

**UNIVERSIDAD CATÓLICA ANDRÉS BELLO  
DIRECCIÓN GENERAL DE LOS ESTUDIOS DE POSTGRADO  
ÁREA DE INGENIERÍA  
POSTGRADO EN GERENCIA DE PROYECTOS**

**“VISUALIZACIÓN PROYECTO PARA EXTENDER EL SISTEMA DE  
TRANSPORTE DE GAS METANO POR EL EJE BARBACOA –  
CUMANA – ISLA DE MARGARITA”**

Trabajo especial de grado presentado como requisito parcial para optar al grado de: **Especialista en Gerencia de Proyectos**

Autor:  
Germán Felipe Gómez Murati

Tutor:  
José Antonio Guaraco Decena

Caracas, Diciembre de 2004.

***DEDICATORIA***

A la memoria de mi madre, Grace Margarita.

## **AGRADECIMIENTO**

Un reconocimiento muy especial al Ingeniero José Guaraco, tutor del presente trabajo, por su constante apoyo y dedicación, fundamentales para la consecución del presente Proyecto.

Una mención particular a la profesora Maritza Farrera y los Ingenieros Edgar Torrealba y Juan Carlos Lovera, por su apoyo al desarrollo de este trabajo.

## INDICE GENERAL

	Pag.	
Resumen		
Lista de Figuras		i
Lista de Tablas		ii
Lista de Nomenclaturas y Abreviaciones		iii
Introducción		1
<b>CAPITULO 1.</b> Planteamiento del problema		6
<b>CAPITULO 2.</b> Marco Conceptual		11
<b>CAPITULO 3.</b> Marco Organizacional		16
3.1 Misión de la empresa	16	
3.2 Visión de la empresa	17	
3.3 Objetivos de la empresa	17	
3.4 Valores de la empresa	17	
<b>CAPITULO 4.</b> Resultados Obtenidos		19
4.1 Bases y Premisas de Diseño	19	
4.2 Pronósticos de Demanda de Gas Metano	22	
4.3 Identificación de rutas del Nuevo Sistema	28	

<b>4.4</b>	Dimensionamiento Preliminar de la Infraestructura	33
<b>4.5</b>	Estimado de Costos	43
<b>4.6</b>	Evaluación Económica	46
<b>CAPITULO</b>	<b>5.</b> Análisis de los Resultados	48
<b>CAPITULO</b>	<b>6.</b> Conclusiones y Recomendaciones	51
<b>6.1</b>	Conclusiones	51
<b>6.2</b>	Recomendaciones	52
	BIBLIOGRAFIA	54
	ANEXOS	56

## **LISTA DE FIGURAS**

<b>Figura N°.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Pag.</b>
1.	<b>Esquema General</b>	<b>14</b>
2.	Organigrama PDVSA GAS	
	18	
3.	Pronósticos de demanda de gas metano en Cumana y en la Isla de Margarita	
	24	
4.	Pronósticos de demanda de gas metano incremental Barbacoa - Pertigalete	
	27	
5.	Pronósticos de demanda de gas Cumaná + Isla de Margarita + Incremental PLC	
	27	
6.	<b>POSIBLES RUTAS IDENTIFICADAS PARA EL EJE BARBACOA - CUMANÁ</b>  <b>- ISLA DE MARGARITA</b>	
	<b>32</b>	
7.	Infraestructura de Transporte de Gas para el Caso A / Ruta 1	34
8.	Infraestructura de Transporte de Gas para el Caso A / Ruta 2	35

9.	Infraestructura de Transporte de Gas para el Caso A / Ruta 3	36
10.	Infraestructura de Transporte de Gas para el Caso B / Ruta 1	37
11.	Infraestructura de Transporte de Gas para el Caso B / Ruta 2	38
12.	Infraestructura de Transporte de Gas para el Caso B / Ruta 3	38
13.	Arreglo de Estaciones de Válvulas	42

## **LISTA DE TABLAS**

<b>Tabla N°.</b>	<b>Descripción</b>	<b>Pag.</b>
1.	<i>Límites de componentes mayoritarios y minoritarios del gas metano</i>	20
2.	<i>Pronósticos de demanda de gas del sector eléctrico</i>	22
3.	<i>Pronósticos de demanda de gas de los distribuidores en Cumaná y la Isla de Margarita</i>	23
4.	<i>Pronósticos de demanda de gas en el eje Barbacoa – Puerto La Cruz – Guanta – Pertigalete</i>	26
5.	<i>Resumen de sectores de ruta para el tramo Cumaná – Isla de Margarita</i>	35
6.	<i>Factor de diseño básico, según la clase de localidad</i>	40
7.	<i>Distanciamiento máximo entre estaciones de válvulas de sectorización</i>	41
8.	<i>Potencia requerida de acuerdo al caso y a la ruta identificada</i>	43
9.	<i>Índices de costos para tuberías</i>	43
10.	<i>Costos de estaciones de válvulas (según tipo y tamaño)</i>	44
11.	<i>Estimados de costos clase v para los casos y opciones de rutas Visualizadas</i>	45
12.	<i>Resumen de los resultados obtenidos para opción de menor inversión</i>	50

## LISTA DE NOMENCLATURAS Y ABREVIACIONES.

MMPESD		Millones de pies cúbicos estándar día
	<b>BTU</b>	<b>British Thermal Unit</b>
Psi - LPPC		Libras por pulgada cuadrada
°F		Grados Fahrenheit
PPM		Partes por millón
m <sup>3</sup>		Metros cúbicos
“		Pulgada
mg		Miligramos
H <sub>2</sub> S		Ácido Sulfhídrico
Lbm		Libra masa
Mw-hr		Megavatio hora
MM		Unidad de millón
Km		Kilómetro
HPiso		Caballos de fuerza en condiciones estándar
US\$		Dólares norteamericanos
Kw		Kilovatio
VPN		Valor presente neto
TIR		Tasa interna de retorno
CH <sub>4</sub>		Metano

## INTRODUCCIÓN

El gas natural ocupa una posición particular en el contexto de los servicios públicos en Venezuela, contribuyendo mayoritariamente con las necesidades de energía primaria de la nación en cantidades que son porcentualmente superiores a las de los hidrocarburos líquidos y la hidroelectricidad; compite con la electricidad en los mercados de energía local e internacional, es utilizado no solo como elemento de energía primaria sino también como materia prima en sectores que tienen gran influencia como factores multiplicadores de bienestar y crecimiento económico.

La industria del gas natural comprende una serie de actividades de producción, que van desde los yacimientos en el subsuelo hasta el consumidor final. El gas natural incluye los elementos más livianos de los hidrocarburos entre los que se encuentran el gas metano, el propano, los butanos, etc; en el presente trabajo se utiliza la palabra gas referida a la fracción más liviana del hidrocarburo, es decir el gas metano.

La tecnología predominante para el transporte de gas, se fundamenta en el uso de sistemas de tuberías (gasoductos) y estaciones de compresión, los cuales permiten el flujo de los volúmenes de gas desde los centros de acopio hasta los consumidores finales, lográndose una explotación económica a pesar de las grandes distancias entre la ubicación del energético y los centros de consumo.

Con base a las externalidades propias del gas natural y que definitivamente favorecen el interés público, al promover el desarrollo industrial y mejorar la calidad de vida de las áreas de influencia; además de fortalecer la capacidad instalada del plantel termoeléctrico en el territorio nacional, la actual estrategia energética delineada por el ejecutivo nacional a través del Ente Nacional del Gas (ENAGAS) e implementada por la empresa estatal del gas PDVSA GAS, está orientada a maximizar el uso del gas metano, como combustible en todo el territorio nacional, ofreciendo a los consumidores un producto eficiente, ecológico y más económico, de modo de contribuir a generar importantes ahorros y favorecer el desarrollo industrial del país.

Considerando la orientación energética del ejecutivo nacional, el presente trabajo tiene como finalidad realizar la visualización del proyecto para la ampliación del sistema de transporte de gas metano existente Anaco – Puerto La Cruz, para satisfacer la demanda de energía primaria del eje Nororiental y en particular de la región insular del territorio nacional (eje Barbacoa – Margarita), comprendido por los estados Anzoátegui, Sucre y Nueva Esparta respectivamente. Se tiene

especial atención a los requerimientos energéticos asociados a la generación termoeléctrica de la población en el Estado Nueva Esparta.

Durante los últimos años, la Isla de Margarita ha experimentado un importante y sostenido aumento en su demanda energética, la cual ha sido satisfecha mediante el suministro de potencia eléctrica (generación a través de diesel) y propano. En tal sentido, durante el año 1998 se llevó a cabo un proceso de privatización del sistema eléctrico del Estado Nueva Esparta, los cuales se acometieron con capital y participación del sector privado, todas las expansiones y adecuaciones necesarias en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización para satisfacer la demanda eléctrica en el mediano y largo plazo.

Como resultado del proceso de licitación, resultó seleccionada la oferta presentada por el consorcio "Sistema Eléctrico Nueva Esparta, C.A." (SENECA), del cual la empresa CMS Energy Corporation es propietaria del 70% de participación accionaria.

Para lograr la disponibilidad de la energía eléctrica en su área de influencia, SENECA cuenta con la planta de generación termoeléctrica "Luisa Cáceres de Arismendi" (ubicada en la cercanía de Porlamar), conformada actualmente por nueve (9) unidades turbogas operadas con diesel, que totalizan una capacidad instalada de 210 MW. Adicionalmente, SENECA dispone de una interconexión desde tierra firme (Chacopata, en el norte del Estado Sucre) a través de un cable submarino en 115 kV que fue puesto en operación comercial en el año 1977, con una longitud aproximada de veinticinco (25) kilómetros y una capacidad nominal de 90 MW, que ha permitido complementar los requerimientos energéticos mediante aporte parcial desde la fuente hidroeléctrica de la estatal EDELCA. Sin embargo, el cable submarino no está siendo operado a plena carga por razones de pronta finalización de su vida útil, así como por algunas restricciones de disponibilidad y confiabilidad en los sistemas de transmisión desde la fuente hidroeléctrica hasta Chacopata, causadas por los bajos niveles del embalse de la central hidroeléctrica de Gurí, por los prolongados períodos de sequía.

Así, SENECA ha aumentado significativamente el consumo de líquidos combustibles para mantener el balance Oferta & Demanda. En virtud que los líquidos combustibles en el mercado interno se encuentran subsidiados a través de PDVSA, hay interés de liberarlos para los mercados internacionales, sustituyéndolos por gas metano.

Por lo antes expuesto es necesario realizar un estudio de visualización a fin de determinar la factibilidad técnica y económica de la infraestructura necesaria para extender el sistema de transporte de gas metano por el eje Barbacoa – Cumana – Isla de Margarita, poblaciones ubicadas en la región Nor - Oriental del territorio nacional y en particular en la jurisdicción de los Estados Anzoátegui, Sucre y Nueva Esparta respectivamente, a objeto de prestar el servicio de suministro de gas metano para atender los crecientes requerimientos de generación eléctrica en la Isla de Margarita, así como, para satisfacer el desarrollo de nuevos sistemas de distribución de gas que atenderán, la incorporación de usuarios industriales menores y de los sectores comerciales y residenciales en el Noreste del país. Dicho estudio está enmarcado dentro de una investigación aplicada de tipo evaluativo (Yáber y Valarino, 2003).

De tal manera que con este estudio, se propone desde el punto de vista técnico la identificación de tres (03) opciones de ruta para el tramo del posible nuevo gasoducto comprendido entre Barbacoa y Cumana. Para el tramo entre Cumana y la isla de Margarita se determinará la opción de menor longitud, a través de aguas someras (menores a 50 metros de profundidad) de la plataforma continental, además del dimensionamiento preliminar de la infraestructura (mediante simulaciones con el software TGNET) asociada a las opciones objeto de análisis.

Desde el punto de vista económico partiendo de la información disponible sobre los pronósticos de demanda de gas metano del sector eléctrico en el Norte del Estado Anzoátegui y del Estado Nueva Esparta, para la combinación de infraestructura al menor costo, se determinarán las tarifas de transporte de gas desde la población de Barbacoa en el estado Anzoátegui, hasta los potenciales centros de consumo (Estados Sucre y Nueva Esparta), de acuerdo con una Tasa Interna de Retorno del 15%.

Para el logro del objetivo general se establecen los siguientes objetivos específicos: consolidar la información disponible relativa a los pronósticos de demanda de gas metano en la ciudad de Cumana y la Isla de Margarita, así como sobre el potencial crecimiento en el eje Barcelona – Puerto La Cruz – Guanta - Pertigalete, identificar las posibles rutas para la extensión del sistema de transporte propuesto teniendo en cuenta las complejidades técnicas y costos asociados, dimensionar preliminarmente las instalaciones asociadas a las opciones de ruta resultantes, estimar los costos de inversión (Clase V) para las posibles opciones identificadas, así como las tarifas de transporte de gas desde Barbacoa hasta la ciudad de Cumana y la isla de Margarita (para la opción de menor costo), para finalmente justipreciar la información obtenida a los fines de presentar un resumen para cada una de las opciones identificadas indicando: características técnicas (longitud del sistema, detalles de interés de la ruta, diámetro seleccionado, tipo de instalación, capacidad de transporte, capacidad de compresión, estimado de costos clase V) y la tarifa de transporte resultante, información que servirá de elemento de juicio para las decisiones subsecuentes para la continuidad o no de la definición del alcance del proyecto objeto de la presente visualización.

El trabajo está dividido en seis (06) capítulos, teniéndose que en el primero se presenta el marco organizacional dentro del cual se desarrollan las actividades, el capítulo dos contiene los conceptos básicos así como los referentes de carácter financiero, social, técnico y legal que sirven de apoyo para el desarrollo del trabajo, el tercer capítulo describe la metodología utilizada para el cumplimiento del objetivo general y de los específicos, el capítulo cuarto contiene las premisas, parámetros, ecuaciones, cálculos y técnicas utilizadas para el diagnóstico de la situación objeto de estudio, para en el capítulo quinto mostrar el análisis de los resultados obtenidos. El trabajo finaliza con las conclusiones y recomendaciones como producto del trabajo realizado y la bibliografía sobre el tema desarrollado.

Es importante destacar que por consideraciones de confidencialidad de la información utilizada como insumo para la realización del presente trabajo de grado, el mismo solo obedecerá a objetivos estrictamente académicos.

VISUALIZACIÓN “PROYECTO PARA EXTENDER EL SISTEMA DE  
TRANSPORTE DE GAS METANO POR EL EJE BARBACOA – CUMANÁ – ISLA  
DE MARGARITA”.

Autor: Ing<sup>o</sup>. **Germán Felipe Gómez Murati**.

Tutor: Ing<sup>o</sup>. **José A Guaraco D.**

Trabajo de Grado. Especialización en Gerencia de Proyectos. Universidad Católica Andrés Bello, Caracas, 2004.

