ante la desaceleración de las inversiones en exploración, la declinación de sus reservas, la declinación de la producción de petróleo y el reciente estancamiento de la producción de gas natural. Estas fueron las secuelas de la ausencia de adjudicaciones de nuevos bloques de exploración entre 2005 y 2010, en parte, efectivamente al final del quinquenio, a causa de la crisis económica internacional y del colapso de los precios internacionales del petróleo y del gas natural.⁽¹⁷⁾

En respuesta a la coyuntura económica mundial, el Gobierno modificó en 2010 el régimen fiscal petrolero con el objetivo “de mejorar la competitividad y atractivo del país tanto para inversionistas locales como internacionales”. Las enmiendas introducidas contemplan tanto los términos y condiciones contractuales a ser ofrecidos en futuras licitaciones de áreas, como los incentivos a ofrecerse bajo los contratos de producción compartida, entre ellas la reducción del Impuesto a las Utilidades Petroleras (PPT) para áreas en aguas profundas desde el 50 hasta el 35 %, un descuento del 20 % sobre el Impuesto Complementario al Petróleo (SPT) para campos maduros, un crédito tributario del 20 % sobre la inversión en campos maduros a modo de incentivar su reactivación y un proceso de licitación simplificado para la adjudicación de contratos de producción compartida.

A la fecha, y desde 2010, T&T ha concluido cuatro exitosas rondas internacionales de licitación de áreas petroleras bajo los nuevos términos contractuales y fiscales. La última lanzada en mayo para la adjudicación de áreas en cuencas terrestres -la primera en 15 años- concluyó también exitosamente el 31 de octubre con la recepción de 11 propuestas y la adjudicación de los tres bloques puestos en oferta.⁽¹⁸⁾ La siguiente, actualmente en proceso para la licitación de áreas en aguas profundas, concluirá en enero de 2013 y apunta a adjudicar seis bloques a profundidades de entre 600 y 3.500 metros.

Las nuevas inversiones derivadas de las rondas de licitación de 2010, 2011, 2012 y las del año en curso se materializarán en el correr de los próximos 4 a 5 años, lo que derivará, previsiblemente, en una nueva producción al cabo de ese período.

Adicionalmente, las autoridades han establecido con las compañías productoras y las petroquímicas mecanismos de coordinación de las interrupciones por mantenimiento de campos, de modo de limitar el riesgo y los impactos de futuras interrupciones de abastecimiento.⁽¹⁹⁾

Por otra parte, a través de la diversificación de sus mercados de destino hacia aquellos que ofrecen precios notablemente más atractivos, Trinidad y Tobago ha logrado navegar exitosamente el reto planteado por la revolución del *shale gas* en Estados Unidos y su efecto sobre los precios de importación de GNL.

Finalmente, y según recomendaciones del FMI, Trinidad y Tobago deberá confrontar la reingeniería de la composición de su gasto público. Los montos actualmente destinados a las diversas categorías de subsidios y transferencias estatales se encuentran en un camino insostenible, absorbiendo ya una creciente proporción del presupuesto, del 45 % durante el año fiscal 2007/2008 y 53 % en el año fiscal en curso. Aunque algunos subsidios y transferencias pueden ser justificables por el propósito de mejorar la igualdad del ingreso y de promover externalidades positivas, otros, como los subsidios a los carburantes -que hoy ya representan un 2,75 % del PIB-, son inherentemente regresivos e ineficientes al favorecer primordialmente a los grupos sociales más acomodados y no estar dirigidos a los estratos más necesitados. Estos subsidios, por otra parte, han contribuido notoriamente a la congestión vehicular en caminos y vías urbanas hasta el punto de afectar perceptiblemente a la productividad.

Sin embargo, más allá de estos retos, es indudable que Trinidad y Tobago, su modelo de desarrollo de la industria petrolera y su estrategia de industrialización se han consolidado en el curso de las últimas tres décadas como un caso digno de estudio y de consideración. Sus indicadores tanto en el área económica como en la social despuntan claramente por encima de los de otros países de la región cuya larga tradición petrolera puede ser más antigua y mejor conocida en el ámbito internacional, pero cuyos alcances y éxitos palidecen en comparación a los de Trinidad y Tobago.

(17) International Monetary Fund (IMF), TRINIDAD AND TOBAGO, “STAFF REPORT FOR THE 2013 ARTICLE IV CONSULTATION”, IMF Country Report No. 13/306, octubre 2013

(18) Ministry of Energy and Energy Affairs, “2013 Onshore Bid Round Achieves 11 Bids”, noviembre 1, 2013

(19) IMF, Country Report No. 13/306, October 2013