

República Dominicana
COMISIÓN NACIONAL DE ENERGÍA

EVALUACIÓN DE LAS POSIBILIDADES
DE IMPORTACIÓN DE GAS NATURAL

Documento final

CONTENIDO

El gas natural: ¿una oportunidad para la República Dominicana?	Pág. 2
1 – La demanda potencial de gas natural	Pág. 5
2 – Cálculo preliminar del precio de adquisición	Pág. 21
3 – Posibles proveedores de gas natural licuado	Pág. 27
4 – Identificación de un mercado potencial	Pág. 32
5 – Inversiones requeridas para el desarrollo del gas natural	Pág. 34
6 – Reflexiones sobre el marco regulatorio y la estrategia de desarrollo	Pág. 40

Anexos:

- términos de referencia;
- documentos técnicos;
- documento soporte del seminario: "*La industria del gas: técnica, economía y regulación*";
- documento soporte del seminario: "*El gas natural: ¿una oportunidad para la República Dominicana?*";

El gas natural: ¿una oportunidad para la República Dominicana?

I.- La problemática

El balance energético del País depende en gran parte de los derivados de petróleo, sea de producción interna en la refinería de Haina (pero con crudo importado), sea por importación directa, como por ejemplo el gas licuado de petróleo. El siguiente cuadro muestra dicho balance, para el año 2001 (*se tomó como referencia, por ser la última publicación disponible, el Sistema de Información Económico Energética de la Organización Latinoamericana de la Energía, homologado por la Agencia Internacional de la Energía; un estudio de Sistema de Información Energética Nacional, encargado por la C.N.E. está en curso para poner dichos datos al día*).

Balance energético	2001	
Petróleo	6.13	80%
Carbón	0.08	1%
Hidro	0.06	1%
Otros	1.44	19%
Consumo total	7.71	Mtep

El Puente con base datos del SIEE

SIEE: Sistema de Información Económico Energética de la OLADE

Dicha dependencia genera situaciones de riesgo en el aprovisionamiento, tanto del punto de vista físico como económico. Y, aún en período normal, estas situaciones provocan a su vez tensiones en los precios, lo cual encarece el insumo "energía" en la economía.

En este contexto, el elemento nuevo es, sin lugar a duda, la construcción y la entrada en operación del complejo de Boca Chica. El mismo comprende una planta de generación eléctrica a ciclo combinado, un tanque de gas natural licuado para abastecer la planta con combustible, y un atracadero para que los metaneros puedan descargar el gas en el tanque. La planta de generación eléctrica de Los Mina, distante unos 30 kilómetros, está conectada al complejo de Boca Chica por un gasoducto que también la provee con gas natural.



Esto significa que el gas natural ya está en el País. Desde principios de 2004, su contribución será significativa: cerca del 20% de la electricidad nacional será generada a partir de este nuevo energético.

Por ende, las principales preguntas formuladas a fines del año 2002 por los responsables de la política energética son las que siguen.

- ¿Se puede aprovechar el complejo de Boca Chica como "puerta de entrada" del gas natural en la República Dominicana?
- ¿Hay suficiente demanda potencial de gas natural en el País para justificar las inversiones adicionales que serían requeridas para abastecer a dicha demanda?
- ¿Cuales serían las posibles fuentes de suministro de gas natural licuado, para reducir los riesgos de dependencia que indicábamos al principio?
- ¿Se podría garantizar que el precio del gas natural al consumidor final sea siempre competitivo con el de los derivados de petróleo? ¿Sería posible cuantificar los beneficios, en el ámbito nacional, de la sustitución de derivados de petróleo por el gas natural?
- ¿Cuales serían las inversiones a realizar para desarrollar el consumo del gas natural en el País? ¿Habría inversionistas interesados para el transporte, la distribución y la comercialización del gas?
- ¿Con qué marco regulatorio se debería de contar para que dicho desarrollo sea armonioso y eficiente?
- ¿En cuanto tiempo se podría satisfacer, digamos, el 80% de la demanda potencial?
- Y, finalmente, *¿es el gas natural una oportunidad para la República Dominicana?*

II.– El Proyecto "Gas Natural" de la Comisión Nacional de Energía

Dicho Proyecto (ver los términos de referencia en el anexo 1) tuvo la ambición de dar elementos de juicio a los responsables, para contestar a la última pregunta que antecede: "el gas natural ¿una oportunidad para la República Dominicana?" y para fundamentar la toma subsecuente de decisiones.

Para este fin, se emprendieron los siguientes estudios:

- evaluación de la demanda potencial *realista* de gas natural;
- cálculo preliminar del precio de adquisición, con el procedimiento del "net back";
- búsqueda de posibles proveedores de gas natural licuado;
- identificación de un mercado potencial;
- evaluación de las inversiones requeridas para el desarrollo del energético;
- reflexiones sobre un posible marco regulatorio y una estrategia idónea de desarrollo.

También, se produjeron dos seminarios, cuyos documentos de soporte se anexan en esta carpeta:

- el primero, de información y sensibilización: "*La industria del gas: técnica, economía y regulación*", realizado en Santo Domingo en Noviembre del 2002;
- el segundo, de presentación de resultados y de reflexión conjunta: "*El gas natural: ¿una oportunidad para la República Dominicana?*", realizado en Santo Domingo en Julio del 2003.

1 – La demanda potencial de gas natural

1.1.– La metodología

En lo que se refiere al mercado energético existente y salvo excepciones, el gas natural debe ser considerado como un producto de sustitución, esencialmente a los derivados de petróleo.

Sólo se consideró la demanda de sustitución y no se evaluó la demanda por usos nuevos, como por ejemplo la cogeneración.

Por ende, el punto de partida es el balance energético del País del año 2001, para tener el marco de coherencia en el cual el estudio tiene que encuadrarse.

En lo sucesivo, se utilizan las siguientes unidades de energía: tep (o kep, o Mtep), Gcal, GWh y MBtu (para mayor comodidad, se halla una tabla de conversión en el anexo 2).

Consideramos ***cinco*** segmentos de mercado:

- generación eléctrica,
- industria,
- comercio y servicios,
- transporte,
- residencial.

Para cada segmento, el ejercicio consistió en estimar la demanda potencial realista, a partir del consumo actual estimado y aplicando limitantes a la sustitución.

Consumiendo grandes cantidades, la generación eléctrica ha sido objeto de un estudio analítico por planta.

En el sector industrial, sólo las unidades importantes de producción han sido consideradas.

Finalmente, para los tres segmentos de comercio y servicios, transporte, y residencial, se utilizaron cálculos estadísticos.

Por su naturaleza, el transporte y la distribución de gas natural requieren inversiones importantes en gasoductos, eventuales estaciones de compresión, estaciones de regulación y redes de cañerías de reparto.

Dichas inversiones, sólo se justifican, desde un punto de vista económico, si los flujos que transitan en la red son suficientes. Por consiguiente, y paralelamente a la estimación de demanda per se, se introdujo un criterio geográfico para constituir "bolsas" de carga, que, a su vez, pueden ser convertidas a flujos de gas. Los valores de dichos flujos sirven de base para determinar el diámetro de los gasoductos y, por ende, su costo.

Vale decir que el criterio geográfico se consideró como un factor limitante. En efecto, si la "bolsa de carga" no es suficiente, no se justifica la instalación de la red y, por consiguiente, no se considera la demanda en dicho lugar, aunque exista, porque no hay oferta.

Dicho razonamiento se tomó, a efecto de identificar un mercado incipiente. Pero esta restricción tiene una validez limitada en el tiempo: tan pronto el valor de la demanda cruza la curva de rentabilidad de las inversiones, dicha demanda se torna real.

En cada segmento, existen también factores limitantes de índole económico o técnico, que serán objetos de una explicación específica en cada capítulo dedicado a los distintos segmentos.

En definitiva, se calculó una demanda potencial de sustitución realista que se apoye sobre la factibilidad técnica y económica, tanto para el cliente como para el (o los) inversionista(s) que desarrollaría(n) la infraestructura necesaria al almacenamiento, transporte y distribución del gas natural.

Para determinar el plazo de concreción tentativo de dicha demanda, es necesario reflexionar sobre la estrategia de desarrollo y el marco regulatorio, lo que está descrito en el capítulo 6 de este trabajo.

1.2.- Estudio del balance energético

Hemos visto (Pág. 2) que el balance energético se compone de la siguiente manera:

Balance energético		2001
Petróleo	6.13	80%
Carbón	0.08	1%
Hidro	0.06	1%
Otros	1.44	19%
Consumo total	7.71	Mtep

El Puente con base datos del SIEE

SIEE: Sistema de Información Económico Energética de la OLADE

Lo que nos interesa en primer lugar es: ¿cómo se distribuye el consumo registrado en el balance, bajo el rubro “Petróleo”?

Tras el análisis de los datos detallados del balance, obtenemos la siguiente integración:

Consumo de petróleo		2001
- generación de electricidad	1.98	Mtep
- industrial	0.60	Mtep
- transporte	1.94	Mtep
- residencial	0.91	Mtep
- servicios	0.01	Mtep
- refinería y ajustes	0.69	Mtep
Total	6.13	Mtep

El Puente con base datos del SIEE

SIEE: Sistema de Información Económico Energética de la OLADE

El trabajo que se detalla a continuación consiste en analizar el potencial de sustitución en cada uno de los segmentos de consumo.

1.3.- La generación eléctrica

Las plantas de ciclo combinado



de Andrés



y de Puerto Plata

Consideramos en este segmento las unidades de generación que suministran energía al sistema interconectado, así como grandes autoprodutores.

Para poder estimar la demanda potencial de gas natural por dicha industria, conviene analizar la generación bruta de electricidad, cuya evolución depende del crecimiento de la demanda (expresada en MW), impulsada a su vez por el consumo (expresado en kWh o en GWh).

Partimos de la base que los crecimientos de la demanda y del consumo siguen el mismo ritmo. Este fue del 6.2% de promedio anual, durante los últimos 20 años, con una aceleración a 7.8% en los tres últimos años.

De seguir con una tasa estimada del 6%, dicha demanda, ubicada en 1,700 MW en 2001, se elevaría a 2,300 MW en 2006 y a 2,900 MW en 2010.

Por el lado de la oferta y para abastecer dicha demanda, el parque actual de generación se integra de la siguiente forma:

Tipo de planta	Capacidad existente (MW)	Capacidad proyectada (MW)	Capacidad total (MW)	Participación (%)
Diesel	799	190	989	21.6%
Turbo Gas	337	0	337	7.4%
Vapor (Carbón)	314	300	614	13.4%
Vapor (Fuel oil)	293	0	293	6.4%
Ciclo Combinado (diesel)	485	300	785	17.2%
Ciclo Combinado (gas natural)	236	300	536	11.7%
Total térmicas	2,463	1,090	3,553	77.7%
Hidráulicas	542	475	1,017	22.3%
Total	3,005	1,565	4,570	100.0%

El Puente con base a datos de OCSEI

A su vez, el parque de generación de origen térmico es el siguiente:

Central	Tipo	Combustible	Fecha inicio	Ubicación	Potencia nominal (MW)	Eficiencia
ITABO						
Itabo I	Vapor	Carbón	Abr-84	Haina	128.0	37.5%
Itabo II	Vapor	Carbón	Dic-88	Haina	132.0	35.3%
Higuamo I	Turbo Gas	Diesel	May-98	S.Pedro Macoris	34.5	28.5%
Higuamo II	Turbo Gas	Diesel	May-98	S.Pedro Macoris	34.5	28.5%
Itabo TG-I	Turbo Gas	Diesel	May-98	Haina	34.5	28.5%
Itabo TG-II	Turbo Gas	Diesel	Jun-98	Haina	34.5	28.5%
Itabo TG-III	Turbo Gas	Diesel	May-98	Haina	34.5	28.5%
IPP's						
CEPP-1	Diesel	Fuel oil	Jul-91	Puerto Plata	18.7	32.8%
CEPP-2	Diesel	Fuel oil	May-94	Puerto Plata	58.1	32.8%
Metaldom	Diesel	Fuel oil	Mar-94	Santo Domingo	42.0	40.1%
Smith-Enron	CC	FO-DO	Jun-94	Puerto Plata	185.0	35.9%
Arroyo Barr. (L)	Diesel	Diesel	Jun-98	Samana	6.3	31.8%
Montecristi (L)	Diesel	Diesel	Jun-98	Montecristi	12.0	31.8%
Dajabón (L)	Diesel	Diesel	Jun-98	Dajabón	3.8	31.8%
Yamasá (L)	Diesel	Diesel	Jun-98	Yamasá	3.0	31.8%
La Isabela (L)	Diesel	Diesel	Jun-98	Puerto Plata	1.5	31.8%
S.G. Boyá (L)	Diesel	Diesel	Jun-98	S.G.Boyá	1.5	31.8%
Maxon Barah.	Diesel	Diesel		Barahona	30.0	33.5%
Pimentel (L)	Diesel	Diesel	Sep-99	Pimentel	55.0	34.2%
Oviedo (L)	Diesel	Diesel	Jun-98	Pedernales	0.8	31.8%
Minas-5g	CC	Gas Natural	Jun-96	Santo Domingo	118.0	39.5%
Minas-6g	CC	Gas Natural	May-96	Santo Domingo	118.0	39.5%
Cespm-1	CC	FO-DO	Nov-01	S.Pedro Macoris	100.0	46.3%
Cespm-2	CC	FO-DO	Feb-02	S.Pedro Macoris	100.0	46.3%
Cespm-3	CC	FO-DO	Mar-02	S.Pedro Macoris	100.0	46.3%
Victoria	Diesel	Diesel	nd	S.Pedro Macoris	103.5	
SEABOARD						
Seab-edn	Diesel	Fuel oil		Santo Domingo	43.0	38.6%
Seab-edm	Diesel	Fuel oil		Santo Domingo	72.0	40.9%

Central	Tipo	Combustible	Fecha inicio	Ubicación	Potencia nominal (MW)	Eficiencia
HAINA						
Haina I	Vapor	Fuel oil	Dic-68	Haina	54.0	30.6%
Haina II	Vapor	Fuel oil	Sep-70	Haina	54.0	30.6%
Haina IV	Vapor	Fuel oil	Sep-70	Haina	84.9	30.6%
Mitsubishi	Vapor	Fuel oil	Mar-90	S.Pedro Macoris	33.0	30.6%
Pto. Plata I	Vapor	Fuel oil	Jul-66	Puerto Plata	27.6	28.0%
Pto. Plata II	Vapor	Fuel oil	Dic-82	Puerto Plata	39.0	30.5%
Barahona TV	Vapor	Carbón		Barahona	53.6	27.4%
Haina TG	Turbo Gas	Diesel	Jul-98	Haina	100.0	29.2%
Barahona TG	Turbo Gas	Diesel	Jul-94	Barahona	32.1	25.2%
S. Pedro TG	Turbo Gas	Diesel	Jul-74	S.Pedro Macoris	32.1	25.2%
Sultana Este	Diesel	Fuel oil	Nov-01	S.Pedro Macoris	153.0	46.0%
UNION FENOSA						
Palamara	Diesel	Fuel oil		Santo Domingo	107.0	30.7%
La Vega	Diesel	Fuel oil		La Vega	87.5	41.1%
FUTURAS						
AES-Andrés	CC	Gas Natural	Ene-03	Boca Chica	300.0	47.4%
Maxon Boca Chica	Diesel	Fuel oil	Jun-02	Boca Chica	90.0	39.1%
Monte Rio	Diesel	Fuel oil	Jul-02	Azua	100.0	39.1%
Cespm-4	CC	FO-DO	Ago-04	S.Pedro Macoris	150.0	47.8%
Cespm-5	CC	FO-DO	Ago-05	S.Pedro Macoris	150.0	47.8%
Itabo III	Vapor	Carbón	Ene-05	Haina	150.0	37.4%
Itabo IV	Vapor	Carbón	Dic-05	Haina	150.0	37.4%

El Puente con base a datos de OCSEI

A efecto de determinar la demanda potencial de gas natural para generación eléctrica, se seleccionaron las plantas que cumplen con los siguientes criterios:

- a) fecha de inicio de operaciones posterior a 1988,
- b) plantas de vapor que consuman fuel oil,
- c) centrales turbogas (con diesel como combustible),
- d) ciclos combinados diseñados para utilizar diesel o gas natural, y
- e) tamaño mínimo de la planta.