## RESUMEN

El objetivo principal del presente trabajo de grado consiste en realizar una investigación aplicada del tipo evaluativo a través del estudio de visualización del proyecto para extender el sistema de transporte de gas metano por el eje Barbacoa – Cumana – Isla de Margarita, poblaciones ubicadas en la región Nor - Oriental del territorio nacional y en particular en la jurisdicción de los Estados Anzoátegui, Sucre y Nueva Esparta respectivamente.

La extensión del sistema objeto del presente trabajo estará destinada al transporte de gas metano para satisfacer la demanda del sector eléctrico en el Estado Nueva Esparta, y entregar gas a nuevos sistemas de distribución que atenderán la incorporación de usuarios industriales menores y de los sectores comerciales y residenciales en la ciudad de Cumana e isla de Margarita.

Con la finalidad de cumplir con los objetivos planteados, desde el punto de vista técnico se realizó la identificación de tres (03) opciones de ruta para el tramo del posible nuevo gasoducto comprendido entre Barbacoa y Cumana. Para el tramo entre Cumana y la isla de Margarita se determinó la opción de menor longitud, a través de aguas someras (menores a 50 metros de profundidad) de la plataforma continental, además del dimensionamiento preliminar de la infraestructura (mediante simulaciones con el software TGNET<sup>®</sup>) asociada a las opciones objeto de estudio. Desde el punto de vista económico partiendo de la información disponible sobre los pronósticos de demanda de gas metano del sector eléctrico en el Norte del Estado Anzoátegui y del Estado Nueva Esparta, para la combinación de infraestructura al menor costo, se determinaron las tarifas de transporte de gas desde la población de Barbacoa en el estado Anzoátegui, hasta los potenciales centros de consumo (Estados Sucre y Nueva Esparta).

Finalmente como resultado del trabajo desarrollado se presenta un resumen para cada una de las opciones identificadas indicando: características técnicas (longitud del sistema, detalles de interés de la ruta, diámetro seleccionado, tipo de instalación, capacidad de transporte, capacidad de compresión, estimado de costos clase V), tarifa de transporte resultante, así como las conclusiones y recomendaciones que servirán de insumo para la toma de decisiones sobre el desarrollo del alcance de las fases subsecuentes del proyecto.

**Palabras Claves:** Gas Metano, sistema de transporte, tarifas.

## **CAPITULO 1**

### **PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

Considerando la orientación energética del ejecutivo nacional, el presente trabajo tiene como finalidad realizar la visualización del proyecto para la ampliación del sistema de transporte de gas metano existente Anaco – Puerto La Cruz, para satisfacer la demanda de energía primaria del eje Nororiental y en particular de la región insular del territorio nacional (eje Barbacoa – Margarita), comprendido por los estados Anzoátegui, Sucre y Nueva Esparta respectivamente. Se tiene especial atención a los requerimientos energéticos asociados a la generación termoeléctrica de la población en el Estado Nueva Esparta.

Durante los últimos años, la Isla de Margarita ha experimentado un importante y sostenido aumento en su demanda energética, la cual ha sido satisfecha mediante el suministro de potencia eléctrica (generación a través de diesel) y propano. En tal sentido, durante el año 1998 se llevó a cabo un proceso de privatización del sistema eléctrico del Estado Nueva Esparta, los cuales se acometieron con capital y participación del sector privado, todas las expansiones y adecuaciones necesarias en las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización para satisfacer la demanda eléctrica en el mediano y largo plazo.

Como resultado del proceso de licitación, resultó seleccionada la oferta presentada por el consorcio "Sistema Eléctrico Nueva Esparta, C.A." (SENECA), del cual la empresa CMS Energy Corporation es propietaria del 70% de participación accionaria.

Para lograr la disponibilidad de la energía eléctrica en su área de influencia, SENECA cuenta con la planta de generación termoeléctrica "Luisa Cáceres de Arismendi" (ubicada en la cercanía de Porlamar), conformada actualmente por nueve (9) unidades turbogas operadas con diesel, que totalizan una capacidad instalada de 210 MW. Adicionalmente, SENECA dispone de una interconexión desde tierra firme (Chacopata, en el norte del Estado Sucre) a través de un cable submarino en 115 kV que fue puesto en operación comercial en el año 1977, con una longitud aproximada de veinticinco (25) kilómetros y una capacidad nominal de 90 MW, que ha permitido complementar los requerimientos energéticos mediante aporte parcial desde la fuente hidroeléctrica de la estatal EDELCA. Sin embargo, el cable submarino no está siendo operado a plena carga por razones de pronta finalización de su vida útil, así como por algunas restricciones de disponibilidad y confiabilidad en los sistemas de transmisión desde la fuente hidroeléctrica hasta Chacopata, causadas por los bajos niveles del embalse de la central hidroeléctrica de Gurí, por los prolongados períodos de sequía.

Así, SENECA ha aumentado significativamente el consumo de líquidos combustibles para mantener el balance Oferta & Demanda. En virtud que los líquidos combustibles en el mercado interno se encuentran subsidiados a través de PDVSA, hay interés de liberarlos para los mercados internacionales, sustituyéndolos por gas metano.

Por lo antes expuesto es necesario realizar un estudio de visualización a fin de determinar la factibilidad técnica y económica de la infraestructura necesaria para

extender el sistema de transporte de gas metano por el eje Barbacoa – Cumana – Isla de Margarita, poblaciones ubicadas en la región Nor - Oriental del territorio nacional y en particular en la jurisdicción de los Estados Anzoátegui, Sucre y Nueva Esparta respectivamente, a objeto de prestar el servicio de suministro de gas metano para atender los crecientes requerimientos de generación eléctrica en la Isla de Margarita, así como, para satisfacer el desarrollo de nuevos sistemas de distribución de gas que atenderán, la incorporación de usuarios industriales menores y de los sectores comerciales y residenciales en el Noreste del país. Dicho estudio está enmarcado dentro de una investigación aplicada de tipo evaluativo (Yáber y Valarino, 2003).

De tal manera que con este estudio, se propone desde el punto de vista técnico la identificación de tres (03) opciones de ruta para el tramo del posible nuevo gasoducto comprendido entre Barbacoa y Cumana. Para el tramo entre Cumana y la isla de Margarita se determinará la opción de menor longitud, a través de aguas someras (menores a 50 metros de profundidad) de la plataforma continental, además del dimensionamiento preliminar de la infraestructura (mediante simulaciones con el software TGNET) asociada a las opciones objeto de análisis.

Desde el punto de vista económico partiendo de la información disponible sobre los pronósticos de demanda de gas metano del sector eléctrico en el Norte del Estado Anzoátegui y del Estado Nueva Esparta, para la combinación de infraestructura al menor costo, se determinarán las tarifas de transporte de gas desde la población de Barbacoa en el estado Anzoátegui, hasta los potenciales centros de consumo (Estados Sucre y Nueva Esparta), de acuerdo con una Tasa Interna de Retorno del 15%.

Para el logro del objetivo general se establecen los siguientes objetivos específicos: consolidar la información disponible relativa a los pronósticos de demanda de gas metano en la ciudad de Cumana y la Isla de Margarita, así como sobre el potencial crecimiento en el eje Barcelona – Puerto La Cruz – Guanta - Pertigalete, identificar las posibles rutas para la extensión del sistema de transporte propuesto teniendo en cuenta las complejidades técnicas y costos asociados, dimensionar preliminarmente las instalaciones asociadas a las opciones de ruta resultantes, estimar los costos de inversión (Clase V) para las posibles opciones identificadas, así como las tarifas de transporte de gas desde Barbacoa hasta la ciudad de Cumana y la isla de Margarita (para la opción de menor costo), para finalmente justipreciar la información obtenida a los fines de presentar un resumen para cada una de las opciones identificadas indicando: características técnicas (longitud del sistema, detalles de interés de la ruta, diámetro seleccionado, tipo de instalación, capacidad de transporte, capacidad de compresión, estimado de costos clase V) y la tarifa de transporte resultante, información que servirá de elemento de juicio para las decisiones subsecuentes para la continuidad o no de la definición del alcance del proyecto objeto de la presente visualización.

***El estudio de visualización “PROYECTO PARA EXTENDER EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS METANO POR EL EJE BARBACOA – CUMANÁ – ISLA DE MARGARITA” realizado está enmarcado dentro de la tipología de investigación aplicada del tipo evaluativo (Yáber y Valarino, 2003) y su desarrollo metodológico se llevó a cabo en seis fases:***

La primera fase consistió en el establecimiento de las premisas de diseño, teniendo presente aspectos de índole físico (presión, temperatura), técnico y operacional, a saber: Balance de volumen de gas disponible en el Centro de Acopio Anaco, condiciones de operación y calidad de gas a transportar, normas técnicas aplicables. El objetivo de esta etapa es determinar las condiciones de operación del sistema de transporte objeto del estudio, calidad del gas a transportar para de esta manera realizar la aplicación e interpretación de las normas técnicas aplicables de manera adecuada.

La segunda fase correspondió a la evaluación del potencial de mercado (pronóstico de demanda) del gas metano en la región Oriental e Insular. Esta evaluación se realizó a partir de la compilación y recopilación de las fuentes documentales existentes y disponibles. En esta fase se determinó el tamaño del mercado a ser atendido así como la combinación de casos que representen el potencial crecimiento del mercado, estableciéndose para este estudio dos casos: caso A: Satisfacer los pronósticos de demanda de gas metano por los sectores industriales, comerciales y residenciales de la ciudad de Cumaná y la Isla de Margarita, incluyendo el consumo del sector eléctrico en Nueva Esparta, y el caso B: Satisfacer los pronósticos de demanda de gas metano por los sectores industriales, comerciales y residenciales de la ciudad de Cumaná y la Isla de Margarita, incluyendo el consumo del sector eléctrico en Nueva Esparta, los cuales impactan de manera directa el dimensionamiento preliminar de la infraestructura a visualizar.

La tercera fase correspondió al manejo y planteamiento de las posibles opciones de rutas entre el punto de recepción de gas y los potenciales clientes a atender. Mediante la revisión de la información cartográfica, geográfica de la región en estudio, teniendo en cuenta la información generada en las fase anteriores así como las características propias de la zona: topografía, climatología, vegetación geomorfología se determinaron tres opciones de ruta para el trazado de la extensión del sistema de transporte de gas metano en el tramo Barbacoa - Cumaná y una sola opción para el tramo Cumaná - Isla de Margarita.

La cuarta fase correspondió al dimensionamiento preliminar de la infraestructura requerida (diámetro, longitud, capacidad de transporte y compresión, número de estaciones, distanciamiento, etc) con base a las permisivas y bases de diseño establecidas en la fase uno. Los cálculos relacionados con el dimensionamiento de la infraestructura para cada una de las opciones dentro de los casos objeto de estudio se realizaron mediante el uso de la aplicación computacional aplicada TGNET®.

A los fines de determinar la cantidad de recursos financieros que se requerirán para la inversión inicial para la infraestructura visualizada y tomando en cuenta las complejidades técnicas, tecnológicas, constructivas y de capacidad del proyecto, se procedió en la quinta fase del estudio mediante la aplicación de métodos paramétricos a la determinación del correspondiente estimado de costo (clase V) teniéndose así para cada opción estudiada su correspondiente cuantificación de costos.

En la sexta fase con la información obtenida de las fases anteriores se determinó la opción de menor longitud y costo, a la cual se le realizó su evaluación económica para determinar la tarifa de transporte correspondiente. En esta etapa se determinaron índices financieros como el VPN, TIR, EI correspondientes a la opción de menor costo teniendo en cuenta las condiciones económicas base (costo del capital, estructura impositiva, etc) establecidas como condiciones de borde dentro de las cuales se debe realizar la evaluación del proyecto.

Finalmente se valoró la información preparada y se elaboraron las respectivas conclusiones y recomendaciones.

## **CAPITULO 2**

### **MARCO CONCEPTUAL**

En el desarrollo del estudio de visualización “*PROYECTO PARA EXTENDER EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS METANO POR EL EJE BARBACOA – CUMANA – ISLA DE MARGARITA*” utilizaremos diversos conceptos asociados a las áreas del conocimiento de la Gerencia de Proyectos y de la Industria de los hidrocarburos gaseosos, los cuales se desarrollan a continuación.

La industria del gas natural comprende una serie de actividades de producción, que van desde los yacimientos en el subsuelo hasta el consumidor final.

El gas natural incluye los elementos mas livianos de los hidrocarburos entre los que se encuentran el gas metano, el propano los butanos, etc; en el presente trabajo utilizaremos la palabra gas referida a la fracción mas liviana del hidrocarburo, es decir el gas metano .

La fase de visualización es la primera fase donde se originan los proyectos de inversión y su finalidad es de estructurar un mínimo de información de carácter técnico y económico que permita disponer de elementos de juicio para la toma de decisiones sobre continuar o no con las futuras fases de desarrollo futuro, teniendo esto la ventaja de desfasar o suspender la ejecución o desarrollo de proyecto al menor costo posible, es decir, en las fases tempranas donde las erogaciones financieras son menores que en las fases de ejecución o implantación. Para la estimación de costos en la etapa de visualización, se utilizan índices históricos de costos de infraestructura con capacidades similares, lo que permite un estimado con una precisión del tipo orden de magnitud, denominado de "Clase V".

La tecnología predominante para el transporte de gas, se fundamenta en el uso de sistemas de tuberías (gasoductos) y estaciones de compresión, los cuales permiten el flujo de los volúmenes de gas desde los centros de acopio hasta los consumidores finales, lográndose una explotación económica a pesar de las grandes distancias entre la ubicación del energético y los centros de consumo.

Considerando que en el año 1999, la Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela, promulgó la Ley Orgánica de los Hidrocarburos Gaseosos (- L.O.H.G - Gaceta Oficial #36.793), la cual establece el marco legal de referencia bajo el cual han de ser desarrolladas las actividades en este sector, es necesario tener presente las siguientes definiciones:

Artículo 5 L.O.H.G: Las actividades relacionadas directa o indirectamente con el transporte y distribución de gases hidrocarburos destinados al consumo colectivo, constituyen un servicio público.

Centro de Despacho ó Centro de Producción: Instalaciones ubicadas en localidades geográficas donde se lleva a cabo la actividad de despacho de gas.

Despacho: Actividad de planificar, coordinar y supervisar el intercambio de gas entre los productores, procesadores y transportistas. Esta actividad incluye la

gestión operacional y comercial para garantizar el óptimo funcionamiento de los sistemas de transporte y el control del sistema.

**Gas Metano:** Mezcla de hidrocarburos gaseosos que contiene principalmente metano (CH<sub>4</sub>) y que cumple a su vez, con las especificaciones de las normas técnicas aplicables para su transporte y comercialización, que puede ser obtenido a través del tratamiento, procesamiento o mezcla del gas, de la refinación del petróleo o de la explotación directa de los yacimientos de hidrocarburos naturales o de otros fósiles.

