



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Grupo de Investigación en Combustibles Alternativos, Energía, y
Protección del Medio Ambiente
Departamento de Ingeniería Mecánica y Mecatrónica
Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de Colombia –Sede
Bogotá D.C.
Carrera 30 No 45 –03, Edificio 453, Oficina 401
Tel.: 3165320, Fax.: 316533 Correo Electrónico:
gruicte_bog@unal.edu.co

**ESTUDIO DE TECNOLOGÍAS DISPONIBLES
PARA INCENTIVAR EL USO DEL GAS
COMBUSTIBLE EN EL SECTOR TRANSPORTE
(Informe Final-Tomo II)**

Informe preparado para:

**Unidad de Planeación Minero Energética –
UPME**

Contrato # C-005-2014

Informe preparado por:

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA –
FACULTAD DE INGENIERIA**

Noviembre de 2014



CONTENIDO

| | |
|--|----|
| 1. PANORAMA GLOBAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL VEHICULAR Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO (AUTOGAS)..... | 8 |
| 1.1 EL MERCADO REGIONAL DEL GAS NATURAL VEHICULAR | 19 |
| 1.2 EL MERCADO REGIONAL DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO | 20 |
| 1.3 EL MERCADO NACIONAL DEL GAS NATURAL VEHICULAR..... | 21 |
| 1.4 EL MERCADO NACIONAL DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO | 24 |
| 2. CARACTERIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA COLOMBIANA PARA LOS MERCADOS DE GN Y GLP, FRENTE A LOS ESQUEMAS ARGENTINO Y PERUANO..... | 29 |
| 2.1 ESTRUCTURA TARIFARIA DEL GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN ARGENTINA..... | 29 |
| 2.2 ESTRUCTURA TARIFARIA DEL GAS NATURAL EN PERÚ..... | 32 |
| 2.3 ESTRUCTURA TARIFARIA DEL GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN COLOMBIA..... | 35 |
| 2.3.1 Cargos en Boca de Pozo..... | 35 |
| 2.3.2 Cargos por servicio de transporte..... | 36 |
| 2.3.3 Cargo por servicios de distribución y comercialización..... | 38 |
| 2.4 DISCUSIÓN | 41 |
| 3. SOBRE LA VIABILIDAD DE LA PENETRACIÓN DEL GAS NATURAL/GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN EL MERCADO DEL COMBUSTIBLE DIÉSEL | 44 |
| 3.1 CONSIDERACIONES METODOLÓGICAS | 44 |
| 3.2 ESTIMATIVO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA PARA EL PROCESO DE CONVERSIÓN DIÉSEL-GNV/GLP..... | 50 |
| 3.2.1 Tasa de interés de oportunidad..... | 54 |
| 3.2.2 Ingresos y beneficios | 56 |
| 3.2.3 Egresos y costos | 59 |
| 3.3 RESULTADOS..... | 59 |
| 4. RECOMENDACIONES..... | 65 |



LISTA DE TABLAS

| | |
|---|----|
| Tabla 1. Estaciones, flotilla y consumo de los principales demandantes de autogas en el mundo para el año 2012 | 10 |
| Tabla 2. Países con al menos 600 vehículos GNV por estación | 13 |
| Tabla 3. Fabricantes de kits para conversión a GN comprimido, licuado y gas licuado de petróleo | 15 |
| Tabla 4. Métodos de valoración económica | 46 |
| Tabla 5. Variables que determinan el flujo de fondos..... | 52 |
| Tabla 6. Costo social del carbono (u\$/ton) promedio para varias tasas de descuento intertemporal 2010-2030..... | 58 |
| Tabla 7. Costos de mantenimiento y operativos para vehículos MD/HD..... | 59 |
| Tabla 8. Consumo unitario de GLP/diésel por tipo de vehículo (2014)..... | 61 |
| Tabla 9. Consumo unitario de GLP/diésel por tipo de vehículo (2014)..... | 61 |
| Tabla 10. Ahorros en consumo por tipo de vehículo GLP (2014) | 62 |
| Tabla 11. Ahorros en consumo por tipo de vehículo GNV (2014) | 62 |
| Tabla 12. Factores de emisión/Capacidad de calentamiento global (GWP) por tipo de gas para el vehículo dual diésel-GLP..... | 63 |
| Tabla 13. Factores de emisión/Capacidad de calentamiento global (GWP) por tipo de gas para el vehículo dual diésel-GNV..... | 63 |



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Grupo de Investigación en Combustibles Alternativos, Energía, y
Protección del Medio Ambiente
Departamento de Ingeniería Mecánica y Mecatrónica
Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de Colombia –Sede
Bogotá D.C.
Carrera 30 No 45 –03, Edificio 453, Oficina 401
Tel.: 3165320, Fax.: 316533 Correo Electrónico:
gruicte_bog@unal.edu.co

LISTA DE FIGURAS

| | |
|--|----|
| Figura 1. Flotilla GNV en el mundo 2000-2009 | 9 |
| Figura 2. Composición de flotillas | 11 |
| Figura 3. Participación del GNV en el consumo doméstico de GN | 14 |
| Figura 4. Comportamiento de la TIB 2014-2029..... | 55 |
| Figura 5. Proyección Precios GNV 2024-2029 | 56 |
| Figura 6. Diagrama de flujo de la evaluación económica (Análisis Costo-Beneficio)..... | 60 |



RESUMEN EJECUTIVO

Este documento reporta los resultados y desarrollo del análisis para determinar la viabilidad económica, incluyendo consideraciones ambientales, sobre el proceso de conversión diésel-GNV/GLP, concentrado en tecnologías para vehículos de carga media (de 3.5 a 14 toneladas) y pesada (más de 14 toneladas). Ellas, a su vez, configuran tres tipologías de vehículos: dedicados, transformados, o convertidos para operación dual.

Por cuanto la penetración de estas tecnologías está supeditada a factores económicos, ambientales, de infraestructura, y la disponibilidad de reservas gasíferas; el estudio viene encuadrado en su análisis. Los requerimientos para implementarles pasan por la asunción de cambios sobre la formación de preferencias de usuarios potenciales, y la reestructuración de la oferta vehicular o motores con tecnologías dedicadas, hasta la ampliación de la infraestructura que atraviesa el país. El refuerzo del sistema de transporte y el mejoramiento de sus especificidades técnicas, sobre todo para el GLP, serán determinantes en la consecución de una conversión exitosa.

Una lectura detallada del panorama general revela tecnologías vehiculares maduras para motores dedicados a GNV, sistemas de conversión dual (diésel-GNV/GLP), y transformación de motores Ciclo diésel. Parecen existir zonas con alta movilidad de carga todavía desatendidas por la red gasífera nacional, así como la necesidad de validar las reservas de gas identificadas, y asimetrías de información sobre los esquemas de incentivos percibidos por los importadores de tales tecnologías. Además, tendrán que reevaluarse las estructuras tarifarias que soportan las respectivas cadenas de valor. Sea con recurso a “reglas de oro” o análisis econométricos exhaustivos, el anclaje de los precios GNV/GLP al petróleo, en el largo plazo, se desarticula, haciéndoles obedientes a factores exógenos y transitorios que incluyen el clima, la estacionalidad de su producción y almacenamiento.

El énfasis para la reevaluación del esquema tarifario tiene que estar puesto sobre las variables asociadas a esos factores transitorios, salvaguardando la sostenibilidad financiera del proceso de conversión diésel-GNV/GLP. Si no se hace una juiciosa indexación de los precios del gas a los del petróleo, los criterios de rentabilidad se verán desvirtuados, opacando la viabilidad técnica y ambiental de las nuevas tecnologías, menguando, al tiempo, el esfuerzo regulatorio sobre estos mercados con tan particular estructura de costos. De allí la escogencia de un Análisis Costo-Beneficio (ACB) para evaluar tal pertinencia técnica, ambiental, y, por extensión, económica.

El ACB pretende ejecutar esa evaluación traduciendo egresos/costos e ingresos/beneficios del proceso de conversión diésel-GNV/GLP, en tanto proyecto de inversión sobre un horizonte



temporal de 15 años; a un numerario que les haga comparables, cuando, efectivamente, admitan tal forma de valoración. Atendiendo a ello fueron incluidos los ingresos por demanda proyectada, externalidades ambientales positivas monetizadas, costos de inversión, operativos y de mantenimiento, para calcular su tasa interna de retorno i.e. indicador de rentabilidad del proyecto a ser contrastado con la tasa de interés de oportunidad correspondiente (tasa de interés interbancaria promedio). Su comparación directa, durante el período proyectado, genera un criterio para evaluar la viabilidad del proceso: $TIR=1.08 > 0.0637 \sim TIB$ i.e. los beneficios totales reponen la inversión por completo, en el proceso de conversión Diésel-GNV, induciendo ganancias proporcionales.

La aplicación del modelo a los vehículos (dedicado y transformado) en prueba indica un ahorro del 53% en los costos operativos asociados al consumo de ambos combustibles (GNV y GLP), respecto al Diésel. Adicionalmente se experimentaría un ahorro extra de \$1.2 y \$51 por Km, relacionado con los impactos positivos sobre los Servicios Ecosistémicos de Regulación Atmosférica, respectivamente.

Se espera que su conjunción con el modelo técnico, alimentándole de información más específica sobre consumo de combustible consiga particularizar la condición del usuario, para entonces complementar estos resultados. El análisis desarrollado enseguida, y su contraparte computacional, también son aplicables a otros combustibles, y flexibles a la evaluación de tecnologías contrastantes.

El documento viene organizado en tres secciones: la primera está dedicada a la caracterización de los mercados GNV y GLP, la siguiente propone una discusión alrededor de la estructura tarifaria de ambos combustibles, y la última concluye con la ejecución del ACB.



ALCANCES

En este informe se incluyen los alcances presentados en el segundo informe que hacen parte del contrato C005 de 2014 suscrito entre la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) y la Universidad Nacional de Colombia-Sede Bogotá, adicionalmente cubre los siguientes alcances:

1. Recopilar información actualizada y detallada de especificaciones técnicas, rendimientos, limitaciones de uso e infraestructura, emisiones, ahorros de combustible, países donde se utilizan, costos de inversión y operativos, ventajas y desventajas de cada una de ellas.
2. Identificar nichos de mercado del uso de las tecnologías en el sector transporte .
3. Analizar técnica, ambiental y económicamente los resultados obtenidos mediante el modelo.



1. PANORAMA GLOBAL DEL MERCADO DE GAS NATURAL VEHICULAR Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO (AUTOGAS)

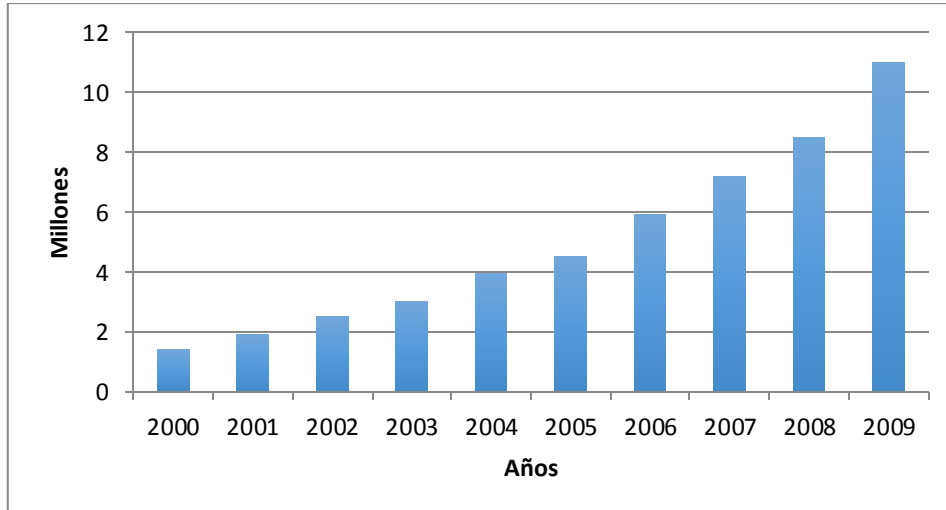
El uso de Gas Natural (GN) para propulsar vehículos no es una iniciativa reciente, pero fue sino hasta la década pasada que el mercado internacional del Gas Natural Vehicular (GNV) consiguió consolidarse con altas tasas de crecimiento en su flota. Comenzando con una base modesta de tan solo 2.8 millones de vehículos, en 2003, para 2012 se manejaban estimativos de 16.4 millones de unidades convertidas (Natural Gas Vehicles for America, 2012) (ver Figura 1).

El Gas Licuado de Petróleo (GLP) o Autogas es otra forma común de energéticos alternativos destinados al sector transporte. Ampliamente utilizado en áreas inaccesibles para las redes de gas natural, su consumo global también ha experimentado ostensibles aumentos en los últimos años, con tasas de crecimiento del 59%, sobre volúmenes transados durante el periodo 2000-2010, que representaron 22.9 millones de toneladas para este último año. Su flota ha crecido en correspondencia, aunque con un alto grado de concentración: Corea, Turquía, Rusia, Polonia e Italia demandaron más que la mitad del consumo total en el 2010, y junto con otros 14 países dan cuenta del 84%. Igualmente desbalanceado se encuentra este último subconjunto de consumidores e.g. Turquía, Corea y Polonia participan con más del 10%, cada uno, mientras E.E.U.U. lo hace con tan solo el 0.1% (Tabla 1). Tales disparidades reflejan diferencias en el énfasis de las respectivas iniciativas gubernamentales para la promoción de combustibles alternativos, concentradas, como se mostrará en lo sucesivo, sobre el GNV.

La flota global de GNV se compone, de autos particulares (vehículos de uso ligero-VUL), aunque también existen diferencias regionales en su disposición. El 44% de todos sus usuarios convergen en Latinoamérica. Casi dos terceras partes de los buses a gas, de uso pesado (VUP) y medio (VUM), se encuentran en la región Asia-Pacífico, el 53% de los camiones (de uso pesado) en la Comunidad de Países Independientes, mientras Asia-Pacífico lidera con el 78% sobre las tipologías restantes (Nijboer, 2010)



Figura 1. Flotilla GNV en el mundo 2000-2009



Fuente. NGV Global

Algunos países han conseguido sostener ese crecimiento en años recientes, aún contando con una flota pequeña. Irán y Colombia hacen parte de aquel grupo. El primero ha experimentado la tasa de crecimiento anual más alta en los últimos cinco años; empezando con una cuota negligible de vehículos GNV, sus números han pasado a millones. A pesar de tan importantes resultados durante la década pasada, los 16.4 millones de vehículos funcionando con GNV palidecen frente a la totalidad de los 780 millones de vehículos de uso ligero, contemplados para el 2007. Así es que pocos países han alcanzado una tasa de penetración del GNV superior al 1%. Bangladesh tiene, por mucho, la participación más importante del mercado, aunque haya contado con tan solo 180000 vehículos convertidos, al 2009.

Similares cifras se registran para el Autogas, con 17.4 millones de vehículos convertidos a GLP en el mundo, y aproximadamente 57000 estaciones, durante el 2012 (World LP Gas Association, 2012). La composición de estas flotas varía considerablemente entre países, respondiendo, nuevamente, a sus respectivos objetivos de política pública.



En Corea y Japón, principales mercados asiáticos, los taxis y otros VUL concentran la más amplia participación del consumo interno, como resultado de los instrumentos de regulación económica (incentivos para la conversión) y mecanismos de comando y control (estándares ambientales para el uso de energéticos alternativos) que imperan en ambos países (Tabla 1). El mercado europeo, igualmente, está conformado por autos particulares a gasolina, convertidos bajo moderados costos de conversión (The Oxford Institute for Energy Studies, 2014).

Tabla 1. Estaciones, flotilla y consumo de los principales demandantes de autogas en el mundo para el año 2012

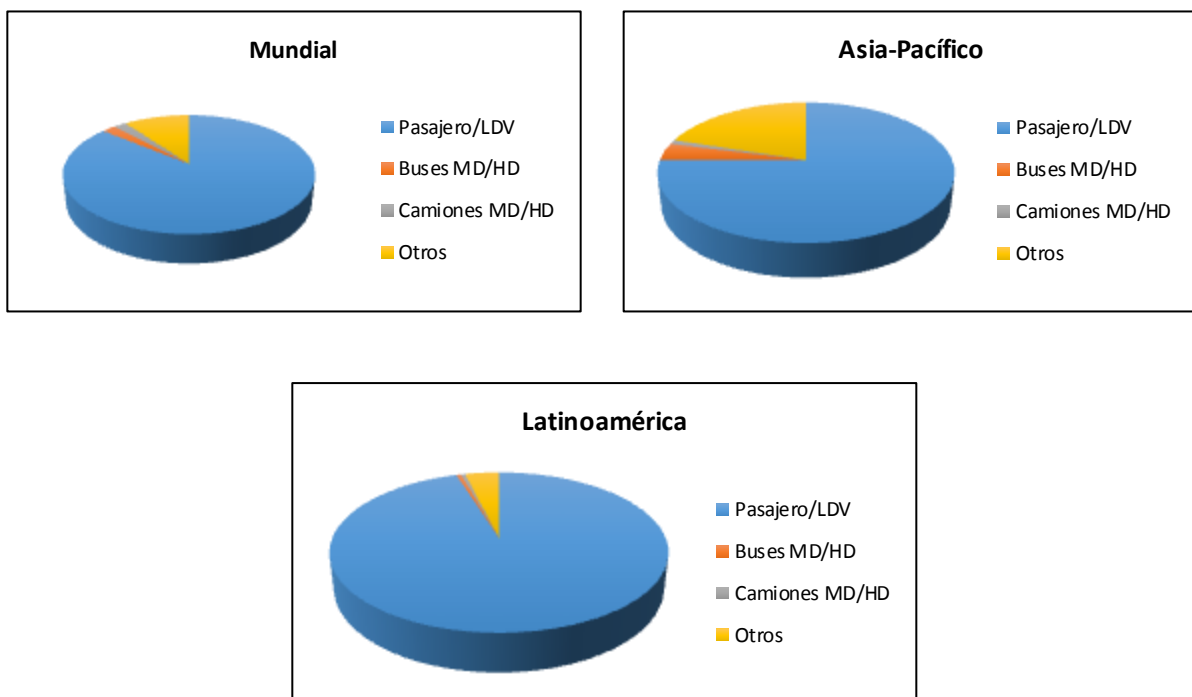
| País | Consumo (Miles de Toneladas) | No. de Vehículos (Miles) | Estaciones de Autogas | No. de Vehículos por Estación |
|-----------------|------------------------------|--------------------------|-----------------------|-------------------------------|
| Corea | 4450 | 2300 | 1611 | 1428 |
| Turquía | 2490 | 2394 | 8700 | 275 |
| Rusia | 2300 | 1282 | 2000 | 641 |
| Polonia | 1660 | 2325 | 5900 | 394 |
| Italia | 1227 | 1700 | 2773 | 613 |
| Japón | 1202 | 288 | 1900 | 152 |
| Australia | 1147 | 655 | 3200 | 205 |
| Tailandia | 922 | 473 | 561 | 843 |
| China | 909 | 143 | 310 | 461 |
| México | 837 | 535 | 2100 | 255 |
| Resto del Mundo | 5723 | 5379 | 28094 | 191 |
| TOTAL | 22866 | 17473 | 57150 | 306 |

Fuente. World LP Gas Association



El stock de GNV tampoco está distribuido de manera homogénea entre países o regiones (Ver Figura 2). Más del 70% de la flota y la mitad de todas las estaciones se encuentran en solo cinco países, no-miembros de la OECD: Argentina, Brasil, India, Irán y Pakistán. Por su parte el número de vehículos funcionando con GNV en la OECD, es inferior al millón, y más de la mitad se encuentra en Italia.

Figura 2. Composición de flotillas



Fuente. IGU, 2009

Por su parte, existen, al momento, casi 17.000 estaciones de servicio para GNV en el mundo; y como recién se indicó están concentradas en cinco países que, por supuesto, presentan la tasa más alta de crecimiento en el número de puntos de abastecimiento durante los últimos cinco años; aunque Tailandia, Armenia, Bulgaria y Perú presenten similar comportamiento (Nijboer, 2010). En Europa se cuentan 3500 estaciones de las cuales 900 están en Alemania y 800 en Italia.

Uno de los indicadores usuales para medir el desarrollo de los mercados de GNV es la relación número de vehículos por estación. Una baja razón entre las dos variables, sería indicio de condiciones financieras insostenibles; mientras una tasa muy alta, revelaría ineficiencia en el



desempeño de las estaciones y, sobre un horizonte temporal más amplio, la reducción de la flota GNV. Por supuesto, la dispersión en los puntos de recarga, o proximidad entre ellos y los usuarios, limita considerablemente el alcance de su análisis; sin embargo, de incluir estas consideraciones, no se contaría con suficiente información regional para calcularlo.