Es decir, fueron excluidas las plantas de mayor antigüedad, las máquinas diesel, las plantas carboeléctricas y las de menor tamaño. En anexo 3 se presentan las implicaciones técnicas del cambio de combustible en cada tipo de central y en calderas industriales.

Por el lado de los autogeneradores, se seleccionó la planta de Falconbridge, cuya potencia instalada es de 186 MW y la generación bruta, de 1,024 GWh.

Los siguientes cuadros muestran las características y el consumo potencial de gas de estas centrales cuya sustitución al gas natural es factible (para mayores detalles sobre las modalidades de cálculo, ver el anexo 4).

Central	Tipo	Combustible	Fecha Inicio	Ubicación	Poder calorífico (kcal/kg)	Consumo térmico unit. (kcal/kWh)	Eficiencia %	Potencia nominal (MW)	Potencia efectiva (MW)
Itabo TG-I	Turbo Gas	Diesel	May-98	Haina	10,967	3,018	28.5%	34.5	34.5
Itabo TG-II	Turbo Gas	Diesel	Jun-98	Haina	10,967	3,018	28.5%	34.5	34.5
Itabo TG-III	Turbo Gas	Diesel	May-98	Haina	10,967	3,018	28.5%	34.5	34.5
Haina TG	Turbo Gas	Diesel	Jul-98	Haina	10,967	2,948	29.2%	100.0	100.0
Los Mina II	Turbo Gas	Diesel	Nov-91	Santo Domingo	10,967	3,175	27.1%	36.6	21.2
Los Mina-5g	CC	Gas Natural	Jun-96	Santo Domingo	19,252	2,177	39.5%	118.0	118.0
Los Mina-6g	CC	Gas Natural	May-96	Santo Domingo	19,252	2,177	39.5%	118.0	118.0
Higuamo I	Turbo Gas	Diesel	May-98	S.Pedro Macoris	10,967	3,018	28.5%	34.5	34.5
Higuamo II	Turbo Gas	Diesel	May-98	S.Pedro Macoris	10,967	3,018	28.5%	34.5	34.5
Mitsubishi	Vapor	Fuel oil	Mar-90	S.Pedro Macoris	10,153	2,812	30.6%	33.0	33.0
Cespm-1	CC	FO-DO	Nov-01	S.Pedro Macoris	10,500	1,859	46.3%	100.0	100.0
Cespm-2	CC	FO-DO	Feb-02	S.Pedro Macoris	10,500	1,859	46.3%	100.0	100.0
Cespm-3	CC	FO-DO	Mar-02	S.Pedro Macoris	10,500	1,859	46.3%	100.0	100.0
Cespm-4	CC	FO-DO	Ago-04	S.Pedro Macoris		1,800	47.8%	150.0	150.0
Cespm-5	CC	FO-DO	Ago-05	S.Pedro Macoris		1,800	47.8%	150.0	150.0
Smith-Enron	CC	FO-DO	Jun-94	Puerto Plata	10,500	2,394	35.9%	185.0	170.0
AES-Andrés	CC	Gas Natural	Ene-03	Boca Chica	19,252	1,814	47.4%	300.0	300.0
Total Sistema Interconectado								1,663	1,633
Falcon I	Vapor	Fuel oil		Bonao	10,153	2,850	30.2%	62.0	62.0
Falcon III	Vapor	Fuel oil		Bonao	10,153	2,850	30.2%	62.0	62.0
Falcon III	Vapor	Fuel oil		Bonao	10,153	2,850	30.2%	62.0	55.8
Total Autogeneración								186	180

Región					
Haina				203.5	203.5
Santo Domingo				272.6	257.2
S.Pedro Macoris				702.0	702.0
Puerto Plata				185.0	170.0
Boca Chica				300.0	300.0
Bonao				186.0	179.8
Total Sistema Interconectado y Autogeneración por región				1,849	1,813

El Puente con base a datos de OCSEI

Central	Generación bruta (GWh)	Generación neta (GWh)	Factor de planta (%)	Consumo anual de gas natural					
				(Gcal)	(MMBtu)	(Mm ³)			
Itabo TG-I	161.5	158.5	53.5%	487,548	1.935	53.7			
Itabo TG-II	161.5	158.7	53.5%	487,548	1.935	53.7			
Itabo TG-III	161.5	159.4	53.5%	487,548	1.935	53.7			
Haina TG	568.4	547.2	64.9%	1,675,530	6.649	184.6			
Los Mina II	108.2	106.9	58.3%	343,687	1.364	37.9			
Los Mina-5g	704.3	683.9	68.1%	1,533,361	6.084	168.9			
Los Mina-6g	704.3	683.9	68.1%	1,533,361	6.084	168.9			
Higuamo I	193.1	190.6	63.9%	582,841	2.313	64.2			
Higuamo II	193.1	190.2	63.9%	582,841	2.313	64.2			
Mitsubishi	191.7	177.5	66.3%	539,138	2.139	59.4			
Cespm-1	662.3	643.1	75.6%	1,230,803	4.884	135.6			
Cespm-2	662.3	643.1	75.6%	1,230,803	4.884	135.6			
Cespm-3	662.3	643.1	75.6%	1,230,803	4.884	135.6			
Cespm-4	993.4	964.6	75.6%	1,788,091	7.095	197.0			
Cespm-5	993.4	964.6	75.6%	1,788,091	7.095	197.0			
Smith-Enron	1,037.1	1,007.0	69.6%	2,483,288	9.854	273.6			
AES-Andrés	1,986.8	1,929.2	75.6%	3,603,997	14.301	397.0			
Total Sistema Interconectado				10,145	9,851	71.1%	21,609,278	86	2,381
Falcon I	353.0	328.3	65.0%	1,006,130	3.992	110.8			
Falcon III	353.0	328.3	65.0%	1,006,130	3.992	110.8			
Falcon III	317.7	295.5	65.0%	905,517	3.593	99.8			
Total Autogeneración				1,024	952	65.0%	2,917,776	12	321

Región									
Haina	1,053.0	1,023.7	59.1%	3,138,174.1	12.5	345.7			
Santo Domingo	1,516.9	1,474.8	67.3%	3,410,408.4	13.5	375.7			
S.Pedro Macoris	4,551.5	4,416.6	74.0%	8,973,410.5	35.6	988.5			
Puerto Plata	1,037.1	1,007.0	69.6%	2,483,287.7	9.9	273.6			
Boca Chica	1,986.8	1,929.2	75.6%	3,603,997.2	14.3	397.0			
Bonao	1,023.8	952.1	65.0%	2,917,776.4	11.6	321.4			
Total Sistema Interconectado y Autogeneración por región				11,169	10,803	71%	24,527,054	97	2,702

El Puente con base a datos de OCSEI

Si bien el despacho económico de generación de las distintas plantas es función de su orden de méritos respecto a costos de operación, definidas fundamentalmente por su consumo térmico unitario y los precios de los combustibles, a este primer nivel de análisis esencialmente técnico, la generación de las centrales existentes apropiadas para usar gas natural se estimó a partir del factor de utilización que han tenido durante los últimos años (que refleja en parte la oferta-demanda regional) y realizando ajustes menores entre las plantas del mismo tipo en función de las eficiencias individuales.

Para las centrales futuras y de reciente operación, la generación se derivó de los factores de utilización estimados para las plantas existentes de la misma clase y tomando en cuenta la diferencia de eficiencias entre ellas. Por último, los factores de utilización definidos con el método antes descrito fueron multiplicados por un factor de 0.9 a fin de hacer más realista el potencial de generación con gas natural. Así, las centrales de ciclo combinado con más alta eficiencia (de 46.3% a 47.8%) se especificaron para trabajar con factor de utilización de 75.6% y las de menor rango (39.5%) con 68.1%. Las turbinas de gas, cuyas eficiencias varían entre 27.1% y 29.2%, se definieron para utilizarse con factores de entre 53.5% y 64.9%.

Con todo lo anterior, en el año 2010, la demanda potencial de gas natural en el sistema interconectado llegaría a **2,702 millones de metros cúbicos** (equivalente a 2.5 Mtep o 100 MMBtu), de los cuales 13% se ubicaría en Haina, 14% en Santo Domingo, 37% en San Pedro de Macorís, 15% en Boca Chica y el restante, 21% hacia el norte (Bonao y Puerto Plata). La generación bruta correspondiente a este consumo sería de 11,170 GWh, es decir, 70% de la generación total estimada (16,095 GWh, incluida la hidroeléctrica) suponiendo una tasa de crecimiento de 6% anual entre 2002 y 2010.

Evidentemente, esta alta participación del gas natural se podrá dar en la medida que el precio del gas natural sea competitivo en las distintas plantas de generación de electricidad.

1.4.– La industria



Alambres Dominicanos – Santo Domingo



Fertilizantes Santo Domingo - Haina

En el sector industrial, la demanda potencial de sustitución se ha calculado con base a los usos térmicos. Los grandes autogeneradores han sido considerados en la sección precedente, dedicada a la generación eléctrica. En cuanto a los pequeños autogeneradores, su consumo sí fue integrado al cálculo de demanda potencial del segmento industrial.

Retomemos el cuadro de la página 7. Enfocándose en la industria, el consumo total de la misma es de 0.60 Mtep

Consumo de petróleo		2001
- generación de electricidad	1.98	Mtep
- industrial	0.60	Mtep
- transporte	1.94	Mtep
- residencial	0.91	Mtep
- servicios	0.01	Mtep
- refinería y ajustes	0.69	Mtep
Total	6.13	Mtep

El Puente con base datos del SIEE

De este total se puede dejar de lado, aplicando la aproximación de Pareto, a la pequeña y mediana empresa considerando que su consumo es el 20% del total. Por otro lado también se puede sustraer 0.04 Mtep (con base a información transmitida por Cemex Dominicana – ver anexo 5) correspondientes a la industria cementera debido a que, por sus características, esta industria se inclina por el combustible más barato en el mercado, incluyendo desechos. Después de estas consideraciones, el consumo de la gran industria puede ser estimado en 0.44 Mtep (17.5 MMBtu).

Ya que no se dispuso de datos de un censo energético, se tomó el criterio de tamaño, expresado en personal empleado, para seleccionar las empresas.

Del punto de vista cualitativo, tuvimos acceso a informaciones de consumo suministradas por 8 empresas (ver anexo 5). Dichas informaciones nos permitieron dar un elemento de base a nuestra proyección.

Pudimos seleccionar, con base al Directorio Industrial de 1998, 185 grandes empresas (con más de 100 empleados) que, por su actividad, son susceptibles de usar gas natural. De ellas 98 se encuentran en la región Sur, conformada por el Distrito Nacional, y los Distritos de San Cristóbal y San Pedro de Macorís, y 55 en el Centro Norte del país, en los Distritos de Monseñor Nouel, La Vega y Santiago (ver cuadro de la página siguiente). Debido a que estas dos regiones concentran más del 75% de las grandes empresas, sólo se plantea el uso de gas natural en ellas, dejando de lado, a efecto de este trabajo, las empresas ubicadas en otras regiones.

Grandes empresas en las dos zonas geográficas seleccionadas.

Sector de Actividad	Distrito Nacional	San Cristóbal	San Pedro de Macorís	Subtotal Región Sur	Santiago	Monseñor Nouel	La Vega	Puerto Plata	Subtotal Región Centro Norte	Total
Minerales no ferrosos				0		1			1	1
Procesamiento de carne	3			3	4		1		5	8
Conservación de frutas	2	1	1	4					0	4
Aceites y grasas	2			2					0	2
Productos lácteos	3			3	1				1	4
Panaderías	3			3	1				1	4
Chocolates y confitería	3			3					0	3
Pastas				0	1				1	1
Otros productos alimenticios	1			1	4				4	5
Bebidas alcohólicas	1			1	2			2	4	5
Cerveza	1			1			1		1	2
Bebidas no alcohólicas	4			4	2				2	6
Productos de tabaco			1	1	10				10	11
Acabado de productos textiles				0	1				1	1
Tejidos de punto y ganchillo	6		1	7	1				1	8
Prendas de vestir	8	3	6	17	14	1			15	32
Teñido de pieles				0	1				1	1
Calzado			2	2	2				2	4
Papelera	1			1					0	1
Sustancias químicas básicas	1			1					0	1
Abonos			1	1					0	1
Pinturas	3			3					0	3
Farmacéuticas	9			9					0	9
Jabones y detergentes	8		1	9	1				1	10
Otros productos químicos	1			1					0	1
Productos de plástico	10	1		11	1				1	12
Fabricación de vidrio		1		1					0	1
Cerámica no refractaria		1		1	1				1	2
Cerámica refractaria	2			2	1				1	3
Cemento			1	1	1				1	2
Hormigón	1			1					0	1
Productos metálicos	1			1					0	1
Otros equipos eléctricos	1			1					0	1
Fabricación de equipos médicos		1		1					0	1
Autopartes	1			1					0	1

El Puente con base datos del Directorio Industrial 1998 - One

Partiendo del supuesto que el consumo de la gran industria sea de 0.44 Mtep, el potencial teórico de sustitución en las dos regiones asciende a 0.33 Mtep (13.1 MMBtu), correspondiendo a la región Sur 0.21 Mtep (8.3 MMBtu) y a la Centro Norte 0.12 Mtep (4.8 MMBtu).

Ahora, considerando que algunas de ellas son autoprodutores de electricidad o hacen cogeneración, la motivación a usar gas natural puede ser mayor, por lo que se puede esperar una tasa de sustitución de 50%.

Dicha tasa es la que observamos en Francia, al llegar el gas natural en ciertas regiones que no contaban con suministro, en los años 1980. También observamos la misma tasa en México entre 1997 y 2002.

En ambos casos, estas tasas se dieron:

- teniendo el gas disponible,
- con ventaja competitiva del precio del gas sobre los precios de los derivados de petróleo.

Esto generaría **una demanda potencial total de 0.16 Mtep**, distribuida entre la región Sur, que alcanzaría 0.11 Mtep (4.4 MMBtu) y la región Centro Norte, que se elevaría a 0.05 Mtep (2.0 MMBtu).

Estas necesidades de energía representarían **180 millones de metros cúbicos de gas natural**.

1.5.- Comercio y servicios

Hoteles



en Santo Domingo



en Punta Cana

En este segmento de mercado, la actividad más importante es el turismo con sus 50,000 cuartos de hotel (*Desarrollo económico y social en la República Dominicana – CEPAL / PUCMM – Dic. 2001 – t.1 – pág. 515*).