**Normas Técnicas Aplicables (NTA):** Conjunto de normas técnicas que regulan las actividades relacionadas con el gas, dentro de las cuales contemplan las Normas Venezolanas COVENIN, y las contenidas en las resoluciones, circulares e instructivos emanados del Ministerio de Energía y Minas y otros entes oficiales. En ausencia de NTA, la norma técnica internacional correspondiente se aplicará cuando el Ministerio de Energía y Minas la adopte.

**Sistemas de Transporte:** Conjunto de gasoductos, plantas compresoras e instalaciones necesarias para la transmisión de gas.

**Transporte:** Conjunto de actividades necesarias para recibir, transmitir y entregar gas e hidrocarburos líquidos que se obtienen de éste, a través de sistema de transporte. Desde el punto de vista del dimensionamiento del sistema de transporte, se utiliza como buena práctica lo establecido en las normas nacionales COVENIN 3567:2000 Y 3568-1/2:2000 para la clasificación de áreas y calidad de gas respectivamente, además de lo establecido en la norma internacional "Gas Transmission and Distribution Piping Systems, American Society of Mechanical Engineers". Las referidas normas permiten el dimensionamiento adecuado de las facilidades (estaciones de bloqueo, sistemas de control) a fin de garantizar la seguridad en las operaciones asociadas a los sistemas de transporte. Durante la fase de selección de las posibles rutas se deben tener presente aspectos de interés como los ambientales, considerando la característica de alto grado de degradación del ambiente propia de las actividades extractivas de recursos

naturales, recordando que el marco de referencia para esta actividad está establecido en la Ley Penal del Ambiente.

Los centros de producción de gas en el oriente del país, convergen en el Centro de Acopio Anaco (CAA), estado Anzoátegui, desde donde parten en la actualidad dos (02) gasoductos:

26" Sistema Anaco – Jose,

20" Sistema Anaco Puerto La Cruz,

transportando los volúmenes que atienden en la actualidad la demanda de los centros de consumo de la región costera oriental.



Figura 1: Esquema General.

En cuanto a los aspectos financieros, se debe tener presente las siguientes definiciones:

Horizonte Económico: Se refiere al periodo del tiempo de tiempo establecido durante el cual se calcularán los flujos de caja de la propuesta de inversión.

Valor Presente Neto (VPN): Se entiende como el valor actual de todos los rendimientos futuros empleados, es decir, la suma de todos los flujos anuales descontados al año base. Matemáticamente, puede expresarse de la siguiente manera:

$$VPN = -A_0 + \sum_{n=1}^t \frac{(-A_n + IT_n - CT_n)}{(1 + Td)^n} \quad (2.1)$$

donde: A = Inversiones ; IT = Ingresos Totales; CT = Costos Totales, Td = Tasa de Descuento.

Tasa Interna de Retorno (TIR): Se denomina a la tasa de interés promedio que iguala al valor presente de un flujo de ingresos y gastos con la inversión inicial. Matemáticamente, puede expresarse de la siguiente manera:

$$TIR = -A_0 + \sum_{n=1}^t \frac{(-A_n + IT_n - CT_n)}{(1 + TIR)^n} = 0 \quad (2.2)$$

Para la determinación de las tarifas por Millón de Btu [MMBtu] a cancelar por los consumidores, se deberá tener en cuenta lo establecido en la resolución número # 37.850, publicada en la Gaceta Oficial de la Republica Bolivariana de Venezuela de fecha 5 de Enero de 2004, para el caso del Centro de Acopio Anaco (CAA).

Es importante destacar a termino de información general que el precio del gas depende de su uso y no del tipo de red o sistema de transporte donde se encuentra conectado el consumidor final.

## **CAPITULO 3**

### **MARCO ORGANIZACIONAL.**

La explotación del gas en el país está asociada directamente a la producción petrolera, la cual en su etapa incipiente en los años 20 estuvo encomendada a las empresas operadoras extranjeras, quienes consideraban con la tecnología y concepción energética de la sazón, al gas Natural como un desecho de producción (quemado mediante mechurrios). Para el año 1975 mediante la nacionalización de la industria petrolera se crea el holding petrolero estatal Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), con una estructura organizacional y de negocio integrada verticalmente a lo largo de la cadena de exploración, producción, manufactura, comercialización de los hidrocarburos. Dentro de la estructura organizacional se dispuso de tres (03) grandes operadores en el territorio nacional, a saber: Lagoven, Maraven, Corpoven, correspondiéndole a esta última la producción, explotación, manufactura y comercialización del gas natural en el territorio nacional (Orellana, 2002).

Para el año 1999 se crea la empresa verticalmente integrada denominada PDVSA GAS a la cual se le encomienda la explotación, procesamiento, transporte y distribución, comercialización del gas metano tanto dentro del país como fuera de este a través del Gas Licuado del Petróleo (GLP) y los productos de las corrientes criogénicas (propano, butano, etc).

En la actualidad PDVSA GAS está posicionada en el territorio nacional como un suplidor energético confiable y al gas Natural como un combustible seguro, económico, eficiente y ambientalmente mas limpio.

#### **3.1 MISIÓN DE LA EMPRESA.**

**EXPLORAR, PRODUCIR, PROCESAR, TRANSPORTAR, DISTRIBUIR Y COMERCIALIZAR EL GAS NATURAL Y SUS DERIVADOS A PRECIOS COMPETITIVOS, EN FORMA CONFIABLE, SEGURA Y EN CONDICIONES DE EFICIENCIA Y RENTABILIDAD (PDVSA GAS Y SUS VALORES, 1999).**

### 3.2 VISIÓN DE LA EMPRESA.

**SER UNA EMPRESA LÍDER EN EL SECTOR ENERGÉTICO, COMPROMETIDA CON LA CONSERVACIÓN DEL MEDIO AMBIENTE, CON UN MERCADO DIVERSIFICADO A NIVEL NACIONAL E INTERNACIONAL; DOTADA DE TECNOLOGÍAS DE VANGUARDIA Y CONFORMADA POR UN RECURSO HUMANO COMPETENTE; ORIENTADA A LA OBTENCIÓN DE ADECUADOS ÍNDICES DE CALIDAD, SEGURIDAD, RENTABILIDAD Y EFICIENCIA, QUE SATISFAGAN LOS REQUERIMIENTOS DE NUESTROS CLIENTES, EMPLEADOS, ACCIONISTAS, COMUNIDADES, PROVEEDORES Y EL DESARROLLO INTEGRAL DEL PAÍS.**

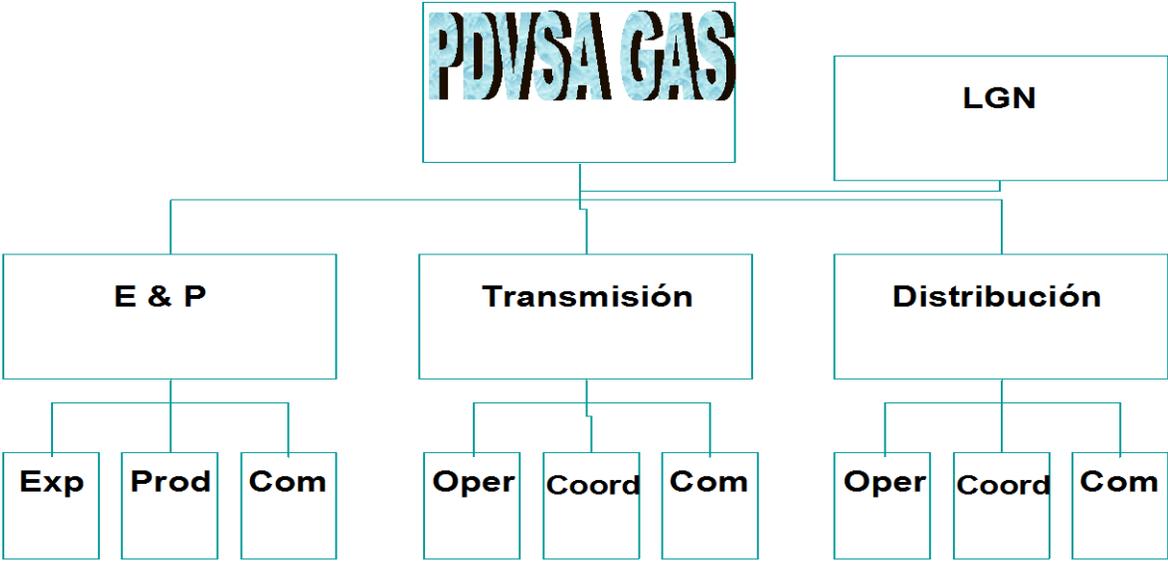
### 3.3 OBJETIVOS DE LA EMPRESA.

- ✓ **AMPLIAR EL USO DEL GAS NATURAL A UN CRECIENTE NÚMERO DE CLIENTES Y SECTORES DE LA ECONOMÍA.**
- ✓ **GARANTIZAR LA CONFIABILIDAD Y SEGURIDAD.**
- ✓ **MANTENER PRECIOS COMPETITIVOS.**
- ✓ **SER EFICIENTE Y RENTABLE.**
- ✓ **LOGRAR UN RECURSO HUMANO IDÓNEO Y MOTIVADO QUE SATISFAGA LAS NECESIDADES DE PDVSA GAS.**
- ✓ **VELAR POR LA CONSERVACIÓN Y PROTECCIÓN DEL MEDIO AMBIENTE ASÍ COMO EL USO RACIONAL DE LOS RECURSOS.**
- ✓ **CONTRIBUIR CON EL DESARROLLO NACIONAL A TRAVÉS DEL CUMPLIMIENTO DE LAS POLÍTICAS ENERGÉTICAS DE ACUERDO CON LOS PLANES ESTABLECIDO POR EL EJECUTIVO NACIONAL.**

### 3.4 VALORES DE LA EMPRESA.

**SENTIDO SOCIAL, PARTICIPACIÓN, RESPETO, HONESTIDAD, COMPETITIVIDAD, EXCELENCIA Y COMPROMISO (PDVSAGAS Y SUS VALORES, 1999).**

**3.5 ORGANIGRAMA DE PDVSA GAS.**



**Figura 2: Organigrama PDVSA GAS**

## **CAPITULO 4**

### **RESULTADOS OBTENIDOS**

De acuerdo a la metodología explicada en el capítulo 1 del presente trabajo, se tiene el siguiente desarrollo:

#### **4.1 Bases y Premisas de Diseño.**

**COMO BASES DE DISEÑO SE ESTABLECEN LAS SIGUIENTES CONDICIONES A FIN DE VISUALIZAR LA FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ECONÓMICA DE EXTENDER EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS METANO POR EL EJE BARBACOA – CUMANÁ – ISLA DE MARGARITA. DE TAL MANERA, QUE SE PARTE DE LA SUPOSICIÓN DE LA DISPONIBILIDAD DE LOS VOLÚMENES DE GAS EN LOS CENTROS DE PRODUCCIÓN (FUENTE) PARA SATISFACER LOS REQUERIMIENTOS DE LOS USUARIOS UBICADOS EN EL EJE BARBACOA – CUMANA – ISLA DE MARGARITA.**

##### **4.1.1 PUNTOS DE RECEPCIÓN Y DE ENTREGA.**

**PUNTO DE RECEPCIÓN: LUGAR DONDE SE INICIARÁ EL SISTEMA A VISUALIZAR Y ESTÁ UBICADO EN EL SECTOR BARBACOA (ESTADO ANZOÁTEGUI), A TRES (3) KILÓMETROS AL OESTE DE LA ESTACIÓN DE VÁLVULAS BARBACOA, PERTENECIENTE AL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS METANO ANACO - JOSE EXISTENTE. POR CONDICIONES OPERACIONALES SE ESTABLECE QUE LA PRESIÓN MÍNIMA DE RECEPCIÓN SERÁ DE 570 LPPC @ TEMPERATURA: 95 °F.**

**PUNTOS DE ENTREGA: ESTARÁN REPRESENTADOS COMO LOS PUNTOS DE UBICACIÓN DE LOS POTENCIALES CLIENTES FINALES.**

PUNTO DE ENTREGA	UBICACIÓN	PRESIÓN MÍNIMA	TEMPERATURA
REFINERÍA PUERTO LA CRUZ	AREA INTERNA DE LAS REFINERÍAS PUERTO LA CRUZ Y EL CHAURE	450 LPCC	95 °F
PERTIGALETE	CARRETERA NACIONAL ENTRE GUANTA Y PERTIGALETE	350 LPCC	95° F
CUMANÁ	PUERTA DE CIUDAD	250 LPCC	95° F
ISLA DE MARGARITA	SAN ANTONIO, EN LA ADYACENCIA DE LA PLANTA TERMOELÉCTRICA LUISA CÁCERES DE ARISMENDI	350 LPCC	95° F

**4.1.2 CALIDAD DE GAS A TRANSPORTAR.**

**SE ASUME QUE EL GAS METANO A SER TRANSPORTADO POR EL EJE BARBACOA – CUMANÁ – ISLA DE MARGARITA, SATISFACE LA NORMA COVENIN 3568-2:200 QUE ESTABLECE LAS CARACTERÍSTICAS MÍNIMAS DE CALIDAD QUE DEBE CUMPLIR, EN EL PUNTO DE ENTRADA A LOS SISTEMAS DE TRANSPORTE TRONCALES DE LIBRE ACCESO, EL GAS NATURAL DESTINADO A SU UTILIZACIÓN POR EL PÚBLICO, PARA USO GENERAL EN LA INDUSTRIA, COMERCIO, RESIDENCIAS Y VEHÍCULOS. EN TAL SENTIDO, LA COMPOSICIÓN DEL GAS METANO A SER TRANSPORTADO, ESTARÁ LIMITADA CONFORME SE INDICA EN LA SIGUIENTE TABLA.**

*Tabla N° 1: Límites de componentes mayoritarios y minoritarios del gas metano*

Nombre	Límite	% molar
--------	--------	---------

METANO (C <sub>1</sub> )	MÍNIMO	80,0
ETANO (C <sub>2</sub> )	MÁXIMO	12,0
PROPANO (C <sub>3</sub> )	MÁXIMO	3,0
BUTANOS Y MÁS PESADOS (C <sub>4</sub> <sup>+</sup> ). DE ÉSTOS, HIDROCARBUROS INSATURADOS TOTAL	MÁXIMO	1,5 0,2
DIÓXIDO DE CARBONO (CO <sub>2</sub> )	MÁXIMO	8,5
NITRÓGENO (N <sub>2</sub> )	MÁXIMO	1,0
HIDRÓGENO (H <sub>2</sub> )	MÁXIMO	0,1
OXÍGENO (O <sub>2</sub> )	MÁXIMO	0,1
MONÓXIDO DE CARBONO	MÁXIMO	0,1

#### COMPONENTES EN TRAZAS

Nombre	Límite	Unidad	Valor
SULFURO DE HIDRÓGENO (H <sub>2</sub> S)	MÁXIMO	MG/M <sup>3</sup>	17,3
		PPM MOLAR	12
AZUFRE TOTAL PARA GAS NO ODORIZADO	MÁXIMO	MG/M <sup>3</sup>	38
		PPM MOLAR	28
AZUFRE TOTAL PARA GAS ODORIZADO	MÁXIMO	MG/M <sup>3</sup>	49
		PPM MOLAR	36
AGUA	MÁXIMO	MG/M <sup>3</sup> [LB/10 <sup>6</sup> PCE]	112 [7]

#### 4.1.3 NORMAS Y ESPECIFICACIONES TÉCNICAS APLICABLE.

PARA EL DIMENSIONAMIENTO Y DISEÑO PRELIMINAR DE LOS DIFERENTES ELEMENTOS QUE INTEGRARÁN EL SISTEMA DE TRANSPORTE DE GAS METANO, SE UTILIZARON LAS SIGUIENTES NORMAS NACIONALES E INTERNACIONALES RELACIONADAS CON EL TÓPICO.