Procurando sostenibilidad económica de las estaciones, este indicador debería tomar un valor de entre 600 y 1000 vehículos por estación, según la IGU (2009); rango que cubre el promedio mundial (672 vehículos por estación), pero al que apenas se ajustan los países de manera individual. Si bien Colombia podría considerarse sostenible, bajo este criterio, la dificultad en el acceso a estos puntos de abastecimiento, reduce considerablemente su capacidad para atender la demanda por el combustible (Tabla 2). En consecuencia, aunque el número de vehículos con gas natural y su participación en el total de la flota da alguna idea sobre los países donde el GNV cumple un papel significativo en el desempeño de sus economías; para medir los impactos en el uso del GNV también habrá que revisar los volúmenes de gas consumidos, la participación del GNV en el consumo total de gas doméstico y el aporte al consumo total de combustibles para transporte. Nuevamente, acudiendo a la Tabla 2, reconocemos un patrón diferente para el GLP. En su caso ninguno de los países que jalonan la demanda internacional, no cuentan con una infraestructura de distribución económicamente sostenible; en Corea, la flotilla sobrea abunda frente al número de estaciones, insinuando la revisión de su estructura regulatoria, pero en Italia y Rusia, parece existir un marco normativo y suficiente capacidad construida para atender la apuesta por el Autogas como combustible alternativo.

Procurando sostenibilidad económica de las estaciones, este indicador debería tomar un valor de entre 600 y 1000 vehículos por estación, según la IGU (2009); rango que cubre el promedio mundial (672 vehículos por estación), pero al que apenas se ajustan los países de manera individual. Si bien Colombia podría considerarse sostenible, bajo este criterio, la dificultad en el acceso a estos puntos de abastecimiento, reduce considerablemente su capacidad para atender la demanda por el combustible (Tabla 2). En consecuencia, aunque el número de vehículos con gas natural y su participación en el total de la flota da alguna idea sobre los países donde el GNV cumple un papel significativo en el desempeño de sus economías; para medir los impactos en el uso del GNV también habrá que revisar los volúmenes de gas consumidos, la participación del GNV en el consumo total de gas doméstico y el aporte al consumo total de combustibles para transporte.



Nuevamente, acudiendo a la Tabla 2, reconocemos un patrón diferente para el GLP. En su caso ninguno de los países que jalonan la demanda internacional, no cuentan con una infraestructura de distribución económicamente sostenible; en Corea, la flotilla sobrea abunda frente al número de estaciones, insinuando la revisión de su estructura regulatoria, pero en Italia y Rusia, parece existir un marco normativo y suficiente capacidad construida para atender la apuesta por el Autogas como combustible alternativo.

Tabla 2. Países con al menos 600 vehículos GNV por estación

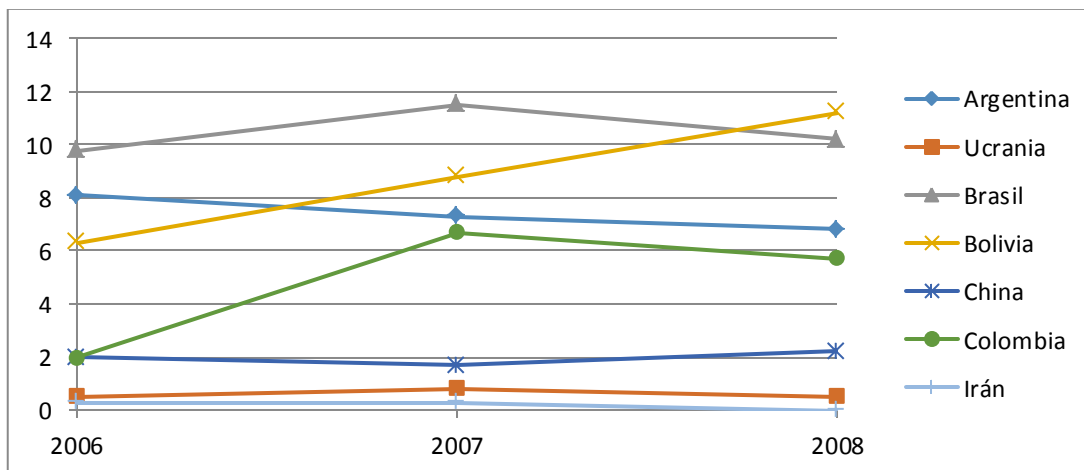
| País | Número de estaciones | Número de ciudades con estaciones | Número de vehículos por estación |
|------------|----------------------|-----------------------------------|----------------------------------|
| Argentina | 1851 | 330 | 976 |
| Bolivia | 128 | 6 | 959 |
| Brasil | 1704 | 295 | 912 |
| Bulgaria | 76 | 36 | 793 |
| Colombia | 485 | 79 | 618 |
| Egipto | 119 | 16 | 1027 |
| India | 500 | 8 | 1400 |
| Irán | 1079 | 611 | 1607 |
| Italia | 770 | 150 | 803 |
| Kirguistán | 6 | N/A | 1000 |
| Birmania | 37 | N/A | 617 |
| Pakistán | 3000 | 50 | 750 |
| Perú | 94 | 2 | 922 |
| Singapur | 5 | 1 | 900 |
| Ucrania | 283 | N/A | 707 |
| Uzbekistán | 63 | N/A | 746 |

Fuente. NGVA Europe



El estimativo global de consumo de gas natural destinado a la propulsión de vehículos en 2008 fue de 21.12 BCM, comparable con el consumo anual de gas natural en países como Belorusia o Qatar, lo que equivale al 0.7% del consumo mundial de gas natural. Mientras Latinoamérica todavía lidera en número de vehículos, la mayoría del gas natural (9.94 BCM) destinado al sector transporte termina en la región Asia-Pacífico, probablemente por la gran cantidad de buses y camiones en su flota GNV. Colombia y Bolivia, a este respecto, presentan desempeños notorios: con números absolutos de usuarios modestos, la participación del GNV en el consumo total de gas está por encima de China e Irán. Igualmente, encontramos a Colombia entre el reducido grupo de países donde el consumo de GNV respecto a los demás combustibles, es superior al 1% del total (ver Figura 3).

Figura 3. Participación del GNV en el consumo doméstico de GN



Fuente. IEA, 2010

Se tienen registros de experimentos con GN en motores a partir de los 30's, pero fue visto como una alternativa segura hasta pasada la crisis de los 70's. Desde entonces el GNV se ha posicionado en el mercado de combustibles, potenciado por continuas mejoras tecnológicas que explotan sus muy deseables propiedades. Esto le ha permitido cubrir un amplio espectro de vehículos: motocicletas, tuk-tuks, autos, vans, buses, camiones, botes, trenes e incluso aviones comerciales. El GN comprimido es común en vehículos de uso ligero (VUL), y uso medio (VUM), mientras el licuado se destina a vehículos de uso pesado (VUP) (Nijboer, 2010). Así el desarrollo del mercado GNV ha estado estrechamente ligado al estímulo en los procesos de conversión dictados por los respectivos programas de política pública nacional. Aunque todavía es una estrategia de penetración ampliamente utilizada fuera de Europa, la tendencia actual favorece la introducción de VUP y VUL originalmente fabricados para operar con GNV. La disponibilidad de estos VUL ha mejorado durante los últimos años con fabricantes como



FIAT, VW, Mercedes-Benz, Opel, Renault, Citroën, Peugeot y algunos emprendimientos asiáticos que han incluido modelos híbridos a sus portafolios.

Como se indicó, los VUP para GNV ya no son más un cuello de botella en el desarrollo del mercado. Los buses y camiones que operan con GN, también, son de fácil acceso, gracias a mejoras recientes como los motores de alta presión e inyección directa. Sus fabricantes son numerosos: Mercedes, Iveco, Ford, Volvo, MAN, Isuzu, Nissan, junto con múltiples empresas chinas.

De hecho existe un número considerable de empresas dedicadas al desarrollo de kits para conversión a GN comprimido, licuado y gas licuado de petróleo, las cuales se enlistan en la Tabla 3.

Tabla 3. Fabricantes de kits para conversión a GN comprimido, licuado y gas licuado de petróleo

| Empresa | País que le Alberga |
|---|---------------------|
| American Power group Inc. | Estados Unidos |
| Clean Air Power Inc. | Reino Unido |
| Peake Fuel solutions. | Estados Unidos |
| NGV motori | Italia |
| FYDA Energy solutions (The Hardstaff Group) | Estados Unidos |
| Diésel 2 gas Inc | Estados Unidos |
| Landi Renzo | Italia |
| Omnitek engineering Corp | Estados Unidos |
| Roush Clean Tech | Estados Unidos |
| Clean Fuel USA | Estados Unidos |
| Impco Automotive | Estados Unidos |
| Bi-phase technologies | Estados Unidos |

Fuente. Elaboración Propia.

Las aplicaciones de GNV para uso pesado incluyen una gran variedad de vehículos que van desde buses, camiones y tractores hasta ambulancias y camiones de largo recorrido. Esta es contingente a la región: los buses se concentran en Asia y Europa; los usos agrícolas en Rusia y los países de la Comunidad de Países Independientes; y los camiones han abierto nicho propio en Australia y los Estados Unidos.

La tecnología de combustible dual, optimizada con métodos computacionales, ha sido igualmente decisiva en la popularización del GNV. Dada la relativamente baja proporción de átomos de carbono por hidrógeno en el metano, principal componente del GNV, le es posible adaptarse a motores diseñados para gasolina. Así las altas razones de compresión que



conceden a los motores diésel su eficiencia térmica, puede ser sustentada por el alto número de octano en el metano.

Precisamente, atendiendo la diferencia en la estructura de costos, inducida por tales especificaciones técnicas de sus motores diésel, son relativamente escasos los VUP operando con Autogas; sin embargo ya encontramos vehículos de carga media como el autobús Castrosua con tracción y completa alimentación eléctrica, pero motor GLP que alimenta las baterías durante su funcionamiento. Lanzado al mercado sino hasta 2013 y producido en España, país con una muy deficiente red de suministro GLP, su penetración es menos que moderada. Por ahora son más populares los kits de conversión distribuidos por los fabricantes recién enlistados; y la fabricación de motores GLP, en tanto adaptaciones de sus contrapartes para diésel, comercializados por compañías especializadas como Ford, GM, Daimler Chrysler, Toyota, Nissan, Kia, Mitsubishi, Daihatsu, Vauxhall, Volvo, Proton, Renault y Peugeot, entre otras. Estos desarrollos se destinan, principalmente, a buses y pequeños camiones, acogidos en los mercados coreano, chino y norteamericano. Es claro, en todo caso, que la tecnología de conversión GLP para diésel está rezagada frente a los avances en gasolina, menguando su competitividad sobre aquel segmento del mercado.

Aún así no son estos avances, sino sus precios relativos y regímenes tributarios que circunscriben su cadena productiva, los determinantes últimos de su acogida. Un panorama general del mercado internacional indica que una gran proporción de los precios finales cargan con subsidios y restricciones impositivas al consumidor, sobre todo en países de la OECD. Los países no-miembros, en cambio, exhiben esquemas más flexibles, particularmente, cuando van destinados al sector transporte. Esto provoca fuertes disparidades transnacionales y entre combustibles. Los tres sistemas de precios más representativos son (IEA, 2010):

- El empleado por el mercado norteamericano, compuesto por Canadá, México y los Estados Unidos. Sus precios resultan de la competencia entre varios *hubs* regionales, asumiendo la figura de mercado al contado (spot market), donde el intercambio y los términos de negociación son simultáneos i.e. de cumplimiento casi inmediato tras la contratación, haciéndolo uno de los mercados con mayor liquidez en el mundo. Si bien la opción de importar y exportar GN licuado implica que este proceso responde al comportamiento de otros mercados GN, sus condiciones relevantes son las regionales y aquellas que gobiernan los mercados de combustibles sustitutos. Claro ejemplo encontramos en el efecto generado por el gas de esquisto, cuando, finalizando la década pasada, provocó una reducción del 1.7% en los precios GNV, al reducir su demanda.
- En Europa funciona un sistema híbrido con incipientes mercados al contado, cuyo desarrollo todavía sigue contratos de largo plazo indexados a los precios del petróleo, es



decir los precios del GNV responden al mercado de este último antes que a las relaciones entre su propia oferta y demanda. El *hub* más líquido en Europa es el National Balancing Point, al punto que los *hubs* continentales fijan bandas de precios muy cercanas a las suyas, atendiendo la renovada posición de mercado británica tras la reciente puesta de sus gasoductos y terminales para GN licuado (IEA, 2010). Por su puesto la coexistencia de procesos competitivos con mecanismos regulatorios artificiales (indexación al petróleo) ya ha provocado anomalías en la señalización del mercado. Cuando la demanda por gas mostró su más fuerte depresión ya bien entrado el 2008, sufriendo los coletazos de la recesión, pero la producción estadounidense mantuvo sus niveles, se abrió una brecha de USD 5/MBtu¹ (WEO, 2009), en promedio, entre el precio spot (precio corriente en mercado competitivo) y el precio indexado. Desfases como este arrojan grandes interrogantes sobre la sostenibilidad financiera de tales sistemas de precios.

- La región Asia-Pacífico está integrada por países que importan y exportan GN licuado entre sí y Oriente Medio. Sus precios también están indexados al petróleo, por lo cual, a pesar de su caída en el 2009, producto de la recesión, mantienen niveles altos y sostenidos. Su singular sensibilidad a factores idiosincráticos los aleja considerablemente de los precios europeos.
- Los mercados restantes, incluyendo el Medio Oriente y África (MEA), la Antigua Unión Soviética (FSU) y Latinoamérica, están fuertemente regulados por sus gobiernos nacionales. Como se verá en lo que sigue, la compleja estructura de costos que exhibe su cadena productiva hace a las empresas participantes proclives al monopolio natural, de allí que el análisis de los precios regionales tenga que guardar estrecha relación con los esquemas impositivos para el sector.
- El propano y butano, gases tipo GLP, también son comercializados bajo figuras de contratos a término (específico) en mercados al contado, entre los cuales destaca el *Mont Belvieu* (Costa del Golfo de los Estados Unidos) como referente para la fijación de sus precios, igualmente, indexados a los del petróleo. Sin embargo dada la gran demanda mundial por GLP para usos petroquímicos y su volatilidad, los precios GLP tienden a fluctuar más frecuentemente que los precios GN. Durante el verano tienden a incrementarse en el hemisferio norte, cuando aumenta la demanda de refinerías, y el propano o butano reemplazan la nafta como materia prima en las plantas de etileno, destinándola, más bien, a la producción de gasolina.

¹ Acrónimo para "(1 Million of) British Thermal Units", unidad de energía equivalente a 1.055 GJ.



- El Medio Oriente se ha destacado históricamente como la principal fuente de producción mundial, frente al más reciente ímpetu norteamericano, aunque todavía para el 2012 concentrara aproximadamente el 50% de la exportación total, a la cual E.E.U.U. aportó casi la cuarta parte (The Oxford Institute for Energy Studies, 2014). Asia Pacífico, mientras tanto, sigue agrupando los principales importadores, demandando 35 millones de toneladas GLP; volumen equivalente al exportado desde el Medio Oriente.
- El principal mecanismo de precios GLP es el “precio de contrato” (CP) que establece el monto al cual los volúmenes provenientes del Medio Oriente serán transados en los mercados asiáticos sobre el Pacífico. Hasta ahora prevalece el dominio que ejerce desde su introducción en 1994, reflejando tan solo la posición del más prominente exportador, mas no la dinámica del mercado GLP global (IEEJ, 2013). El surgimiento de E.E.U.U. como gran oferente en el panorama internacional bajo circunstancias no-monopsónicas, ha consolidado *Mont Belvieu*, convirtiendo, a su vez, los precios a él circunscritos en más fieles representaciones de las fluctuaciones entre oferta y demanda global; es decir, frente al CP cumple el mismo rol en el mercado GLP que el *Henry Hub* en el correspondiente a GN.
- Tal comportamiento sobre los volúmenes de GLP producidos por E.E.U.U. y el crecimiento de sus exportaciones, ha estado soportada en la “Revolución de Esquisto”. Este fenómeno de expansión en las reservas de gas no-convencional, aquel proveniente de campos discretos o concentraciones localizadas entre trampas estructurales estratigráficas, que por tanto requiere técnicas de extracción heterodoxas (perforación horizontal y fracturamiento hidráulico) para la obtención de volúmenes comercializables, ha motivado predicciones excesivamente optimistas sobre la oferta de gas en el mediano plazo, dado el desempeño reciente del sector: 10.4 Mtpa² fueron exportados durante el 2013, cuando tan solo 2.1 Mtpa 2008 consiguieron salir del país en 2008, manifestando un crecimiento en más de dos tercios entre 2012 y 2013 (World LP Gas Association, 2012).
- Se espera que la progresiva competencia presione los mecanismos para la fijación de precios recién presentados, sobretudo en *Mont Belvieu*, forzándoles a la baja aún sin alterar excesivamente su ciclicidad, asociada a la demanda petroquímica.

² Acrónimo para “Million Tonnes per Annum”; en español, millones de toneladas por año.



- Según la Administración de Información Energética norteamericana, esta tendencia sólo se verá reforzada en el mediano y largo plazo en detrimento de las posiciones del Consejo de Cooperación para los Estados Árabes del Golfo, cuando los mercados asiáticos decidan diversificar sus fuentes GLP. Sin embargo más recientes estudios invitan a reevaluar tan optimistas predicciones, revelando relaciones asincrónicas entre la recuperabilidad técnica y económica del gas (The Oxford Institute for Energy Studies, 2014).

1.1 EL MERCADO REGIONAL DEL GAS NATURAL VEHICULAR

Queda claro que Latinoamérica se ha posicionado como uno de los mercados para gas natural más dinámicos en el mundo. El ritmo al que su demanda local aumenta lo convierte en uno de los escenarios más prometedores, sobre todo cuando la promoción del gas natural hace parte de las agendas de política pública en muchos de aquellos países, ofreciendo, además, una alternativa puntual frente al uso del petróleo y la fuerza hidráulica para generar electricidad. De allí que la integración energética, tan propia de los noventa, retome su ímpetu original, pero en función de las circunstancias presentes del mercado, cuyo desarrollo no armonizó con los esfuerzos encaminados a la construcción de gasoductos regionales, líneas de transmisión eléctrica y *hubs* energéticos, que apostaban a una integración geográfica sin considerar una articulación organizacional previa.

Aún con un alto potencial para la integración, América Latina todavía tendrá que sortear el encuentro de intereses contrapuestos, inducidas por ese desarrollo espontáneo de los mercados locales, para aprovechar las ventajas que supone su regionalización. Para ello será necesario encuadrar el esfuerzo en un marco institucional y normativo conjunto, para, entonces, definir los recorridos de las interconexiones, apuntando hacia la conformación de corredores energéticos bien constituidos.

Tal ha sido la tendencia de las iniciativas en Suramérica, donde ya se encuentran estudios para 12 proyectos de interconexión, entre los que contamos el anillo energético del cono sur, vinculante entre los gobiernos de Perú, Chile, Argentina, Uruguay, Paraguay y Brasil (con Bolivia como país observador), procurando reducir ciertas dependencias a fuentes energéticas poco fiables. Similar situación comparte el mega-proyecto naciente en Puerto Ordaz, Venezuela, que se extiende hasta Argentina por 8000 Km, atravesando Brasil. Con potencial para transportar 5.000 MPCD, requiere una inversión de U\$20.000 millones, descontando la posible extensión hasta Bolivia, en Campo Durán, Salta, que completaría un anillo gasífero regional (UPME, 2006).



En cuanto a la industria petroquímica, los principales usos del gas LP en esta región fueron la producción de etileno, propileno y MTBE. El consumo pasó de 58.2 Mbd en 2000 a 60.5 Mbd en 2010, con una tasa de crecimiento anual de 0.4% (véase Cuadro 6).

Por supuesto, así se llegue a un consenso regional posibilitador de un marco institucional robusto, faltaría sopesar su impacto ambiental, sobretodo en el cruce del Amazonas y Mato Grosso, tanto por la perversidad de sus efectos, como la merma en la factibilidad económica generada, precisamente, por el levantamiento de esa infraestructura y la asunción de aquellos pasivos ambientales.

Son pocos los países con amplia experiencia productora en la región, más bien concentrada en la producción de petróleo, sin embargo las labores de exploración y levantamiento de infraestructura han arrojado resultados prometedores en varios países, propiciando una participación consuntiva de 4.4% en el consumo mundial de GN. Hasta hace no mucho tiempo la oferta de GN cubría su demanda en la región; exportando excedentes, desde Venezuela o Trinidad y Tobago hacia Estados Unidos.