Los usos térmicos (agua caliente y cocción) pueden ser valorados en un promedio de 0.2 tep por cuarto y por año (consumo anual de energía generalmente aceptado en la industria de 0.01 tep por m², para dichos usos). Por ende, el consumo global del sector se evalúa, con un coeficiente de ocupación del 50%, en aproximadamente 5,000 tep.

También existe el mercado potencial de edificios de oficinas, hospitales etc. Estimamos este conjunto, con base al número de empleados (*Desarrollo económico y social en la República Dominicana – CEPAL / PUCMM – Dic. 2001 – t.2 – pág. 272*), en unos 800,000 m², de los cuales, se consideran que 470,000 están equipados con agua caliente y 150,000 con servicio de cocción. Aplicando un promedio de 2 kep por m² para el agua caliente y 8 kep por m² para la cocción, el consumo aproximado de este segmento es de 2,150 tep.

En total, Comercio y Servicios representaría un potencial sustituible total de 0.01 Mtep.

Tomando en cuenta la distancia entre los principales complejos turísticos y los posibles gasoductos, así como el bajo consumo de las otras actividades del segmento, no parece posible suministrar esta demanda, en lo inmediato.

Por consiguiente, **no se tomará en cuenta el consumo actual del sector para estimar la demanda potencial de gas natural**.

1.6.– El sector del transporte

Tránsito en



carreteras y calles, incluyendo... transporte de gas

El parque automotor cuenta con aproximadamente 800,000 vehículos, cuyo desglose fue estimado de la siguiente forma:

Parque automotor	2002
Total autos particulares	546,814
Total vehíc. profesionales (carga y otros)	204,290
Total vehíc. de transp. de pasajeros	53,960
Total automóviles, autobuses y camiones	805,064

El Puente con base a estadísticas de One

El consumo de derivados de petróleo por el sector de transporte es significativo en el balance energético, pues se eleva a aproximadamente 1.9 Mtep.

Podemos considerar que el uso del gas natural sólo presenta un interés técnico económico para los vehículos particulares y los de transporte de pasajeros; por este motivo, conviene restar los 204,000 vehículos profesionales al número global.

El potencial total sería entonces de aproximadamente 600,000 vehículos. Partiendo de la base que el 70% de este potencial se ubica en las regiones Sur y Centro Norte, obtenemos una primera estimación de 420,000 vehículos.

En mercados muy desarrollados como el de Argentina, con más de 1,000 estaciones de gas natural vehicular, la tasa de sustitución se establece en un 14%, tras 30 años de transformación de motores a gas natural.

Por lo tanto, estimamos que la tasa de conversión del parque existente, con un horizonte de cinco años, podría establecerse en torno del 2%, es decir 8,400 vehículos. Dicha tasa marca un ritmo de penetración equivalente al de Argentina.

En lo que respecta la inversión necesaria a la conversión, su costo sería de aproximadamente US\$ 1,500.- por vehículo, promedio generalmente aceptado para el valor del “kit”. Es probable que este monto constituya una barrera económica a la decisión de conversión, aún más, para los propietarios que ya efectuaron la transformación de su vehículo al gas licuado de petróleo.

Cabe recordar que los equipos y circuitos para el gas licuado de petróleo y para el gas natural son diseñados para presiones muy diferentes: por consiguiente, no se puede utilizar, para el gas natural, la instalación realizada para el gas licuado de petróleo.

En consecuencia, valoramos esta barrera económica en un 70% de resistencia. Este factor de resistencia es el que enfrenta la empresa Ecovehicular, cuyo objeto social es el desarrollo del gas natural vehicular en el Estado de México (México). Vale decir que el 30% de los propietarios de los 8,400 carros seleccionados anteriormente, estarían decididos en optar por el gas natural. Obtenemos de esta manera unos 2,500 vehículos que serían transformados a gas natural, en un plazo de 5 años.

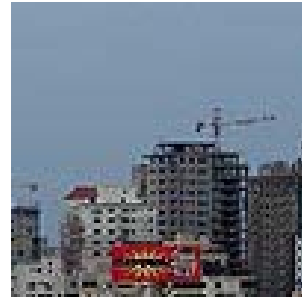
El consumo resultante, obteniéndose multiplicando la cantidad de vehículos por un consumo promedio de 2,500 m³ por año (que corresponde a un recorrido anual de 20,000 km), se estimaría en unos **6.3 millones de m³ por año**.

1.7.- El segmento residencial

Edificios de departamentos en Santo Domingo



existente



y en construcción

Los primeros resultados del Censo 2002 muestran que la población de más de 8 millones de habitantes se aloja en 2.3 millones de viviendas.

El limitante geográfico para la sustitución del gas licuado de petróleo por gas natural es determinante, para este segmento de mercado. Si no hay ducto, no hay oferta y, por lo tanto, no existe la posibilidad de sustitución.

Una primera restricción es entonces el criterio de localización. Retomando las Provincias donde la "bolsa de carga" sería suficiente, obtenemos el siguiente cuadro:

Provincias	Total	Hombres	Mujeres	Población de 18 Años y más	Viviendas
La Vega	378,523	192,111	186,412	227,894	105,540
Monseñor Nouel	153,213	77,030	76,183	89,663	43,241
Puerto Plata	288,602	145,005	143,597	176,468	93,353
Santiago	810,462	401,538	408,924	506,795	236,864
Distrito Nacional	916,398	432,622	483,776	603,544	255,321
San Cristobal	499,998	249,001	250,997	283,414	135,542
San Pedro de Macoris	284,997	139,836	145,161	166,499	84,189
Santo Domingo	1,822,028	891,998	930,030	1,081,528	509,168
Total Provincias Elegidas	5,154,221	2,529,141	2,625,080	3,135,805	1,463,218

Estadísticas de One

A este total, conviene restarle un 50%, que corresponde a una distancia demasiado grande al ducto principal; o sea, son un poco más de 700,000 viviendas que pueden ser "candidatas" a una sustitución por el gas natural.

Al respecto, el ratio comúnmente aplicado para la rentabilidad mínima de una red de distribución es de 6 metros de canalización por cliente, o sea 170 clientes por kilómetro de ducto.

La experiencia de los distribuidores de gas en México muestra que la densidad de las viviendas es 50% por encima de este ratio y 50% por debajo.

Regiones seleccionadas	Viviendas
La Vega	52,770
Monseñor Nouel	21,621
Puerto Plata	46,677
Santiago	118,432
Distrito Nacional	127,661
San Cristobal	67,771
San Pedro de Macoris	42,095
Santo Domingo	254,584
Total	731,609

El Puente

Partiendo de la hipótesis que el consumo promedio sería de aproximadamente 2 Gcal por vivienda para los usos de cocción y agua caliente (valor medido en las áreas de clima tropical de México y Colombia), la demanda potencial estimada sería la que muestra el siguiente cuadro:

Regiones seleccionadas	Viviendas	Consumo en kep	Consumo en m³ de gas	Consumo en m³ de GNL
La Vega	52,770	10,554,000	11,628,286	19,380
Monseñor Nouel	21,621	4,324,100	4,764,248	7,940
Puerto Plata	46,677	9,335,300	10,285,535	17,143
Santiago	118,432	23,686,400	26,097,426	43,496
Distrito Nacional	127,661	25,532,100	28,130,999	46,885
San Cristobal	67,771	13,554,200	14,933,875	24,890
San Pedro de Macoris	42,095	8,418,900	9,275,855	15,460
Santo Domingo	254,584	50,916,800	56,099,594	93,499
Total	731,609	146,321,800	161,215,819	268,693

El Puente

Mas existen también otros factores limitantes, de índole económica

En primer lugar, por el lado del consumidor, este se va a enfrentar al pago de dos prestaciones: la conexión a la red y la remodelación de su instalación interna, desde el medidor, punto terminal de la conexión, hasta sus aparatos de cocina y de agua caliente. El costo de dichas inversiones es de aproximadamente US\$ 350 y el candidato a la sustitución efectuará un rápido cálculo de retorno de la inversión, antes de decidirse, en función del ahorro que provee el uso del gas natural.

En segundo lugar, visto desde un distribuidor de gas natural, su ingreso obtenido, para el servicio de distribución y sin contar el gas, aplicando tarifas generalmente aceptadas, sería comprendido entre US\$ 50 y US\$ 60 por año. También por su lado,

el distribuidor efectuará su cálculo de rentabilidad para evaluar si el ingreso obtenido compensa las inversiones en red y en infraestructura, estimada en un promedio de US\$ 400 por cliente.

En conclusión, para el segmento de mercado residencial, si bien existe un potencial de **160 millones de m³, no consideramos prudente retener esta cantidad** para efecto de este trabajo.

El potencial de demanda de gas natural, por parte de los particulares, probablemente se plasmará en una demanda efectiva, una vez que las inversiones en ductos sean realizadas y los grandes consumidores abastecidos.

1.8.– Conclusiones

Resumiendo lo que antecede, es decir el estudio de los cinco segmentos de clientela del gas natural, el cuadro siguiente muestra cuál sería la integración de la demanda potencial de gas, por segmento y por región, expresada en millones de metros cúbicos.

Provincia	Mm ³					
	Industria	Generación Eléctrica	Residencial	Comercial y Servicios	Transporte	Total
Distrito Nacional	94	376	n/a	n/a	4	474
San Cristobal	11	346	n/a	n/a	nd	357
San Pedro de Macorís	17	989	n/a	n/a	nd	1,005
Boca Chica	0	397	n/a	n/a	nd	397
Región Sur	122	2,107	n/a	n/a	4	2,233
La Vega	3	0	n/a	n/a	nd	3
Monseñor Nouel	3	321	n/a	n/a	nd	324
Santiago	50	0	n/a	n/a	2	52
Puerto Plata	3	274	n/a	n/a	0	276
Región Norte	58	595	n/a	n/a	2	655
Total	180	2,702	0	0	6	2,888

El Puente

La cantidad que se obtiene es apreciable: una demanda potencial de **2,900 millones de m³ de gas natural, o sea 4.8 millones de m³ de gas natural licuado.**

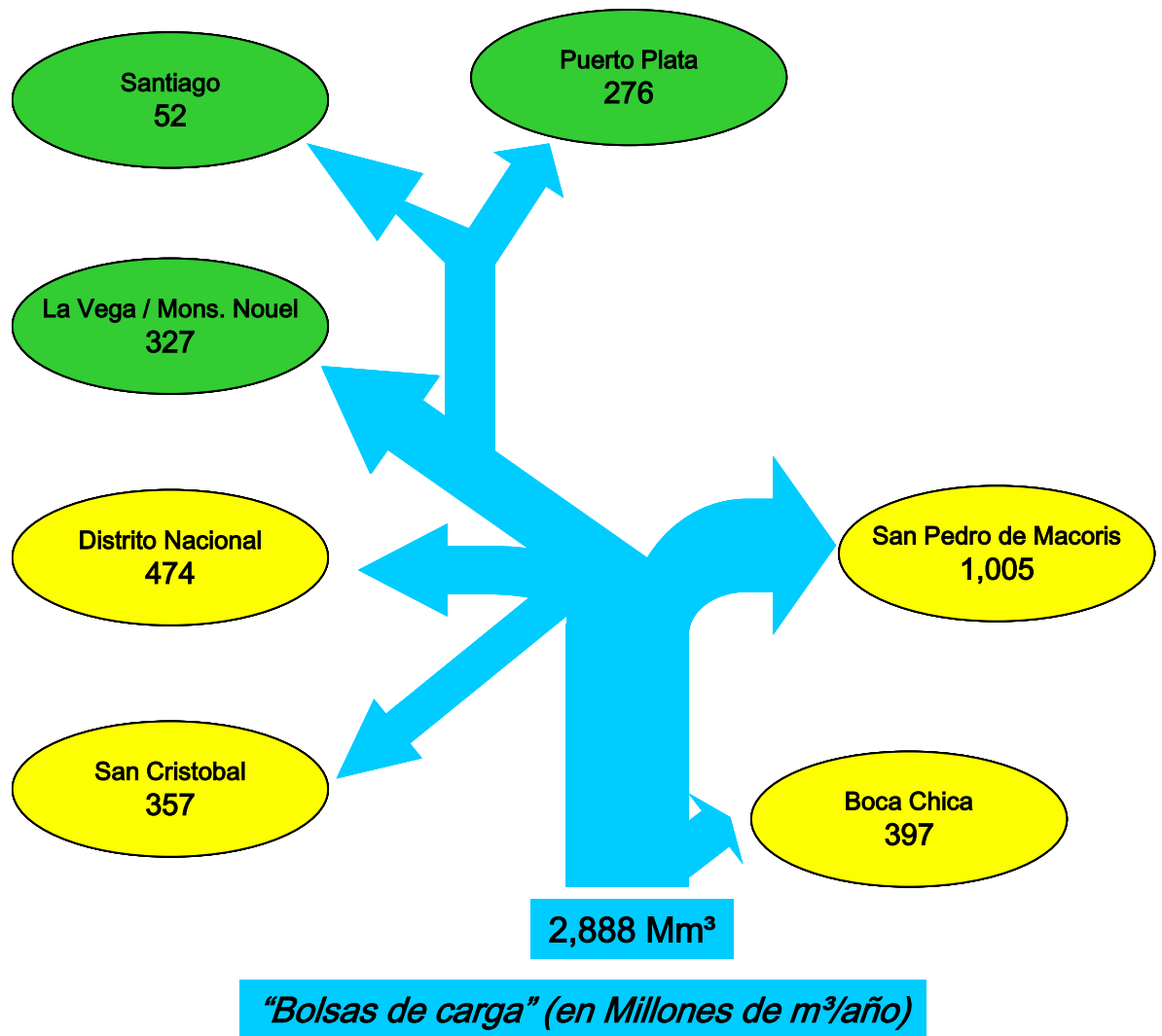
Si esta demanda llegara a plasmarse, representaría aproximadamente **el 30% del balance energético del País (equivalente a 2.6 Mtep)**, en cuyo caso la estructura de dicho balance se vería mejorada de manera sensible.

Para dar una primera orientación sobre el plazo de concreción de dicha demanda, éste se podría ubicar entre 4 y 6 años, de acuerdo con nuestra experiencia, después de la decisión de lanzar la industria del gas natural en el País. Para elaborar escenarios más detallados, se podrá considerar la cifra de demanda obtenida con más o menos 10% al año 6.

Un plazo menor o mayor obedece a varios factores, siendo los principales:

- el grado de aceptación social del gas natural;
- la eficacia del marco regulatorio;
- el empeño de los actores del mercado;
- el nivel de voluntad política de las distintas autoridades.

Desde un punto de vista geográfico, los flujos de gas podrían representarse de acuerdo al siguiente diagrama.



2 – Cálculo preliminar del precio de adquisición

2.1.– Metodología de cálculo del valor “netback”

El sistema “netback” es comúnmente utilizado para valorizar el gas natural en mercados no competitivos donde la industria del gas es regulada o los precios son administrados. En estos casos, el precio a pagar al productor, en boca de pozo, se determina a partir del precio al consumidor (por Gcal o MBtu) de los combustibles convencionales que el gas desplaza, menos el costo de transporte por gasoducto a los centros de consumo. Es decir, el sistema “netback” determina el precio del gas natural en boca de pozo en forma tal que el consumidor sea indiferente entre consumir este energético o un combustible líquido convencional.