#### DISEÑO DEL GASODUCTO Y PLANTA COMPRESORA.

- ✓ **PETRÓLEOS DE VENEZUELA S. A, PDVSA (1995). MANUAL DE INGENIERÍA DE DISEÑO. CARACAS: PUBLICACIÓN INTERNA PDVSA.**
- ✓ American Society of Mechanical Engineers (1995). Gas Transmission and Distribution Piping Systems B.31.8. New York: ASME.
- ✓ National Association of Corrosion Engineers (1999). NACE RP 0169, Control for External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems. Houston, Tx: NACE International.
- ✓ American Petroleum Institute (1999). API 1104 Standard for Welding Pipelines and Related Facilities. Washington, DC: API Publisher.
- ✓ COVENIN (2000). 3568-1/2:2000, Norma Venezolana de Calidad de Gas. Caracas: COVENIN.
- ✓ COVENIN (2000). 3567:2000, Norma Venezolana de Calidad de Gas. Caracas: COVENIN.

#### Materiales

- ✓ American Petroleum Institute (1999). API 5L Line Pipe. Washington, DC: API Publisher.
- ✓ American Petroleum Institute (1999). API 6D Pipeline Valves. Washington, DC: API Publisher.
- ✓ American Society of Mechanical Engineers (1999). ASME B 16.5, Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings. New York: ASME.
- ✓ American Society of Mechanical Engineers (1999). ASME B 16.9, Factory - Made Wrought Steel Buttwelding Fittings. New York: ASME.
- ✓ Manufacturers Standardization Society of the valve and Fittings Industry (1999). MSS SP- 75, Specification for High Test Wrought Welding Fittings. Vienna, VA: MSS Publisher.

## 4.2 Pronósticos de Demanda de Gas Metano.

En el eje Cumana - Isla de Margarita, el atractivo económico medular para instalar facilidades de transporte de gas, lo representa la utilización de éste producto como combustible para la generación de potencia eléctrica en la Isla de Margarita. Por otro lado, las mayores concentraciones de la población y de la actividad productiva en la región bajo análisis, se encuentran en las poblaciones de Porlamar y Pampatar ubicadas en el Estado Nueva Esparta, y en la ciudad de Cumaná en el Estado Sucre.

Para la estimación del consumo de gas metano por el sector eléctrico, se ha tomado como base el pronóstico de demanda de electricidad suministrado en marzo de 2002 por la empresa "Sistema Eléctrico Nueva Esparta, C.A." (SENECA), propietaria de la planta de generación Luisa Cáceres de Arismendi, ubicada en San Antonio, cerca de la ciudad de Porlamar en el Estado Nueva Esparta, pronósticos que se resumen a continuación:

Tabla N° 2: Pronósticos de Demanda de Gas del Sector Eléctrico.

AÑO	GENERACIÓN ELÉCTRICA (MW-h)	EFICIENCIA DE GENERACIÓN (Btu / Kw-h)	DEMANDA DE COMBUSTIBLE (MMBtu)	DEMANDA DE GAS PROMEDIO (MMPCED)
2006	1.205.590	10.700	12.899.812	35,13
2007	1.287.769	10.442	13.446.459	36,62
2008	1.374.058	10.300	14.152.797	38,54
2009	1.464.661	10.258	15.024.979	40,92
2010	1.559.794	10.100	15.753.918	42,90
2011	1.659.584	10.142	16.831.957	45,84
2012	1.764.568	10.200	17.998.591	49,02
2013	1.974.696	9.883	18.528.247	50,46
2014	1.990.331	9.700	19.306.210	52,89
2015	2.105.677	9.467	19.933.739	54,29
2016	2.226.501	9.042	20.131.282	54,83
2017	2.353.065	9.000	21.177.586	57,67
2018	2.485.641	9.050	22.495.048	61,26
2019	2.624.514	8.988	23.587.816	64,24
2020	2.769.983	8.817	24.422.017	66,51
2021	2.914.342	8.817	25.694.784	69,98
2022	3.065.198	8.800	26.973.739	73,46
2023	3.222.842	8.800	28.361.005	77,24

En cuanto a la estimación del consumo de gas metano por los sectores industriales, comerciales y residenciales de la ciudad de Cumaná y la Isla de Margarita, que eventualmente serán atendidos por las empresas de Distribución que se establecerán en las zonas toda vez que se disponga del gas a puerta de ciudad, se tomaron como base los valores indicados en el estudio de mercado denominado "Natural Gas Demand Potential in Cumaná and Margarita Island", elaborado por PACE Global Energy Services en marzo de 2000. Adicionalmente, se consideró el reciente interés del sector automotor en consumir aproximadamente 7 MMPCED de gas metano para la planta de la empresa Toyota existente en Cumaná. A continuación se muestran los resultados obtenidos, que reflejan la demanda de los Distribuidores de gas, expresados en MMPCED:

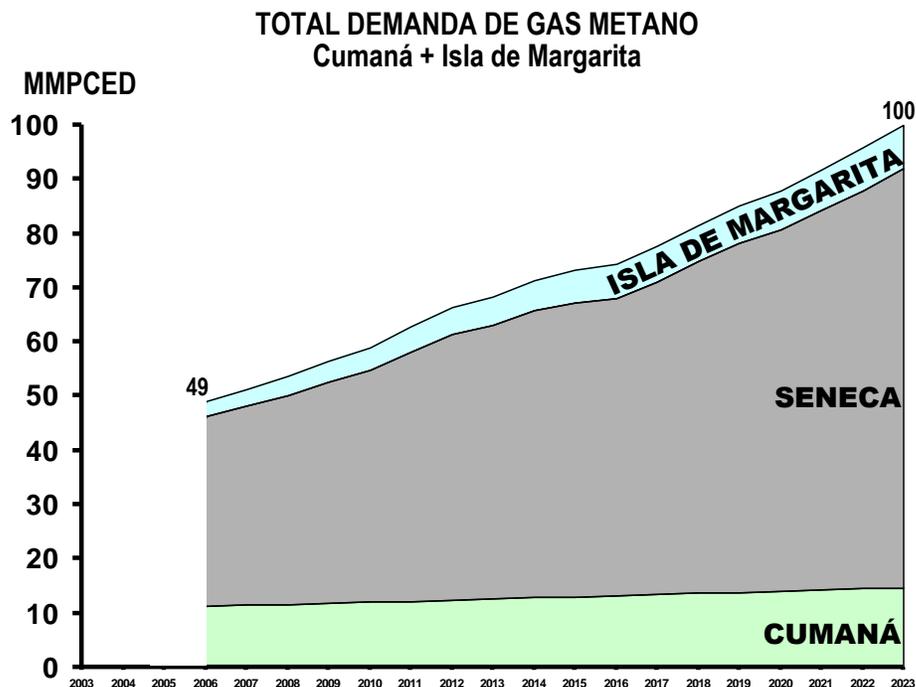
Tabla N° 3: Pronósticos de Demanda de Gas de los Distribuidores en Cumaná y la Isla de Margarita.

	DISTRIBUCIÓN DE GAS EN CUMANÁ	DISTRIBUCIÓN DE GAS EN ISLA DE MARGARITA
--	-------------------------------	--

AÑO	Sector Automotor	Sector Industrial	Sector Comercial	Sector Residencial	Total	Sector Industrial	Sector Comercial	Sector Residencial	Total
2006	7,0	3,64	0,13	0,50	11,26	1,07	0,85	0,72	2,64
2007	7,0	3,81	0,15	0,50	11,45	1,14	1,14	0,82	3,10
2008	7,0	3,98	0,15	0,50	11,63	1,22	1,28	0,92	3,42
2009	7,0	4,17	0,15	0,51	11,83	1,31	1,44	1,11	3,86
2010	7,0	4,36	0,16	0,51	12,03	1,40	1,55	1,14	4,09
2011	7,0	4,48	0,20	0,51	12,19	1,50	2,13	1,17	4,80
2012	7,0	4,65	0,25	0,51	12,41	1,60	2,27	1,20	5,07
2013	7,0	4,82	0,29	0,51	12,62	1,70	2,41	1,23	5,34
2014	7,0	4,99	0,33	0,51	12,83	1,80	2,55	1,27	5,62
2015	7,0	5,16	0,37	0,51	13,04	1,90	2,70	1,30	5,90
2016	7,0	5,33	0,41	0,51	13,25	2,00	2,84	1,34	6,18
2017	7,0	5,50	0,45	0,51	13,46	2,10	2,98	1,37	6,45
2018	7,0	5,67	0,49	0,51	13,67	2,20	3,12	1,41	6,73
2019	7,0	5,84	0,53	0,51	13,88	2,30	3,26	1,45	7,01
2020	7,0	6,01	0,57	0,51	14,09	2,40	3,40	1,49	7,29
2021	7,0	6,18	0,61	0,51	14,30	2,50	3,54	1,53	7,57
2022	7,0	6,35	0,65	0,51	14,51	2,60	3,68	1,57	7,85
2023	7,0	6,52	0,69	0,51	14,72	2,70	3,82	1,61	8,13

Así, se puede resumir que la demanda de gas metano en la ciudad de Cumaná y en la Isla de Margarita, la conforman la suma de la demanda de SENECA más los Distribuidores que se establecerían en la zona, tal como se muestra en la siguiente figura:

Figura N° 3: Pronósticos de demanda de gas metano en Cumana y en la Isla de Margarita.



Por otro lado, se dispone de información de la Gerencia de Comercialización de PDVSA GAS que con la capacidad de transporte de 142,5 MMPCED de gas del sistema Anaco - Puerto La Cruz existente, era posible satisfacer los requerimientos de demanda a mediano y largo plazo en el eje Barbacoa - Puerto La Cruz - Guanta - Pertigalete. Sin embargo, de acuerdo a la política energética del ejecutivo nacional de incrementar la capacidad de generación termoeléctrica en todo el territorio nacional, durante el primer semestre del año 2003 la situación pareciera haber cambiado. La empresa TGM Barcelona ha solicitado evaluar la posibilidad de que se les entregue alrededor de 15 MMPCED de gas para ser usado en la generación de potencia eléctrica; la planta CADAFE Guanta ha solicitado incrementar su consumo para llegar hasta unos 40 MMPCED; y el sector petrolero (Refinerías Puerto La Cruz y El Chaure) igualmente ha pronosticado importantes aumentos de consumo a mediano plazo, como consecuencia de ampliación de sus procesos productivos y por aumento en la generación eléctrica propia.

Dada las aparentes dificultades físicas y logísticas para la construcción de una nueva tubería paralela al gasoducto Anaco - Puerto la Cruz existente, una opción viable para disponer de capacidad de transporte adicional para satisfacer el crecimiento de la demanda en ese corredor, es la de incorporar una interconexión para aportar desde el nuevo gasoducto Barbacoa - Cumaná - Isla de Margarita los volúmenes de gas que no puedan ser entregados por el sistema existente. Considerando el pronóstico de demanda emitido en el año 2002 por la Gerencia de Comercialización de PDVSA GAS, y actualizando los valores tomando en cuenta los nuevos aspectos mencionados en el párrafo anterior, resultan los siguientes estimados:

Tabla N° 4: Pronósticos de Demanda de Gas en el Eje Barbacoa - Puerto La Cruz - Guanta - Pertigalete.

AÑO	Refinerías PLC y Chaure (MMPCED)	CADAFE Planta Guanta (MMPCED)	TGM Planta Barcelona (MMPCED)	Cementos Pertigalete (MMPCED)	VDGAS y GNV (MMPCED)	Mermas Transporte (MMPCED)	Total Demanda (MMPCED)	Capacidad Operativa (MMPCED)	Incremental PLC (MMPCED)
2006	44,00	40,00	15,00	65,00	9,76	0,11	173,87	142,50	31,37
2007	46,00	40,00	15,00	65,00	10,49	0,11	176,60	142,50	34,10
2008	48,00	40,00	15,00	65,00	11,23	0,11	179,34	142,50	36,84
2009	48,00	40,00	15,00	65,00	11,93	0,12	180,05	142,50	37,55
2010	48,00	40,00	15,00	65,00	12,66	0,12	180,78	142,50	38,28
2011	48,00	40,00	15,00	65,00	13,40	0,13	181,53	142,50	39,03
2012	48,00	40,00	15,00	65,00	14,17	0,13	182,30	142,50	39,80
2013	48,00	40,00	15,00	66,95	14,97	0,13	185,05	142,50	42,55
2014	48,00	40,00	15,00	68,96	15,79	0,14	187,88	142,50	45,38
2015	48,00	40,00	15,00	71,03	16,64	0,14	190,81	142,50	48,31
2016	48,00	40,00	15,00	73,16	17,52	0,15	193,82	142,50	51,32
2017	48,00	40,00	15,00	75,35	18,42	0,15	196,92	142,50	54,42
2018	48,00	40,00	15,00	77,61	19,36	0,15	200,13	142,50	57,63
2019	48,00	40,00	15,00	79,94	20,33	0,16	203,43	142,50	60,93
2020	48,00	40,00	15,00	82,34	20,57	0,16	206,07	142,50	63,57
2021	48,00	40,00	15,00	84,81	21,44	0,17	209,42	142,50	66,92
2022	48,00	40,00	15,00	87,35	22,33	0,17	212,86	142,50	70,36

2023	48,00	40,00	15,00	89,98	23,25	0,18	216,40	142,50	73,90
------	-------	-------	-------	-------	-------	------	--------	--------	-------

Así, se estima que los volúmenes de gas incremental que excederán la capacidad operativa del gasoducto Anaco - Puerto La Cruz existente, estarán comprendidos entre 31 MMPCED en el año 2006 hasta 74 MMPCED en el largo plazo, tal como se muestra en la siguiente figura.