Curiosamente, la participación individual a la oferta regional de GN parece que no guarda relación directa con las reservas disponibles, pues Argentina, con el 8.4% del stock regional, aporta casi el 35% de la producción. Le siguen Venezuela y Trinidad y Tobago contribuyendo ambas el 21% del total, delante de Brasil y Colombia con el 8.8% y 5.2%, respectivamente; lo cual parece reafirmar la importancia de la infraestructura que soporta la producción del combustible.

1.2 EL MERCADO REGIONAL DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO

Latinoamérica participa del mercado GLP mundial con la décima parte de los volúmenes totales ofertados, mientras se posiciona cuarto consumidor en el mismo. En ambos rubros Brasil es el país con mejor desempeño, seguido por Venezuela, Argentina y México (Dirección Nacional de Energía Ministerio de Industria y Tecnología Nuclear, 2005). Otros entre los que se cuentan Perú y Bolivia atraviesan procesos de expansión en su infraestructura GLP que les permitirían consolidarse exportadores netos regionales; particularmente la Planta Separadora de Líquidos Gran Chaco, en la ciudad de Tarija (Bolivia), la cual se espera produzca 1.400 toneladas de GLP al día, para el 2015.

Los deteriorados niveles de consumo en la región, reflejan no solo la incidencia, aunque leve, de la contracción económica mundial, también expresan el decidido favorecimiento del GNV como energético alternativo, y el diferencial en sus precios. Recientemente, los países que



experimentaron el más notable crecimiento en su demanda fueron Ecuador, Perú, Chile y Brasil, por las características de sus políticas públicas relevantes y el fortalecimiento de sus sectores industrial, petroquímico y de refinación que dieron cuenta del 18.2% de la demanda regional durante el 2010.

Para ese mismo año se registró un consumo de 43.4 MBD en el sector autotransporte, lo cual representa un crecimiento del 4.5% frente al 2009 (SENER, 2012). Contrario a la tendencia en la demanda global por GLP, este sector experimentó tasas de expansión en su consumo del 31.5%, entre los años 2000 y 2012. México, República Dominicana y Perú, concentraron la demanda de Autogas latinoamericana. Sin embargo, la agregación de tal comportamiento disimula la fuerte caída en la penetración del GLP durante el período 2008-2012, cuando se redujo a la mitad el crecimiento en su consumo; reducción curiosamente asociada al fenómeno contrario que ocupa el presente estudio. Esto es que para ese entonces México, convirtió su flotilla de transporte público a diésel (SENER, 2012).

1.3 EL MERCADO NACIONAL DEL GAS NATURAL VEHICULAR

En Colombia, desde hace algún tiempo, también se había contemplado el Gas Natural como una alternativa energética viable, pero fue tras la puesta en funcionamiento de los campos Ballena y Chuchupa en la Guajira, hacia finales de los 70's, que se dio forma concreta a esa idea. De ahí hasta pasada la mitad de la década siguiente, cuando se implementó el programa "Gas para el Cambio", el sector experimentó un bajo nivel de crecimiento, corregido por el aumento en el consumo residencial, la ampliación en la red de interconexión y nuevos hallazgos.

Como responsable del proceso de interconexión fue designado ECOPETROL, para que en 1995 se diera comienzo a la construcción de gasoductos que recorrían más de 200 Km, vinculando yacimientos con los principales centros de consumo, mediante tuberías que bajan de la Guajira hasta el centro, suroccidente del país y los Llanos Orientales. Dos años después se creó el "Fondo de Solidaridad y Redistribución de Ingresos" para facilitar el acceso a las personas en condiciones económicas desfavorables; otorgaron concesiones para extender la cobertura a Quindío, Caldas, Risaralda, Valle y Tolima; y deslindaron su producción y transporte, la primera a cargo de ECOPETROL y la segunda de la Empresa Colombiana de Gas (ECOGAS), que luego derivaría en empresas independientes y la Transportadora de Gas del Interior (TGIS.A.-E.S.P.), ahora asistida por PROMIGAS; cuando, en el 2006, la Empresa de Energía de Bogotá se convirtió en accionista mayoritario (UPME, 2012).



Decidido a masificar el uso del GN, el Gobierno Nacional promulga, en 2003, las “Estrategias para la Dinamización y Consolidación del Gas Natural en Colombia”, donde se formularon líneas de acción y recomendaciones al respecto. Al año siguiente se realizó similar ejercicio con el GNV, estipulando un conjunto de condiciones especiales, mediadas por descuentos y bonos, para atraer potenciales usuarios. Precisamente, “Ecodescuento”, instrumento económico de tal naturaleza, implementado entre ECOPEPETROL y la EPM, fue pensado como un bono promocional para quienes coinvirtiesen su vehículo a GN. Entró a operar en el 2004 sobre el Valle de Aburrá, descontando \$400.000 (corrientes) por vehículo convertido; monto reembolsado por la EPM al taller de conversión. Su implementación provocó un incremento en el número de vehículos operando con GNV, pasando de 5290 en 2004, a 28918 en el año 2008 (Saldarriaga et al. 2010).

La cadena productiva del GN viene enmarcada por el plan de masificación publicado en 1991 (Documento CONPES 2571), la Ley 142 de 1994 (Ley de Servicios Públicos), las resoluciones de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) y el Plan Nacional de Desarrollo-2006, donde su consumo es más vehementemente incentivado, promocionando la inversión privada y procurando consolidar la industria dispuesta en torno al GN. Ella consta de cuatro etapas (UPME, 2010):

- Producción: El GN es extraído de sus yacimientos, concentrados en los pozos de la Guajira y Cusiana, por un pequeño grupo de empresas que compiten en subastas para luego venderlo. El oligopolio surge así, naturalmente, dada la incertidumbre y riesgos inherentes al proceso y la estructura de costos asociada, que pocas empresas están en condiciones de asumir.
- Transporte: La conducción del gas por tuberías de acero de alta presión hasta ciudades o termoeléctricas, genera altos costos que configuran un monopolio (oligopolio) natural, en manos de la TGI y PROMIGAS; por ello su remuneración está estrictamente regulada, ajustándose a cargos por distancia, con estampillas de ramales principales y regionales.
- Distribución: El gas es conducido por tuberías de baja presión desde los centros de distribución hasta el usuario final. Nuevamente, el costo de la distribución es impuesto por la CREG.
- Comercialización: Consiste en la compra, venta, medición, facturación y cobro por el GN consumido. Los comercializadores participan en subastas por la compra del GN, con la posibilidad de reponer su déficit o vender excedentes en el mercado secundario. Así se



definen dos tipos de usuarios: aquellos cuyo consumo supera los 100 MPCD³ y pueden negociar libremente el precio con sus proveedores, de allí que sean no-regulados; y el resto quienes, en tanto tomadores de precio (usuarios residenciales, pequeña y mediana industria), están sujetos a regulación.

Según este panorama, donde las complejidades operativas sobre toda la cadena imponen una serie de costos hundidos cerrando el mercado a pocas empresas, la CREG expidió la Resolución 057 de 1996 estableciendo límites a la integración entre sus eslabones: la participación accionaria de una empresa productora en una transportadora no puede superar el 25%, y el 20% en el caso de una distribuidora o comercializadora. Adicionalmente, si varios productores tienen participación en una distribuidora, no podrían superar el 30% entre todos, como tampoco pueden ostentar más del 25% en capital social de una empresa dedicada a la generación de energía eléctrica. Sin embargo la Resolución 112 de 2007 no fija límites sobre la integración horizontal en la distribución. Tampoco existen restricciones sobre la comercialización minorista del GNV i.e. los precios no obedecen ningún parámetro regulatorio.

En este (sub)mercado las empresas de distribución toman el GN destinado a combustible vehicular de la red del distribuidor local para comprarlo y entonces cargarlo a los vehículos. La cantidad de GN adquirida se paga al valor pactado libremente con el comercializador, valor que debe incluir los costos de producción, transporte, distribución y comercialización del gas. El precio, por su parte, debe permitir recuperar la inversión inicial, costos variables y fijos, garantizando un margen de rentabilidad que remunere a los inversionistas y cubra riesgos. Así los propietarios de las estaciones negocian los precios de compra con los proveedores del servicio, quienes fijan los precios de venta al consumidor final, según lo estipulado por el Ministerio de Minas y Energía en la Resolución 80296 de 2001.

La estructura del mercado GNV dista por mucho de ser trivial. Si bien el mercado GN está fuertemente regulado, su franja destinada al transporte no comparte esta característica, disponiendo los incentivos para que opere a un nivel (socialmente) ineficiente. Cobra importancia, entonces, el análisis sobre su concentración y el ejercicio de poder de mercado fraguado por el arreglo de costos fijos y variables que le hacen un potencial monopolio (oligopolio) natural.

Apelando a medidas como el índice Herfindahl-Hirschman⁴ para determinar la primera situación y el índice de Lerner⁵ para la otra, se puede tener una buena idea de su funcionamiento en términos estrictamente económicos. Tal aproximación al mercado es

³ Acrónimo para “Miles de Pies Cúbicos Diarios”.

⁴ Mide el grado de concentración del mercado. Toma valores entre 0, situación de competencia perfecta y 10 en monopolio puro. Un mercado se considera altamente concentrado si este índice es superior a 1.8.

⁵ Mide el *mark-up* de beneficios i.e. si el precio es superior al costo marginal, hay indicio de poder de mercado



relevante en la medida que su funcionamiento dictará la viabilidad de implementar acciones que afiancen la penetración del GNV en el sector transporte; sobretodo cuando los valores de aquellos índices parecen soportar la hipótesis de un mercado considerablemente distorsionado (García et al. 2012). Si, efectivamente, existen riesgos de colusión tácita, los agentes que participan en mercados apéndices, donde se transen otros combustibles, tendrán mayor posibilidad de controlar su desarrollo; es decir, generarán acuerdos colusivos donde fijen los precios con base en la reacción esperada de sus competidores.

La consecuencia más inmediata de este accionar se reflejará en la volatilidad de los precios, pues se esperaría registrar períodos de cooperación alternantes con guerras de precios, ante ligeras variaciones sobre la demanda. Ignorar o despreciar estas consideraciones, podría rendir inocuos los esfuerzos previos liderados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2010) dedicados a la estimación del balance de GN en Colombia, o cualquier proyección del mercado de GN y GNV; lo cual, en última instancia, generaría escenarios inconsistentes con el crecimiento del mercado. Esto plantearía algunos interrogantes sobre la conciliación entre las tasas de crecimiento promedio en la demanda, del 1.6% (UPME, 2010a) contra el 6.2% (UPME, 2010b), estimadas para los mercados GN y GNV, respectivamente, correspondientes al final del período 2021-2031.

Más aún, adicional a las altas inversiones, barreras institucionales e informacionales, la potencial generación de pasivos ambientales, y distorsión en los precios de sus (combustibles) sustitutos (subsidios y sobretasas), en particular el diésel, redefiniría los criterios para determinar su sostenibilidad económica frente a estas últimas opciones.

1.4 EL MERCADO NACIONAL DEL GAS LICUADO DE PETRÓLEO

La situación del GLP, es algo diferente. Si bien se espera contar con excedentes exportables generados por los crecientes aportes de los campos dedicados al petróleo y gas natural, no existen directrices claras sobre los cambios normativos y en infraestructura que deberá asumir el sector para evitar la transformación de esas expectativas en desbalances estructurales. Esto es todavía más evidente en el caso del Autogas, donde sus muy pobres especificaciones técnicas representan una gran limitante para la expansión de la flota GLP o si quiera la penetración de kits de conversión.

Los antecedentes de producción son coincidentes con el GN. ECOPEPETROL fue su único productor hasta la puesta del campo Rancho Hermoso en el Casanare, durante el 2005, para que seis años después se sumara Cusiana, operados por CANACOL ENERGY COLOMBIA S.A. y



ECOPETROL, respectivamente. Catalizados por la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el 2003, y los cambios en la regulación al Ingreso del Productor promovidos por la CREG, desde 2008, la diversificación y aumento de la producción han sido constantes durante los últimos años, tanto como para prever la generación de excedentes que doblen la producción registrada durante 2013, en el mediano plazo.

La cadena productiva del GLP viene encuadrada en el Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014, procurando generar lineamientos de política pública que subsanen el énfasis puesto sobre el GN. Así el decreto 2195 del 2013 y la Resolución 90855 de 2013, buscaron probar un esquema de subsidios que promoviese el consumo de GLP, en pilotos ubicados en Nariño, Putumayo y Caquetá (UPME, 2013). Adicionalmente, y guardando relación más directa con el Autogas, el proyecto de Ley 039 de 2014, radicado en Noviembre de este mismo año, sentaba las bases para su uso en locomoción vehicular y demás aplicaciones alternativas. La cadena contempla las cuatro etapas usuales:

- Producción: La oferta de GLP en el país es suministrada casi exclusivamente por ECOPETROL, desde sus campos o importándole vía Mamonal (Cartagena). Apenas el 6% del total es provisto por un pequeño grupo de empresas capaces de sumir su particular estructura de costos, propensa al oligopolio: CANACOL ENERGY COLOMBIA, INTEROIL COLOMBIA E&P, VETRA E&E COLOMBIA S.A., PERENCO COLOMBIA LIMITED, PETROMINERALES COLOMBIA L.T.D. y TERMOYOPAL (UPME, 2013). Cabe notar que, sobre los volúmenes producidos en el 2012, el campo Cusiana ha conseguido superar en dos años la producción proveniente de Cartagena y Apiay, referentes tradicionales de la producción GLP.
- Transporte: Una vez obtenido el GLP por refinación o, directamente, en campos de producción, es desplazado hasta las terminales de abastecimiento. Actualmente, Colombia cuenta con tan solo un propanoducto para tal labor, el cual transporta GLP entre la refinería Barrancabermeja-Puerto Salgar y la Terminal de Mansilla en Facatativá (UPME, 2013). Con un recorrido de 384.7 kilómetros y capacidad máxima de 41.8 mil de barriles por día, atiende la demanda proveniente del centro del país, y Antioquia a través de la estación Sebastopol y la misma Terminal Puerto Salgar. Si milar función cumplen los poliductos, empleados para conducir distintos combustibles líquidos hasta estaciones intermedias. Entre estos contamos el de Salgar-Yumbo hacia el occidente del país, y el de Galán-Bucaramanga que hace lo propio para el oriente. Por supuesto, este proceso se desarrolla declarando la capacidad comprometida de transporte bajo los lineamientos de la Resolución CREG 092 de 2009.



- **Distribución:** El GLP es distribuido a departamentos sin infraestructura de transporte directo, en cilindros o tanques estacionarios, atendiendo la demanda residencial e industrial, respectivamente, para entonces alcanzar los centros de expendio; exceptuando aquel producido en Apiay y Cartagena, entregado directamente a los comercializadores. Así se logra separar más claramente las actividades de distribución y comercialización, reforzada por un esquema de marcas que garantiza trazabilidad en la calidad del servicio; es decir, el reconocimiento de responsabilidades en la prestación del mismo, aún cuando se decida terciarizar el proceso de comercialización. Este eslabón de la cadena tiene que acogerse a los lineamientos de la CREG, plasmados en la Resolución 023 de 2008 (UPME, 2013), aún cuando las dinámicas suscitadas por el nuevo marco normativo, parecen inducir un alto grado de integración regional, tendiente al oligopolio (UPME, 2013).
- **Comercialización:** La introducción del GLP al mercado energético también requiere de escenarios intermedios i.e. Ofertas Públicas de Cantidades (OPC), aplicables a comercializadores mayoristas. Así, se mantiene la distinción entre dos tipos de usuarios: aquellos cuyo consumo supera los 100 MBTU y pueden negociar libremente el precio con sus proveedores, de allí que sean no-regulados; y el resto quienes, en tanto tomadores de precio (usuarios residenciales, pequeña y mediana industria), están sujetos a regulación por la CREG según la Resolución 053 de 2011. Los comercializadores mayoristas, serán empresas de servicios públicos, que transan el GLP en grandes volúmenes. El combustible puede ser producido o importado por ellos mismos o no, surtiendo distribuidores, usuarios no-regulados (con potestad de negociar, directamente o mediante su distribuidor, el precio y condiciones de entrega), e incluso otros comercializadores mayoristas; firmando, siempre, contratos de suministro. Les es mandatorio priorizar la demanda interna sobre compromisos de exportación, como, recién se señaló, recurriendo a OPC con precios regulados. Además tendrá que suplir el déficit entre volúmenes ofertados para la compra y los totales para la venta, importándole o facilitando el proceso.

Este marco regulatorio también contempló la formalización del “fletero”, como comercializador minorista i.e. empresa de servicios públicos domiciliarios. Tal reconocimiento, buscó mejorar la seguridad y calidad en la prestación del servicio, procurando, al tiempo, condiciones más equitativas de acceso al energético. El comercializador minorista debe entregar el GLP en cilindros al domicilio del usuario final o vía expendios; podrá firmar contratos de suministro exclusivo con un distribuidor, absteniéndose de comercializar, recibir o retener cilindros de terceros y el depósito realizado por el usuario sobre su tenencia y uso; todo lo anterior bajo los



parámetros técnicos dispuestos en la Resolución CREG 023 de 2008. Sin embargo, la remuneración a estas empresas no está estandarizada todavía, lo cual complica su inclusión en el esquema tarifario, sobre todo si se nota la solubilidad del flete en el cargo final. Queda, entonces, por definir la fórmula que le separe del margen de comercialización.

Acompañando las disposiciones en vigencia desde el 2008, se definió una nueva estructura tarifaria para los usuarios regulados. Las fórmulas establecidas con tal fin, son contingentes a la fuente de producción, sin embargo procuran reflejar las expectativas sobre los precios asumidos por el GLP importado y los precios percibidos por el exportado i.e. las regulaciones tarifarias precisaron lineamientos generales para fijar tarifas cercanas a un costo de oportunidad situado entre los precios de paridad en importaciones y exportaciones.

Dado que la cadena productiva del GLP, comparte composición y varias regulaciones con la correspondiente a GN, sus estructuras de mercado son esencialmente equivalentes. Atendiendo la focalización de demanda por “nuevos usos” (Autogas) al interior del país, y la consecuente necesidad por interconectar nuevos centros de producción y distribución sobre aquella región, se requerirán inversiones considerables que profundizarán las características propias de un monopolio natural. Igualmente los esquemas de regulación que ciñen la comercialización mayorista, aún a través de las Ofertas Públicas de Cantidades, permiten a ECOPELROL mantener una posición dominante sobre el mercado nacional. En consecuencia las consideraciones planteadas en la sección anterior atinentes al análisis de mercado, son aplicables para el GLP. Nótese que a pesar de ello, la evolución en los precios GLP no guarda estrecha relación con los precios GN. Esto es atribuible a las especificidades regulatorias impuestas por la CREG, sobre sus modalidades de comercialización y distribución, ante la exigencia de marcas en cilindros, mejoras de seguridad, ampliación de cobertura, aumento en el margen de distribución minorista, y ausencia de los subsidios, en naturaleza, similares a los disfrutados por el GN.

Por último, así como para el caso anterior veíamos que las barreras institucionales, la potencial generación de pasivos ambientales, y distorsión en los precios de sus (combustibles) sustitutos (subsidios y sobretasas), en particular el diésel, sientan los criterios para determinar la viabilidad económica de estos energéticos alternativos; para el GLP es necesario tener en cuenta un factor adicional atado a sus propiedades físico-químicas, aquel que determina su calidad como combustible. La producción proveniente de Barrancabermeja y Cartagena, presenta altos contenidos de butanos (79% y 42% en promedio anual para el 2013, respectivamente) y olefinas (49% y 6% en promedio anual para el 2013, respectivamente), que les rinden inconvenientes ante estándares de calidad relativamente flexibles. Aludiendo al español registrado en el Real Decreto 61 de 2006, las concentraciones máximas permitidas en GLP son del 20% para butanos y 35% para olefinas; sin embargo cuando se trata de Autogas los



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Grupo de Investigación en Combustibles Alternativos, Energía, y
Protección del Medio Ambiente
Departamento de Ingeniería Mecánica y Mecatrónica
Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de Colombia –Sede
Bogotá D.C.
Carrera 30 No 45 –03, Edificio 453, Oficina 401
Tel.: 3165320, Fax.: 316533 Correo Electrónico:
gruicte_bog@unal.edu.co

topes pasan a 80% y 6% (UPME, 2013). Bajo estos criterios la mayoría de la producción nacional de GLP (concentrada en Barrancabermeja y Cartagena) es deficiente para fines comerciales; aun cuando la norma colombiana (NTC 2303, inspirada en ASTM 1835 de Estados Unidos) no establece ningún parámetro asociado. En el contexto nacional, en todo caso, garantizar un mayor contenido de propanos pero baja concentración de olefinas, contribuiría a mejores procesos de vaporización y limpieza durante la combustión, evitando la polimerización de las olefinas en gomas que desestabilizan el producto y cuya acumulación puede reducir la eficiencia operativa de los cilindros. A su vez, gran concentración de butanos confiere al GLP una menor capacidad de vaporización, presentando problemas para su uso en regiones frías del país. Estas condiciones constituyen externalidades pecuniarias i.e. efectos secundarios, producto de decisiones productivas/consuntivas, sobre procesos de toma de decisión ajenos, transmitidos vía precios, que hasta ahora no son compensados o suavizados por la dinámica del mercado nacional GLP y que deben ser incluidos, quizás, como costos indirectos en el análisis de viabilidad económica y técnica del energético.