En este trabajo se aplica el concepto “netback” para determinar el precio máximo CIF (en terminal de recepción) que estarían dispuestos a pagar por el gas natural licuado los grandes consumidores potenciales (centrales eléctricas e industrias). Así, el precio “netback” del LNG en puerto de recepción es igual al precio del combustible convencional (diesel o fuel oil) en la planta del consumidor, menos los costos de almacenamiento, regasificación y transporte por gasoducto, para llevar el gas desde el terminal hasta el consumidor final.

Los precios al consumidor del diesel y fuel oil se estimaron para 2010 (en dólares de 2003) proyectando la estructura de la fórmula de precios paridad de importación. Los precios en el mercado de referencia (USGC) se establecieron a partir de las proyecciones de tasas de crecimiento de los precios del petróleo realizadas por el Departamento de Energía de los Estados Unidos y tomando en cuenta que en el mercado de la Costa del Golfo (USGC) la relación de precios histórica entre el combustible residual de 3% de azufre y el diesel ha sido 64.7% como promedio (periodo 1996-2002).

Precios Platt's USGC y Estructura Promedio, Históricos y Proyectados

Año	Dólares corrientes por barril		Dólares constantes por barril		Estructura	
	Diesel	Fuel Oil (3%S)	Diesel	Fuel Oil (3%S)	Diesel	Fuel Oil (3%S)
1996	24.77	15.59			1.000	0.629
1997	22.72	14.41			1.000	0.634
1998	16.01	9.67			1.000	0.604
1999	19.84	14.34			1.000	0.723
2000	34.12	20.78			1.000	0.609
2001	29.03	17.12			1.000	0.590
2002	27.82	20.79			1.000	0.747
1996-2002	24.90	16.10			1.000	0.647
2003	35.63	23.03	35.63	23.03	1.000	0.647
2004	33.92	21.93	33.17	21.45	1.000	0.647
2005	33.57	21.70	32.10	20.75	1.000	0.647
2006	34.57	22.35	32.32	20.89	1.000	0.647
2007	35.56	22.99	32.51	21.02	1.000	0.647
2008	36.58	23.65	32.70	21.14	1.000	0.647
2009	37.64	24.33	32.89	21.27	1.000	0.647
2010	38.71	25.03	33.09	21.39	1.000	0.647
2011	39.84	25.76	33.29	21.52	1.000	0.647
2012	40.98	26.50	33.48	21.65	1.000	0.647
2013	42.15	27.25	33.68	21.77	1.000	0.647
2014	43.37	28.04	33.88	21.91	1.000	0.647
2015	44.63	28.85	34.09	22.04	1.000	0.647

Nota: Las proyecciones se realizaron sobre la base de las tasas de crecimiento estimadas para el precio del petróleo, elaboradas por el DOE de EU, y con la estructura promedio histórica entre productos.

El flete del diesel fue determinado para la ruta Houston-Haina en tanqueros de 30,000 toneladas, mientras que para el fuel oil se utilizaron buques de 50,000 toneladas en la misma ruta. Además de tomar en cuenta los factores de la fórmula de precios paridad de importación y el margen mayorista, se consideraron diferencias de precios entre las centrales eléctricas sobre la base de información obtenida en las órdenes de méritos de despacho, las cuales reflejan tanto las distintas distancias de transporte terrestre como variaciones en la calidad de los combustibles.

Formación de precios al consumidor del diesel y el fuel oil (en US\$ / bbl y al 31.12 2002)		
	Diesel	Fuel oil
Precio de referencia USGC	33.09	21.39
Flete Houston-Haina	1.35	1.15
Seguro	0.02	0.01
Costos terminal	0.41	0.41
Comisión cambiaria	1.64	1.07
Cargos bancarios	0.13	0.04
Otros costos	0.48	0.48
Res. 233	0.05	0.05
Precio Paridad de Importación	37.17	24.61
Margen distribuidor	0.73	0.47
Precio ex-terminal	37.90	25.08
Precio Itabo	39.00	
Precio Higuamo	41.18	
Precio CESP	40.45	
Precio Mitsubishi		26.00
Precio Smith Enron		26.83

El Puente con base a información de Secretaría de Industria y de OCSEI

Los costos de almacenamiento y de transporte terrestre del gas natural a cada uno de los centros de consumo se calcularon con las inversiones requeridas, el costo de capital y los volúmenes de combustible manejados, mediante el método del costo nivelado. Este método determina la tarifa media requerida en la producción de un servicio (en este caso el almacenamiento o transporte de gas natural) que permite recuperar todos los costos involucrados, así como una tasa de rendimiento igual al costo de capital (la tasa de descuento “i” utilizada para su cálculo). El costo nivelado (CN) se deriva de la siguiente relación:

$$VPC = \sum [(CN) (Q_t) / (1+i)^t]$$

en donde

VPC = valor presente de los costos del proyecto

Q_t = nivel de producción del proyecto en el período t

CN = costo nivelado por unidad de producción

Como CN es la base de evaluación, se le considera constante a lo largo de la vida del proyecto. Por lo tanto, el costo nivelado se expresa como:

$$CN = VPC / [\sum(Q_t) / (1+i)^t] = (VPC/VPQ)$$

donde VPQ es el "valor presente de la producción física", que no tiene interpretación física; resulta al despejar CN de la primera ecuación. Intuitivamente significa que no importa únicamente la producción total, sino también su distribución a lo largo del tiempo ("no es lo mismo producir una unidad ahora que dentro de 10 años", debido a que la actual produce ingresos de inmediato, los cuales pueden invertirse y obtener una ganancia). Cabe notar que VPQ es mucho menor que la producción total durante la vida de la planta ($\sum Q_t$). Una forma alterna de calcular el CN para una producción anual constante (Q) es mediante el concepto de la anualidad equivalente de costos (AEC). Así,

$$CN = AEC / Q$$

Para este trabajo Q es el volumen anual de gas almacenado en el terminal o transportado por el gasoducto. Es de destacar que el cálculo de CN arroja resultados en dólares constantes, a precios de 2003, por MBtu.

La tasa de descuento utilizada fue 11.5% en términos reales, equivalente a 14% nominal, y representan el costo de capital promedio ponderado antes de impuestos. En forma aproximada, la tasa utilizada significa un rendimiento sobre patrimonio (ROE) de 15% nominal después de impuestos, para un financiamiento del proyecto con 40% de patrimonio y 60% de deuda.

Los costos de operación y mantenimiento se consideraron de 4% anual de la inversión.

Por otra parte, el costo de la regasificación se estimó en 0.50 dólar/MBtu, basado en información disponible para este tipo de operación.

Además se realizó un análisis de sensibilidad con respecto al precio del combustible a sustituir, diesel o fuel oil, considerando precios 10% y 20% menores al estimado, para visualizar si un descenso en los precios afecta de forma importante a la posible sustitución con gas natural (esta sensibilidad de precios es independiente de una variación en volumen y tiene como propósito la determinación de un valor objetivo de adquisición).

Estos ejercicios se elaboraron para tres tamaños en los tanques de almacenamiento de LNG, debido a la existencia de economías de escala. En este caso se eligieron capacidades de 200, 250 y 300 mil metros cúbicos. Así mismo para periodos de 2, 3 y 4 meses en la capacidad de almacenamiento.

2.2.- Resultados

Al efectuar los cálculos en un ejercicio preliminar, se observó que las centrales eléctricas Mitsubishi y Smith-Enron presentan precios de sustitución bajos - a veces por debajo de US\$ 2/MBtu y no superiores a US\$ 3.5/MBtu - debido a que en ellas se utiliza fuel oil. Por lo que realizar el cambio a gas natural en estas dos plantas no genera, en condiciones actuales, un ahorro en costos suficiente para rentabilizar el cambio de quemadores; por lo tanto, no se consideraron en los cálculos definitivos.

Debido a que la "bolsa de carga" de Puerto Plata se debe prácticamente a la central eléctrica Smith-Enron, tampoco se consideró en el mediano plazo el suministro a esta ciudad, mientras no cambien considerablemente las características de la demanda actual.

La cifra inicial de demanda, de 2,900 millones de m³ se redujo consecuentemente a 2,600 millones de m³.

Por lo tanto, se hicieron de nuevo los cálculos, considerándose solamente la sustitución de diesel y eliminándose el consumo de las centrales eléctricas mencionadas anteriormente y el consumo industrial de Puerto Plata.

Los resultados de dichos cálculos para cada una de las centrales eléctricas al igual que para cada una de las zonas de consumo industrial se muestran en los siguientes cuadros:

Netback usando tanques de 200 000 m ³									
Centro de Consumo	Escenario Base Precio CIF sustituto (USD/MBTU) Almacenamiento			Escenario -10% Precio CIF sustituto (USD/MBTU) Almacenamiento			Escenario -20% Precio CIF sustituto (USD/MBTU) Almacenamiento		
	2 meses	3 meses	4 meses	2 meses	3 meses	4 meses	2 meses	3 meses	4 meses
	Central Eléctrica								
Itabo TG-I	5.74	5.45	5.15	5.07	4.77	4.47	4.39	4.09	3.79
Itabo TG-II	5.74	5.45	5.15	5.07	4.77	4.47	4.39	4.09	3.79
Itabo TG-III	5.74	5.45	5.15	5.07	4.77	4.47	4.39	4.09	3.79
Haina TG	5.74	5.45	5.15	5.07	4.77	4.47	4.39	4.09	3.79
Los Mina II	5.79	5.50	5.20	5.11	4.82	4.52	4.44	4.14	3.84
Higuamo I	6.17	5.87	5.57	5.45	5.15	4.86	4.74	4.44	4.14
Higuamo II	6.17	5.87	5.57	5.45	5.15	4.86	4.74	4.44	4.14
Cespm-1	6.04	5.74	5.45	5.34	5.04	4.74	4.63	4.34	4.04
Cespm-2	6.04	5.74	5.45	5.34	5.04	4.74	4.63	4.34	4.04
Cespm-3	6.04	5.74	5.45	5.34	5.04	4.74	4.63	4.34	4.04
Cespm-4	6.04	5.74	5.45	5.34	5.04	4.74	4.63	4.34	4.04
Cespm-5	6.04	5.74	5.45	5.34	5.04	4.74	4.63	4.34	4.04
Falconbridge	3.39	3.09	2.79	2.94	2.64	2.34	2.48	2.19	1.89
Consumo Industrial									
San Pedro de Macorís	5.89	5.60	5.30	5.21	4.91	4.61	4.52	4.22	3.92
Distrito Nacional	5.79	5.50	5.20	5.11	4.82	4.52	4.44	4.14	3.84
San Cristobal	5.80	5.50	5.20	5.11	4.81	4.52	4.43	4.13	3.83
La Vega	5.54	5.24	4.94	4.85	4.55	4.25	4.16	3.86	3.56
Santiago	4.96	4.66	4.37	4.27	3.97	3.67	3.57	3.27	2.97

Netback usando tanques de 250 000 m³

Centro de Consumo	Escenario Base (USD/MBTU) Almacenamiento			Escenario -10% (USD/MBTU) Almacenamiento			Escenario -20% (USD/MBTU) Almacenamiento		
	2 meses	3 meses	4 meses	2 meses	3 meses	4 meses	2 meses	3 meses	4 meses
	Central Eléctrica								
Itabo TG-I	5.66	5.48	5.12	4.98	4.80	4.44	4.30	4.12	3.76
Itabo TG-II	5.66	5.48	5.12	4.98	4.80	4.44	4.30	4.12	3.76
Itabo TG-III	5.66	5.48	5.12	4.98	4.80	4.44	4.30	4.12	3.76
Haina TG	5.66	5.48	5.12	4.98	4.80	4.44	4.30	4.12	3.76
Los Mina II	5.71	5.53	5.17	5.03	4.85	4.49	4.35	4.17	3.81
Higuamo I	6.08	5.90	5.55	5.37	5.19	4.83	4.65	4.47	4.11
Higuamo II	6.08	5.90	5.55	5.37	5.19	4.83	4.65	4.47	4.11
Cespm-1	5.95	5.78	5.42	5.25	5.07	4.72	4.55	4.37	4.01
Cespm-2	5.95	5.78	5.42	5.25	5.07	4.72	4.55	4.37	4.01
Cespm-3	5.95	5.78	5.42	5.25	5.07	4.72	4.55	4.37	4.01
Cespm-4	5.95	5.78	5.42	5.25	5.07	4.72	4.55	4.37	4.01
Cespm-5	5.95	5.78	5.42	5.25	5.07	4.72	4.55	4.37	4.01
Falconbridge	3.30	3.12	2.77	2.85	2.67	2.31	2.40	2.22	1.86
Consumo Industrial									
San Pedro de Macorís	5.81	5.63	5.27	5.12	4.94	4.58	4.43	4.25	3.89
Distrito Nacional	5.71	5.53	5.17	5.03	4.85	4.49	4.35	4.17	3.81
San Cristobal	5.71	5.53	5.17	5.02	4.85	4.49	4.34	4.16	3.81
La Vega	5.45	5.27	4.92	4.76	4.58	4.23	4.07	3.89	3.53
Santiago	4.87	4.70	4.34	4.18	4.00	3.64	3.48	3.30	2.95

Netback usando tanques de 300 000 m³

Centro de Consumo	Escenario Base (USD/MBTU) Almacenamiento			Escenario -10% (USD/MBTU) Almacenamiento			Escenario -20% (USD/MBTU) Almacenamiento		
	2 meses	3 meses	4 meses	2 meses	3 meses	4 meses	2 meses	3 meses	4 meses
	Central Eléctrica								
Itabo TG-I	5.78	5.37	5.16	5.10	4.69	4.48	4.42	4.01	3.80
Itabo TG-II	5.78	5.37	5.16	5.10	4.69	4.48	4.42	4.01	3.80
Itabo TG-III	5.78	5.37	5.16	5.10	4.69	4.48	4.42	4.01	3.80
Haina TG	5.78	5.37	5.16	5.10	4.69	4.48	4.42	4.01	3.80
Los Mina II	5.83	5.42	5.21	5.15	4.74	4.53	4.47	4.06	3.85
Higuamo I	6.20	5.79	5.59	5.49	5.08	4.87	4.77	4.36	4.15
Higuamo II	6.20	5.79	5.59	5.49	5.08	4.87	4.77	4.36	4.15
Cespm-1	6.08	5.66	5.46	5.37	4.96	4.75	4.67	4.26	4.05
Cespm-2	6.08	5.66	5.46	5.37	4.96	4.75	4.67	4.26	4.05
Cespm-3	6.08	5.66	5.46	5.37	4.96	4.75	4.67	4.26	4.05
Cespm-4	6.08	5.66	5.46	5.37	4.96	4.75	4.67	4.26	4.05
Cespm-5	6.08	5.66	5.46	5.37	4.96	4.75	4.67	4.26	4.05
Falconbridge	3.42	3.01	2.80	2.97	2.56	2.35	2.52	2.11	1.90
Consumo Industrial									
San Pedro de Macorís	5.93	5.52	5.31	5.24	4.83	4.62	4.55	4.14	3.93
Distrito Nacional	5.83	5.42	5.21	5.15	4.74	4.53	4.47	4.06	3.85
San Cristobal	5.83	5.42	5.21	5.15	4.73	4.53	4.46	4.05	3.84
La Vega	5.58	5.16	4.96	4.88	4.47	4.26	4.19	3.78	3.57
Santiago	5.00	4.58	4.38	4.30	3.89	3.68	3.60	3.19	2.99

A continuación se muestra un resumen (sin el caso particular de Falconbridge) con los rangos del “netback” calculado, tomando como premisa un almacenamiento de tres meses.