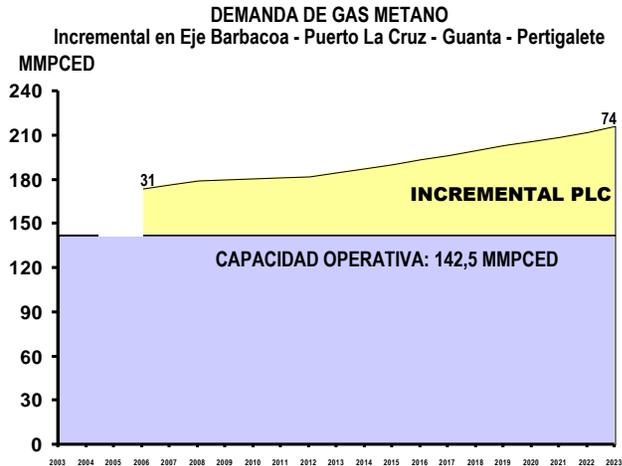
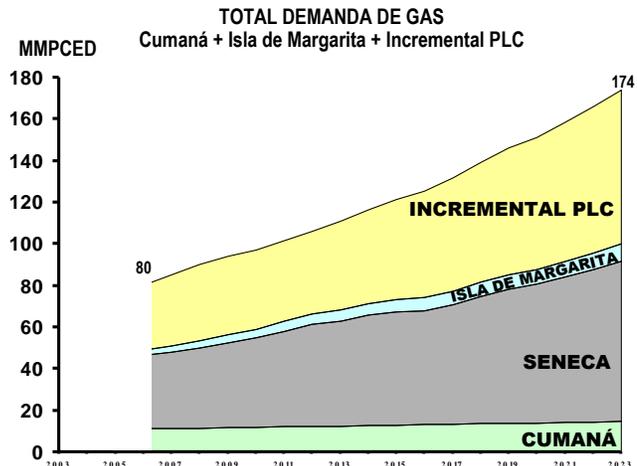


Figura N° 4: Pronósticos de demanda de gas metano incremental Barbacoa - Pertigalete.

En el estudio de visualización del proyecto se considerará una variante al Caso Base, que consiste en que además de satisfacer las demandas en la ciudad de Cumaná y en la Isla de Margarita, el nuevo gasoducto Barbacoa - Cumaná - Isla de Margarita aporte los volúmenes de gas incremental que excedan la capacidad operativa del gasoducto Anaco - Puerto La Cruz existente, tal como se muestra a continuación.

Figura N° 5: Pronósticos de demanda de gas Cumaná + Isla de Margarita + Incremental PLC.



### **4.3 Identificación de Rutas para el Nuevo Sistema de Transporte.**

#### **4.3.1 Bases para la Identificación de las Posibles Rutas.**

Para identificar y analizar las posibles rutas del nuevo gasoducto a ser construido en el eje Barbacoa – Cumaná – Isla de Margarita, se han considerado las siguientes bases, sin orden de prioridad:

- ✓ Longitud del gasoducto
- ✓ Accesibilidad para la construcción, operación y mantenimiento.

Vialidad pública y corredores de tuberías existentes.

Características de los suelos en tierra firme y profundidades de las aguas costa afuera.

- ✓ Impactos ambientales.
- ✓ Costos de capital.

#### **4.3.2 Descripción de las Posibles Rutas Identificadas (Ver Figura N° 6).**

A continuación se describen las tres (3) posibles rutas identificadas de manera preliminar, para el tendido del nuevo gasoducto a ser utilizado para transportar gas por el eje Barbacoa – Cumaná – Isla de Margarita. Es claro, que cualesquiera que sea la opción de ruta que sea finalmente adoptada, la nueva tubería deberá partir desde la vecindad de la población de Barbacoa (sistema de transporte existente); luego aproximarse a la puerta de la ciudad de Cumaná; y finalmente llegar a las adyacencias de la planta de

generación termoeléctrica “Luisa Cáceres de Arismendi”, ubicada en la cercanía de la población de San Antonio en la Isla de Margarita.

Tramo Barbacoa – Cumaná

**RUTA 1: LA PRIMERA RUTA IDENTIFICADA PARTE DESDE BARBACOA POR UNOS DOS (2) KILÓMETROS HACIA EL NORTE, INCORPORÁNDOSE DE INMEDIATO PARA COMPARTIR APROXIMADAMENTE DOCE (12) KILÓMETROS DEL CORREDOR EXISTENTE DE OTRAS TUBERÍAS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS. LUEGO, PARA EVITAR ÁREAS POBLADAS Y SITIOS DE CONCENTRACIÓN PÚBLICA, EN LA CERCANÍA DE NARICUAL LA RUTA SE DESVÍA SIGUIENDO UNA TRAYECTORIA EN SENTIDO NORESTE EN UNA ZONA MONTAÑOSA AL SUR DE PUERTO LA CRUZ, HASTA LLEGAR AL ÁREA DE PERTIGALETE EN LA COSTA DEL MAR CARIBE. ESTE SEGMENTO DE CATORCE (14) KILÓMETROS DE LONGITUD, SE CARACTERIZA POR LA PRESENCIA DE TERRENOS DESPOBLADOS, CON PENDIENTES MODERADAS Y SEVERAS Y VEGETACIÓN POBRE. A PARTIR DE PERTIGALETE, COMIENZA UNA RUTA SUBMARINA CON PROFUNDIDADES MÁXIMAS DE DOSCIENTOS (200) METROS, QUE SE EXTIENDE UNOS CINCUENTA Y TRES (53) KILÓMETROS BORDEANDO LOS LÍMITES GEOGRÁFICOS DEL PARQUE NACIONAL MOCHIMA, HASTA LLEGAR A LA PUERTA DE LA CIUDAD DE CUMANÁ. EN RESUMEN, ESTA RUTA REPRESENTA EL TENDIDO DE TUBERÍAS POR VEINTIOCHO (28) KILÓMETROS EN TIERRA Y DE CINCUENTA Y TRES (53) KILÓMETROS SUBMARINOS, PARA UNA TOTAL DE OCHENTA Y UN (81) KILÓMETROS.**

**RUTA 2: LA SEGUNDA RUTA IDENTIFICADA (AL IGUAL QUE LA ANTERIOR), PARTE DESDE BARBACOA POR UNOS DOS (2) KILÓMETROS HACIA EL NORTE, INCORPORÁNDOSE DE INMEDIATO PARA COMPARTIR APROXIMADAMENTE DOCE (12) KILÓMETROS DEL CORREDOR EXISTENTE**

DE OTRAS TUBERÍAS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS, HASTA LLEGAR A NARICUAL. LUEGO, LA RUTA ABANDONA EL CORREDOR EXISTENTE (POR ENCONTRARSE CONGESTIONADO) SIGUIENDO UNA TRAYECTORIA DE OCHO (8) KILÓMETROS EN SENTIDO NORESTE EN UNA ZONA MONTAÑOSA DE LOS POZUELOS, PARA LUEGO DESVIARSE Y DESPLAZARSE POR UNOS DIEZ (10) KILÓMETROS AL ESTE HASTA LLEGAR AL ÁREA DE LAS REFINERÍAS PUERTO LA CRUZ Y EL CHAURE, A OBJETO DE EVENTUALMENTE INSTALAR LA PLANTA DE COMPRESORA DE GAS EN ESA LOCACIÓN Y APROVECHAR LAS FACILIDADES EXISTENTES DE SERVICIOS INDUSTRIALES Y TERRENOS PROPIEDAD DE PDVSA. DESDE LAS REFINERÍAS PUERTO LA CRUZ Y EL CHAURE, LA RUTA RETOMA EL RUMBO NORESTE POR UNOS NUEVE (9) KILÓMETROS HASTA LLEGAR A GUANTA, Y LUEGO SE DESPLAZA POR CINCUENTA Y TRES (53) KILÓMETROS ADYACENTES A LA CARRETERA COSTERA (DONDE PREVALECE TERRENOS CON PENDIENTES MODERADAS Y SEVERAS, SITIOS ROCOSOS Y VEGETACIÓN POBRE), PARA FINALIZAR EN LA PUERTA DE LA CIUDAD DE CUMANÁ. EN RESUMEN, ESTA RUTA REPRESENTA EL TENDIDO DE NOVENTA Y CUATRO (94) KILÓMETROS DE TUBERÍA EN TIERRA, DE LOS CUALES SE ESTIMAN QUE VEINTICUATRO (24) KILÓMETROS DE ELLOS SERÍAN INSTALADOS EN TERRENO ROCOSO.

RUTA 3: LA TERCERA RUTA IDENTIFICADA (AL IGUAL QUE LAS ANTERIORES), PARTE DESDE BARBACOA POR UNOS DOS (2) KILÓMETROS HACIA EL NORTE, INCORPORÁNDOSE DE INMEDIATO PARA COMPARTIR APROXIMADAMENTE DOCE (12) KILÓMETROS DEL CORREDOR EXISTENTE DE OTRAS TUBERÍAS QUE TRANSPORTAN HIDROCARBUROS, HASTA LLEGAR A NARICUAL. LUEGO, LA RUTA ABANDONA EL CORREDOR EXISTENTE (POR ENCONTRARSE CONGESTIONADO) SIGUIENDO UNA TRAYECTORIA DE DIECISIETE (17) KILÓMETROS EN SENTIDO NORESTE EN UNA ZONA MONTAÑOSA, HASTA QUE SE INCORPORA PARA DESPLAZARSE POR CUARENTA Y SIETE (47)

**KILÓMETROS ADYACENTES A LA CARRETERA COSTERA (DONDE PREVALECE TERRENOS CON PENDIENTES MODERADAS Y SEVERAS, SITIOS ROCOSOS Y VEGETACIÓN POBRE), PARA FINALIZAR EN LA PUERTA DE LA CIUDAD DE CUMANÁ. EN RESUMEN, ESTA RUTA REPRESENTA EL TENDIDO DE SETENTA Y OCHO (78) KILÓMETROS DE TUBERÍA EN TIERRA, DE LOS CUALES SE ESTIMAN QUE TREINTA Y UN (31) KILÓMETROS DE ELLOS SERÍAN INSTALADOS EN TERRENO ROCOSO.**

Tramo Cumaná – Isla de Margarita

Para efectos de éste estudio, inicialmente se ha visualizado una sola ruta con suficientes méritos para que en las próximas etapas del proyecto sea confirmada en detalle o sometida a pequeñas variantes, y la misma se describe a continuación: En Cumaná, desde la vía perimetral que bordea a la ciudad, se inicia un recorrido costa afuera atravesando el Golfo de Cariaco hasta llegar a Punta Arenas. Luego, la trayectoria se desplaza hacia el este por la árida Península de Araya hasta llegar al sector Punta La Playa, a partir del cual se inicia otro tramo submarino que concluye en San Pedro en la Isla de Coche. Inmediatamente, la ruta recorre una pequeña longitud terrestre hasta la zona Noroeste de la Isla de Coche, donde se inicia el último tramo submarino que llega hasta Los Algodones en la Isla de Margarita, para luego proseguir el norte del aeropuerto y finalmente llegar hasta San Antonio, donde se encuentra ubicada la planta termoeléctrica Luisa Cáceres de Arismendi.

Así, la ruta preliminar identificada para el tramo Cumaná – Isla de Margarita representa el tendido de tuberías por cincuenta y un (51) kilómetros en tierra y de treinta y siete (37) kilómetros submarinos, para una total de ochenta y ocho (88) kilómetros. Los tipos y longitudes para los diversos sectores involucrados, se muestran en la siguiente Tabla.

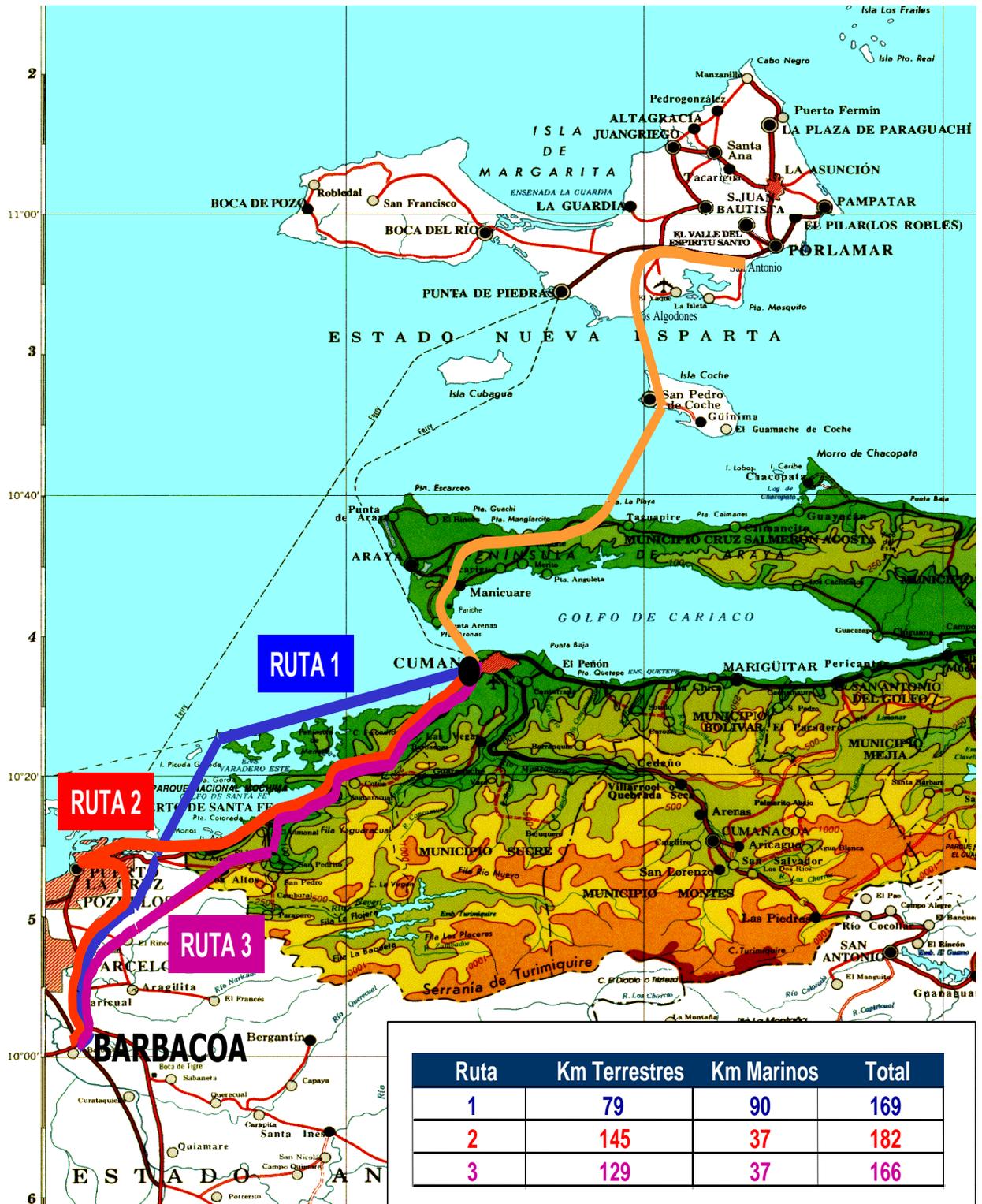
*Tabla N° 5: Resumen de Sectores de Ruta para el Tramo Cumaná – Isla de Margarita.*