2. CARACTERIZACIÓN DE LA ESTRUCTURA TARIFARIA COLOMBIANA PARA LOS MERCADOS DE GN Y GLP, FRENTE A LOS ESQUEMAS ARGENTINO Y PERUANO

Los mercados del Gas Natural (GN) y Gas Licuado de Petróleo (GLP) están encuadrados en un marco regulatorio relativamente exigente, manifestación directa de políticas públicas para la promoción de ambos energéticos y la suavización de propiedades transaccionales adversas a la (libre) competencia. Por extensión, tal situación es común a sus respectivos “submercados” de combustibles y entornos regionales.

En lo que sigue se hará una breve descripción de las repercusiones de aquellas medidas regulatorias sobre la estructura tarifaria de otros mercados latinoamericanos y el propio colombiano. Por cuanto la atención se centra en la formación de precios, los detalles normativos y legislativos son sumariamente atendidos, remitiéndose a un aparte independiente dentro del informe.

2.1 ESTRUCTURA TARIFARIA DEL GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN ARGENTINA

Argentina presenta, quizá no el más grande mercado de la región, pero sí el más diversificado y desarrollado. Si bien, para 2009, el 96% de los usuarios totales de gas (entre propano y natural) le daban uso residencial, los sectores industrial y energético concentran, en conjunto, casi el 65% de la demanda. Perfectamente natural parece, entonces, que la inyección al sistema de transporte gasífero, incluyendo gasoductos de exportación, haya sido de 111.3 Mm³, destinados en un 93% al consumo interno. El principal combustible del parque térmico es el gas natural, mientras las destilerías y petroquímicas se hacen al 40% de la demanda industrial, repartiendo el 60% restante entre empresas de cemento, siderurgia, alimentos, aceites, papel (celulosa), cerámica y vidrios, principalmente. Las aplicaciones del gas natural al sector transporte, aunque palidecen ante los demás rubros, se han consolidado con una participación del 7% y flota convertida compuesta por 1.8 millones de vehículos (Arroyo, 2013).

Dada tal penetración del gas en la Argentina, se han presentado serias dificultades para incrementar la oferta interna desde 2004: entre 2005 y 2009 la inyección total sólo se



incrementó en un 3%, cuando la tasa acumulada 1993-2009 fue del 73%. El déficit de abastecimiento llega a su pico en invierno, con unos 30 Mm³/día. Es saldado con combustibles líquidos, racionamientos a los grandes usuarios industriales e importaciones subsidiarias procedentes de Bolivia a través del Gasoducto del Norte (Arroyo, 2013). Adicionalmente, los problemas ocasionados por la ruptura de la convertibilidad y las modificaciones de la regulación tarifaria en periodo inflacionario, han profundizado este fenómeno, generando señales confusas sobre el accionar estratégico de los actores más representativos del mercado interno (Kozulj, 2012).

Son cuatro los hitos del mercado argentino GN y GLP: la privatización de la empresa pública “Gas del Estado”; la consecuente creación de la Ley 24076 de 1992; el abandono de la paridad 1-1 entre el dólar estadounidense y el peso argentino; y los problemas de abastecimiento agudizados a partir del 2004. Durante el periodo que marca este último se compartimenta la estructura tarifaria en los componentes básicos de su cadena de valor: transporte, distribución y extracción (“en boca de pozo”), para entonces modificar el precio percibido por los productores; el recurso a los fideicomisos para financiar la expansión de la red transportadora; y una reestructuración segmentada del mercado que le libera parcialmente, distanciándole de su marco regulatorio.

Adicionalmente se definió otro conjunto de normas atinentes a la garantía de suministro, priorización del gas para el mercado interno, acuerdos con los productores para satisfacer la demanda de las distribuidoras, destinación específica a la generación eléctrica, y garantía de suministro a estaciones de GNC. Si bien el concepto básico para la formación de precios se mantiene:

$$\text{Precio Final} = \text{Precio en "Boca de Pozo"} + \text{Cargo por Transporte} + \text{Cargo por Distribución} \quad (1)$$

; su ajuste por equitativa ponderación entre los precios WTI y del Gas Oil (GO) es descartado:

$$\text{Precio Ajustado} = \text{Precio Base} * \frac{\text{WTI} + \text{GO}}{2} \quad (2)$$

El paquete de medidas desarticuló este marco regulatorio, vigente desde 1993, para que fuese sucedido por las Leyes de Emergencia Económica enunciadas en el 2002 (Ley 25561) y prorrogadas hasta diciembre de 2011, facultando la intervención de precios y tarifas, como sigue (Kozulj, 2012):



1. El Decreto 180/2004 contempla:

- Régimen de inversiones en infraestructura básica gasífera.
- Creación del Mercado Electrónico de Gas (MEG).
- Normas de funcionamiento y obligaciones de los actores relevantes.
- Disposiciones complementarias para mejorar la eficiencia del sector.

Los fondos fiduciarios definieron el régimen de inversiones para financiar la expansión del sistema de transporte, insostenible con las tarifas llevadas a casi un tercio de su valor en dólares, tras el desmonte de la paridad. El MEG, por su parte, acotó las regulaciones del mercado al segmento de usuarios residenciales y consumidores de volúmenes inferiores a 5000 m³/día. El mercado se abrió a transacciones entre los consumidores restantes, encauzando la generación eléctrica a otros mecanismos montados sobre estructuras compensatorias y regulatorias, nacidas en el sector eléctrico.

2. El Decreto 181/2004:

Faculta la Secretaria de Energía para ajustar el precio de ingreso al sistema de transporte concesionado a los distribuidores de gas por red. Se aseguró un precio mínimo en boca de pozo casi de U\$ 1/MBTU, para volúmenes equivalentes al 55-60% de la demanda total interna.

3. La Resolución SE 265/2004:

Adopta medidas preventivas para aliviar la crisis de abastecimiento interno y sus consecuencias sobre la provisión a mayoristas eléctricos. Resuelve suspender la exportación de los excedentes con demanda potencial interna. Amparada por disposiciones previas que liberaban cerca de 20 Mm³/día para atender las necesidades del mercado interno, procura similar objetivo sin recurrir a un mecanismo de incentivos a la producción, aún en un contexto sumido en incertidumbres sobre el desempeño de la economía argentina.

Los actos legislativos que les sucedieron no afectaron precios pero al buscar garantías para la satisfacción de la demanda, alteraron considerablemente la estructura del mercado. Asociadas a la implementación del MEG, versan sobre la administración del mercado y la vinculación del suministro para generación eléctrica con los puntos de despacho prioritarios. Así conseguirían impactar el segmento no-regulado del mercado, dilatando el ingreso de los productores, en el mediano plazo. No es sino hasta las Resoluciones SE752/2005 y SE2020/2005 cuando se dispone una categorización de usuarios que operativiza el Decreto 181/2004, para entonces



incrementar la participación de la demanda liberada y reducir el peso de las tarifas congeladas en las transacciones entre los subsectores distributivo y productivo del mercado.

Finalizando el 2005 se fijaron precios indicativos, vigentes durante el año siguiente, que señalaran la provisión directa del gas a “Usuarios Servicio General P-Grupo I” i.e. quienes presentaran consumos de 1000 m³/mes o más, entre abril de 2003 y abril de 2004. En 2006 la Ley 26095, impone un nuevo cargo con destinación específica para la construcción y ampliación de infraestructura gasífera y eléctrica. Este recaudo termina en fondos que aportan a la formación de fideicomisos, suplantando el mecanismo de incentivos por tarifas para ejecutar obras de transporte y distribución (Kozulj, 2012). Complementario al congelamiento de las tarifas, las robustece procurando sostenibilidad en la financiación de expansiones en la capacidad de transporte. Estas medidas se articularon al programa de reestructuración 2006-2008, extendido hasta el presente.

Los cambios más decisivos en el régimen tarifario actual tuvieron lugar en los últimos cinco años. En el 2008 se sistematiza la información de precios de referencia para las transacciones distribuidores-productores, discriminatorio por segmentos del mercado: regulado, “Demanda Prioritaria” (categorías Servicios Residencial y Servicios General P1 y P2 recategorizados respecto a los límites de consumo previos) y los demás usuarios. Más tarde se da vida a “Gas Plus”, un programa de incentivos que libera los precios para el gas proveniente de nuevos desarrollos gasíferos.

2.2 ESTRUCTURA TARIFARIA DEL GAS NATURAL EN PERÚ

Hasta mediados de los ochentas la oferta de gas peruano estaba limitada a los yacimientos de Piura y la Selva Central, manejando modestos volúmenes destinados a refinerías. Para 1987 el campo Camisea, próximo a Cuzco, amplió considerablemente las perspectivas del mercado, motivando su expansión y diversificación. Casi una década más tarde, se inició su operación comercial hacia Lima y Callao (Kozulj, 2012). El consorcio Camisea está integrado por las compañías Pluspetrol (Argentina) participando del 27.2%, Hunt Oil (Estados Unidos) con 35.2%, SK Corporation (Corea) con 17.6, Tecpetrol (Argentina) con 10%, y Sonatrach (Argelia) con el 10% restante; siendo la primera de ellas su operador “upstream”. Las regulaciones, contratos y acuerdos para su desarrollo tuvieron lugar algunos años antes, 2000-2001, aunque la estructura tarifaria no fue definida sino hasta la llegada del gas a Lima.



El transporte de la producción proveniente de Camisea está a cargo de la Transportadora de Gas del Perú, propiedad de Techint, empresa vinculada a Tecpetrol. Su distribución corresponde a Cálidda, empresa peruana respaldada por el grupo AEI/PROMIGAS, principal operador del sistema norte colombiano.

La mayoría de la producción peruana va para la generación eléctrica, tanto como el 65% del total en 2010, secundada por las grandes industrias y el sector transporte que participa con el 11%. Dada esta tendencia, recientemente ratificada por proyecciones consuntivas, y las restricciones estructurales en la oferta gasífera peruana, ha cobrado fuerza la discusión sobre la suficiencia de las reservas para abastecer el mercado interno y su ímpetu exportador. Según esta actualización, la demanda por Camisea se recompondrá hacia el mercado internacional y la industria, menguando la participación de los sectores energético (eléctrico) y transporte (Kozulj, 2012). Por supuesto Perú se verá avocado a la diversificación de su matriz eléctrica, o al emprendimiento de nuevos prospectos gasíferos para satisfacer tales predicciones.

La estructura tarifaria que se desprende de este contexto es relativamente intrincada, y algo más regulada comparada con otros países latinoamericanos, en razón al poder de mercado que detenta el operador de Camisea. En Boca de Pozo obedece tres criterios:

1. Cuando se dé inicio a la extracción comercial, el precio (realizado) máximo será de U\$1/MMBTU para el generador eléctrico y U\$ 1.80/MBTU para los demás usuarios.
2. El monto anterior se modifica el primer día de cada año calendario, según un factor de ajuste calculado como sigue:

$$FA = 0.5 * \frac{FO1}{FO1} + 0.25 * \frac{FO2}{FO2} + 0.25 * \frac{FO3}{FO3} \quad (3)$$

; donde FA: Factor de ajuste, FO1: Fuel Oil No. 6 Gulf Coast Waterbone, FO2: Fuel Oil No. 6 Rotterdam, FO3: Fuel Oil No. 6 New York. $\bar{\cdot}$: Promedios aritméticos de los respectivos precios diariamente publicados en el “Platt’s Oilgram Price Report”, durante los últimos cuatro años; y $\bar{\cdot}$: Promedios aritméticos de los precios diariamente publicados en el “Platt’s Oilgram Price Report” durante los ciento veinte meses anteriores al mes cuando se suscribió el contrato de compraventa.

3. Los factores de ajuste inferiores a uno, son directamente aproximados a este último valor.

Estas cotas superiores, son rara vez alcanzadas por los precios realizados; es decir aquellos registrados en los contratos de compraventa en el punto de fiscalización a la producción. Entre los más polémicos se encuentra el primero suscrito por los mismo socios del Camisea: la Hunt



Oil celebró un contrato en 2001 para comprar gas al lote 88 por U\$ 0.53 MBTU, argumentando que tal importe correspondía al precio retroactivo del gas natural en ese entonces, cuando los costos de licuefacción y transporte eran privativos (Kozulj, 2012). En consecuencia se manejaron tres precios de referencia durante los primeros años del mercado gasífero peruano: 1 U\$/MBTU, para el sector eléctrico; 1,80 U\$/MBTU para el resto de consumidores nacionales y 0.53 U\$/MBTU para la exportación del gas licuado; haciendo coincidentes las expectativas del precio promedio con el vigente en mercados internacionales. Aun cuando este pareciera excesivamente bajo para un entorno transaccional apenas incipiente, la intención del gobierno era promocionarle para alcanzar una masa crítica de consumidores que permitiese financiar la fortísima inversión en el sistema de transporte troncal hasta Lima.

La estrategia promocional funcionó aunque no desprovista de problemas. Electroperú (ETEVENSA), Alicorp, Sudamericana de Fibras, Cerámica Lima, Vidrios Industriales, Corporación Cerámica y Cerámicas San Lorenzo, consiguieron aprovechar la coyuntura para firmar contratos muy beneficiosos, que confluyeron en una expansión de la generación eléctrica con equipos de baja eficiencia (ciclos abiertos) potenciando aún más la demanda de gas para generación eléctrica, y presionando los precios a la alza. Reforzado este comportamiento por la bonanza minera ocurrida entre 2003 y 2009, los factores de ajuste para actualización contractual se hicieron discrecionales a las publicaciones de Osinergmin discriminados por usuarios (Generadores, Contratos Iniciales, Otros y Distribución en Lima- Callao). Se estableció, entonces, que durante los seis años siguientes al 2007 los incrementos anuales en los precios de los contratos iniciales no superarían el 5%, siempre por debajo del contrato de Camisea con el Lote 88.

Según la Resolución OSINERG N° 084-2003-OS/CD, las tarifas de transporte son diferenciales por tipo de usuario, pero para los volúmenes de referencia 380 MPCD y 450 MPCD se aplica la siguiente fórmula de ajuste:

$$TaMn = TmMe * Fd * Fa1 * Fa2 \quad (4)$$

; donde TaMn: Tarifa Aplicable en Moneda Nacional, descontada, TmMe: Tarifa Máxima en Moneda Extranjera sin el factor de descuento, FD: Factor de Descuento, calculado a partir de las garantías por participar de la red principal, Fa1: Factor de Reajuste al Costo del Servicio para la concesión respectiva, y Fa2: Factor de Reajuste por Tipo de Cambio. Este valor referencial de transporte estuvo vigente durante el periodo 2005-2010.

La red de distribución operada por Cálidda, fija márgenes tarifarios, igualmente categorizados por segmentos consuntivos (Kozulj, 2012):



- Categoría A (hasta 300 m3/mes): 3.2 U\$/MBTU.
- Categoría B (entre 301 y 17500 m3/mes): 1.4 U\$/MBTU.
- Categoría C (entre 17501 y 300000 m3/mes): 0.5 U\$/MBTU.
- Categoría D (más de 300000 m3/mes): 0.3 U\$/MBTU.

2.3 ESTRUCTURA TARIFARIA DEL GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN COLOMBIA

Ya con una idea acabada del mercado y cadenas de valor para GNV y GLP, presentados en el Informe anterior, se presenta el esquema regulatorio dispuesto por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG), que enmarca las respectivas estructuras tarifarias. Orientadas, según la Ley de Servicios Públicos 142 de 1994, por criterios de eficiencia económica, equidad, sostenibilidad financiera, y transparencia, contemplan los eslabones usuales de la cadena de valor (UPME, 2006): precio en boca de pozo, transporte, distribución y comercialización.

2.3.1 Cargos en Boca de Pozo

Para el GN, la CREG establece que los precios en Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte se determinarán sin restricción alguna i.e. serán precios de libertad vigilada por parte de los productores en cada campo nacional, exceptuando aquellos ubicados en la Guajira y Opón. Para estos el parámetro de evaluación es el comportamiento del índice “*Platts U.S. Gulf Coastal Residual Fuel No. 6, 1.0% Sulfur*”, actualizándole semestralmente (UPME, 2012):

- Cada 1º de Febrero y 1º de Agosto para el gas proveniente de la Guajira.
- Cada 1º de Enero y 1º de Julio para el gas proveniente de Opón.

; recurriendo a la siguiente fórmula de ajuste:

$$PMr_t = PMr_{t-1} * \left(\frac{IP_{t-1}}{IP_{t-2}} \right) \quad (5)$$



; donde PMr_t : Precio Máximo vigente durante el próximo semestre, expresado en U\$/MBTU; PMr_{t-1} : Precio Máximo vigente durante el semestre anterior, expresado en U\$/MBTU; IP_{t-1} : Promedio aritmético del índice “Platts U.S. Gulf Coastal Residual Fuel No. 6, 1.0% Sulfur” (IP_t), durante el semestre anterior; IP_{t-2} : Promedio aritmético del índice “Platts U.S. Gulf Coastal Residual Fuel No. 6, 1.0% Sulfur” (IP_t), durante el semestre que precede al inmediatamente anterior. Tales especificaciones se encuentran registradas en las resoluciones CREG 119-2005, CREG 187-2010, y CREG 199-2011.

A partir del 2013, con la resolución CREG 088-2013, las condiciones anteriores sufren algunas modificaciones. En ella se estipula que “el precio del gas natural puesto en cualquier Punto de Entrada al Sistema Nacional de Transporte será libre”; sin embargo el campo de Opón, sigue sujeto a la CREG 199-2011, dado el volumen de producción suscrito.

Para el GLP se regulan las fuentes de producción donde Ecopetrol resulte el principal beneficiario de comercialización, atendiendo los siguientes criterios (UPME, 2012):

- Refinerías de Apiay, Barrancabermeja, Cusiana y Dina:

$$PMr_t = 1 - \rho * 0.521 * TRM_{t-1} * PP_{t-1} + \rho * 0.521 * TRM_{t-1} * PB_{t-1} - CE_{t-1} - Tcph_{t-1} \quad (6)$$

- Refinería de Cartagena:

$$PMr_t = 1 - \rho * 0.521 * TRM_{t-1} * PP_{t-1} + \rho * 0.521 * TRM_{t-1} * PB_{t-1} - CE_{t-1} \quad (7)$$

; donde PMr_t : Precio Máximo de Suministro durante el próximo mes; TRM_{t-1} : Tasa de Cambio Representativa del mercado para el mes anterior; PP_{t-1} : Promedio aritmético del mes anterior para la referencia NON-TET del propano en Mont Belvieu; PB_{t-1} : Promedio aritmético del mes anterior para la referencia NON-TET del butano en Mont Belvieu; CE_{t-1} : Costo de embarque en el mes anterior, todavía por estimar ; $Tcph_{t-1}$: Costo de transporte entre Barrancabermeja y Cartagena, durante el mes anterior; ρ : Proporción de butanos en el GLP.

2.3.2 Cargos por servicio de transporte

La metodología para la estimación de los cargos por el servicio de transporte, se registra en la resolución CREG 126 de 2010. Estos corresponderán a un esquema de paso, agregando la remuneración por el servicio de transporte entre cada tramo o grupo de gasoductos durante el recorrido por el Sistema Nacional de Transporte hasta el punto de salida. La liquidación consecuente vendrá dada por:



$$CT = \sum_k Ct_k + \sum_i Cgg_i, Ct_k = Cc * \frac{n}{N} CFI_T + CFAOM_T + CVI_T * Vt + ICP \quad (8)$$

; donde CT : Costo para el respectivo remitente, durante la prestación del servicio; Ct_k : Cargo para el tramo k -ésimo entre el punto de entrada del gas al Sistema Nacional de Transporte y el punto de salida por remitente; Cgg_i : Cargo para el grupo i -ésimo de gasoductos entre el punto de entrada del gas al Sistema Nacional de Transporte y el punto de salida por remitente, cuando aplique; Cc : Capacidad contratada; CFI_T : Cargo fijo correspondiente al valor que remunerare costos de inversión para el año T , como se establece en el numeral 19.1 de la misma resolución; $CFAOM_T$: Cargo fijo asociado a los gastos de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección; CVI_T : Cargo variable correspondiente al valor que remunerare costos de inversión para año T , como se establece en el numeral 2.3 de la misma resolución; Vt : Volumen transportado durante el periodo de prestación del servicio de transporte; ICP : Ingresos de corto plazo como se definen en el Artículo 2 de la misma resolución; n : Días de prestación del servicio de transporte; N : Número de días en el año T .