Rangos del Netback con 3 meses de almacenamiento (en US\$ / MBtu)			
Capacidad Tanque	Escenario Base	Escenario -10%	Escenario -20%
200,000 m ³	4.66 - 5.87	3.97 - 5.15	3.27 - 4.44
250,000 m ³	4.70 - 5.90	4.00 - 5.19	3.30 - 4.47
300,000 m ³	4.58 - 5.79	3.89 - 5.08	3.19 - 4.36

Se observa que:

- independientemente de la dimensión de los tanques de almacenamiento, el precio “netback” supera en todos los casos el precio publicado de US\$ 3/MBtu;
- los valores inferiores son los que corresponden a la sustitución de los consumos industriales en Santiago.

Por lo anterior, *se adopta como valor de “netback” un promedio conservador de US\$ 4/MBtu, lo cual significa que el margen entre el valor de sustitución y el precio negociable de adquisición, debería ser por lo menos igual a un dólar.*

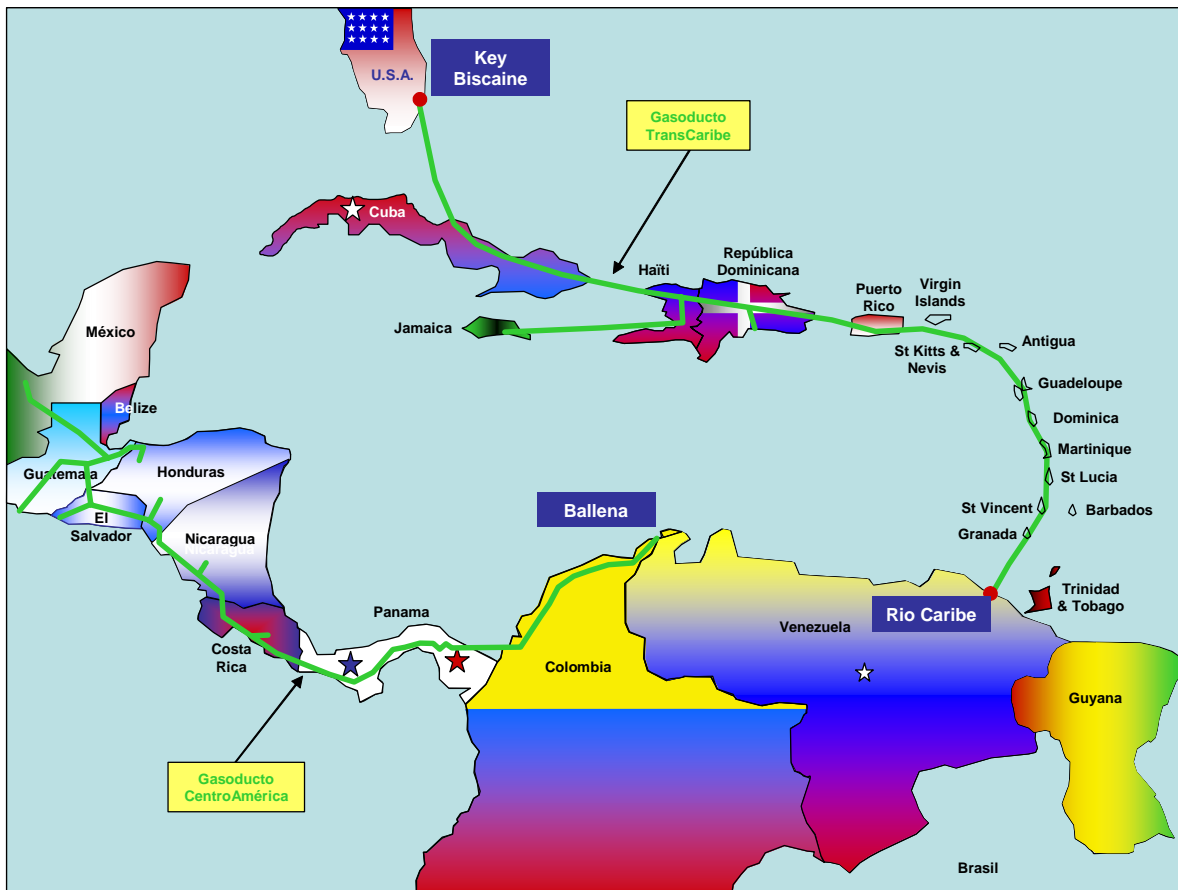
3 - Posibles proveedores de gas natural



Pozo offshore y planta de licuefacción de gas

3.1.- Premisas

Una posible solución de largo plazo para el abastecimiento de gas natural al País es el gasoducto TransCaribe, cuya representación se ve a continuación.



Pero, en el corto y mediano plazo, que figuran en el alcance de dicho trabajo, esta solución de suministro no fue contemplada.

Por consiguiente y en lo sucesivo, se considera que el abastecimiento de gas natural a República Dominicana se efectuaría bajo la forma de gas natural licuado (LNG) durante un período no menor a 10 años.

Si bien la oferta de LNG se encuentra geográficamente distribuida en el mundo, se aplicarán restricciones a su elegibilidad como fuente de suministro, con base a criterios técnicos y económicos.

También vale mencionar que sólo se seleccionaron los posibles proveedores que ya disponen de plantas de licuefacción. En efecto, a pesar de las mejoras constantes en la tecnología de construcción, el plazo promedio entre la decisión de realizar una planta y la disponibilidad efectiva del LNG es de aproximadamente 5 años.

3.2.– La oferta de LNG

La oferta mundial de gas natural licuado en 2002 se presenta a continuación:

Exportadores de Gas Natural Licuado				
País	Producción (Mta)	Posición	Reservas (Tft ³)	Posición
Indonesia	33.0	1	72.3	6
Algeria	21.5	2	159.0	3
Malasia	15.0	3	81.7	5
Qatar	10.0	4	300.0	1
UEA	7.8	5	212.0	2
Australia	7.5	6	44.6	8
Brunei	7.2	7	13.8	11
Omán	6.6	8	28.4	9
Nigeria	5.8	9	124.0	4
Trinidad	3.2	10	19.8	10
Libia	1.3	11	46.0	7

El Puente con base a Ministerio de Energía de Trinidad & Tobago

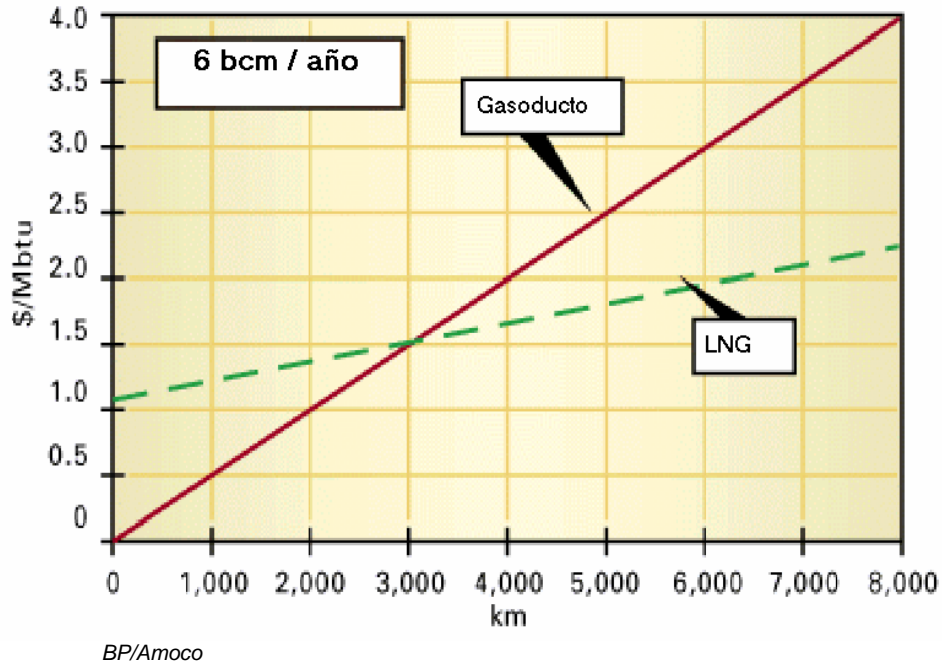
Tft³: trillones de pies cúbicos

Mta: millones de toneladas por año

3.3.– La oferta elegible para el suministro a República Dominicana

Como se observa en la figura adjunta, se descarta la oferta de países ubicados demasiado lejos, más de 5 000 km, debido a los costos de transporte (en el caso del LNG, el costo “de transporte” incluye la regasificación).

Costo de Transporte de Gas Natural



De igual modo no se selecciona el suministro que implica un tránsito por el canal de Panamá, porque la capacidad del canal (buques hasta de 60 000 toneladas) no permite el paso de metaneros de tamaño competitivo (140,000 m³).

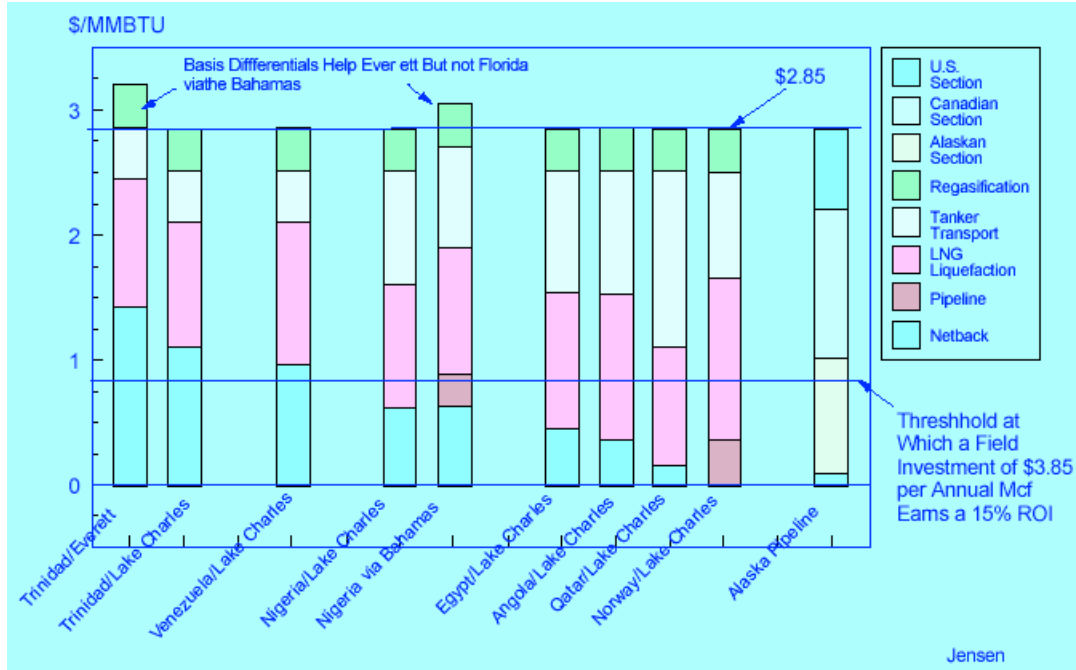
Por consiguiente, se llega a la conclusión que *la mejor opción es Trinidad y Tobago*. Además con la puesta en funcionamiento de los trenes II y III y la decisión de construir el tren IV, la oferta ofrece un alto nivel de confiabilidad en el tiempo.

En este sentido el contrato de suministro ya celebrado entre AES y BP para el uso de gas natural en las centrales de generación eléctrica con ciclo combinado de Andrés y Los Mina, confirma a Trinidad y Tobago en su papel de proveedor privilegiado de la República Dominicana.

3.4.- Indicaciones sobre los precios

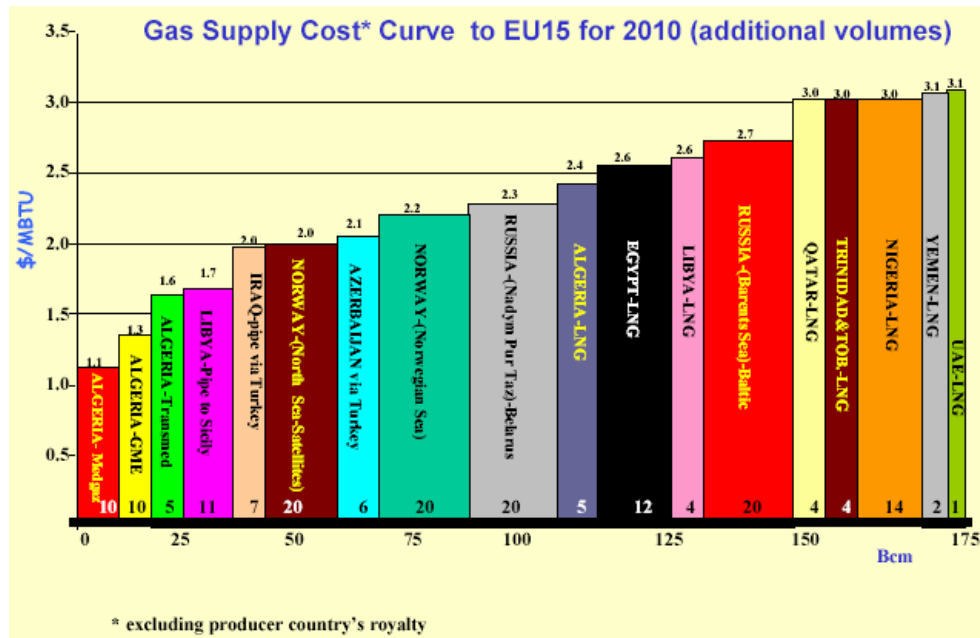
Los precios del gas natural licuado en el mercado internacional incluyen el costo de producción, la licuefacción, el transporte y en algunos casos la regasificación.

La figura siguiente muestra la composición de este costo total en un escenario relativamente pesimista de diversas fuentes de gas natural para la costa este de Estados Unidos en 2010. Se observa que el precio se establece, en el marco de contratos de largo plazo, en alrededor de **US\$ 3/MBtu**.



Jensen & Associates

Por otro lado, el Observatorio Mediterráneo de la Energía pronostica que el gas natural licuado proveniente de Trinidad y Tobago para los años 2010 y 2020 tendrá un costo cercano a **US\$ 3/MBtu**, incluyendo la regasificación. Los diferentes costos de suministro para Europa en 2010 se muestran a continuación.



Estos dos ejercicios muestran un nivel tentativo de precio de venta CIF del LNG. Para tener una idea más precisa del precio, será necesario entrar en contacto directo

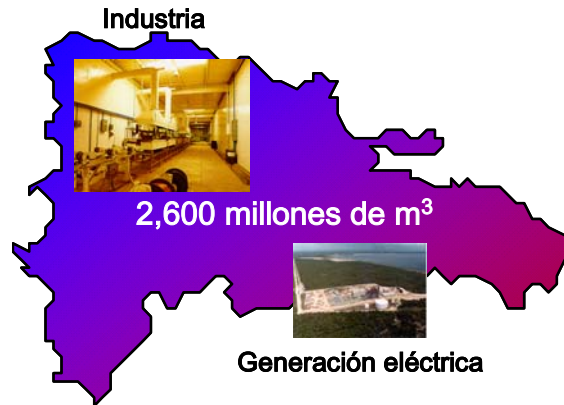
con las Autoridades de Atlantic LNG y de Nacional Gas Company en Trinidad & Tobago.