SECTOR: DESDE - HASTA	TIPO	LONGITUD (KM)
CUMANÁ - PUNTA ARENA	SUBMARIN O	10
PUNTA ARENA - PUNTA LA PLAYA	TERRESTR E	28
PUNTA LA PLAYA – SAN PEDRO DE	SUBMARIN	16

COCHE	O	
SAN PEDRO DE COCHE – NOROESTE DE COCHE	TERRESTR E	6
NOROESTE DE COCHE - LOS ALGODONES	SUBMARIN O	11
LOS ALGODONES - SAN ANTONIO	TERRESTR E	17

**EN LA FIGURA N° 6, SE MUESTRAN LAS TRES (3) RUTAS IDENTIFICADAS PARA EL TRAMO BARBACOA – CUMANÁ, ASÍ COMO LA RUTA VISUALIZADA PARA EL SUBSIGUIENTE TRAMO CUMANÁ – ISLA DE MARGARITA.**

**FIGURA N° 6: POSIBLES RUTAS IDENTIFICADAS PARA EL EJE BARBACOA – CUMANÁ – ISLA DE MARGARITA.**





#### 4.4 Dimensionamiento Preliminar de la Infraestructura.

Para el dimensionamiento de la infraestructura necesaria para transportar gas metano por el eje Barbacoa - Cumaná - Isla de Margarita, se han tomado como bases los pronósticos de demanda descritos en el Punto 4.2 de éste documento. Sin embargo, para la realización de los cálculos hidráulicos se ha considerado que las nuevas instalaciones deberán disponer de capacidad para absorber fluctuaciones del consumo de la planta Luisa Cáceres de Arismendi del orden de  $\pm 21\%$ , que corresponde a la misma proporción de las variaciones de la demanda de potencia eléctrica previstas por SENECA en la Isla de Margarita. Adicionalmente, se aplica el criterio establecido por PDVSA Gas de diseñar con una holgura operacional del 5% de la capacidad nominal.

Para los análisis hidráulicos, han sido consideradas las posibles rutas identificadas, y en función de los escenarios de entrega y/o recepción de gas se visualizan los siguientes casos:

CASO A: Satisfacer los pronósticos de demanda de gas metano por los sectores industriales, comerciales y residenciales de la ciudad de Cumaná y la Isla de Margarita, incluyendo el consumo del sector eléctrico en Nueva Esparta. Se asume la total disponibilidad de gas en el corto, mediano y largo plazo en la locación de Barbacoa, con una presión mínima de 570 LPPC.

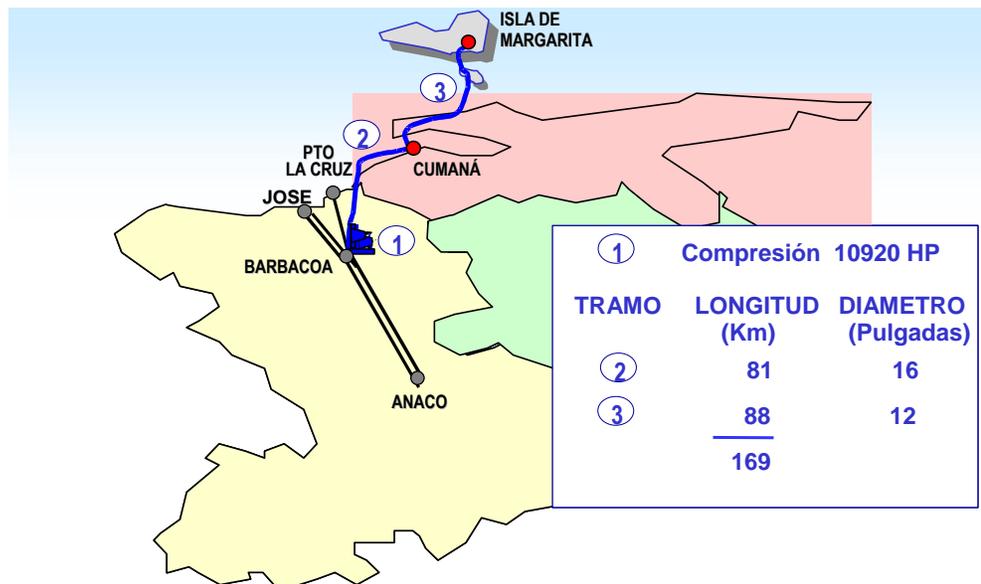
CASO B: Satisfacer los pronósticos de demanda de gas metano por los sectores industriales, comerciales y residenciales de la ciudad de Cumaná y la Isla de Margarita, incluyendo el consumo del sector eléctrico en Nueva Esparta. Adicionalmente, la nueva infraestructura deberá complementar la demanda incremental que supere la capacidad de transporte existente en el eje Barbacoa - Puerto La Cruz - Guanta - Pertigalete. Igualmente, se asume la total disponibilidad de gas en el corto, mediano y largo plazo en la locación de Barbacoa, con una presión mínima de 570 LPPC.

A continuación se muestran los resultados obtenidos para los distintos casos y rutas estudiadas.

#### 4.4.1 Caso A: Demanda Cumaná + Isla de Margarita.

- ✓ Ruta 1: Barbacoa – Pertigalete – Cumaná / Cumaná – Isla de Margarita (Ver Figura N° 7)

**ES NECESARIA LA INSTALACIÓN DE UNA PLANTA COMPRESORA DE GAS EN BARBACOA, CON UNA POTENCIA (INCLUYENDO RESPALDO) DE 10.920 HP ISO, PARA DESCARGAR A UNA PRESIÓN MÁXIMA DE 1.400 LPPC. SE REQUIEREN 169 KILÓMETROS DE GASODUCTO, DE LOS CUALES EL**

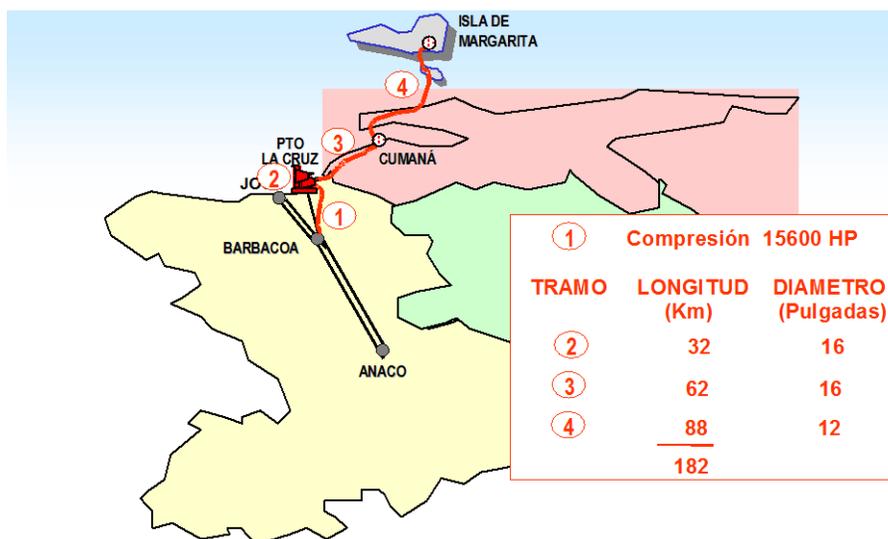


**TRAMO DE 81 KILÓMETROS DE TUBERÍA ENTRE BARBACOA Y CUMANÁ DEBERÁ SER DE 16" DE DIÁMETRO Y EL TRAMO 88 KILÓMETROS DE TUBERÍA ENTRE CUMANÁ Y LA ISLA DE MARGARITA DISPONER DE 12" DE DIÁMETRO.**

*Figura N° 7: Infraestructura de Transporte de Gas para el Caso A / Ruta 1.*

- ✓ **Ruta 2: Barbacoa – Puerto La Cruz – Cumaná / Cumaná – Isla de Margarita (Ver Figura N° 8)**

Es necesaria la instalación de una planta compresora de gas en Puerto La Cruz, con una potencia (incluyendo respaldo) de 15.600 HP ISO, para descargar a una presión máxima de 1.400 LPPC. Se requieren 182 kilómetros de gasoducto, de los cuales el tramo de 32



kilómetros de tubería entre Barbacoa y Puerto La Cruz deberá ser de 16" de diámetro, el tramo de 62 kilómetros de tubería entre Puerto La Cruz y Cumaná igualmente será de 16" de diámetro y el tramo 88 kilómetros de tubería entre Cumaná y la Isla de Margarita disponer de 12" de diámetro.

1. **Figura N° 8: Infraestructura de Transporte de Gas para el Caso A / Ruta 2.**

2.

- ✓ **Ruta 3: Barbacoa – Los Altos - Cumaná / Cumaná – Isla de Margarita (Ver Figura N° 9)**

Es necesaria la instalación de una planta compresora de gas en Barbacoa, con una potencia (incluyendo respaldo) de 9.360 HP ISO, para descargar a una presión máxima de 1.400 LPPC. Se requieren 166 kilómetros de gasoducto, de los cuales el tramo de 78 kilómetros de tubería entre Barbacoa y Cumaná deberá ser de 16" de diámetro y el tramo 88 kilómetros de tubería entre Cumaná y la Isla de Margarita disponer de 12" de diámetro.

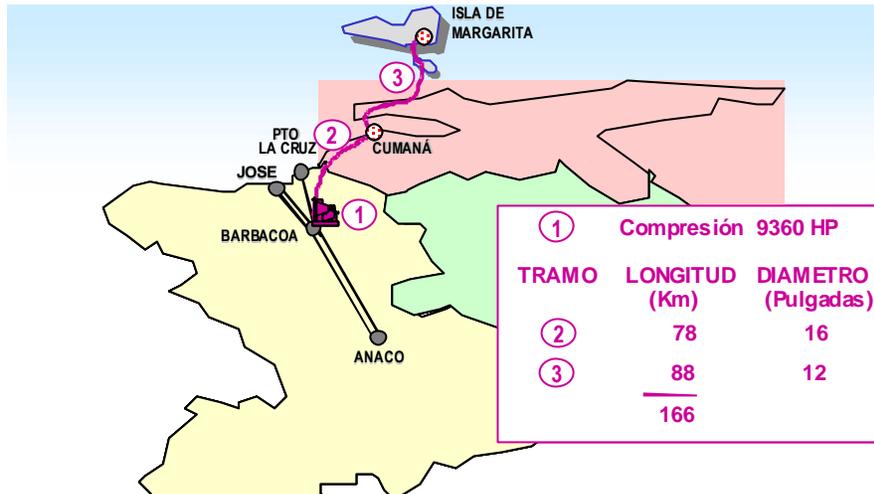


Figura N° 9: Infraestructura de Transporte de Gas para el Caso A / Ruta 3.

#### 4.4.2 Caso B: Demanda Cumaná + Isla de Margarita + Incremental Puerto La Cruz.

- ✓ Ruta 1: Barbacoa – Pertigalete – Cumaná / Cumaná – Isla de Margarita (Ver Figura N° 10).

Es necesaria la instalación de una planta compresora de gas en Barbacoa, con una potencia (incluyendo respaldo) de 14.040 HP ISO, para descargar a una presión máxima de 1.400 LPPC. Se requieren 169 kilómetros de gasoducto, de los cuales el tramo de 81 kilómetros de tubería entre Barbacoa, Pertigalete y Cumaná deberá ser de 16" de diámetro y el tramo 88 kilómetros de tubería entre Cumaná y la Isla de Margarita igualmente deberá disponer de 16" de diámetro.

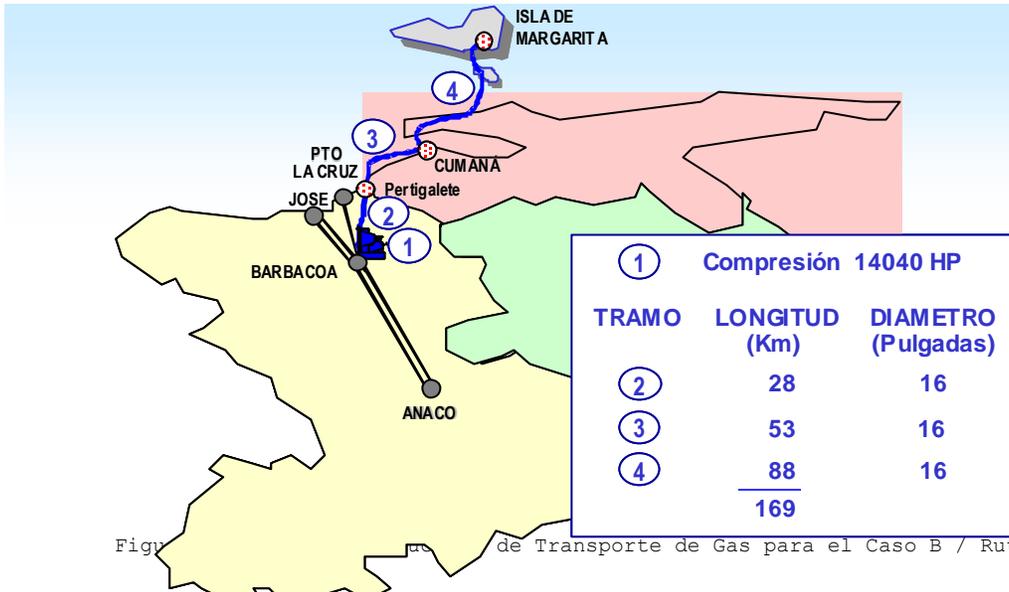


Figura N° 11. Ruta 1. de Transporte de Gas para el Caso B / Ruta 1.

✓ **Ruta 2: Barbacoa – Puerto La Cruz – Cumaná / Cumaná – Isla de Margarita (Ver Figura N° 11).**

Es necesaria la instalación de una planta compresora de gas en Puerto La Cruz, con una potencia (incluyendo respaldo) de 21.840 HP ISO, para descargar a una presión máxima de 1.400 LPPC. Se requieren 182 kilómetros de gasoducto, de los cuales el tramo de 32 kilómetros de tubería entre Barbacoa y Puerto La Cruz deberá ser de 16" de diámetro, el tramo de 62 kilómetros de tubería entre Puerto La Cruz y Cumaná igualmente será de 16" de diámetro y el tramo 88 kilómetros de tubería entre Cumaná y la Isla de Margarita disponer de 12" de diámetro.