En el caso de GLP, la tarifa viene regulada por las resoluciones CREG 099-2010, CREG 016-2010 y CREG 122-2008, como sigue:

$$CT = CTm + Taom + Eco, Ct_m = \frac{CA\epsilon_i + R\epsilon_i}{D_i} * \frac{IPP_{t-1}}{IPP_0}, Taom = \frac{AOM_i}{D_i} * \frac{IPP_{t-1}}{IPP_0} \quad (9)$$

; donde CT : Cargo de transporte por ductos; CTm : Cargo máximo que remunerare la inversión; $CA\epsilon_i$: Costo Anual Equivalente de la inversión existente sobre el i -ésimo ducto o grupo de ductos (\$ Col.), descontado la Vida Útil de los activos asociados; $R\epsilon_i$: Rentabilidad sobre el valor del Lleno de Línea (\$ Col.); IPP_{t-1} : Índice de precios al productor para el último mes de servicio; IPP_0 : Índice de precios al productor para la fecha base del cargo de transporte; $Taom$: Cargo medio de transporte del ducto o gasoducto; AOM_i : Cargo fijo asociado a los gastos de administración, operación y mantenimiento para el horizonte de proyección para el i -ésimo ducto o grupo de ductos más los gastos de de administración, operación y mantenimiento correspondientes a terrenos e inmuebles relacionados con el mismo tramo (\$ Col.); D_i : Demanda anual correspondiente al i -ésimo ducto o grupo de ductos (kg); Eco : Cargo estampilla para el transporte a San Andrés, remunerado por ductos continentales (Contribución al subsidio de transporte marítimo hacia el archipiélago de San Andrés).



2.3.3 Cargo por servicios de distribución y comercialización

La distribución del GN para usuarios no-residenciales, está sujeta a las disposiciones de las resoluciones CREG 202-2013 y CREG 138-2013, que remiten la estimación de los cargos correspondientes a las tipologías de mercados relevantes definidas por la Resolución CREG 011 de 2003. La primera (CREG 202-2013) estipula los siguientes lineamientos:

- El Distribuidor podrá definir una canasta de tarifas para la demanda proveniente de usuarios no-residenciales, ciñéndose a una clasificación por rangos de consumo.
- Los rangos serán definidos discrecionalmente, atendiendo la composición y dinámica del mercado correspondiente. Cada uno asumirá un cargo de distribución propio, atendiendo el cargo promedio de distribución aplicable a usuarios no-residenciales. Serán máximos por rango presentando una tendencia decreciente en el largo plazo.
- Los cargos para los primeros rangos de consumo podrán ser mayores al Cargo Promedio de Distribución aplicable a Usuarios Diferentes a los de Uso Residencial, mientras se cumpla la igualdad establecida en el numeral 10.4.
- El cargo que se asigne a cada rango será igual para todos los usuarios del mismo tipo cuyo consumo esté comprendido en el mismo rango.
- El distribuidor podrá ofrecer cargos menores en cada rango siempre y cuando sean iguales para todos los usuarios del mismo rango y se cumpla lo definido en los artículos 34 y 98 de la Ley 142 de 1994.
- La construcción de la canasta deberá velar por la igualación entre los recaudos por los cargos efectivos por demanda real respectiva, y el cargo promedio de distribución para usuarios no-residenciales por su demanda total.
- El primero (1) de enero de cada año del Período Tarifario, el Distribuidor publicará los rangos de consumo que aplicará a sus usuarios. Deberán mantenerse por lo menos por un año, exceptuando el de entrada del Cargo Promedio de Distribución aprobado, la cual podrá ser modificada en enero del año siguiente.
- Las empresas no podrán tener un cargo en un rango de consumo que esté por debajo de sus costos operacionales, tal y como está establecido en el Artículo 34 de la Ley 142 de 1994.



- No se permitirá la agrupación de consumos de usuarios para efectos de establecer un cargo diferente al correspondiente a su rango de consumo como usuario individual. Tampoco serán permitidas dos tipos de canastas tarifarias en un mismo Mercado Relevante de Distribución. Mientras dos o más empresas no lleguen a un acuerdo sobre esta estandarización, sólo podrán aplicar el cargo promedio a usuarios no-residenciales.
- A partir de los rangos previamente definidos, el Distribuidor establecerá mensualmente los respectivos cargos unitarios, por cada Mercado Relevante de Distribución para el Siguiendo Período Tarifario, según:

$$\frac{j,h D_{jt} Q_{jt-s}}{j,h Q_{jt-s}} \leq D_t \quad (10)$$

; donde Q_{jht-3} : Consumo total de los usuarios del rango j , tipo h , durante el trimestre anterior al mes t ; D_{jt} : Cargo de distribución discrecional aplicable en el mes t a los usuarios del rango j , tipo h ; D_t : Cargo Promedio de Distribución definido por la CREG para el mercado relevante vigente durante el mes m .

- Estos últimos se actualizarán atendiendo la siguiente fórmula de ajuste:

$$D_{ht} = D_{ht}^{Inv} \times \frac{IPP_{t-1}}{IPP_0} + D_{ht}^{ADM} \times \frac{IPC_{t-1}}{IPC_0} \quad (11)$$

; donde D_{ht} : Cargo Promedio de Distribución, por tipo de usuario h , correspondiente al mes t de prestación de servicio; D_{ht}^{Inv} : Cargo de Distribución, expresado en precios de la fecha base, por usuario h , que remunera la inversión; IPP_{t-1} : Índice de precios al productor para el último mes de servicio; IPP_0 : Índice de precios al productor para la fecha base, cuando los cargos fueron aprobados; IPC_{t-1} : Índice de precios al consumidor para el último mes de servicio; IPC_0 : Índice de precios al consumidor para la fecha base, cuando los cargos fueron aprobados.

La otra resolución (CREG 138-2013), concerniente a las fórmulas tarifarias generales para la distribución de gas combustible por redes de tubería en áreas de servicio exclusivo⁶, señala que:

⁶ Las áreas de servicio exclusivo se definen como el área geográfica dispuesta por los municipios contemplados en los contratos de concesión MinMinas-distribuidores, sobre los cuales se otorga exclusividad en la distribución domiciliaria de gas natural por red de tubería.



- En virtud de los artículos 40 y 174 de la Ley 142 de 1994, donde se abre la posibilidad para trabajar bajo un esquema de áreas de servicio exclusivo, fueron expedidas las resoluciones CREG 015-1995, 022-1995 y 118-1996, verificando la necesidad de utilizar tal modalidad contractual. Así el Ministerio de Minas y Energía (MinMinas) otorgó concesión especial sobre la prestación del servicio público domiciliario de distribución en seis áreas del país. Este nuevo oficio (CREG138-2013) integra los comentarios realizados a la estructura tarifaria atinente, presentada en la resolución CREG 119-2013; fijando una tarifa general de la forma: $CT_{it}^j = CV_{it}^j + CF_{it}^j$ i.e. el cargo unitario total aplicable en el mes t a los usuarios del Área de Servicio Exclusivo i , por el comercializador j (CT_{it}^j) corresponde a la agregación directa de sus componentes variables (CV_{it}^j) y fijos (CF_{it}^j), los cuales se descomponen en:

$$CV_{it}^j = \frac{G_{it}^j + T_{it}^j}{1-\rho} D_{it}^j + f_{it}^j + CC_{it}^j + Cc_{it}^j \quad (12)$$

$$CF_{it}^j = Cf_{it}^j + K_{it}^j \quad (13)$$

; donde G_{it}^j : Costo promedio unitario por compras de GN/Metano en depósitos de carbón y/o GLP por redes/Aire Propanado, determinado bajo parámetros diferenciales registrados en el Capítulo III de la misma resolución; T_{it}^j : Costo unitario de transporte, destinado a usuarios regulados e incluyente de los gastos por transporte terrestre, gasoducto o compresión, siendo, igualmente, calculado de forma diferencial según las especificaciones del capítulo IV; D_{it}^j : Costo asociado al uso del Sistema de Distribución, estipulado en cada contrato celebrado entre MinMinas y el concesionario; CC_{it}^j : Costo atado a la confiabilidad del servicio, todavía indefinido, mientras la CREG le reglamente en resolución independiente, se asume igual a cero; Cc_{it}^j : Costo variable de comercialización, aplicado a usuarios regulados; f_{it}^j : Factor multiplicador de poder calorífico, establecido en el Artículo 12; Cf_{it}^j : Costo fijo de comercialización; K_{it}^j : Montos en exceso o defecto asociados a la corrección de posibles brechas entre los costos efectivos y los costos proyectados en la prestación del servicio; ρ : Parámetro de pérdidas reconocidas, estimadas conforme la resolución CREG 067-1995.

Por su parte el cargo de comercialización está restringido por un techo dispuesto por la Resolución CREG 011-2003:

$$CO_t = \frac{GADN_t + \Delta_t + 0.0167 * IAC_t}{F_t} \quad (14)$$



; donde CO_t : Cargo Máximo Base de Comercialización para el año t; $GAOM_t$: Gastos administración, operación y mantenimiento para el año t; Δ_t : Depreciación anual de las inversiones en equipos atribuibles a la comercialización; IAC_t : Ingreso Anual del comercializados correspondiente al año t; F_t : Número de facturaciones durante el año t; el escalar 0.0167 representa el margen de comercialización calculado por la CREG. Su actualización se sigue de:

$$CO_t = CO_0 * \left(1 - X_D\right)^n * \frac{IPP_{t-1}}{IPP_1} \quad (15)$$

; donde CO_0 : Cargo base de comercialización aprobado por la CREG para cada merca, a precios de la fecha base; y el resto como antes pero asociados a la etapa actividad comercial.

Para el GLP, el panorama es radicalmente diferente: los cargos de distribución y comercialización son, en ambos casos, de libertad vigilada.

2.4 DISCUSIÓN

De la revisión y detallada caracterización de la estructura tarifaria colombiana y de otros mercados regionales decididamente contrapuestos en sus propiedades definitorias, pero coincidentes con el nacional en algunos rasgos fundamentales, se tienen esquemas regulatorios relativamente estrictos por intrincados. Si bien atienden consideraciones básicas sobre precios referencia conectados con la dinámica transaccional de sus respectivos energéticos, las particularidades metodológicas para la estimación de los cargos pueden menguar la consecución del objetivo último de la CREG: regular la actividad monopolística. Efectivamente, los elementos constitutivos de las fórmula de ajuste obedecen a criterios razonables sobre la rentabilidad esperada por eslabón, aunque dependientes de parámetros discrecionalmente estimados (Ver ecuaciones 4, 8, 9 y 10); y el mercado nacional, al igual que el peruano, ata los cargos en Boca de Pozo con el Henry Hub y Mont Belvieu procurando un vínculo directo con la demanda y oferta internacional por GN y GLP, respectivamente. Por supuesto estos últimos tampoco están desprovistos de gratuidades, sobre todo para el GN.

En el sector energético son tres las “reglas de oro” usuales, o “criterios discrecionales”, para vincular los precios GN con los del petróleo. Dos de ellas recurren a razones constantes entre aquellos precios; una se ajusta a las series de tiempo correspondientes y la otra refleja, hasta cierto punto, la diferencia en el contenido energético entre las unidades frecuentemente



comercializadas de ambos energéticos. La tercera asocia la paridad entre los precios en “boquilla del quemador” a los fijados en los hubs de referencia.

Entre las primeras contamos la regla 10-a-1 que hace el precio GN un décimo del petróleo i.e. U\$30 por barril WTI representa U\$3 por MBTU en el Henry Hub. Regla nacida de la observación atenta, describe considerablemente bien la evolución de los precios durante los 90’s. Su similar refleja las características de cada energético: aduciendo la equivalencia de un barril WTI a 5.8 MBTU, algunos analistas prefieren una regla 6-a-1, asignando un sexto del precio de petróleo a 1 MBTU de GN. En este caso los U\$30 por barril significan U\$5 por MBTU de GN en el Henry Hub.

En un horizonte de 20 años ninguno de los criterios anteriores explica adecuadamente la evolución de los precios GN. El 10-a-1 subestima su evolución y el 6-a-1 lo contrario, ambos de manera sistemática. Es más, bajo tendencias inflacionarias, los precios parecen fluctuar en una transición 10-a-1/6-a-1, mientras comportamientos deflacionarios le reversan (Brown & Yücel, 2007).

Algunos analistas interpretan la transición 10-a-1/6-a-1 como un indicio de condiciones transaccionales más favorables al GN, en tanto reflejo de relaciones considerablemente más complejas entre los dos energéticos. La paridad “en boquilla del quemador”, parece atender a tal complejidad teniendo presente la mutua excluibilidad en su uso. Esto, generalmente, implica la inclusión de consideraciones sobre contenidos energéticos, los costos de transporte desde el Henry Hub, y la relación de largo plazo entre el *Residual Fuel Oil* y el WTI. Si el *Residual Fuel Oil* equivale a 6.3 MBTU, históricamente sus precios son fijados al 95% de los WTI, y se reportan cargos de transporte en el rango de U\$0.10-1.10 por MBTU, cubriendo el trayecto que va de los campos hasta usuarios industriales o plantas de energía, entonces las consideraciones anteriores (la “regla de oro”) se materializa como (Huntington, 2006): $P_{Hh} = 0.1511 * P_{WTI} - 0.5$; donde P_{Hh} : Precio en el Henry Hub, P_{WTI} : Precio WTI; y el 0,5 corresponde al diferencial de transporte “promedio”. Así, los U\$30 por barril arrojarían U\$4.033 por MBTU de GN en el Henry Hub, bajo esta regla; y un incremento del 50% sobre los precios del petróleo se transmitirían en un aumento del 60% sobre los precios del GN. Nuevamente, esta regla tampoco consigue explicar satisfactoriamente la evolución de los dos índices sobre los años inmediatamente anteriores a la crisis (2005 y 2006, en particular), cuando parecieron disociarse (Villar & Joutz, 2006).

Si el recurso fuese al precio spot (precio corriente en mercado competitivo) y no al indexado por los precios WTI, como ocurre con el GLP, brechas tan profundas podrían evitarse, garantizando estabilidad en el desarrollo de los mercados gasíferos. Por supuesto se cuenta



con estimaciones que muestran una relación de cointegración lineal entre el petróleo y el GN, con un coeficiente normalizado de 0.14 (Brown & Yücel, 2007). Este resultado indica que una variación de U\$1 en el precio del petróleo se manifiesta como un cambio de U\$0.14 en el precio GN. Por cuanto las respectivas series de tiempo se encuentran integradas i.e. no regresan a sus niveles promedio luego de sufrir un choque exógeno, una relación de aquella naturaleza entre ambos energéticos, se podría considerar de largo plazo. Incluso, insertos en otras especificaciones econométricas, parece existir evidencia de una casualidad que solamente corre en el sentido petróleo-gas natural (Brown & Yücel, 2007).

Sean “reglas de oro” o análisis econométricos exhaustivos, parece evidente el anclaje de los precios GN al petróleo, por lo menos en el largo plazo. En el término más inmediato, sin embargo, las dinámicas de los precios GN obedecen a factores exógenos y transitorios que incluyen el clima, la estacionalidad de su producción y almacenamiento. Así, dado el rezago en el ajuste de los precios GN, el énfasis para la revaluación del esquema tarifario tiene que estar puesto sobre las variables asociadas a esos factores transitorios, salvaguardando la sostenibilidad financiera de procesos como la conversión de la flota de vehículos de usos medio y pesado, a GN o GLP.



3. SOBRE LA VIABILIDAD DE LA PENETRACIÓN DEL GAS NATURAL/GAS LICUADO DE PETRÓLEO EN EL MERCADO DEL COMBUSTIBLE DIÉSEL

Estimar la conveniencia de operar la flota VUM con GNV/GLP, o hacerlo con diésel como hasta ahora, implica reconocer la alternativa costo-efectiva en un sentido amplio, es decir aquella que contemple las muy peculiares características de los mercados involucrados y la magnitud de sus impactos ambientales. Para tal fin, usualmente, se recurre a métodos propios de la evaluación social de proyectos, pues permiten confrontar diferentes escenarios para el manejo de recursos escasos. El sector privado materializa estas acciones de manejo en decisiones de inversión cuyos rendimientos conciernen únicamente a la organización, por lo cual su preocupación consiste en maximizarlos considerando, tan solo, beneficios y costos privados. Para los actores institucionales (formales) de naturaleza pública, se amplía el espectro y profundizan consecuencias de los impactos, alcanzando segmentos más grandes, y potencialmente vulnerables, de la población, por lo cual se hace indispensable incluir los costos y beneficios sociales de sus acciones. Bajo estas circunstancias habrá que proceder con cautela, pues el análisis de los impactos demandará mayor atención y la tasación de costos y beneficios podría estar asociada a procesos incompatibles con la lógica de mercado.

3.1 CONSIDERACIONES METODOLÓGICAS

El análisis costo-beneficio (ACB) es uno de estos métodos, por el cual se pretende evaluar ambas posibilidades, traduciendo costos y beneficios a un numerario que les haga comparables, cuando, efectivamente, admitan tal forma de valoración. Habrán impactos difícilmente representables a través suyo que serán marginados del análisis. Parece pertinente, entonces, acotar el alcance del método al dominio del mercado; es decir cualquier cambio o variación inducida por la conversión a GNV/GLP tiene que venir mediada por mecanismos de mercados (precios) para ser incluida en el ACB, lo contrario sería improcedente. Teniendo presente esta consideración su aplicación proveerá información sobre costos y beneficios directos e indirectos, respetuosa de los límites valorativos del mercado y, por eso mismo, insumo básico en la toma de decisión.

La ruta metodológica para desarrollar un ACB, contempla:

1. Definir las acciones del proyecto y sus impactos.
2. Identificar los costos/beneficios asociados a aquellos impactos.



3. Cuantificar los costos/beneficios directos e indirectos.
4. Definir la tasa de descuento que equipare costos/beneficios futuros con los presentes o inmediatos.
5. Estimar los beneficios netos descontados, para analizarlos recurriendo a alguno de los siguientes ejercicios contables:
 - A. Cálculo del Valor Presente Neto
 - B. Cálculo de la Razón Costo-Beneficio
 - C. Cálculo de la Tasa Interna de Retorno (TIR)

Esta secuencia de actividades define un procedimiento instrumentalmente sencillo, y algo demandante en términos informacionales, sin embargo una revisión cuidadosa revelará que su verdadera exigencia consiste en un concienzudo examen del proyecto. Caracterizarlo adecuadamente para conocer su influencia sobre el sector transporte, otros renglones de la economía, y la sociedad en general, e.g. vía reducción en las emisiones de gases efecto invernadero, es la tarea primordial del ACB. Así se podrán identificar los costos y beneficios relevantes para el proyecto de conversión, incluso sus flujos intangibles, siempre y cuando se sigan las consideraciones recién presentadas; para, entonces, determinar la posibilidad de medirlos, proceder a descontarlos en el tiempo según corresponda; y, finalmente, derivar alguno de los indicadores de rentabilidad A-C (en adelante se asumirá el enfoque TIR).

Los costos del proyecto, idealmente, deberían reflejar los costos de oportunidad y monetarios que afronta. Los primeros constituyen una medida de sacrificar recursos en la conversión a GNV desestimando otras alternativas e.g. mejorar la infraestructura vial del país, reflejando desde una perspectiva puramente economista los costos reales de asumir cualquier actividad. Los otros son tan solo indicativos del esfuerzo incurrido para inducir el proceso de conversión. Suponiendo que logremos capturar ambas dimensiones, sería útil distinguir entre:

- Costos Fijos: permanecen invariantes durante una fase del proceso e.g. inversión en infraestructura.
- Costos Variables: cambian en función de la flota convertida e.g. costos operativos.
- Costos Semi-variables: varían en el mediano plazo e.g. costos de mantenimiento.

Una vez desagregados, tendremos una idea detallada sobre el comportamiento del proyecto y su ciclo de vida, facilitando la inclusión de costos de capital, “overheads”, en tanto costos marginales incrementales, y la posibilidad de actualizar o reconciliar iteraciones del ACB con sus estimativos iniciales. Las variables atinentes a costos que se prevén serán de interés para el ACB son:

- Gastos en personal.
- Inversión en adecuación técnica y materiales.