4 – Identificación de un mercado potencial

4.1.– Los fundamentales

Los “ingredientes” de base ya están identificados:

- una demanda potencial (cap. 1 y 2):

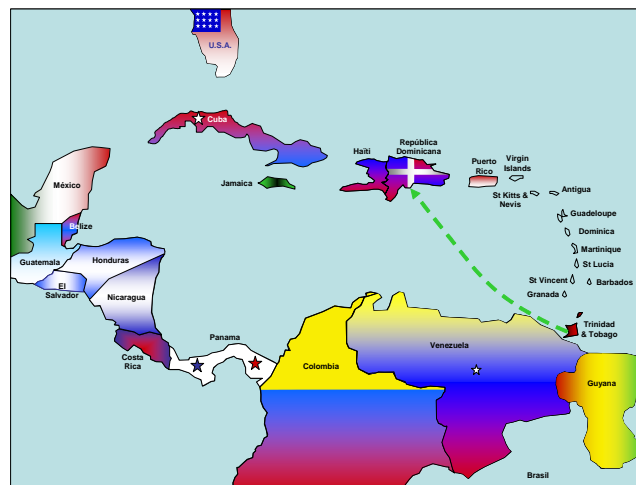


- un precio de sustitución (cap. 2):



aproximadamente 4 dólares por MBtu,

- y un posible proveedor (cap. 3): **Trinidad y Tobago.**



La cuestión, muy breve, que vamos a tratar ahora es:

¿Con estos componentes, puede existir un mercado del gas natural en el País?

4.2.– El mercado del gas natural

La respuesta a la pregunta precedente es: *sí, hay lugar para un mercado de gas natural en la República Dominicana.*

Ante todo, lo que permite la formación del mercado es el precio. Es preciso mencionar que este precio de US\$ 4/MBtu (“netback” CIF promedio calculado) se refiere a la sustitución del diesel oil. Hemos visto que el precio de sustitución del fuel oil era relativamente bajo, lo cual resta de la demanda potencial, por un tiempo, las actuales cantidades consumidas de este energético (con la excepción de Falconbridge). Esta situación se debe a la estructura específica del parque de generación eléctrica, con alto porcentaje de turbinas de gas y ciclos combinados.

Basándose sobre un diferencial *mínimo* de un dólar por MBtu, con relación al precio CIF negociable con los oferentes, existe un margen a compartir suficiente para que, por un lado, los clientes tomen su decisión de sustitución (y rentabilicen los gastos correspondientes) y, por el otro, que los industriales del gas natural estén dispuestos a efectuar las inversiones adecuadas y a operar el sistema de suministro.

El segundo motivo de la factibilidad del mercado es que el volumen de la demanda es de un tamaño suficiente para suscitar voluntades de los distintos actores, tanto oferentes como usuarios.

La demanda potencial final, de **2,600 millones de m³** por año, o sea 4.3 millones de m³ de LNG, representa la carga de más de 30 metaneros de 140,000 m³.

No hay dudas que los actores del LNG en Trinidad y Tobago estén interesados en proveer una cantidad de esta importancia.

Si bien la presencia de los factores objetivos anteriormente mencionados impulsa la creación de un mercado del gas natural en el País, ciertas condiciones de entorno deberán ser reunidas para que se desarrolle esta nueva fuente de energía.

4.3.– Las principales condiciones de desarrollo del mercado

Sin ser exhaustivo, he aquí algunos de los principales requisitos que facilitarán la emergencia y el desarrollo del mercado de gas natural:

- visibilidad y estabilidad del precio del gas a mediano plazo;
- marco regulatorio claro y estimulante;
- política pública de acompañamiento (especialmente en materia fiscal);
- compromiso de los industriales del gas natural;
- celeridad en las decisiones.

5 – Inversiones requeridas para el desarrollo del gas natural

5.1.– Las premisas

A esta altura del proyecto, el objetivo es diseñar, *a grosso modo*, los principales componentes de la infraestructura necesaria para el desarrollo de la industria del gas natural en el País y deducir de este ejercicio una primera aproximación del monto de las inversiones correspondientes.

El primer paso consiste, a partir de la estimación de demanda potencial, en proyectar la recepción y el almacenamiento del gas natural líquido. Para ello, será necesario adoptar algunas hipótesis en función de consideraciones estratégicas, en particular de seguridad.

La etapa siguiente se refiere al transporte de gas natural hacia las "bolsas de carga", de acuerdo con los flujos definidos en el capítulo 1 sobre la demanda, y modificados, al integrar el cálculo del "netback".

El cálculo de los costos se basa sobre ratios utilizados internacionalmente en la industria del gas natural.

5.2.– El terminal metanero



El terminal existente de Punta Caucedo

Apoyándose sobre consideraciones económicas, partimos del principio que se utilizaría el terminal metanero existente para abastecer la demanda suplementaria a la de Andrés y Los Mina. En efecto, ya está realizada la inversión y conviene, de un estricto punto de vista financiero, aprovecharlo al máximo.

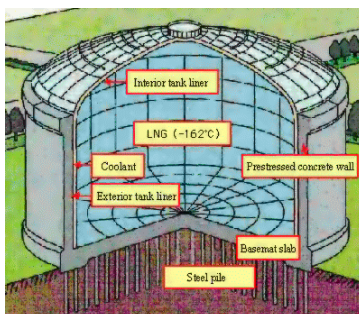
La demanda anual de 4.5 Mm³ de gas natural licuado (LNG) podría suministrarse por entregas unitarias de 140,000 m³, cada 11 días, lo cual es realista del punto de vista técnico.

Por lo tanto, y para lo que sigue:

- el punto geográfico de entrada del gas natural en el País es el terminal existente de Punta Caucedo, Boca Chica;

- no se considera necesario inversiones adicionales significativas en la cuestión del terminal metanero.

5.3.– El almacenamiento



Esquema de un tanque de LNG

Visto desde el ángulo económico, se podría considerar que un mes de almacenamiento sería suficiente para hacer frente a contingencias normales. Este plazo de un mes puede ser considerado como insuficiente: un estoque más "confortable" permite hacer frente a una deficiencia temporal del proveedor habitual.

Por otro lado, si el gas natural alcanza tomar una participación significativa en el balance energético – del orden de 25 a 30% - es probable que se tomen en cuenta otras consideraciones que las económicas.

A continuación, se presenta un cuadro que presenta las alternativas de almacenamiento, agregando 1, 2 y 3 meses al almacenamiento "económico".

Consumo anual Gas Nat.	2,553	Mm ³	
Consumo anual LNG	4.3	Mm ³	
Consumo mensual LNG	354,545	m ³	
Meses de almacenamiento	2	3	4
Capacidad requerida	709,090 m ³	1,063,635 m ³	1,418,180 m ³
Capacidad existente (Boca Chica)	150,000 m ³	150,000 m ³	150,000 m ³
Necesidad de capacidad adicional	559,090 m ³	913,635 m ³	1,268,180 m ³
Número de Tanques con capacidad de:			
200,000 m ³	3	5	7
250,000 m ³	3	4	6
300,000 m ³	2	4	5

El Puente

También en este caso, consideramos que el almacenamiento estaría construido en el terreno disponible del complejo existente de Boca Chica. En estas condiciones, el valor del terreno se tomó con el valor cero.

Por ende, el costo resultante de dichas opciones es el siguiente.

Costo de un Tanque	
200,000 m ³	MUS\$ 125.0
250,000 m ³	MUS\$ 150.0
300,000 m ³	MUS\$ 175.0

Costo de los Tanques adicionales			
Meses de almacenamiento	2	3	4
200,000 m ³	MUS\$ 375.0	MUS\$ 625.0	MUS\$ 875.0
250,000 m ³	MUS\$ 450.0	MUS\$ 600.0	MUS\$ 900.0
300,000 m ³	MUS\$ 350.0	MUS\$ 700.0	MUS\$ 875.0

El Puente

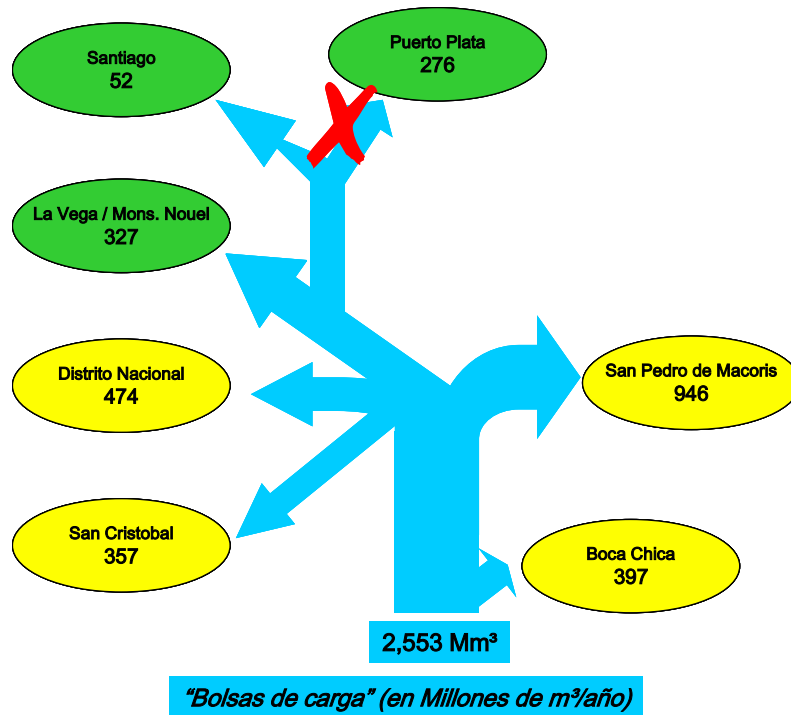
5.4.- Los gasoductos de transporte



Tendido de gasoductos de transporte

Los gasoductos de transporte son los que van a encaminar el energético hacia las "bolsas de carga".

Para proyectar dicha infraestructura, el punto de partida es el diagrama ya presentado en el capítulo sobre la demanda.



Este diagrama se ve modificado tras la integración del "netback": en efecto, se reduce el flujo hacia San Pedro de Macorís (retiro de Mitsubishi) y se anula el de Puerto Plata (retiro de Smith-Enron).

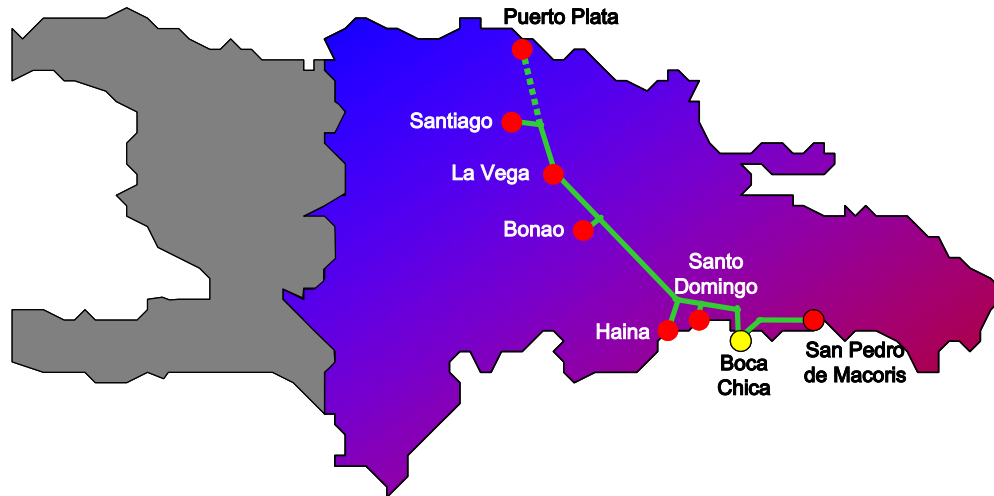
Aún así, no se recomienda reducir los diámetros de los gasoductos por razones inherentes a la industria del gas natural. En particular hacia el Norte, el sobredimensionamiento relativo de la red cubriría a futuro una posible extensión a Puerto Plata o Monte Christi.

El diagrama refleja el siguiente cuadro de "nodos".

Nodos	Carga (en Mm ³)
Distrito Nacional	474
San Cristobal	357
San Pedro de Macorís	946
Boca Chica	397
La Vega	3
Monseñor Nouel	324
Santiago	52
Puerto Plata	0
Total	2,553

El Puente

Se puede diseñar un primer mapa de lo que sería la futura red de transporte de gas natural en el País.



A partir de estas informaciones, se puede calcular el diámetro de los ductos, en función de una distancia estimada en 1.3 vez el trazo en el mapa a vuelo de pájaro. Con este factor multiplicador, se incluye también la longitud de las acometidas a las plantas industriales y a las de generación eléctrica.

Dicho cálculo fue ejecutado con base a una combinación de las ecuaciones de Panhandle y de Weymouth, tomando las siguientes hipótesis:

- el caudal de pico representa 1.5 vez el caudal promedio, dadas las características de la demanda;
- se agrega al caudal de pico una reserva del 30%;
- la presión de operación del sistema es de 70 bares;
- se plantea la alternativa de una presión aguas abajo, sea de 30 bares, sea de 15 bares.

De este modo, el cuadro siguiente arroja los resultados encontrados.

Tramo	Distancia en km v.p	Distancia en km trazo	Distancia en pies trazo	Mm ³ /año	m ³ /h promedio	m ³ /h pico	m ³ /h reserva 30%	cf/h reserva 30%	Diámetros en pulg.			
									P _A : 70 bares	P _B : 15 bares	P _A : 70 bares	P _B : 30 bares
Boca Chica - Boca Chica	1	1	3,280	397	45,323	67,985	88,380	3,119,825	12	12	12	12
Boca Chica - San Pedro	33	43	140,712	946	107,970	161,954	210,541	7,432,081	16	16	16	16
Boca Chica - D.N.	35	46	149,240	1,210	138,114	207,171	269,323	9,507,090	18	18	18	18
D.N. - San Cristobal	20	26	85,280	357	40,733	61,099	79,429	2,803,846	10	10	10	10
D.N. - La Vega	105	137	447,720	379	43,260	64,891	84,358	2,977,828	16	16	16	16
La Vega - Santiago	30	39	127,920	52	5,933	8,900	11,569	408,403	10	10	10	10
Santiago - Puerto Plata	60	78	255,840	0	0	0	0	0	n/a	n/a	n/a	n/a

El Puente

La inversión correspondiente se deduce del diseño precedente, tomando un costo unitario internacional, generalmente aceptado, de US\$ 22 por pulgada y por metro, para tener en cuenta los distintos tipos de terreno.