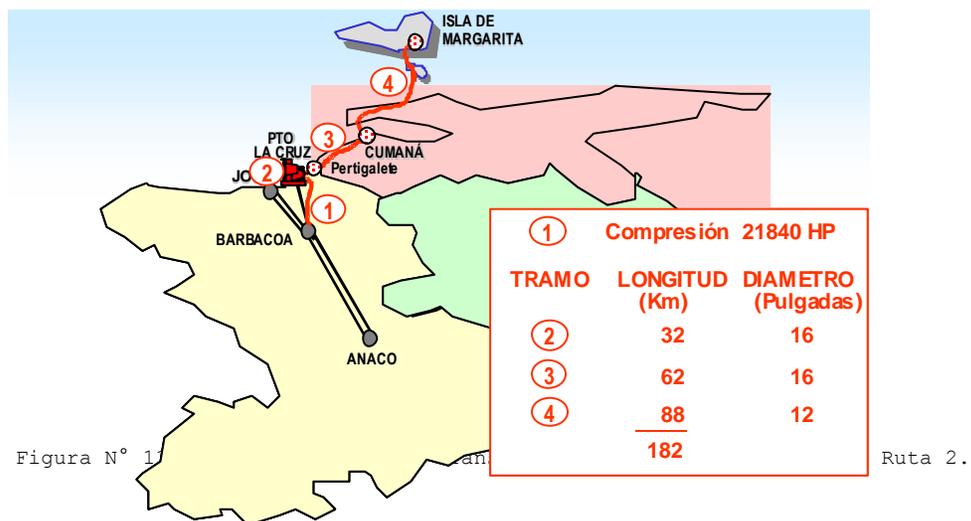
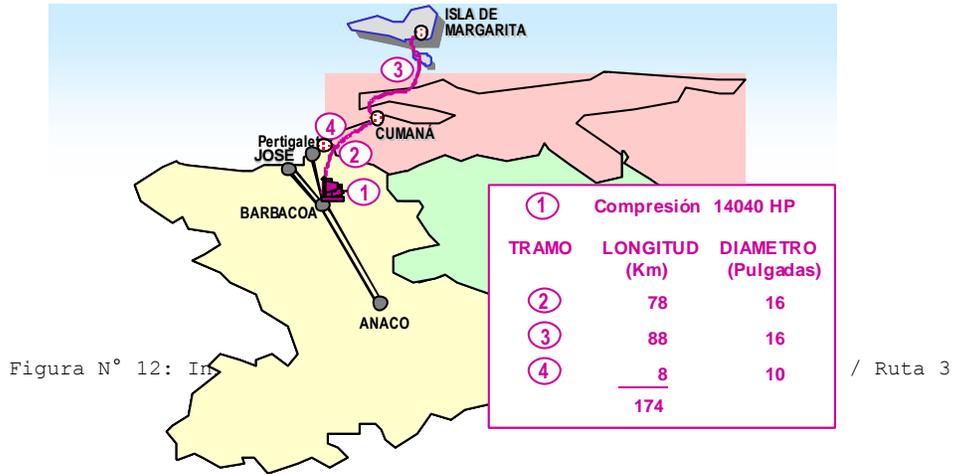


Figura N° 11. Ruta 2.

✓ **Ruta 3: Barbacoa – Los Altos - Cumaná / Cumaná – Isla de Margarita (Ver Figura N° 12).**

Es necesaria la instalación de una planta compresora de gas en Barbacoa, con una potencia (incluyendo respaldo) de 14.040 HP ISO, para descargar a una presión máxima de 1.400 LPPC. Se requieren 166 kilómetros de gasoducto, de los cuales el tramo de 78 kilómetros de tubería entre Barbacoa y Cumaná deberá ser de 16" de diámetro y el tramo 88 kilómetros de tubería entre Cumaná y la Isla de Margarita igualmente deberá disponer de 12" de diámetro. Adicionalmente, se requiere una tubería de 8 kilómetros y 10" de diámetro, para aportar desde el nuevo gasoducto los volúmenes incrementales a Puerto la Cruz.



#### 4.4.3 Material, Diámetro y Espesor.

Para la fabricación de las tuberías, se asume la utilización de acero al carbono construido bajo la especificación API – 5L, con el mayor Límite de Fluencia Mínimo Especificado disponible en Venezuela (60.000 LPPC). Los diámetros externos de las tuberías, han sido visualizados en función de los resultados de los cálculos hidráulicos realizados y de las dimensiones tradicionalmente usadas por PDVSA Gas. Adicionalmente, se considera la disponibilidad de equipos en el país para producir planchas con espesor de pared de hasta 0,5 pulgadas. En cuanto a los criterios para seleccionar los tipos de revestimiento anticorrosivos de las tuberías enterradas y submarinas, dependerán de las clases y características de los terrenos, y serán definidos en la etapa conceptual, a igual que las características de los fondos y pinturas de las tuberías e instalaciones superficiales.

#### 4.4.4 Estaciones de Válvulas.

##### 4.4.4.1 Clasificación de Áreas por Densidad Poblacional.

La clasificación de áreas por densidad poblacional, será estimada a grandes rasgos durante la fase conceptual, aplicando el Código ASME B31.8 y según el número de edificaciones y locales de concentración pública ubicados en una franja de doscientos (200) metros de ancho a lo largo del corredor de la ruta seleccionada.

Según el Código ASME B31.8, se definen cuatro (4) tipos de Clases de Localidad, a saber:

Clase 1: Para localidades poco pobladas. Con menos de diez (10) edificaciones por milla de recorrido, tales como áreas campo traviesa, desiertos y montañas.

Clase 2: Para localidades ligeramente pobladas. Con hasta cuarenta y seis (46) edificaciones por milla de recorrido, tales como pueblos, áreas industriales menores, etc.

Clase 3: Para localidades pobladas. Con más de cuarenta y seis (46) edificaciones por milla de recorrido, como en el caso de desarrollos urbanos, zonas residenciales, áreas industriales, etc.

Clase 4: Para localidades densamente pobladas, donde prevalecen edificaciones de más de cuatro (4) pisos, centros comerciales, etc.

Para las posibles rutas identificadas en ésta etapa de visualización, prevalece la Clase Localidad 1, con algunos sectores con Clase de Localidad 2 por la eventual presencia de viviendas unifamiliares en los corredores paralelos a las vías públicas existentes.

#### 4.4.4.2 Factor de Diseño

El factor de diseño básico según la densidad poblacional, se muestra en la siguiente Tabla:

**TABLA N° 6: FACTOR DE DISEÑO BÁSICO, SEGÚN LA CLASE DE LOCALIDAD.**

Clase de Localidad	Factor de Diseño Básico
1, División 1	0,80
1, División 2	0,72
2	0,6
3	0,5
4	0,4

Sin embargo, los factores de diseño pueden ser afectados por facilidades o construcciones existentes en el corredor de la tubería, tales como vías paralelas, cruces de carreteras y autopistas, etc. Así, el Código ASME B31.8 prevé para las franjas con Clases de Localidad 1 o 2 paralelas a vías públicas, la utilización de un factor de diseño igual a 0,6.

- 

#### 4.4.4.3 Estación de Válvulas Inicial.

La Estación de Válvulas Inicial, deberá estar dotada de válvulas y conexiones para tomar el gas metano desde los gasoductos existentes (ASAP  $\phi$  26" y Barbacoa - Jose  $\phi$  12"), válvula de sectorización del nuevo gasoducto, juntas de aislamiento eléctrico, medidores de flujo, presión y temperatura; así como facilidades para el envío de herramientas de limpieza y/o inspección interna de la tubería de salida.

#### 4.4.4.4 Estaciones de Válvulas de Sectorización.

Para dar cumplimiento a lo establecido en el Código ASME B31.8, el nuevo gasoducto (excepto en la zona costa afuera) deberá disponer de Estaciones de Válvulas de Sectorización, cuyo distanciamiento máximo entre ellas no excederá las longitudes indicadas en la siguiente Tabla:

Tabla N° 7: Distanciamiento máximo entre Estaciones de Válvulas de Sectorización

Clase de Localidad	Distanciamiento Máximo (km)
1	32
2	24
3	16
4	8

Cada Estación de Válvulas de Sectorización, deberá encontrarse dotada de una válvula de bloqueo de apertura completa (del mismo diámetro del gasoducto principal) con actuador gas - hidráulico y dispositivo de cierre automático por reventón de la tubería, desvío con dos (2) válvulas de tapón, juntas de aislamiento eléctrico, medidores de presión y temperatura, y facilidades para quemar gas durante operaciones para la despresurización o purga de aire de cualquier sector de la tubería.

#### 4.4.4.5 Estaciones de Válvulas Intermedias.

En los sitios donde el gasoducto cambia de diámetro, donde se incorpore una planta compresora, o para evitar dificultades durante limpiezas y/o inspecciones internas de tramos de tubería superiores a los ciento veinte (120) kilómetros, deberá contemplarse la instalación de una Estación de Válvulas Intermedia; las

cuales, además de la infraestructura indicada para las Estaciones de Válvulas de Sectorización, deberán estar dotadas de facilidades para la recepción y envío de herramientas de limpieza y/o inspección interna de las tuberías de entrada y salida. Adicionalmente, deberá preverse equipamiento para el manejo de líquidos condensados durante la recepción de herramientas.

#### 4.4.4.6 Estación de Válvulas Terminal.

La Estación de Válvulas Terminal, deberá ser dotada de una válvula de sectorización, medidores de flujo, presión y temperatura, así como facilidades para la recepción de herramientas de limpieza y/o inspección interna de la tubería de entrada, y de equipamiento para el manejo de líquidos condensados durante la ejecución de tales operaciones.

#### 4.4.4.7 Resultados de la Visualización de las Estaciones de Válvulas.

De acuerdo a lo antes expuesto, resultan los siguientes arreglos de Estaciones de Válvulas para las posibles rutas visualizadas:

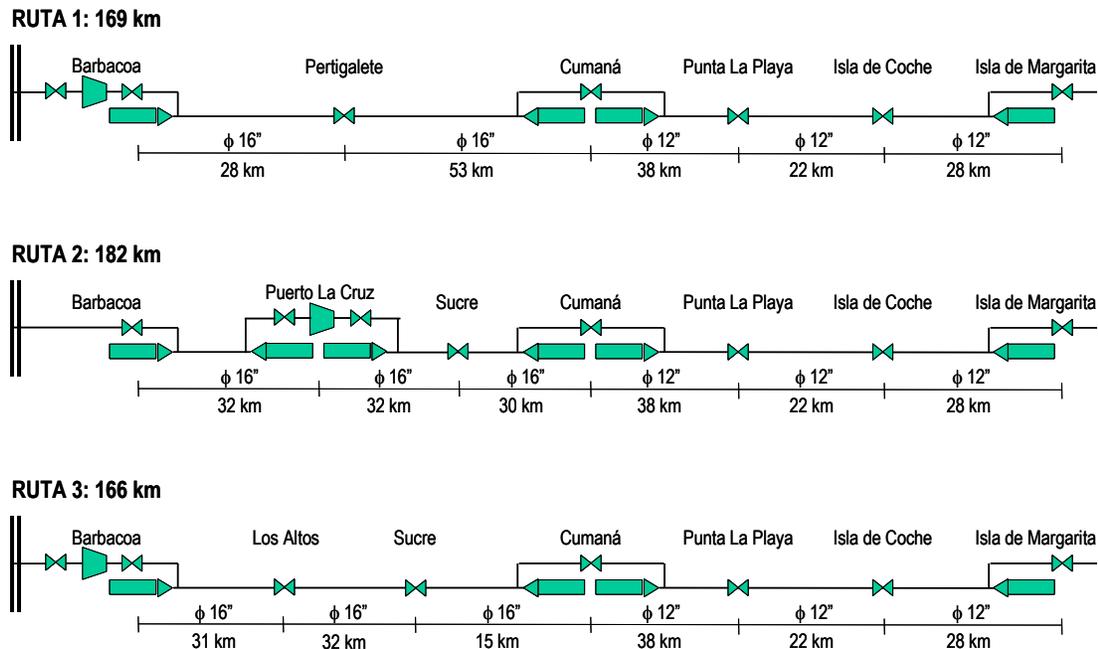


Figura N° 13: Arreglo de Estaciones de Válvulas

#### 4.4.4.8 Planta Compresora.

La planta compresora de gas, deberá estar dotada de facilidades de entrada, filtros separadores, cámara de succión, equipos turbocompresores, cámara de descarga, facilidades de salida y medidores de flujo, presión y temperatura. Así mismo, deberá contar con sus respectivos servicios auxiliares, tales como gas combustible, aguas de servicio, tratamiento de aguas aceitosas, sistema de detección, alarma y extinción de incendios, sala de operaciones y sistema de control de planta, sistemas de alivio y venteo, taller, etc.

De acuerdo a los cálculos hidráulicos, a continuación se muestra los resultados de potencia requerida:

**TABLA N° 8: POTENCIA REQUERIDA DE ACUERDO AL CASO Y A LA RUTA IDENTIFICADA**

	CASO 1: Potencia (HP ISO)	CASO 2: Potencia (HP ISO)
<i>Ruta 1</i>	10.920	14.040
Ruta 2	15.600	21.840
Ruta 3	9.360	14.040

#### **4.5 Estimado de Costos.**

Para calcular los Estimados de Costos Clase V, se utilizaron los índices de costos generales suministrados por el Departamento de Estimación de Costos de la Gerencia de Ingeniería Operacional de PDVSA Gas, relativos a tuberías en tierra firme (terreno normal o rocoso) y submarina y Estaciones de Válvulas, que se muestran a continuación:

*Tabla N° 9: Índices de Costos para Tuberías.*

COSTOS DE TUBERÍAS ( US\$ / pulgada / kilómetro)		
Tubería en Tierra Firme		Tubería Submarina
Terreno Normal	Terreno Rocosos	
31.600	37.900	80.840

*Tabla N° 10: Costos de Estaciones de Válvulas (según Tipo y Tamaño).*

COSTOS DE ESTACIONES DE VÁLVULAS (MM US\$)				
Diámetro Externo del Gasoducto	<i>Tipo de Estación de Válvulas</i>			
	Inicial	Sectorización	Intermedia	Terminal
<b>16"</b>	1,24	0,49	1,49	1,24
<b>12"</b>	0,94	0,38	1,13	0,94

Para la estimación de los costos de la planta compresora de gas, se utilizó el índice de 2.100 US\$ / HP de capacidad instalada.

En la Tabla N° 11 se muestran los Estimados de Costos Clase V, que resultaron para los Casos A y B (con y sin aporte para complementar la capacidad de transporte para suplir la demanda por el eje Barbacoa -Puerto La Cruz - Guanta - Pertigalete) y de acuerdo a las opciones de rutas visualizadas.