- Gastos en Tecnologías de la Información.
- Activos fijos para la implementación del proceso.
- Gastos de Mantenimiento.
- Externalidades negativas asociadas a la construcción de gasoductos, exploración de yacimientos y extracción del gas.

Nótese por último que la depreciación no es contemplada, porque es tan solo un concepto contable empleado para asignar gasto sobre el ciclo de vida de un activo. La inclusión de precios (no-regulados) y la depreciación, convertiría el ACB en un ejercicio de doble contabilidad.

Así como los costos responden a la asunción de un sacrificio, los beneficios, en el contexto ACB, reflejan una disponibilidad a pagar; sin embargo son más difíciles de cuantificar pues no siempre se traducen en flujos de caja positivos, adquieren, más bien, formas menos concretas relacionadas con la compleción de los objetivos del proyecto. Los cambios en las variables sobre las cuales se concentrará su estimación, incluyen:

- Aumentos en la productividad del sector transporte y otros a él encadenados.
- Creación de nuevos puestos de trabajo.
- Reducción en los costos de operación/mantenimiento en el sector transporte y otros a él encadenados.
- Externalidades positivas: beneficios recreacionales/paisajísticos, reducción en las emisiones de dióxido de carbono, posibilidades de integración regional, etc.

Validadas estas variables, por el modelo y los registros de desempeño para la evaluación técnica, se da paso a su cuantificación. Dada la extrañeza de algunas a los mecanismos de mercado, en particular aquellas relacionadas con externalidades, se han desarrollado técnicas de valoración económica que respondan a esta dificultad. Una presentación concisa de las más importantes se encuentra en la Tabla 4. Las variables restantes, aunque regidas por precios, también estarán sujetas a atenciones sobre la corrección de esos mecanismos de mercado a través de precios sombra o precios cuenta.

Tabla 4. Métodos de valoración económica

| Método | Descripción |
|-----------------------------|---|
| Cambios en la productividad | Identificar la relación de producción entre un bien transado en un mercado y su insumo. Así los cambios en los costos de producción asociados a variaciones en este último, son indicativos de valor. |



| | |
|---|---|
| Costos evitados | Estimación de gastos preventivos, que sugieran el valor de cambios sobre la variable de interés, en tanto medidas del impacto productivo provocado por variaciones en los flujos del servicio. |
| Costo de reemplazo | Causados al reemplazar insumos por sustitutos artificiales. El gasto de reemplazo inducido representará una medida valorativa del servicio. |
| Costo de Enfermedad | Trazar el impacto del cambio en las variables sobre la morbilidad y la mortalidad de los actores directos. |
| Transferencia de beneficios | Trasvasa resultados obtenidos en estudios previos, para un contexto diferente, al propio. |
| Costo de viaje | La disponibilidad a pagar por un bien o servicio, desprovisto de mercado, puede ser estimada sobre el número de viajes realizados para diferentes costos asociados, tal como se hace para un bien transado en un mercado. |
| Precios hedónicos | Estima la contribución de las variables costo/beneficio sobre la generación de un precio. Supone que los atributos ambientales de la zona influyen la decisión de consumo para el bien asociado. |
| Valoración contingente | Determina la disponibilidad a pagar una suma de dinero por el disfrute del servicio. Se emplean cuestionarios que pregunten directamente por la disposición a hacerlo. |
| Modelos de Elección en un Ambiente Difuso | Inspecciona el ordenamiento que atribuye cada agente valorativo sobre el conjunto de alternativas de aprovechamiento relevantes, conforme a sus atributos particulares. |
| Análisis Multicriterio | Evaluación de alternativas de aprovechamiento, a partir de los criterios valorativos propuestos por el equipo evaluador, recurriendo a la técnica AHP (Analytic Hierarchy Process). |

Fuente. Elaboración Propia

Cuando estas estimaciones se concreten en flujos de beneficios y costos sociales –sintetizando los componentes financieros y sus contrapartes intangibles-, será posible obtener algún indicador de rentabilidad (A-C) que guíe la decisión sobre la ejecución del proyecto. Con fines ilustrativos, supongamos que hemos podido identificar los beneficios B_t y costos $C(t)$ más inmediatos, por lo que nuestras ganancias netas traídas a valor presente, y en tiempo continuo, serían de la forma:



$$VPN = \int_0^T B_t - C(t) e^{-\delta t} dt$$

Simplificando un poco más nuestra situación inicial, podemos suponer que nos enfrentamos a un costo unitario efectivo en el primer periodo del proyecto, y que tanto los beneficios como la tasa anual de descuento permanecen constantes; de forma que tenemos (Azqueta, 2002):

$$VPN = \frac{B}{\delta} - 1$$

En esta última expresión nuestro indicador de rentabilidad vendría a ser la tasa de descuento δ^* tal que $VPN = 0$, mejor conocida como tasa interna de retorno (TIR). Así pues, al comparar la TIR con la tasa social de descuento utilizada por el sector público (δ^0), determinamos la rentabilidad económica de la inversión– si $\delta^0 > \delta^*$ no es viable el proyecto, y es factible cuando ocurre lo contrario. Alternativamente podríamos reescribir la primera ecuación, en su versión discreta:

$$VPN = \sum_{t=0}^T \frac{B_t - C_t}{(1 + \delta)^t}$$

La TIR sigue siendo la tasa de descuento δ^* que hace $VPN = 0$, pero ahora sabemos que ella corresponde a una de las raíces positivas resultantes de la condición recién enunciada. Sin embargo este caso nos ofrece la posibilidad de calcular la TIR de un manera más expedita, por el método de interpolación lineal (Mokate, 2005) –si sabemos que δ^* hace que el valor presente neto del proyecto sea cero; entonces tiene que estar entre una tasa de interés para la cual el VPN es positivo (δ^2) y otra que lo hace negativo (δ^1). En ese orden de ideas, la regla para determinar la TIR es:

$$\frac{\delta^2 - \delta^1}{VPN_2 - VPN_1} = \frac{\delta^2 - \delta^*}{VPN_2 - VPN_{\delta^*}}$$

$$\delta^* = \delta^2 - \frac{VPN_2}{VPN_2 - VPN_1} (\delta^2 - \delta^1)$$

Por tanto con valores razonables para el intervalo de la TIR, podemos determinar su valor – el valor de la tasa de interés de oportunidad para la cual el proyecto es factible (Mokate, 2005).

Introduzcamos algún elemento que refleje irreversibilidad de la inversión; es decir, los impactos (ambientales) permanentes que entrañaría el proyecto. Volviendo a la primera ecuación, si anticipamos que el GNV se convertirá en una fuente de energía tanto o más eficiente y barata que el Diésel; podrá preverse un aumento potencial sobre los beneficios



asociados a la inversión en un horizonte temporal más o menos inmediato. Esto se traduce en un VPN de la forma (Azqueta, 2002):

$$\begin{aligned} VPN &= \int_0^T B_t - C(t) e^{-\delta t} dt = \int_0^T B_0 e^{-\gamma t} - C(t) e^{-\delta t} dt \\ &= \int_0^T B_0 e^{-\delta + \gamma t} dt - \int_0^T C(t) e^{-\delta t} dt \end{aligned}$$

Expresión que bajo nuestros supuestos simplificadores, se transforma en:

$$VPN = \frac{B}{\delta + \gamma} - 1$$

Y si adicionalmente tomamos en consideración el progresivo aumento del “costo” en los recursos naturales que se puedan ver afectados negativamente por la puesta en marcha del proyecto (Azqueta, 2002) -lo que se refleja en un costo de la forma $C_0 e^{\beta t}$ - ; finalmente nos encontramos con:

$$VPN = \frac{B}{\delta + \gamma} - \frac{C}{\delta - \beta} - 1$$

Aquí como antes, puede existir más de un valor para la TIR debido a la forma funcional que toma el VPN. Son claras, entonces, las bondades y desventajas que plantean este tipo de consideraciones al ACB, haciendo la evaluación casi discrecional -dependiendo de nuestra elección de δ^2 y δ^1 , la inversión es más o menos rentable. En todo caso, presenta una opción operacional Además habrá que contar con las dificultades al identificar e incluir ciertas consideraciones en la evaluación del proyecto.

Finalmente teniendo en cuenta que el modelo ENPEP⁷, empleado por la UPME (2014), recurre a un análisis de equilibrio parcial para el sector y define escenarios de desempeño alto, medio y bajo, generando proyecciones de precios y balance de GNV/GLP en el país, sería posible aplicarlas al cálculo de los beneficios netos, previamente ajustadas a precios sombra. Las externalidades, por su parte, exigen un tratamiento diferente soportado en los métodos de valoración enlistados en el Cuadro 1, y los registros técnicos de emisiones y demás variables “ambientales” contempladas en la evaluación técnica del proceso.

⁷ Es un modelo de equilibrio parcial no-lineal, desarrollado por el Departamento de Energía de los Estados Unidos, que empareja la demanda por energía con la tecnología y recursos disponibles en una economía. Su simulación del mercado le permite determinar la respuesta de varios segmentos del sistema energético ante cambios en los precios y niveles de demanda. Sus insumos básicos incluyen información sobre el sector energético, datos de producción y consumo, el crecimiento proyectado de la demanda y las restricciones técnicas y de política que enfrenta.



3.2 ESTIMATIVO DE LA VIABILIDAD ECONÓMICA PARA EL PROCESO DE CONVERSIÓN DIÉSEL-GNV/GLP.

Tomando como base el presente año y proyectando el proceso de conversión Diésel-GNV/GLP a un horizonte de 15 años; se condujo una primera evaluación de su viabilidad económica, restringida al GNV. Fueron empleadas las series históricas de la Tasa de Interés Interbancaria (TIB), publicadas por el Banco de La República; series de precios GNV, reportadas por la UPME (2014) en su Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano; la información de costos operativos y de mantenimiento para vehículos “medium-duty”/“heavy-duty” (MD/HD), registradas en documentos técnicos, tasadas a pesos colombianos teniendo en cuenta las variaciones en la inflación. Igualmente se optó por emplear como Costo de Inversión el gasto promedio por estación de gas, para la misma sección de la flota Diésel.

Para evaluar la viabilidad económica de la conversión diésel-GNV/GLP, al cual se vería sometida la flota de vehículos de carga media y pesada; este proceso será concebido como un proyecto de inversión, cuyo principal objetivo versa en los términos recién expuestos. Tal enfoque lo considera paquete discreto de inversiones, insumos y actividades diseñado para eliminar o reducir restricciones al desarrollo, procurando lograr productos y beneficios mediados por aumentos en productividad y mejoras en el bienestar de una comunidad sobre un periodo de tiempo. En consecuencia, es considerado esencial para la implementación de políticas públicas que materializan las metas consignadas en el Plan de Desarrollo, en tanto instrumento formal y legal mediante el cual se trazan los objetivos del Gobierno Nacional⁸. Nótese que en este contexto los costos operativos y de mantenimiento diferenciales por tipo de vehículo y combustible, constituirán insumo esencial para la ejecución de la evaluación, lo cual implica que la perspectiva del usuario es contemplada y cubierta; tan solo es integrada a un marco analítico más amplio con el potencial de alimentar decisiones puntuales o la formulación de política pública asociada.

Los objetivos finales e intermedios del proyecto definen un ciclo propio, en tanto estrategia para su consecución, constantemente retroalimentada. Este ciclo se desarrolla en tres etapas:

⁸ A propósito del sector cabe señalar que: “la propuesta del gobierno apunta a eliminar las restricciones que en materia de capacidad de transporte tiene el país y que bajo ciertas circunstancias, ocurrencia del fenómeno del Niño o mantenimiento de planta y redes, ha ocasionado interrupciones en el suministro o un racionamiento temporal del producto. Sin embargo, la propuesta es muy general y deja entrever un posible reajuste tarifario como resultado de la construcción de nueva infraestructura, tanto en transporte como en distribución. En el caso del GLP el gobierno le apuesta a continuar con el fortalecimiento del nuevo esquema de marcas, mediante la consolidación de la reorganización empresarial y un marco regulatorio que garantice la prestación del servicio y de protección efectiva a los usuarios” (Contraloría General de la República, 2011).



formulación, gestión y evaluación (ex-post), que presentarán *loops* o mecanismos que permitan reevaluar o confirmar el desarrollo del mismo. Ahora nos encontramos durante la primera, por lo cual corresponde generar información para adelantar este ciclo, estimando la viabilidad de la propuesta primera, fundada en los parámetros técnicos estipulados en el estudio técnico. Esto significa conducir su evaluación ex-ante.

Por evaluación se entiende un ejercicio de análisis de la pertinencia, eficacia, eficiencia e impacto del proyecto teniendo en cuenta sus objetivos. Esta contempla diferentes dimensiones del análisis (Mokate, 2005):

- **Financiera** (Punto de vista de un inversionista privado)
Se preocupa por determinar el balance de ingresos y egresos atribuibles a la realización del proyecto; es decir se preocupa por determinar su rentabilidad o flujo de ingresos netos positivos. Cuantificarla, implica generar información que permita contrastarla con otras alternativas u oportunidades de inversión. Eventualmente, también se buscaría determinar si todos los costos pueden ser cubiertos oportunamente, para diseñar el plan de financiamiento. Como la evaluación financiera presente no asume el punto de vista de un inversionista privado, el énfasis no descansa en los flujos monetarios efectivamente recibidos o desembolsados por cuenta del proyecto i.e. aquellos registrados en sus libros contables, sino en los flujos netos del subsector energético dedicado al transporte, exclusivamente.
- **Económica** (Punto de vista de la comunidad)
Indaga por el aporte del proyecto al bienestar colectivo. La evaluación económica compara costos y beneficios, es decir los flujos de recursos reales del proyecto: evalúa la contribución neta de recursos que aportan bienestar.
- **Social** (Perspectiva comunitaria)
Se concentra en la contribución al bienestar colectivo, pero además procura determinar su impacto distributivo. Indaga la posibilidad de aumentar el bienestar colectivo bajo criterios de equidad y justicia distributiva.

El peso de cada componente viene dictado por el objetivo del proyecto y su naturaleza. En este caso, como la convocatoria a realizar el estudio no fue presentada bajo el formato de proyecto, y teniendo en cuenta las limitantes informacionales y temporales para su ejecución, simplemente se tuvieron en cuenta los actores directos i.e. el Gobierno en tanto ejecutor del proyecto, y los usuarios de los vehículos MDV. En esa medida las consideraciones distributivas pueden ser relegadas en una fase más avanzada del ciclo, y en este momento se centraría la atención en las dimensiones financiera y económica.



Resta entonces definir las variables pertinentes y un indicador que permita sintetizar el resultado de la evaluación. Para tales efectos se buscaron las variables básicas para la caracterización del flujo de fondos, es decir aquellas asociadas a egresos/costos y ingresos/beneficios (Ver Tabla 5).

Puesto que los beneficios del proyecto vienen dados por los cambios en la demanda y externalidades positivas, se requieren proyecciones razonables sobre el comportamiento futuro de los precios GNV/GLP acompañados de su respectiva demanda, y alguna idea sobre el Costo Social del Carbono y el Valor Estadístico de un Vida. Los primeros indicarán el flujo de ingresos, los otros permitirán calcular los beneficios asociados a mejoras en los calidad y niveles de Servicios Ecosistémicos de Regulación Atmosférica (SERA), y calidad de vida asociada a la reducción en las emisiones (BS).

Tabla 5. Variables que determinan el flujo de fondos

| Parámetro | Medida | Fuente |
|---|---|---|
| Año Base | 2014 | Grupo Base |
| Horizonte Temporal | 15 años | Grupo Base |
| Tasa de Interés Interbancaria (TIB-TIO) | - | BanRep |
| Precios | \$/MPCD | Ecopetrol (Precios de Referencia) |
| Demanda Potencial | MPCD | UPME |
| Reducción de Emisiones CO | \$/Km | Grupo Base (Modelo Técnico)/EPA (2010) |
| Reducción de Emisiones NOx | \$/Km | Grupo Base (Modelo Técnico)/EPA (2010) |
| Reducción de Emisiones HC | \$/Km | Grupo Base (Modelo Técnico)/EPA (2010) |
| Reducción de Emisiones PM | \$/Km | Grupo Base (Modelo Técnico)/EPA (2010) |
| Impactos positivos sobre la Salud | \$/Km | Grupo Base (Modelo Técnico)/EPA (2010) |
| Costos Activos Fijos Costos Activos Nominales Costos de Inversión | Inversiones en Capital de Trabajo \$ | - |
| Costos Operativos | \$/Km | Mantilla et al. 2009/ Grupo Base (Modelo Técnico) |
| Costos de Mantenimiento | \$/Km | Mantilla et al. 2009 |

Fuente. Elaboración Propia



Por su parte, los costos obedecen a una tipología más variada: costos de inversión⁹, costos operativos y externalidades negativas, que exige ser desagregada.

Los costos de inversión, generalmente, se concentran en los primeros períodos del proyecto. No obstante, pueden efectuarse inversiones en capital de trabajo o inversiones en la reposición o expansión del stock de activos fijos o nominales en cualquier momento de la vida del proyecto. Efectivamente, estos costos se dividen entre:

Costos por adquisición de activos fijos: Desembolsos por compra de:

- Terrenos.
- Edificios.
- Equipo, maquinaria y obras de instalación o apoyo.
- Ejecución de obras civiles.

Su costo total deberá contemplar su adquisición y puesta en funcionamiento:

- Costos de construcción.
- Compra o importación.
- Fletes y seguros de transporte.
- Instalación y puesta en marcha.

Costos de inversión en activos nominales: Desembolsos por la adquisición de activos intangibles necesarios para ejecutar el proyecto:

- Tramitación de patentes y licencias.
- Transferencias de tecnologías.
- Asistencia técnica.
- Gastos de constitución y organización.
- Capacitación y entrenamiento.
- Inversiones en capital de trabajo: Fondos que deben ser comprometidos para conseguir activos de corto plazo e insumos para el ciclo productivo necesarios en el funcionamiento del proyecto.

⁹ Los costos de inversión son una cuenta del balance general i.e. no forman parte del estado de pérdidas y ganancias, dado que representan el intercambio de un activo por otro: el cambio de efectivo o dinero por un activo fijo o nominal.



El indicador empleado para evaluar rentabilidad fue la tasa interna de retorno, pues permite seleccionar alternativas de manera más inmediata. Esta es la tasa de descuento intertemporal a la cual los ingresos del proyecto apenas cubren los costos de inversión, es decir es la tasa de interés que hace el Valor Presente Neto del proyecto igual a cero. Indica la tasa de interés de oportunidad para la cual el proyecto será apenas aceptable. En el entendido que la tasa de interés de oportunidad es la tasa de rendimiento a la cual el inversionista podría poner ese dinero en el mercado financiero, representando su costo de oportunidad. Como tasa de tasa de interés de oportunidad se tomó la TIB (Tasa interbancaria a un día) hace referencia a una tasa de interés a la cual los intermediarios financieros¹ se prestan fondos entre sí por un día (préstamos “overnight”).

3.2.1 Tasa de interés de oportunidad

La Tasa de Interés de Oportunidad (TIO) sintetiza el costo de oportunidad de los recursos invertidos. Es una tasa de rendimiento entre alternativas de inversión. En la medida que cualquier proyecto de inversión compite con la colocación de los fondos, a ella dedicados, en mercados financieros, su ejecución implicaría sacrificar la tasa de retorno que reportaría esta destinación alternativa. Aunque contingente a las características del inversionista, una tasa de interés que refleje la incertidumbre inherente a los préstamos interbancarios en el mercado monetario no-colateralizado, constituiría una muy certera variable proxy.

El mercado monetario colombiano comprende la transacción de deuda en plazos inferiores a un año emitida por el Gobierno, intermediarios financieros o entidades públicas/privadas. El Banco de la República también participa en él, garantizando niveles de liquidez coherentes con las metas de política monetaria atinentes a la tasa de inflación objetivo. Así el mercado facilita la financiación de emisores de deuda, la ejecución de política monetaria y, por extensión, la adecuada formación de la estructura temporal de tasas de interés.