Tramo	Distancia en km trazo	Diámetros en pulg.				Costo en MUS\$			
		P _A : 70 bares	P _B : 15 bares	P _A : 70 bares	P _B : 30 bares	P _A : 70 bares	P _B : 15 bares	P _A : 70 bares	P _B : 30 bares
Boca Chica - Boca Chica	1	12	12			n/a		n/a	
Boca Chica - San Pedro	43	16	16			15.1		15.1	
Boca Chica - D.N.	46	18	18			18.0		18.0	
D.N. - San Cristobal	26	10	10			5.7		5.7	
D.N. - La Vega	137	16	16			48.0		48.0	
La Vega - Santiago	39	10	12			8.6		10.3	
Santiago - Puerto Plata	78	n/a	n/a			0.0		0.0	
Costo total				MUS\$		95.5		97.2	

El Puente

6 – Reflexiones sobre el marco regulatorio y la estrategia de desarrollo



El marco regulatorio debe ser aprobado por el poder legislativo

6.1. Algunos puntos de referencia

- La elaboración y la adopción de un marco regulatorio es, de por sí, un proceso complejo, ya que dicho marco debe integrar todos los componentes del mercado del gas natural. En efecto, las reglas del juego del mercado deben ser diseñadas de tal modo que las ventajas para los clientes sean duraderas por su uso del gas natural y, simultáneamente, que los oferentes de gas y de servicios (almacenamiento, transporte, distribución y comercialización) sean incentivados para realizar las inversiones adecuadas. ¡No es nada fácil!
- Además, el desarrollo de la industria del gas natural precisa ser realizado de la manera más armoniosa posible con los otros sectores del ramo de la energía – petróleo, sus derivados, y electricidad. Vale decir que las disposiciones que se deciden para el gas no pueden “chocar” contra las de la ley eléctrica, por ejemplo.
- Más allá de los mecanismos económicos y técnicos, la reestructuración del balance energético de un país trasciende el ámbito administrativo, aunque muy involucrado en el proceso, para ubicarse clara y lógicamente en el terreno político. En la planificación de las actividades de elaboración de un marco regulatorio, se debe contemplar la promulgación de una “Ley Gasera” y de sus decretos de aplicación, cuya concreción obedece a tiempos políticos, no siempre sincronizados con los tiempos económicos y empresariales.
- Disponemos de dos herramientas de ayuda en el diseño de un marco regulatorio: la teoría económica y la experiencia de los demás. Pero si bien es bueno tener conocimiento de ellas, son meras ayudas: los verdaderos cimientos del marco regulatorio descansan en la estrategia de desarrollo del gas natural en el País. No es relevante el modelo, sino lo bien hecho que está y lo adecuado que se aplica. Los economistas, ingenieros, y abogados, que tendrán a su cargo la redacción, no podrán desempeñar un buen trabajo si la estrategia no es clara. Los políticos no ejercerán correctamente su responsabilidad de decidir si no sienten la integración del gas natural como una ventaja para el País.

- Concluyendo esta serie de consideraciones básicas, el desarrollo del gas natural debe apoyarse en un mercado incentivado por reglas de juego dinámicas, referidas a situaciones concretas y reales, y no puede ser “enmarcado” por directivas de difícil interpretación, a veces inspiradas por modas ideológicas.

6.2. Los principios generales de regulación económica

- ***Definición de un Marco Regulatorio Económico***

El transporte y distribución de gas natural es una industria de red con características de monopolio natural, lo que ha dado lugar a la intervención del Estado; en otros casos se ha justificado también dicha intervención por razones de servicio público. El esquema institucional para manejar esta situación ha tomado históricamente dos formas: el establecimiento de un monopolio público bajo la tutela de un ministerio, o la concesión del servicio a una empresa pública, privada o mixta, bajo la vigilancia de una agencia regulatoria designada para tal efecto. En ambos casos se definen mecanismos de fijación de precios, para evitar que la empresa en esa situación obtenga ganancias excesivas.

- ***Precio del gas y de los servicios***

La factura pagada por el usuario final se rige por dos componentes básicos: el precio del gas y el de los servicios.

El gas, registrado por el medidor, se factura a los clientes, multiplicando un precio uniforme por la cantidad consumida. Generalmente, dicho precio se define de acuerdo al mecanismo de regulación denominado "pass through". El mismo estipula que el precio C.I.F. del gas (con sus costos de reservación o "nominación") es trasladado sin margen a lo largo de la cadena de suministro.

Los servicios son diferentes, según la posición del usuario en la red:

- ***transporte*** sólo, si el consumidor, en general importante, es abastecido directamente desde el gasoducto;
- ***distribución***, además del transporte, si el usuario, en general con consumo pequeño o mediano, está conectado a la red secundaria;
- para todos los usuarios, ***almacenamiento y comercialización***.

Para la facturación de dichos servicios, la estructura y el nivel de la tarifa da lugar a mecanismos de regulación sofisticados y con distintas vertientes posibles.

- ***Características de los mecanismos de regulación de los servicios***

Las características de dos mecanismos de regulación comúnmente utilizados son:

a.

Regulación por tasa de retorno (ROR)

La regulación de precios por costo de servicios liga los ingresos de una empresa regulada con sus costos, los cuales comprenden sus gastos de operación, mantenimiento, depreciación e impuestos, además de los intereses del capital comprometido en sus operaciones. La forma más común de regulación por costo de servicios corresponde a la ROR. Este tipo de regulación, muy utilizada en los Estados Unidos desde que surgieron las industrias de red, fija las tarifas de forma que éstas sean justas y razonables para los consumidores¹, y al mismo tiempo proporcionen a las empresas reguladas la oportunidad (no la garantía) de ganar una tasa de rentabilidad razonable con respecto al capital. De esta forma se establece una cierta relación entre los precios (o ingresos) y los costos de producción de la firma. Las tarifas se fijan de manera que la empresa regulada pueda recuperar los costos de operación incurridos prudentemente² (operación, depreciación anual e impuestos), y que la empresa tenga la oportunidad de ganar una tasa razonable de ganancias.

La siguiente fórmula contable muestra la base de esta metodología:

$$\text{Ingresos} = \text{Gastos O \& M} + \text{Depreciación} + s * (\text{Activos netos o capital neto})$$

Donde s es la tasa de rentabilidad permitida

Ya que los costos de la empresa son totalmente reembolsados, la regulación por la tasa de rentabilidad confiere un especial interés a la viabilidad financiera de la firma, sin ninguna referencia a la eficiencia de los precios (tarifas a costo marginal). Su preocupación es que los precios permitan ingresos suficientes para cubrir la totalidad de los gastos. Por otro lado, la tasa de rentabilidad permitida corresponde al costo de oportunidad del capital, y está definida como el promedio ponderado de los costos de la deuda y de los del capital propio (o "equity"). Este tipo de regulación se adapta mejor en los casos de fuertes inversiones o de alta incertidumbre económica³.

Una vez que los precios han sido determinados, se mantienen sin modificaciones durante un período relativamente corto hasta la próxima revisión de tarifas por la agencia regulatoria. Durante este período, la empresa cuenta con ciertos incentivos para reducir los costos, pues podría ganar una tasa de rentabilidad más alta que la permitida si así lo hiciera. En el caso contrario, es decir si los costos se elevaran, la empresa ganaría una tasa

¹ El concepto de "justo y razonable" es utilizado por las agencias regulatorias de los Estados Unidos.

² Si ciertos costos de operación o ciertas inversiones no son considerados como "prudentes" por la agencia regulatoria, son excluidos de la fórmula tarifaria, de forma que no son reembolsados a la empresa.

³ Véase Davidoci, M. (1995), *Monopole naturel et réglementation*, en Chevalier, J.M. editor (1995), *L'économie industrielle des stratégies d'entreprises*, Montchrestien, Paris, Francia, Págs. 197-218.

inferior a la permitida. Esta motivación a reducir los costos es una consecuencia de los retrasos en el proceso de revisión de las tarifas por la agencia reguladora ("regulatory lag"). Sin embargo, la empresa no tiene ninguna seguridad de guardar estas ganancias extraordinarias por mucho tiempo, pues la agencia muy probablemente va a promover una revisión de tarifas, a fin de hacer bajar la tasa de rendimiento mediante una reducción de los precios ("ratchet effect"⁴).

Esta modalidad de regulación ha sido cuestionada principalmente por dos factores. En primer lugar, por la posibilidad de una sobrecapitalización (efecto Averch-Johnson⁵), ya que la empresa tiene todo el interés de escoger el nivel de capital más alto, a fin de maximizar su ganancia, una vez definida la tasa permitida s . El segundo factor se refiere a la eventualidad que la empresa aumente los costos de producción, ya que esta metodología permite el reembolso total de los gastos. Sin embargo, no hay evidencias empíricas de que esto esté ocurriendo, al menos en el mercado estadounidense, ya que los costos observados en un año dado sirven de base para la determinación de los precios del año siguiente.

b. Regulación mediante precio máximo ("price cap")

La idea de esta forma de regulación, introducida en Gran Bretaña en 1984 para responder a las críticas presentadas contra el sistema ROR, y utilizada actualmente, entre muchos otros países por Argentina, consiste en separar los precios de venta de los costos de producción, de forma que la empresa regulada esté incentivada a reducir los costos. De acuerdo con ese mecanismo, el regulador impone a la empresa regulada la restricción de que un promedio ponderado de los precios de sus productos no debe superar un límite fijo durante un período de varios años (frecuentemente entre 4 y 5 años). Como los precios no aumentan con el crecimiento de los costos, la empresa tendrá todo el interés de minimizar estos últimos. El precio techo (P) evoluciona en función del índice general de precios al consumidor ($\Delta RPI_{t,t+1}$), así como de un factor de eficiencia negociado entre el regulador y la empresa ($X\%$), para compartir las ganancias esperadas por el aumento de la productividad de la empresa entre los consumidores y los propietarios.

$$\Delta P_{t,t+1} = \Delta RPI_{t,t+1} - X \%$$

La utilización del índice de precios presenta dos ventajas. En primer lugar, es un indicador muy conocido por el público, simple de aplicar. En segundo lugar, es equitativo para los consumidores, pues compensa los cambios de precios reales. Evidentemente, se supone que los movimientos del índice de precios van en la misma dirección que las variaciones de precios de los

⁴ Véase Perrot, A. (1997), "Réglementation et concurrence", *Economica*, Paris, capítulo 1.

⁵ Véase Averch, H. y Johnson, L.L. (1992), "Behaviour of the Firm under Regulatory Constraint", en *American Economic Review*, vol. 52, diciembre, págs. 1052-1063.

factores de producción utilizados por la empresa regulada. Por su parte, la utilización del factor de ajuste X en la fórmula es una manera de considerar las variaciones de la productividad. En este caso, la empresa regulada está obligada, ex ante, a distribuir a los consumidores una parte del aumento de la productividad bajo la forma de una reducción de precios en términos reales de $X\%$ por período.

Existen diferentes modalidades de esta fórmula, cuyas variantes más conocidas son la regulación con ponderadores fijos o canasta de tarifas (“tariff-basket regulation”), la de ingreso promedio (“average-revenue regulation”) y la de ingreso máximo (“revenue cap regulation”) utilizada en Gran Bretaña y México. En términos generales, esta modalidad regulatoria tiende a proteger al consumidor contra el poder de mercado del monopolio, favorece la competencia, mejora la eficiencia de la producción y alienta la innovación. Su principal atributo es su eficiencia para minimizar costos. Sin embargo, esta regulación plantea algunos problemas particulares. Después de un cierto tiempo, y como consecuencia de cambios en los costos de producción, la productividad, o en la función de demanda, la empresa puede obtener rentas muy grandes, inaceptables desde un punto de vista político; o al revés, puede observar pérdidas elevadas, esta vez inaceptables para la empresa. Este sistema tiene un nivel de riesgo para el inversionista muy superior al ROR, lo cual implica un costo de capital más elevado. Por otro lado, se hace necesario fijar un nivel mínimo de calidad de los productos o servicios, pues de lo contrario la empresa regulada podría estar incentivada a reducir la calidad de manera ineficiente.

Con la finalidad de comparar ventajas y desventajas entre los dos mecanismos de fijación de precios más utilizados, en el cuadro 1 se hace una comparación entre la regulación por tasa de rentabilidad y la regulación por límite de precios.

c. Regulación combinada

Es frecuente encontrar regulaciones que combinan diferentes mecanismos, por ejemplo la de tipo límite de precios con la de costo de servicio. Esta metodología híbrida se aplica también durante un período predeterminado (entre 4 y 5 años) e incorpora ajustes por inflación e incremento de eficiencia logrados en dicho período. Los modelos teóricos que combinan ambos elementos concluyen que:

- i) una fórmula pura límite de precios sería óptima cuando la firma es neutra al riesgo o cuando los costos no están sujetos a incertidumbre, y
- ii) la fórmula por costo de servicio sería adecuada cuando la firma es adversa al riesgo y cuando la incertidumbre sobre los costos es más importante.

Cuadro 1

COMPARACIÓN ENTRE LA REGULACIÓN POR TASA DE RENTABILIDAD Y LA DE PRECIO MÁXIMO

Mecanismos regulatorios	Tasa de Retorno	Precio Máximo
Características	<ul style="list-style-type: none"> • Ajuste de precios para garantizar una tasa de ganancia razonable en función del capital invertido. • Los costos de la firma son 100% reembolsables a condición de que sean prudentemente realizados. 	<ul style="list-style-type: none"> • El regulador fija un precio techo. La firma tiene libertad de ofrecer un precio más bajo. • Pueden existir varios techos. Cada uno se define con base en una canasta de bienes o servicios. • Los precios se ajustan periódicamente de acuerdo con un factor exógeno a la firma (X%), determinado de antemano y por negociación. • En el largo plazo los factores exógenos y las canastas de bienes y servicios pueden modificarse.
Ventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Incitación a invertir. • Estimación muy exacta de la renta ya que la ganancia está casi controlada. • Énfasis en la viabilidad de la firma. • Modalidad más adaptada en caso de inversiones cuantiosas y cuando la incertidumbre económica es elevada. 	<ul style="list-style-type: none"> • Énfasis en el bienestar de los consumidores ya que se les garantiza una cierta baja de precios (se determina un excedente mínimo para el consumidor). • Permite una elevada flexibilidad tarifaria. • Introduce fuerte incentivo para reducir costos. • Garantía de recuperación de costos fijos. • Diversificación eficiente hacia actividades anexas. • Si las ponderaciones de precios se aproximan a las cantidades producidas, se llega a una fórmula de tipo Ramsey-Boiteux, con coeficientes de proporcionalidad que varían con el precio techo.
Desventajas	<ul style="list-style-type: none"> • Tendencia al aumento de costos por sobrecapitalización de tipo Averch Johnson e ineficiencia de Liebenstein. • Evaluación subjetiva de la ROR (conocimiento imperfecto de costos). • Riesgo de subsidios cruzados si se establece una ROR global en lugar de una ROR para cada mercado. • Multiplicación de ajustes de precios en períodos de inflación. • Si la firma participa en ambos mercados (regulados y competitivos) y la ROR se limita a las actividades reguladas, se alienta a disminuir la producción para el mercado competitivo, con la finalidad de incrementar la ganancia mediante un alza en la fracción de costos fijos asignados al mercado regulado. • Poco incentivo para reducir costos, sobre todo porque los costos observados en t sirven de base para calcular la ROR en $t+1$. • Rentas de información importantes. 	<ul style="list-style-type: none"> • Incentivo para reducir costos dependientes del tiempo que toma el regulador y de la credibilidad de éste (riesgo de subinversión). • Necesidad de fijar estándares mínimos de calidad. • Riesgo de subsidios cruzados si en una misma canasta los bienes son heterogéneos (solución: establecer tantas canastas como elasticidades presentes). • Problemas de ponderación si un nuevo bien entra en la canasta. • Problemas de revisión del factor X% debido a la asimetría de información. • Problemas para determinar el intervalo de tiempo óptimo antes de fijar nuevos precios máximos. • Si el contexto es incierto, el techo debe fijarse muy arriba para preservar la rentabilidad de la firma. En ese caso puede ser preferible el sistema ROR. • Los precios resultantes de la fórmula $RPI-X\%$ no deben ser ni demasiado bajos ni demasiado altos porque impiden la entrada de nuevos competidores o ya no son incitativos.