Tabla N° 11: Estimados de Costos Clase V para los Casos y Opciones de Rutas Visualizadas

Opción de Ruta	Longitud de Tubería (km)				Cantidad de Estaciones de Válvulas				Capacidad de Compresión (HP ISO)	Estimado de Costos (Clase V) en MM US\$			
	Diámetro Externo	Tierra Firme		Submarina	Inicial	Sectorización	Intermedia	Terminal		Tuberías	Estaciones de Válvulas	Planta Compresora	Total
		Terreno Normal	Terreno Rocoso										
<b>CASO A</b>													
1	16"	28,0		53,0	1	1	1		10.920	82,71	3,22	22,93	165,79
	12"	51,0		37,0		2		1		55,23	1,69		
SubTotal										<b>137,94</b>	<b>4,91</b>		
2	16"	70,5	23,5		1	2	1		15.600	49,90	3,72	32,76	143,30
	12"	51,0		37,0		2		1		55,23	1,69		
SubTotal										<b>105,13</b>	<b>5,41</b>		
3	16"	46,8	31,2		1	2	1		9.360	42,59	3,72	19,66	122,88
	12"	51,0		37,0		2		1		55,23	1,69		
SubTotal										<b>97,82</b>	<b>5,41</b>		
<b>CASO B</b>													
1	16"	79,0		90,0	1	3	1	1	14.040	156,35	5,45	29,48	191,28
	12"												
SubTotal										<b>156,35</b>	<b>5,45</b>		
2	16"	70,5	23,5		1	2	1		21.840	49,90	3,72	45,86	156,40
	12"	51,0		37,0		2		1		55,23	1,69		

•

									SubTotal	<b>105,13</b>	<b>5,41</b>		
3	16"	97,8	31,2	37,0	1	4	1	1	14.040	116,23	5,94	<b>29,48</b>	<b>154,18</b>
	10"	8,0								2,53			
									SubTotal	<b>118,76</b>	<b>5,94</b>		

•

Los resultados obtenidos para el CASO A (donde no hay aporte del nuevo gasoducto para satisfacer la demanda del eje Barbacoa - Puerto La Cruz - Guanta - Pertigalete), se observa que la Ruta 3 resulta la opción de menor costo, fundamentalmente por:

- i) Menor longitud de tuberías.
- ii) No contar con ninguna sección submarina en el primer tramo Barbacoa - Cumaná.
- iii) Menor requerimiento de potencia por la menor relación de compresión en la locación de Barbacoa.

Para el CASO B, cualesquiera de las posibles rutas visualizadas resultan ampliamente más costosas.

#### ***4.6 Evaluación Económica.***

El objetivo de éste análisis es estimar la tarifa de transporte de gas metano, desde la locación de Barbacoa (Estado Anzoátegui) hasta la ciudad de Cumaná (Estado Sucre) y la Isla de Margarita (Estado Nueva Esparta), como consecuencia de las inversiones que deberán ser realizadas, de los costos de operación y mantenimiento de la nueva infraestructura y de los parámetros fiscales y de rentabilidad que se consideran para éste tipo de proyecto.

El análisis ha sido llevado a cabo para el CASO A y la Ruta 3, considerando las siguientes bases y premisas:

•

Volumen de gas metano a transportar.....	Según pronósticos de demanda (Ver Punto 5.3)
Costos de Inversión.....	123 MM US\$
Costos de Operación y Mantenimiento	
Tuberías.....	2,5% de la inversión (por año)
Planta Compresora.....	5,0% de la inversión (por año)
Depreciación.....	20 años (en línea recta)
Impuesto Sobre La Renta.....	34%
Impuesto sobre el Valor Agregado.....	PDVSA Gas lo recupera totalmente
Inicio de Operaciones.....	II Trimestre del año 2006
Horizonte Económico.....	20 años
Tasa Interna de Retorno.....	15%
Tasa de Descuento .....	10%

Se procede a determinar la tarifa de transporte, de acuerdo con las premisas establecidas. El anexo I se muestran los modelos de evaluación económica, así como las hojas de cálculo utilizadas para tal efecto.

#### TARIFAS DE TRANSPORTE DE GAS RESULTANTES

Barbacoa – Cumaná.....	• 0,71 US\$ / MMBtu
Cumaná – Isla de Margarita.....	0,80 US\$ / MMBtu
Barbacoa – Isla de Margarita....	1,51 US\$ / MMBtu

Tomando en cuenta el precio del gas metano en el Centro de Despacho Anaco (0,90 US\$ / MMBtu) y el de la tarifa de transporte vigente para el sector Anaco - Barbacoa (0,07 US\$ / MMBtu), se obtienen precios finales razonables en Cumaná de 1,68 US\$ / MMBtu y en la Isla de Margarita de 2,48 US\$ / MMBtu.

## CAPITULO 5

## ANALISIS DE LOS RESULTADOS

De acuerdo con el diagnóstico y procesamiento de la información realizado en el capítulo anterior, se identificaron tres (3) opciones de ruta para el tramo del nuevo gasoducto comprendido entre Barbacoa y Cumaná y para el segundo tramo entre Cumaná y la Isla de Margarita se prevé gran expectativa en una trayectoria que minimiza la longitud del tendido de tuberías submarinas, desplazándose por aguas someras (profundidades menores a cincuenta - 50- metros), a continuación se muestra resumen de las rutas identificadas así como sus longitudes y el tipo de espacio donde se visualiza el trazado.

Opción	Longitud del tramo [Km]				Longitud Total [Km]
	Tramo Barbacoa - Cumaná		Tramo Cumaná - Isla de Margarita		
	Terrestre	Submarino	Terrestre	Submarino	
1	79	90	51	37	257
2	145	37	51	37	270
3	129	37	51	37	254

Para el escenario más probable (Caso A: sin considerar la demanda incremental de Puerto La Cruz) y la ruta de menor costo, se estimaron inversiones del orden de los 123 MM US\$, resultando tarifas de transporte de gas desde la locación de Barbacoa con magnitudes razonables, a saber; Cumaná: 0,71 US\$ / MMBtu e Isla de Margarita: 1,51 US\$ / MMBtu, calculadas sobre una Tasa Interna de Retorno sobre el capital empleado del 15%.

La tabla 12 mostrada a continuación presenta un resumen de los resultados obtenidos destacándose la información (negrillas), para el escenario mas probable (la ruta de menor costo), es decir la correspondiente en este caso a la opción A - ruta 3 -Figura N° 6 (Satisfacer los pronósticos de demanda de gas metano por los sectores industriales, comerciales y residenciales de la ciudad de Cumaná y la Isla de Margarita, incluyendo el consumo del sector eléctrico en Nueva Esparta, requiriéndose 168 Km de tubería terrestre y 37 Km de tubería submarina), para la cual se realizó su evaluación económica obteniéndose así las tarifas de transporte correspondientes.

Tabla N° 12 Resumen de los resultados obtenidos

Opción de Ruta	Longitud de Tubería (km)				Cantidad de Estaciones de Válvulas				Capacidad de Compresión (HP ISO)	Estimado d	
	Diámetro Externo	Tierra Firme		Submarina	Inicial	Sectorización	Intermedia	Terminal		Tuberías	Est
		Terreno Normal	Terreno Rocoso								
<b>CASO A</b>											
1	16"	28,0		53,0	1	1	1		10.920	82,71	
	12"	51,0		37,0		2		1		55,23	
									<b>SubTotal</b>	<b>137,94</b>	
2	16"	70,5	23,5		1	2	1		15.600	49,90	
	12"	51,0		37,0		2		1		55,23	
									<b>SubTotal</b>	<b>105,13</b>	
3	16"	46,8	31,2		1	2	1		9.360	42,59	
	12"	51,0		37,0		2		1		55,23	
									<b>SubTotal</b>	<b>97,82</b>	
<b>CASO B</b>											
1	16"	79,0		90,0	1	3	1	1	14.040	156,35	
	12"										
									<b>SubTotal</b>	<b>156,35</b>	
2	16"	70,5	23,5		1	2	1		21.840	49,90	
	12"	51,0		37,0		2		1		55,23	
									<b>SubTotal</b>	<b>105,13</b>	
3	16"	97,8	31,2	37,0	1	4	1	1	14.040	116,23	
	10"	8,0								2,53	
									<b>SubTotal</b>	<b>118,76</b>	

Las tarifas de transporte de gas resultantes para la opción de menor costo obtenidas, son:

Tarifa de Transporte Barbacoa – Cumaná.....	• 0,71 US\$ / MMBtu
Tarifa de Transporte Cumaná – Isla de Margarita.....	0,80 US\$ / MMBtu
Tarifa de Transporte Barbacoa – Isla de Margarita....	1,51 US\$ / MMBtu

## CAPITULO 6

### CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 6.1 Conclusiones.

De acuerdo a los resultados de éste estudio de visualización, es factible técnica y económicamente acometer la infraestructura para extender el sistema de transporte para suministrar gas metano por el eje Barbacoa – Cumaná – Isla de Margarita, así como eventualmente ampliar su capacidad para utilizarla como aporte complementario a la demanda no cubierta a largo plazo por el sistema existente en la zona de Puerto la Cruz y Guanta.

Las evaluaciones realizadas indican que es viable económicamente el proyecto, pues permiten colocar el gas metano en la Isla de Margarita a un precio final de 2,48 US\$ / MMBtu, valor este de interés para los potenciales inversionistas (impacto en la estructura de costos de las diferentes actividades económicas) y consumidores

- 

considerando que el costo por millón de BTU en la Costa Oeste de los Estados Unidos (marcador internacional) se cotiza alrededor de 6 US \$/MMBTU.

La utilización del gas metano como energía primaria para el Estado Nueva Esparta, resulta ser una de las mejores opciones desde el punto meramente económico, y la mejor de todas en relación con las externalidades que le son propias y que definitivamente favorecen el interés público, al promover el desarrollo industrial y mejorar la calidad de vida en las áreas de influencia, y fortalecer la capacidad instalada del plantel termoeléctrico en el territorio nacional.

Se determinó la opción de ruta de menor longitud e inversión de capital, así como el dimensionamiento de la infraestructura necesaria para el transporte de volúmenes de gas metano a través de esta, además de las tarifas de transporte que permiten la operación comercial en términos sustentables.

- 

El desarrollo del presente trabajo, permitió la aplicación de competencias gerenciales adquiridas durante el programa de especialización en las diferentes áreas del conocimiento de la gerencia de proyectos, tales como: Costos, Tiempo, Alcance, Calidad e Integración.

## **6.2 Recomendaciones.**

En virtud de los resultados obtenidos al culminar la fase de Visualización del proyecto, se recomienda proseguir con la fase de Conceptualización, utilizando como base todo el estudio realizado.

Durante las fases subsiguientes de la definición proyecto se recomienda sean tomadas en cuenta aspectos relevantes como:

Aplicación de las técnicas gerenciales expresadas en las “Guías de inversión de proyectos de capital” emitidas por Petróleos de Venezuela, a los fines de garantizar un manejo transparente, oportuno, eficiente y eficaz de los recursos que

- 

sean asignados para el desarrollo de las fases subsecuentes del proyecto.

Aplicación de prácticas de gerencia de proyectos, que permitan el seguimiento y aseguramiento del grado y la calidad de la definición del alcance del proyecto, recomendándose en particular la aplicación de los índices del grado de definición de proyecto (Project Definition Rating Index - PDRI) y FEL Index (Front End Loading).

Previsiones referentes a las políticas de Contenido Nacional, a saber: personal venezolano, bienes y servicios locales, desarrollo de tecnología y conocimiento.

Atención a los aspectos ambientales y socioculturales de las comunidades asentadas en las áreas de influencia del proyecto.

De manera tentativa se recomienda el siguiente plan de trabajo para la continuación de las fases subsiguientes de definición del proyecto:

•



## REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.

1. American Petroleum Institute (1999). API 5L Line Pipe. Washington, DC: API Publisher.
2. American Petroleum Institute (1999). API 6D Pipe Line Valves. Washington, DC: API Publisher.
3. American Petroleum Institute (1999). API 1104 Standard for Welding Pipelines and Related Facilities. Washington, DC: API Publisher.
4. American Society of Mechanical Engineers (1995). Gas Transmission and Distribution Piping Systems B.31.8. New York: ASME.
5. American Society of Mechanical Engineers (1999). ASME B 16.5, Steel Pipe Flanges and Flanged Fittings. New York: ASME.
6. American Society of Mechanical Engineers (1999). ASME B 16.9, Factory - Made Wrought Steel Buttwelding Fittings. New York: ASME.
7. Asamblea Nacional de la Republica Bolivariana de Venezuela (1999). Ley orgánica de hidrocarburos gaseosos. Caracas: Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela # 36.793.
8. Asamblea Nacional de la Republica Bolivariana de Venezuela (2001). Ley de impuesto sobre la renta. Caracas: Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela # 5.566.
9. Corpoven S.A (1995). Evaluación económica de proyectos. Caracas: Gerencia General de Finanzas.
10. COVENIN (2000). 3568-1/2:2000, Norma Venezolana de Calidad de Gas. Caracas: COVENIN.
11. COVENIN (2000). 3567:2000, Norma Venezolana de Calidad de Gas. Caracas: COVENIN.

12. Ente Nacional del Gas (2003, Septiembre). Revista Entregas. Caracas: Ministerio de Energía y Minas.
13. Ente Nacional del Gas (2004, Marzo). Revista Entregas. Caracas: Ministerio de Energía y Minas.
14. Manufacturers Standardization Society of the valve and Fittings Industry (1999). MSS SP- 75, Specification for High Test Wrought Welding Fittings. Vienna, VA: MSS Publisher.
15. Ministerio de Energía y Minas (2004). Resolución 37.850. Caracas: Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela.
16. National Association of Corrosion Engineers (1999). NACE RP 0169, Control for External Corrosion on Underground or Sumerged Metallic Piping Systems. Houston, Tx: NACE International.
17. Orellana, Iván (2002). Las perspectivas del gas y su regulación en Venezuela. Consultado en Junio, 25,2004 en [http: www.mem.gov](http://www.mem.gov).
18. PACE Global Energy Services (2000). Natural Gas Demand Potential in Cumaná and Margarita Island. New York: PACE GES.
19. Petróleos de Venezuela S. A, PDVSA (1995). Manual de Ingeniería de Diseño. Caracas: Publicación Interna PDVSA.
20. Project Management Institute (2000). A Guide to the Project Management Body of Knowledge. Pennsylvania, USA: PMI Publishing Division.
21. Santalla P, Zuleyma del Rosario (2003). Guía para la elaboración de reportes de investigación. Caracas: Publicaciones UCAB.

•

22. Sapag, Nassir.; Sapag, Reinaldo. (1995). Preparación y evaluación de proyectos. Colombia: McGraw - Hill Interamericana, S.A.

23. Yáber, Guillermo y Valarino, Elizabeth (2003, Julio) Proyectos de investigación y aplicación en los programas de gerencia en la USB.

Seminario sobre líneas de investigación en gerencia y economía de la empresa. Caracas: Universidad Metropolitana.