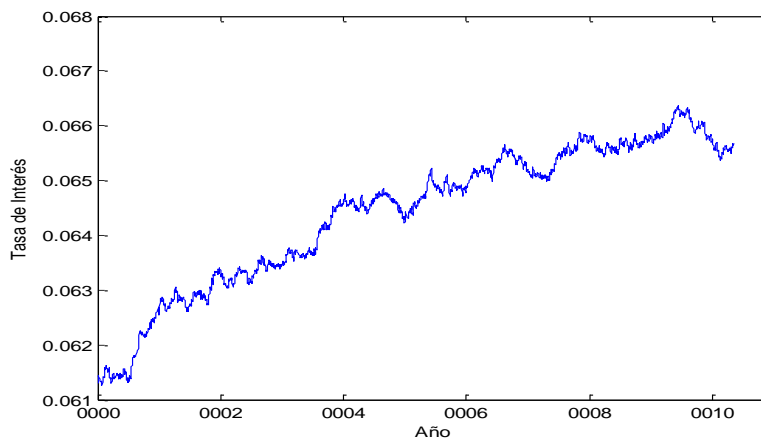
Está casi completamente caracterizado por tres instrumentos (BanRep, 2010): títulos de valores (TES, CDT y Papeles Comerciales), préstamos interbancarios (préstamos “overnight” entre entidades financieras) y de títulos (intercambios de títulos por dinero o títulos diferentes). Sobre los últimos se concentra gran parte de su funcionamiento, agrupados en REPO’s (ventas de un activo con pacto de recompra por un precio y dentro de un plazo determinado), “buy-sell-back’s” (operaciones simultáneas para obtener dinero o títulos), y transferencias temporales de valores (intercambios de dinero y títulos, respaldados por el primero). Puesto que su funcionamiento obedece a la necesidad de la liquidez en el corto plazo, la mayoría de sus instrumentos tienen una breve expectativa de vida: entre 1 a 15 días; exceptuando los títulos de valores, emitidos en un plazo promedio de 135 días.



Las operaciones entre entidades financieras (préstamos interbancarios) constituyen el mercado interbancario de dinero, comúnmente clasificadas como colateralizadas o no-colateralizadas, según sus exigencias sobre la constitución de garantías. Los establecimientos bancarios (más del 70%), corporaciones financieras, compañías de financiamiento comercial y entidades financieras especiales, son los actores que participan de él.

Las operaciones no-colateralizadas tienen vigencia diaria, y son efectuadas vía telefónica sin el amparo de activo alguno, atendiendo la justeza del horizonte temporal en el que se desarrollan. El riesgo inherente a la contraparte, se mitiga fijando cupos de crédito. Reflejo de ese mismo riesgo crediticio, es la tasa promedio de transacciones “overnight”, ponderada por sus respectivos montos, o Tasa de Interés Interbancaria; cuyos niveles indican las condiciones de liquidez en el mercado monetario local.

Figura 4. Comportamiento de la TIB 2014-2029



Fuente. Elaboración propia

Atendiendo a estas consideraciones, la TIB fue tomada como referente en tanto TIO representativa. Ella fue proyectada para el periodo 2014-2029, mostrando un comportamiento razonable, dentro de los rangos que se considerarían consistentes con el crecimiento del PIB previsto, que le asocian a tasas de entre el 4.5% y 5.2% anual; confirmando la hipótesis que esgrime la validez del crédito bancario como canal de transmisión para la política monetaria i.e. los incrementos (descensos) en las tasas de interés de intervención del BC, se trasladan a las tasas de mercado de igual y mayor plazo (sean de captación o colocación), generando un descenso (incremento) en la demanda de crédito, reducciones (aumentos) en el consumo, la inversión, y por extensión, en la demanda agregada y los precios.

Parfraseado en los términos de Jalil et al. (2005) es factible que cambios en la TIB afecten directamente las tasas activas de menor plazo y riesgo (tesorería y preferencial), incidiendo

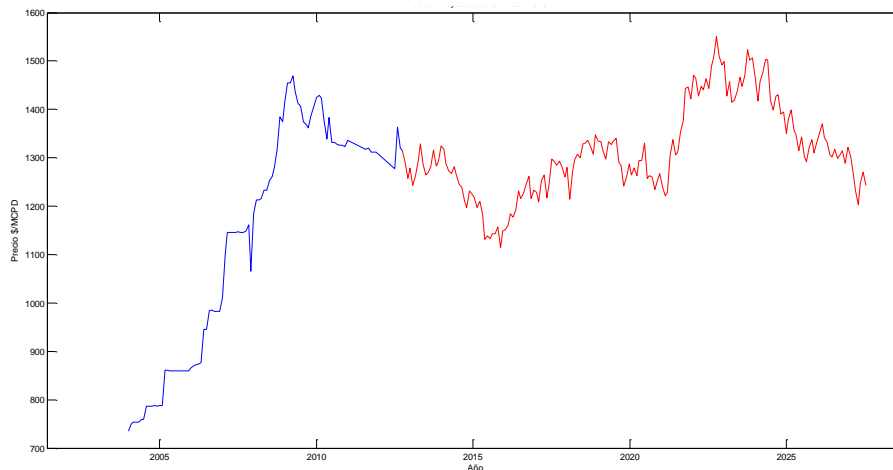


sobre la DTF o viceversa. La DTF, a su vez, afecta las tasas de crédito ordinario y de consumo. En últimas parecería tratarse de una manifestación de la Regla de Taylor: fórmula analítica con sustento empírico que vincula cambios de la Tasa de Interés fijada por el Banco de la República, en tanto instrumento de política, con desviaciones de la inflación respecto a su nivel objetivo, y el PIB respecto a su nivel potencial.

3.2.2 Ingresos y beneficios

Igualmente fueron proyectados los precios del GNV, teniendo en cuenta que los estimativos futuros de su demanda han sido previamente calculados por la UPME (2014) bajo varios escenarios de desempeño económico. Como la TIB, su proyección fue realizada ajustando los datos históricos a un movimiento geométrico browniano (MGB).

Figura 5. Proyección Precios GNV 2024-2029



Fuente. Elaboración propia

El comportamiento de los precios GNV fue modelado como un proceso aleatorio normalmente distribuido cuya volatilidad puede ser estimada con información precedente, dando solución al modelo Black-Scholes-Merton; es decir guarda consistencia con la Hipótesis de Mercados Eficientes: la información sobre precios anteriores ya se encuentra incorporada en los presentes, haciendo su movimiento siguiente condicionalmente independiente de variaciones pasadas. Así genera estimativos sobre derivados financieros, o productos de igual naturaleza, cuyo precio depende del reportado por otro activo subyacente, que en muchos casos equivale al tipo de interés mismo (Pindyck, 1999). Con una idea general sobre tal comportamiento, el riesgo inherente a la inversión en función del valor de GNV proyectado, es capturado mediante una simulación de Monte Carlo.



Los resultados del modelo MGB muestran una recuperación ostensible para superar el máximo reportado durante el decenio anterior, tras una leve caída durante el primer lustro, siguiendo las principales previsiones sobre los precios del petróleo, al cual se mostró altamente sensible en la Sección 1: las tendencias del balance oferta-demanda, impulsarán los precios del petróleo en más o menos 2.5 p.p. por año entre 2015-2020, para luego descender jalonada por un crecimiento disminuido en 0.2% de la demanda durante 2020-2030, reflejo de un PIB igualmente comportado y considerables volúmenes almacenados del combustible; situación, que podría inducir una reacción anticíclica en el mercado GNV, sobre tal horizonte temporal.

Finalmente las externalidades positivas ambientales i.e. mejoras en la calidad de vida asociadas a la reducción de emisiones (BS), y el flujo de SERA, fueron monetizadas acudiendo al método “Transferencia de Beneficios”, presentado en la Tabla 6, trasvasando resultados obtenidos en estudios previos, para un contexto diferente, al propio. Este consistió en el ajuste de aquellos estimativos por la razón entre el PIB per cápita de ambos países -para el cual fue realizada la valoración original (E.E.U.U.), y al cual se desea “transferir” la información (Colombia)-; estandarizándoles al año del estudio (2006) i.e.

$$B_{Col} = B_{EEUU} \frac{PIBpc_{Col}}{PIBpc_{EEUU}}^{\varepsilon}$$

; donde B_{Col} : Beneficio en el contexto colombiano, B_{EEUU} : Beneficio en la contexto estadounidense, $PIBpc_{Col}$: Producto interno bruto promedio por habitante colombiano, $PIBpc_{EEUU}$: Producto interno bruto promedio por habitante estadounidense, y ε : elasticidad ingreso de la demanda (indica la sensibilidad de las cantidades demandadas ante variaciones de la renta o ingresos). Así son derivados los BS a partir del Valor Estadístico de una Vida, parámetro estimado en 2006 para la conducción de ACB, sobre las propuestas de política ambiental a cargo de la EPA. Este indica el monto que está dispuesto a pagar un individuo (habitante de E.E.U.U.) por mitigar el riesgo a morir en condiciones ambientales adversas, relacionadas con altos niveles de contaminación (EPA, 2010). La disponibilidad a pagar es recuperada acudiendo a métodos de preferencia revelada, arrojando un valor de U\$ 7.4 millones (2006).

Para los SERA, la variable que sintetiza el beneficio monetario es el Costo Social del Carbono. Este es un estimativo que captura los impactos asociados a un incremento acumulativo en las emisiones de CO2 en un año determinado, incluyendo cambios en la productividad neta agrícola, daños por riesgo de inundaciones y el valor de los Servicios Ecosistémicos sometidos a escenarios moderados de cambio climático (Interagency Working Group on Social Cost of Carbon, 2010). En el 2010, la EPA soportada por un grupo interadministrativo de agencias gubernamentales, se dió a la tarea de calcularlo acudiendo a Modelos de Evaluación Integrada (MEI). Los MEI consisten en modelos de equilibrio general que combinan patrones climáticos, ciclos biogeoquímicos, el desempeño de la economía global y circuitos de retroalimentación.



Su atención se centró en las formas estilizadas y reducidas de los modelos DICE (Dynamic Integrated Model of Climate and the Economy), FUND (Climate Framework for Uncertainty and Distribution) y PAGE (Policy Analysis of the Greenhouse Effect). La síntesis de sus resultados es reportada en la Tabla 6. Si bien ellos indican el costo social por tonelada de CO₂ emitida, es posible extenderle a otros gases teniendo en cuenta sus respectivos potenciales de calentamiento global (GWP) i.e. su capacidad para atrapar calor en la atmósfera sobre un período de tiempo definido en función del forzamiento radiativo del CO₂. Así el producto entre el Costo Social del Carbono, las diferencias en factores de emisión (GNV-Diésel), su GWP correspondiente, el recorrido anual medio de los vehículos y tamaño de la flota GNV, ayudará a hacerse una buena idea de los impactos económicos (monetarios) por SERA.

Tabla 6. Costo social del carbono (u\$/ton) promedio para varias tasas de descuento intertemporal 2010-2030

| Año | 5% | 3% | 2.50% | 3% (95o) |
|------|-----|------|-------|----------|
| 2010 | 4.7 | 21.4 | 35.1 | 64.9 |
| 2011 | 4.9 | 21.9 | 35.7 | 66.5 |
| 2012 | 5.1 | 22.4 | 36.4 | 68.1 |
| 2013 | 5.3 | 22.8 | 37 | 69.6 |
| 2014 | 5.5 | 23.3 | 37.7 | 71.2 |
| 2015 | 5.7 | 23.8 | 38.4 | 72.8 |
| 2016 | 5.9 | 24.3 | 39 | 74.4 |
| 2017 | 6.1 | 24.8 | 39.7 | 76 |
| 2018 | 6.3 | 25.3 | 40.4 | 77.5 |
| 2019 | 6.5 | 25.8 | 41 | 79.1 |
| 2020 | 6.8 | 26.3 | 41.7 | 80.7 |
| 2021 | 7.1 | 27 | 42.5 | 82.6 |
| 2022 | 7.4 | 27.6 | 43.4 | 84.6 |
| 2023 | 7.7 | 28.3 | 44.2 | 86.5 |
| 2024 | 7.9 | 28.9 | 45 | 88.4 |
| 2025 | 8.2 | 29.6 | 45.9 | 90.4 |
| 2026 | 8.5 | 30.2 | 46.7 | 92.3 |
| 2027 | 8.8 | 30.9 | 47.5 | 94.2 |
| 2028 | 9.1 | 31.5 | 48.4 | 96.2 |
| 2029 | 9.4 | 32.1 | 49.2 | 98.1 |
| 2030 | 9.7 | 32.8 | 50 | 100 |

Fuente. Interagency Working Group on Social Cost of Carbon, United States Government, 2010.



3.2.3 Egresos y costos

Los costos operativos y de mantenimiento, fueron tomados de las proyecciones realizadas por Mantilla et al. (2009). Ellas contemplan vínculos relacionales entre la estructura de costos por vehículo con sus frecuencias medias de mantenimiento indispensable y preventivo. Determina un costo parcial por kilómetro recorrido, ponderados por los totales (mano de obra, insumos y componentes). Los estimativos finales constituyen la agregación de estos valores al costo del combustible, también, por kilómetro recorrido (Ver Tabla 7).

Tabla 7. Costos de mantenimiento y operativos para vehículos MD/HD

| Costo | Diésel | | Dedicado GNV | |
|-------------|--------|------|--------------|------|
| Motor | 95 | 10,6 | 161 | 22,0 |
| Combustible | 716 | 79,7 | 493 | 67,3 |
| MP | 87 | 9,7 | 79 | 10,8 |
| Total | 898 | 100 | 733 | 100 |

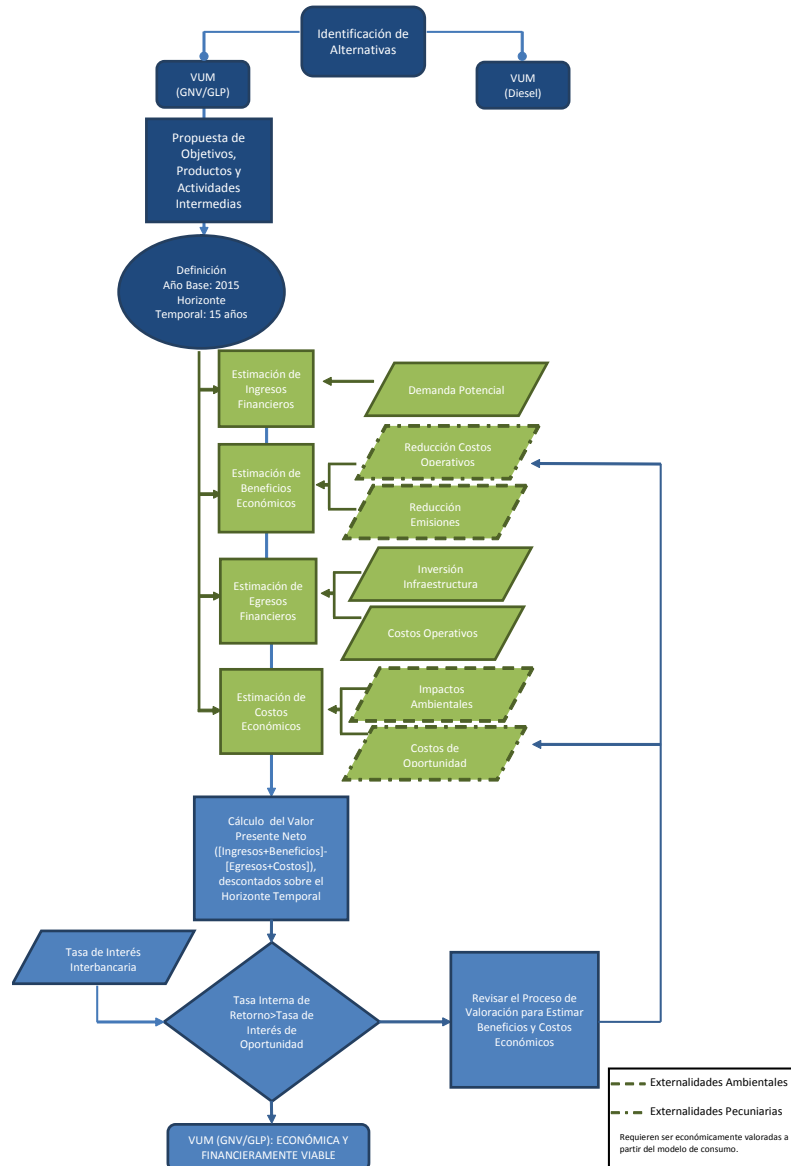
Fuente. Mantilla et al. 2009

3.3 RESULTADOS

Con los insumos anteriores se procede a ejecutar el ACB, según lo estipulado en la Subsección 3.1 integrando las variables anteriores como en el diagrama de flujo (Ver Figura 6), para derivar su correspondiente Tasa Interna de Retorno (TIR), en tanto indicador de rentabilidad. Su comparación directa con la TIB promedio, durante el período proyectado, genera un criterio para evaluar la viabilidad del proceso: $TIR=1.08 > 0.0637 \sim TIB$ i.e. los beneficios totales reponen la inversión por completo, en el proceso de conversión diésel-GNV, induciendo ganancias proporcionales. Evidentemente, las externalidades ambientales (SERA y BS), potencian las bondades del proceso, haciéndole mucho más atractivo desde la perspectiva de la nación. La aplicación del modelo sobre casos puntuales, explicita aún más tal afirmación.



Figura 6. Diagrama de flujo de la evaluación económica (Análisis Costo-Beneficio)



Fuente. Elaboración Propia

En las Tablas 8 y 9, se hace un sumario recuento de los recorridos, consumo de GNV y su equivalente en galón de Diésel, para los vehículos probados en ruta: “UNIGAS” (GLP), “UNIGAS” (Transformado: GLP), “Argos” (Dual: GLP/Diésel), “Iveco” (Dedicado: GNV) y “Servientrega” (Transformado:GNV) y “Masivo” (Dual: GNV/Diésel). Como era previsible, el volumen de GLP y GNV empleado por kilómetro andado es superior al requerido de Diésel



para efectuar el mismo desplazamiento, atendiendo la diferencia en su capacidad energética; exceptuando el caso de “Argos”. Sin embargo el valor de aquellos desplazamientos marginales (unitarios) i.e. el costo asumido por el usuario, cada kilómetro, no traducen la “eficiencia energética” en ventaja económica (Ver Tablas 10 y 11). Acudiendo al promedio de los precios GNV, GLP y ACPM, consolidados durante los últimos 12 meses por el Sistema de Información de Petróleo y Gas Colombiano (15/07/2014-31/07/2014), se tiene un ahorro (igualmente promedio) del 53% en los costos operativos asociados al consumo de GLP y GNV, reportando máximos de hasta 87% (“Argos”-Dual) y 71% (“Masivo”-Dual), y mínimos de 36% (“UNIGAS”-Transformado) y 47% (“Servientega”-Transformado); dadas las características propias de sus respectivos mercados y cadenas de valor (Ver Sección 1).

Tabla 8. Consumo unitario de GLP/diésel por tipo de vehículo (2014).

| Tipo de Vehículo | Recorrido (km) | Consumo GLP (gal) | Consumo Diesel (galE) | Consumo Unitario GLP (m3/km) | Consumo Unitario Diésel (GLE/km) |
|---------------------|----------------|-------------------|-----------------------|------------------------------|----------------------------------|
| Transformado UNIGAS | 51.00 | 5.40 | 3.83 | 0.11 | 0.08 |
| UNIGAS | 72.90 | 19.40 | 13.69 | 0.27 | 0.19 |
| Dual Argos | 328.56 | 3.10 | 10.41 | 0.01 | 0.03 |

Fuente. Elaboración Propia

Tabla 9. Consumo unitario de GLP/diésel por tipo de vehículo (2014).

| Tipo de Vehículo | Recorrido (km) | Consumo GNV (m3) | Consumo Diesel (galE) | Consumo Unitario GNV (m3/km) | Consumo Unitario Diesel (GLE/km) |
|------------------|----------------|------------------|-----------------------|------------------------------|----------------------------------|
| Dual Masivo | 87.00 | 8.13 | 4.37 | 0.09 | 0.05 |
| Servientrega | 52.00 | 22.76 | 6.67 | 0.44 | 0.13 |
| Dedicado Iveco | 32.00 | 8.53 | 2.50 | 0.27 | 0.08 |
| | 374.00 | 60.60 | 17.76 | 0.16 | 0.05 |

Fuente. Elaboración Propia

Tales conclusiones eran apenas predecibles. Lejanos a la obviedad, en cambio, resultan los beneficios relacionados con la reducción de emisiones. Las Tablas 12 y 13 reportan factores de emisión, y sus respectivos GWP por tipo de combustible, para los vehículos de combustible



flexible i.e. “Gragos” (Dual: diésel-GLP) y “Masivo” (Dual: diésel-GNV), precisamente aquellos con más altas tasas de ahorro asociado a gasto en energéticos. Si aplicamos el método de valoración para las externalidades positivas sobre el SERA, presentado en el apartado 3.2.2, involucrando el Costo Social del Carbono estimado para el 2014 (Ver Tabla 6), se tendrán beneficios de aproximadamente \$397 y \$4489 por recorrido, para GLP y GNV, en correspondencia.