Fuente: Davidovici, M. (1995), "Monopole naturel et réglementation", en Chevalier, J.M., L'économie industrielle des stratégies d'entreprises, París, Montchrestien, y elaboración propia. Traducido al español por V. Rodríguez - CEPAL

6.3. Los componentes básicos del marco jurídico

- ***Régimen general de la energía y de los hidrocarburos***

El punto de partida del marco jurídico es el estatus conferido a la energía y a los hidrocarburos en la Constitución.

En el caso nuestro, no hay mención explícita de ambas materias en la Carta Magna de la República Dominicana.

Sólo los yacimientos mineros en general hacen el objeto de una disposición en el artículo 103.

- ***Régimen particular del gas (“Ley Gasera”)***

En este texto, se describen las disposiciones legales y reglamentarias que se aplican a la industria del gas natural. Dicho texto, en su esencia, es de misma naturaleza que la “Ley Eléctrica”.

Sus principales capítulos son:

- la definición de una organización para el sector gasero, incluyendo el organismo de regulación;
- las ventas de gas;
- el otorgamiento de permisos;
- la prestación de los servicios;
- las tarifas;
- las sanciones.

- ***Asignación de funciones de regulación***

El texto correspondiente a este asunto es una ley que asigna la función de regulación a un órgano específico de Gobierno. De esta manera, se clarifican las atribuciones de las distintas dependencias del Estado, lo cual fortalece el marco institucional, incrementa su eficiencia y brinda la seguridad jurídica indispensable para la toma de decisiones de largo plazo.

La Ley General de Electricidad n° 125-01, en sus Capítulos I y II, cumple con este objetivo, al definir las funciones y atribuciones de la Comisión Nacional de Energía.

Con base a los requerimientos que serán descritos más adelante, será necesario complementar el mencionado texto en dos direcciones:

- Ampliar la definición y el alcance de la autonomía técnica y operativa de la C.N.E.. A título ilustrativo:

- expedir disposiciones administrativas que se imponen a los actores del sector;
- otorgar permisos y autorizaciones;
- aplicar sanciones;
- etc.

- Listar las atribuciones y obligaciones que correspondan a la función de regulación de gas natural. A título ilustrativo:

- fijar el régimen de compra e importación de gas natural licuado;
- vigilar el funcionamiento del sector, en sus distintos componentes: almacenamiento, comercialización, transporte y distribución;
- establecer la metodología de regulación de precios;
- etc.

- **Disposiciones administrativas (o decretos) de operación**

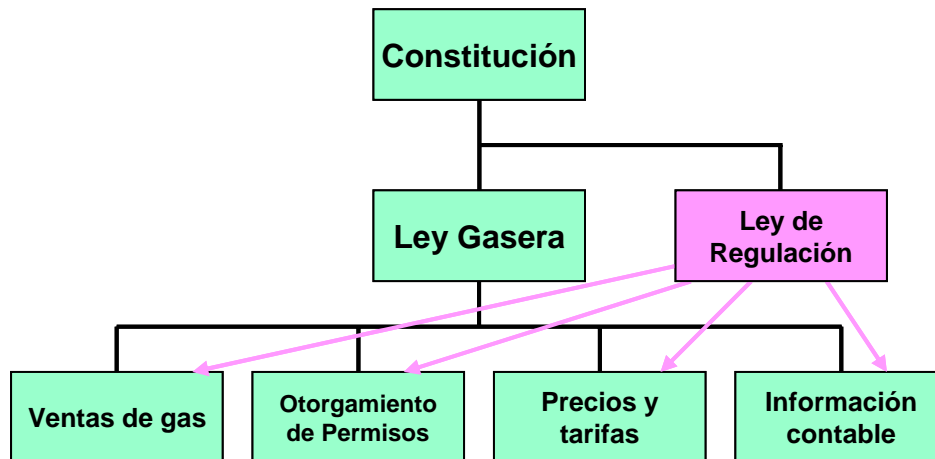
Dichas disposiciones son aplicaciones operativas de las leyes superiores relativas al gas natural y a la regulación.

Generalmente, se expiden estas disposiciones para cuatro rubros:

- las ventas de gas;
- los permisos;
- los precios y tarifas;
- la información contable.

El contenido de estas disposiciones se refiere a metodologías que deben aplicar los actores del sector, tanto en el otorgamiento de permisos, como en el ejercicio

Se puede resumir el marco jurídico, de manera ilustrativa, por el siguiente esquema simplificado.



6.4. Elementos para una estrategia de desarrollo del gas natural

La estrategia de desarrollo del gas natural ha sido el objeto de ricos debates, en el curso de un seminario organizado por la Comisión Nacional de Energía en Santo Domingo el 31 de Julio de 2003, con la participación de representantes de distintos sectores de la sociedad: congresistas, altos funcionarios y empresarios.

Los elementos de estrategia aquí transcritos, síntesis de las opiniones expresadas en dichos debates, están articulados en cuatro temas principales: fomentar la demanda, asegurar el suministro, atraer inversionistas y estrategia general de desarrollo.

Fomentar la demanda

- A partir del estudio de prefactibilidad que se presentó, la demanda deberá ser estudiada en detalle.
- Para fomentar la demanda, es esencial la tarea de información en todos los sectores de la sociedad, con particular énfasis a los generadores de electricidad y al sector empresarial. Le corresponde al Estado Dominicano realizar dicha información.
- El organismo encargado de la regulación del gas deberá emitir señales económicas claras sobre la rentabilidad del negocio, para los futuros clientes.
- Para los generadores de electricidad, el incentivo es claro: figurar en buen lugar en la lista de méritos del OCSEI.
- Ya existe la exención de aranceles en equipos y maquinarias a empresas eléctricas. Convendría extender dicha disposición a los industriales que conviertan sus instalaciones a gas natural.
- Como ejemplo de incentivos, se puede mencionar medidas aplicadas con éxito en otros países, tales como la depreciación acelerada de los equipos de conversión o la bonificación de tasas de interés para el financiamiento de dichos equipos.
- Se podría financiar dichos incentivos con los beneficios obtenidos de la reducción de los subsidios, a raíz de menores costos de combustible.
- Los participantes al seminario pronostican, como primera aproximación, un plazo de ocho a diez años para que se concrete el mercado del gas natural.

Asegurar el suministro

- Conviene estudiar específicamente el afianzamiento del terminal metanero, sea reforzando la situación del terminal existente de Boca Chica, sea proyectando un sitio distinto, para proceder a la construcción de las instalaciones.

- La fase de exploración de hidrocarburos entre ellos, el gas natural, es un hecho, con tres permisos ya otorgados (hay manifestaciones de gas en superficie en Higüerito, Azúa, y Lago Enriquillo). Dicha búsqueda debe efectuarse utilizando tecnologías de punta. Un descubrimiento de yacimiento afianzaría a largo plazo el suministro del energético.
- La existencia de un tratado de libre comercio entre Trinidad & Tobago y la República Dominicana es un elemento favorable en pro de una negociación provechosa para ambas partes sobre la compra venta de gas natural.
- Dicha negociación debería ser auspiciada por el Gobierno Dominicano.
- Las opiniones varían sobre la cuestión de quién compraría el gas natural:
 - Los generadores, directamente,
 - El Estado,
 - El sector privado,
 - Un organismo público, con representación de los consumidores, tipo cooperativa.
- En cambio, los participantes acuerdan que, cual sea la solución encontrada, es imprescindible evitar una posición dominante y transparentar los precios de adquisición y de venta.
- La confiabilidad del suministro descansará, en primer lugar, sobre la capacidad de garantizar al proveedor un volumen mínimo de compra, el cual dependerá, a su vez de la concreción de la demanda.
- Existen ejemplos recientes de contratos de compra de gas natural licuado, garantizando el suministro y precios estables a un nivel ventajoso, a cambio del financiamiento de todo o parte de la planta de licuefacción.
- Probablemente será indispensable recurrir a fuentes alternas de suministro, como solución de contingencia.

Atraer inversionistas

- La existencia de un marco regulatorio claro y estimulante es un factor clave para atraer inversionistas, que buscan seguridad jurídica y ambiente propicio para la rentabilidad de sus inversiones.
- La legislación vigente sobre las inversiones extranjeras y la repatriación de los beneficios es un elemento favorable.
- Un modelo interesante sería que los futuros consumidores de gas natural inviertan en la infraestructura necesaria para el suministro.
- La más amplia información debe ser proporcionada a los potenciales inversionistas, sea en foros internacionales, sea por medio de la red diplomática, con una documentación adecuada.
- La licitación pública internacional, a pesar de su complejidad, es la forma más adecuada para garantizar, a la vez una información generalizada y procedimientos claros de selección y otorgamiento de permisos.

- Deben crearse mecanismos para promover un compromiso de largo plazo por parte de los inversionistas.

Estrategia general de desarrollo

- Dos estrategias son finalmente posibles, para el desarrollo del gas natural en el País.
 - La primera consiste en tener listos todos los componentes del sistema (almacenamiento, gasoductos y marco regulatorio) y ofrecer el nuevo energético a todos los clientes a la vez.
 - La segunda desarrolla el sistema por etapas, ofreciendo el gas a los clientes a medida que se encuentre disponible físicamente.
- Ya que existiría un ahorro significativo en la factura energética, la elección entre una y otra estrategia dependería, en primer lugar, de la velocidad con la cual se quiera captar este ahorro, y de los recursos disponibles para hacerlo.
- El tiempo, a su vez, será factor de elementos tales como la situación energética (eventualidad de una crisis), del plazo de construcción de los tanques de almacenamiento del gas natural licuado, y del calendario político para la promulgación de la ley de regulación y la toma de decisiones.
- El plazo de dos años, necesario para construir la infraestructura (tanques y gasoductos), coincidiría con el lapso adecuado de preparación del marco regulatorio y de las decisiones políticas e industriales.

6.5. Bases para un marco regulatorio

a. Reflexiones recogidas en el seminario

En este mismo seminario del 31 de Julio de 2003, también se discutió acerca del marco regulatorio para el gas natural, así como de su elaboración.

A continuación, se transcriben las opiniones formuladas sobre este asunto.

- Con la realización del complejo de Boca Chica y del gasoducto Andrés – Los Mina, se demuestra que se puede trabajar sin regulación formal.
- Sin embargo y para el futuro, el dispositivo de regulación tiene que ser elaborado y efectivo antes de la puesta en operación del sistema de gas natural.
- Es importante tener las reglas claras antes de comenzar, sobre todo cuando no hay nada equivalente. Sin embargo, ya se dispone de la Ley de Electricidad que constituye un precedente y puede ayudar mucho en la regulación gasera.
- El primer paso consiste en instalar un organismo de regulación y control.
- Ya existe en el Congreso una iniciativa de ley sobre hidrocarburos y su organismo controlador.
- Más que promulgar una Ley “Gasera”, se recomienda elaborar un “paquete legislativo”, en el cual se regularían los hidrocarburos en general y el gas natural, incluyendo a las actividades de exploración – producción, y se definirían los mecanismos y entidades de control.
- El tiempo de realización del andamiaje jurídico es variable y depende de muchos factores. El pronóstico preliminar, según los participantes del seminario, indica que este tiempo podría ser de dos años. Sin embargo, una situación de emergencia energética acortaría el plazo mencionado.
- Habrá que pensar en las disposiciones reglamentarias ambientales que se aplicarán al uso de los derivados de petróleo.

b. Recomendaciones

- De metodología
 - En los capítulos 6.1 a 6.4, ya figuran algunos elementos de referencia, al respecto de la metodología. Las recomendaciones que se formulan a continuación son de orden práctico, con base a las opiniones expresadas en las distintas reuniones de presentación del estudio.
 - Habida cuenta los calendarios políticos y técnicos, es más que nunca indispensable disponer de una estrategia definida, antes de proceder a la elaboración de los componentes del marco regulatorio. Concretamente, se recomienda tener un documento de algunas páginas que describa dicha

estrategia, y que se podría entregar al equipo encargado del diseño del marco regulatorio.

- Dicho marco regulatorio del gas natural tiene que ser congruente con la regulación de los otros energéticos: electricidad e hidrocarburos líquidos. Es de especial cuidado este punto, ya que la crisis que está atravesando el sector eléctrico hace sensible el tema de la energía en la sociedad.
 - La futura “Ley Gasera” (o “de Hidrocarburos”) puede ser estructurada, aprovechando la estructura de la Ley General de Electricidad n° 125-01: instituciones de regulación, concesiones y permisos, obras, y precios, y también la de la Ley general de Telecomunicaciones n°153-98: principios, concesiones y licencias, precios, órgano regulador, sanciones.
 - Parece urgente la constitución del equipo de elaboración del marco regulatorio, que deberá ser constituido, a mínima, por un líder (CNE), un ingeniero, un economista y un abogado.
 - Su agenda inmediata sería de diseñar el esquema general legal y reglamentario, con una primera descripción de sus componentes: ley(es), decretos, resoluciones.
- De fondo
 - A pesar del elevado interés que presenta una gran Ley de Hidrocarburos, que regule todo el sector, habrá que preguntarse si es conveniente reunir, en un mismo texto legislativo, actividades tan distintas como la exploración, la producción (actividades industriales ligadas a la minería), la importación de hidrocarburos líquidos y de GNL (actividades comerciales), y la operación de un sistema de gas (actividad de tipo “utility”).
 - La demanda potencial procede esencialmente de los generadores y de los industriales. Por ende, el marco regulatorio deberá ofrecerles perspectivas atractivas: precio del gas previsible y con mecanismos transparentes de variación de dicho precio, seguridad del suministro, así como brindarles la convicción de la rentabilidad de las operaciones (pesadas) de conversión de sus equipos a gas natural.
 - Aún con textos provisorios, se recomienda regular cuanto antes el “mini-sistema” AES existente: estatus y operación del terminal metanero (atracadero y tanque); estatus y operación del gasoducto Andrés – Los Mina. Así mismo, conviene limitar el “permiso” actual de AES a las actividades existentes. Una eventual extensión de dichas actividades debería ser el objeto de un permiso publicitado, al cabo de una posible licitación. Esta tarea puede constituir un excelente ejercicio pedagógico para el equipo de elaboración del marco regulatorio.
 - La organización del futuro sector del gas natural es un tema de mucha importancia que interactúa con el marco regulatorio. Los pilares de dicha organización son unas reglas claras, respuestas a algunas preguntas, entre

otras: ¿Quién compra el gas para todo el sistema? ¿Es permitida la integración vertical (almacenamiento-transporte-comercialización)? ¿Es el almacenamiento una actividad abierta (“open access”)?

- Una reflexión deberá ser llevada sobre los niveles de contaminación admisibles en el País. De allí, será conveniente estudiar el nivel de la carga fiscal sobre los combustibles más contaminantes (fuel oil, en particular).