Tabla 10. Ahorros en consumo por tipo de vehículo GLP (2014)

| Tipo de Vehículo | Recorrido (km) | Valor Consumo Unitario GLP (\$/km) | Valor Consumo Unitario Diésel (\$/km) | Ahorro Unitario (\$/km) | Ahorro Total | |
|---------------------|----------------|------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------|--------------|--------------|
| Transformado Unigas | 2 | 51.00 | \$ 395.79 | \$ 620.17 | \$ 224.38 | \$ 11,443.35 |
| Transformado Unigas | 1 | 72.90 | \$ 994.76 | \$ 1,550.82 | \$ 556.05 | \$ 40,536.27 |
| Dual Gragos | 328.56 | \$ 35.27 | \$ 261.65 | \$ 226.38 | \$ 74,379.68 | |

Fuente. Elaboración Propia

Tabla 11. Ahorros en consumo por tipo de vehículo GNV (2014)

| Tipo de Vehículo | Recorrido (km) | Valor Consumo Unitario GNV (\$/km) | Valor Consumo Unitario Diésel (\$/km) | Ahorro Unitario (\$/km) | Ahorro Total |
|---------------------------|----------------|------------------------------------|---------------------------------------|-------------------------|--------------|
| Dual Masivo | 87.00 | \$ 120.02 | \$ 414.81 | \$ 294.79 | \$ 25,646.33 |
| Transformado Servientrega | 52.00 | \$ 562.16 | \$ 1,059.21 | \$ 497.05 | \$ 25,846.62 |
| Dedicado Iveco | 32.00 | \$ 342.36 | \$ 645.08 | \$ 302.71 | \$ 9,686.80 |
| | 374.00 | \$ 208.11 | \$ 392.12 | \$ 184.01 | \$ 68,818.32 |

Fuente. Elaboración Propia

Si bien los recorridos son disímiles entre pruebas, la estructura de costos es más atractiva para el usuario GLP, especialmente cuando emplea vehículos transformados. Estos le significan un ahorro, en términos de costos marginales evitados, cercanos a \$335 por Km, mientras los vehículos GNV implicarían cifras próximas a \$320 por Km. De igual forma ambos experimentarían un ahorro adicional de \$1.2¹⁰ y \$51 por Km, relacionado con un impacto positivo sobre la influencia de las coberturas vegetales y procesos biológicos que regulan el

¹⁰ No se incluye información sobre Material Particulado.



ciclaje de ciertos compuestos en la atmósfera y patrones climáticos, induciendo microclimas apropiados para el funcionamiento y desarrollo de plantas y animales, comunidades humanas inclusive i.e. Servicios Ecosistémicos de Regulación Atmosférica; tal como se indicó previamente. Estos beneficios no son despreciables. Aunque no capturan preocupaciones del muy corto plazo sobre los ingresos netos del usuario, sí recogen costos potenciales del mediano y largo plazo, suscitados por reducciones en la productividad media de la población económicamente activa, manejo de tormentas, sequías, inundaciones, incendios, etc.; que infligen afectaciones más profundas a los intereses colectivos

Tabla 12. Factores de emisión/Capacidad de calentamiento global (GWP) por tipo de gas para el vehículo dual diésel-GLP

| Emisiones | GWP (100 años) | Factor de Emisión Diésel (Ton/km) | Factor de Emisión GLP (Ton/km) | Valor SERA Diésel (\$/Km) | Valor SERA GLP (\$/Km) | Diferencial SERA Combustibles |
|-------------------|----------------|-----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|------------------------|-------------------------------|
| CO2 | 1 | 0.00114583 | 0.00089914 | \$49.62 | \$38.93 | \$10.682 |
| CO | 1.9 | 1.3185E-05 | 2.0485E-05 | \$1.09 | \$1.69 | -\$0.601 |
| CH4 (HC) | 25 | 6.6994E-08 | 1.2738E-06 | \$0.07 | \$1.38 | -\$1.306 |
| NOx | 298 | 1.3584E-05 | 1.417E-05 | \$175.28 | \$182.85 | -\$7.566 |
| PM (Black Carbon) | 680 | 4.531E-07 | - | \$13.34 | \$- | \$- |
| TOTAL | | | | \$239.39 | \$224.84 | \$1.209 |

Fuente. Elaboración Propia

Tabla 13. Factores de emisión/Capacidad de calentamiento global (GWP) por tipo de gas para el vehículo dual diésel-GNV

| Emisiones | GWP (100 años) | Factor de Emisión Diésel (Ton/km) | Factor de Emisión GNV (Ton/km) | Valor SERA Diésel (\$/Km) | Valor SERA GNV (\$/Km) | Diferencial SERA Combustibles |
|-------------------|----------------|-----------------------------------|--------------------------------|---------------------------|------------------------|-------------------------------|
| CO2 | 1 | 0.001630501 | 0.001083177 | \$70.60 | \$46.90 | \$23.70 |
| CO | 1.9 | 2.25173E-05 | 2.45688E-05 | \$1.85 | \$2.02 | -\$0.17 |
| CH4 (HC) | 25 | 7.70641E-08 | 1.17387E-06 | \$0.08 | \$1.27 | -\$1.19 |
| NOx | 298 | 3.28914E-05 | 3.12606E-05 | \$424.42 | \$403.38 | \$21.04 |
| PM (Black Carbon) | 680 | 2.87213E-07 | 7.95595E-09 | \$8.46 | \$0.23 | \$8.22 |
| TOTAL | | | | \$505.41 | \$453.80 | \$51.61 |

Fuente. Elaboración Propia



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Grupo de Investigación en Combustibles Alternativos, Energía, y
Protección del Medio Ambiente
Departamento de Ingeniería Mecánica y Mecatrónica
Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de Colombia –Sede
Bogotá D.C.
Carrera 30 No 45 –03, Edificio 453, Oficina 401
Tel.: 3165320, Fax.: 316533 Correo Electrónico:
gruicte_bog@unal.edu.co

Por supuesto este tipo de ahorro es significativo cuando monetizado, por la inmediatez en la evasión de tales gastos; pero medidas como esta, implementadas a una escala tan amplia como la flota de vehículos MD/HD, podría estimular resultados de magnitud similar a los suscitados por una Política Pública para mitigar el Cambio Climático. En este contexto el proceso de conversión diésel-GNV/GLP, es más que aconsejable; tan solo se espera que estas conclusiones puedan ser extendidas, en conjunción con el modelo técnico, alimentándole con información específica sobre consumo de combustible al nivel del usuario, para entonces complementar estos resultados. Nótese, por último, que el análisis precedente y su contraparte computacional también son aplicables a otros combustibles, y flexibles a la evaluación de tecnologías contrastantes.



4. RECOMENDACIONES

1. Las tecnologías operadas con gas natural vehicular en modo dedicado (motores originales dedicados a gas natural vehicular) pueden enfocarse a operaciones de vehículos de carga inter-urbana con capacidades de carga inferiores a 7 toneladas en un corto plazo. Las tecnologías con motor dedicado a gas natural son maduras para estas capacidades de carga. A mediano y largo plazo, los fabricantes de chasis prevén ingresar tecnologías dedicadas a GNV en capacidades mayores. La aplicación inter-urbana en el sector carga se garantiza por la amplia red de gas natural que existe en el país, que garantiza una disponibilidad del combustible en todo el territorio colombiano.
2. Las tecnologías operadas con motores dedicados a gas licuado del petróleo internacionalmente están maduras. En Colombia, se debe hacer énfasis en promover dichas tecnologías y para ello, existe una buena red de concesionarios que tienen toda la experiencia en comercializar vehículos con tecnologías alternativas, entre ellas, vehículos con motores dedicados a GLP.

Paralelamente, la masificación de esta tecnología debe ir asociada a la implementación de redes de distribución de GLP automotor con todas las especificaciones que ello demanda. Estaciones acordes, sistemas de cobro apropiados, redes destinadas para la distribución de GLP, calidades de GLP para servicio automotriz, formación de mano de obra calificada en esta tecnología, entre otros, serán retos de este sector para penetrar un mercado que se ha caracterizado por muchos años como un sector de combustibles líquidos.

3. Tecnologías en sistemas duales (GNV/GLP y diésel), se recomiendan como alternativas para servicio urbano en transporte de carga como un medio de reducir parcialmente el material particulado, el cual es el principal contaminante en los grandes centros urbanos. Sin embargo, es fundamental enunciar que el enfoque al que se debe apuntar el uso del gas como combustible en sistemas duales es el ambiental, ya que el uso de esta clase de sistemas en vehículos de carga de servicio urbano, no representa mayores ahorros para el usuario final en términos de ahorro por combustible.

De igual forma, un vehículo operando con un sistema dual requiere de manejos más cuidadosos en su mantenimiento para garantizar las ventajas que éste puede traer. Adicionalmente, y por las condiciones de operación y de mantenimiento de los vehículos de carga pequeña y mediana en Colombia, los sistemas duales no se recomiendan para



servicios inter-urbanos. Es usual en Colombia operar esta clase de vehículos a condiciones de carga por encima de sus límites, y un sistema dual que puede aportar más energía que en su condición base (diésel), puede generar riesgos operativos a los vehículos y a quienes los operan. Contrario, los vehículos de carga urbanos como servicio de mensajería, servicios de mezcla de cementos, servicios de entrega de materiales en la industria de la construcción, entre otros, garantizan casi siempre transporte de cargas (en algunos casos cargas bajas) en trayectos relativamente cortos que sirven para minimizar esta clase de riesgos que pudieran presentarse con los sistemas duales.

4. Promover un proceso de reestructuración tarifaria del GNV y el GLP y la evaluación de la indexación de los precios de los combustibles gaseosos a los del petróleo, para que los criterios de rentabilidad no se vean desvirtuados ni se opaque la viabilidad técnica y ambiental de las nuevas tecnologías. En el término más inmediato, las dinámicas de los precios del GNV obedecen a factores exógenos y transitorios que incluyen el clima, la estacionalidad de su producción y almacenamiento. Así, dado el rezago en el ajuste de los precios del GNV, el énfasis para la revaluación del esquema tarifario tiene que estar puesto sobre las variables asociadas a esos factores transitorios, salvaguardando la sostenibilidad financiera de procesos como la conversión de la flota de vehículos de usos medio y pesado, a GNV o GLP.
5. Estandarizar el precio del GLP a ser utilizado como combustible vehicular, siguiendo el modelo ya aplicado al GNV.
6. Monetizar los flujos de Servicios Ecosistémicos de Regulación Atmosférica, además de los beneficios inmediatos derivados de una reducción en los costos operativos asociados al GLP y GNV. Su encadenamiento e incidencia sobre otros Servicios Ecosistémicos de Regulación o Soporte ajenos a la lógica de mercado, puede ser mucho más importante. En estos términos, el GNV induce condiciones ambientales más favorables que el GLP.
7. Fomentar procesos de producción que garanticen un mayor contenido de propanos, pero baja concentración de olefinas, para contribuir a mejores procesos de vaporización y limpieza durante la combustión, evitando la polimerización de las olefinas en gomas que desestabilizan el producto y cuya acumulación puede reducir la eficiencia operativa de los cilindros.



BIBLIOGRAFÍA

- [1] National Renewable Energy Laboratory. NREL. R. BARNIT, K. CHANDLER. In-use Comparison of Hybrid Electric, CNG, and Diésel Buses at New York City Transit. 2008. Copyright © 2008 SAE International.
- [2] CONVENIO 013 DE 2013. Secretaría Distrital de Ambiente y Universidad Nacional de Colombia, 2013
- [3] Andrew C. Polk, Chad D. Carpenter, Kalyan Kumar Srinivasan, Sundar Rajan Krishnan. An investigation of Diésel-ignited propane dual fuel combustion in a heavy-duty Diésel engine. ELSEVIER. 2014
- [4] UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA – Grupo de Investigación en Combustibles Alternativos, Energía y Protección del Medio Ambiente. Pruebas de validación, eficiencia energética y emisiones contaminantes sobre vehículo dedicado a combustible gas natural euro 6 SCANIA. Realizado para Scania Colombia/ Gas Natural Fenosa SA ESP. 2014.
- [5] SAE J1616. Recommended Practice for Compressed Natural Gas Vehicle Fuel. Issued Feb 1994.
- [6] S. Mokhtab, W. Poe, J. Speight. Handbook of Natural Gas transmission and Processing. Elsevier. 2006.
- [7] Julio Pérez, Manuel Cabarcas, Jesús Archila, Yamil Yubran. 2005. Potencial de la tecnología “Gas To Liquids –GTL” en Colombia. CIGP – Universidad Industrial de Santander, Ecopetrol S.A. Gerencia regional sur, Neiva – Huila.
- [8] José R. Freire. 2013. Usos del gas natural en el transporte. Gas Natural Fenosa (España)
- [9] BIPHASE TECHNOLOGIES. Liquid propane Electronic fuel injection LPEFI® – General Diagnostic Manual. 2014
- [10] Jorge Díaz. 2006. Gas Natural Licuado, Tecnología y mercado. Instituto Argentino de la Energía “General Mosconi”. Trabajo de investigación.
- [11] Indian Auto LGP. 2008. Booklet OnSafe Practices/Check list. Pg 20. LPG Installation – schematic diagram.
- [12] ASOCIACIÓN EUROPEA DEL GPL. 2009. El Autogás en Europa, La alternativa sostenible
- [13] Landi Renzo. <http://www.landi.it/> Revisada el 7 de julio de 2014
- [14] Landi Renzo Diésel Metano <http://www.Diéselmetano.it/it/index.php> Revisada el 7 de julio de 2014
- [15] Landi Renzo – Bay tech. <http://www.landiusa.com/baytech> Revisada el 7 de Julio de 2014
- [16] American Power Group Inc. <http://americanpowergroupinc.com/about-dual-fuel/technology> Revisada el 7 de Julio de 2014



- [17] NGV Motori USA. <http://www.ngvus.com/index.php> Revisada el 7 de Julio de 2014
- [18] Omnitek Engineering Corp. <http://www.omnitekcorp.com/dng.htm> Revisada el 7 de Julio de 2014.
- [19] Clean Fuel USA. <http://www.cleanfuelusa.com/> Revisada el 7 de Julio de 2014
- [20] Roush Clean Technologies. <http://www.roushcleantech.com/content/fuel-system-overview>
- [21] PEMEX. <http://www.ref.pemex.com/octanaje/24DIÉSEL.htm>. Revisado el 13 de Julio de 2014
- [22] NATURGAS. http://www.naturgas.com.co/htms/contenido-colombia-sigue-en-el-top-10-de-transporte-a-gas-natural-vehicular_367.html Revisada el 7 de Julio de 2014
- [23] PERIÓDICO EL HERALDO. Abril 2014. <http://www.elheraldo.co/economia/promigas-construye-planta-de-gas-natural-licuado-149343> Revisado el 9 de julio de 2014
- [24] PERIÓDICO EL TIEMPO. Abril 2014. <http://www.eltiempo.com/archivo/documento/CMS-13870216> Revisado el 9 de Julio de 2014
- [25] INDIAN AUTO LGP COALITION. http://www.iac.org.in/4-wheelers-conversion.php.fecha_de_consulta_02/07/14 Revisado el 9 de Julio de 2014
- [26] Azqueta D. y Ferreiro A. Análisis Económico y Gestión de Recursos Naturales. Alianza Editorial. Madrid, España, 1994.
- [27] García, L et al. Evidencia empírica de poder de mercado en industrias minoristas de Gas Natural Vehicular. Simposio de Microeconomía Aplicada, 2012.
- [28] IGU (International Gas Union). “Natural Gas for Vehicles (NGV)”, Report on Study Group 5.3, IGU, 2009.
- [29] IEA. Medium Term Oil and Gas Markets, 2010.
- [30] Michiel Nijboer. The Contribution of Natural Gas Vehicles to Sustainable Transport. Working Paper, International Energy Agency, 2010.
- [31] Mokate K. Evaluación Financiera de Proyectos de inversión. Alfaomega. Bogotá. Colombia, 2005.
- [32] Natural Gas Vehicles for America. The Status and Future of the Natural Gas Vehicles Market. Alternative Fuel Vehicle Conference, 2012.
- [33] Saldarriaga, C. A. et al. Análisis Costo- Beneficio del Programa de Gas Natural Vehicular Aplicado en el Área Metropolitana del Valle de Aburrá. Revista Gestión y Ambiente. Volumen 14 - No. 1, Mayo de 2011, Medellín ISSN 0124.177X, 2010. pp 143-150.
- [34] UPME. La Cadena del Gas Natural en Colombia, 2006.
- [35] UPME. Proyección de Demanda de Energía del Sector Transporte Terrestre, 2010a.
- [36] UPME. Proyección De Demanda De Gas Natural En Colombia, 2010b.



- [37] UPME. Proyecciones De Precios De Gas Natural y Combustibles Líquidos Para Generación Eléctrica, 2012.
- [38] World Energy Outlook, 2009.
- [39] K CHEENKACHORN. Performance and emissions of a heavy duty Diésel engine fuelled with Diésel and LNG. 2013. ELSEIVER.
- [40] N. C. SURAWSKI. Performance and gaseous and particle emissions from a liquefied petroleum gas (LPG) fumigated compression ignition engine. 2014. ELSEIVER.
- [41] E. R. YAYARATNE. Particle and gaseous emissions from compressed natural gas and ultralow sulphur Diésel-fuelled buses at four steady engine loads. 2009. ELSEIVER
- [42] B. B. SAHOO. Effect of engine parameters and type of gaseous fuel on the performance of dual fuel gas Diésel engines – A critical review. 2009. ELSEIVER.
- [43] Arroyo, A. La Argentina y el Estado Plurinacional de Bolivia, más que partícipes de una frontera común. Serie Recursos Naturales. CEPAL, Naciones Unidas, 2013.
- [44] Brown, S. & Yücel, M. What Drives Natural Gas Prices? Federal Reserve Bank Of Dallas, Research Department, Working Paper 0703, 2007.
- [45] Huntington, G. Industrial Natural Gas Consumption in the United States: An Empirical Model for Evaluating Future Trends. Energy Modeling Forum, Stanford University, Energy Economics, 2006.
- [46] Kozulj, R. Análisis de formación de precios y tarifas de gas natural en América del Sur. Documento de Proyecto. CEPAL, Naciones Unidas, 2012.
- [47] UPME. La Cadena del Gas Natural en Colombia, 2006.
- [48] UPME. Cadena del Gas Licuado de Petróleo 2013, 2013.
- [49] UPME. Proyecciones de precios de gas natural y combustibles líquidos para generación eléctrica febrero de 2012, 2012.
- [50] Villar, J. & Joutz, F. The Relationship Between Crude Oil and Natural Gas Prices. EIA manuscript, 2006.
- [51] Contraloría General de la República. Análisis del documento Bases del Plan Nacional de Desarrollo 2010-2014, 2011.
- [52] Comentarios sobre el fundamento económico del PND, 2011
- [53] BanRep. Nota Editorial: EL MERCADO MONETARIO EN COLOMBIA. Junio 3, 2010.
- [54] Jalil et al. Algunas Consideraciones sobre el Canal del Crédito y la Transmisión de Tasas de Interés en Colombia. Borradores de Economía, BanRep. Septiembre, 2005.
- [55] UPME. Proyección De Demanda De Gas Natural En Colombia, 2014.
- [56] Pindyck, R. The Long-Run Evolutions of Energy Prices. The Energy Journal, International Association for Energy Economics, vol. 0(Number 2), pages 1-27. 1999.



UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA

Grupo de Investigación en Combustibles Alternativos, Energía, y
Protección del Medio Ambiente
Departamento de Ingeniería Mecánica y Mecatrónica
Facultad de Ingeniería Universidad Nacional de Colombia –Sede
Bogotá D.C.
Carrera 30 No 45 –03, Edificio 453, Oficina 401
Tel.: 3165320, Fax.: 316533 Correo Electrónico:
gruicte_bog@unal.edu.co

- [57]EPA. Appendix B: Mortality Risk Valuation Estimates. Guidelines for Preparing Economic Analyses. December 2010.
- [58]Interagency Working Group on Social Cost of Carbon. Technical Support Document: Social Cost of Carbon for Regulatory Impact Analysis-Under Executive Order 12866. 2010.
- [59]Mantilla et al. Proyección De Costos De Un Bus Articulado Con Motor Dedicado A Gas Natural Para Ser Utilizado En Los Sistemas De Transporte Masivo De Colombia. Dyna, Vol. 76, Núm. 157, marzo-sin mes, 2009, pp. 61-70 Universidad Nacional de Colombia, Colombia. 2009