



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y SOCIALES
AREA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
PROGRAMA: MAESTRIA EN ADMINISTRACION DE EMPRESAS
MENCION FINANZAS



**PAUTAS PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD SOCIOECONÓMICA DE
LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN DE CAPITAL PROMOVIDO POR EL
ESTADO VENEZOLANO A TRAVÉS DE PDVSA GAS, CASO:
“GASODUCTO EJE ORINOCO-APURE.**

Autor (a): Lismar de los Ángeles Marcano M.

C. I: V-12.223.692

Bárbula, Noviembre de 2011



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y SOCIALES
AREA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
PROGRAMA: MAESTRIA EN ADMINISTRACION DE EMPRESAS
MENCIÓN FINANZAS



**PAUTAS PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD SOCIOECONÓMICA DE
LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN DE CAPITAL PROMOVIDO POR EL
ESTADO VENEZOLANO A TRAVÉS DE PDVSA GAS, CASO:
“GASODUCTO EJE ORINOCO-APURE.**

Autor (a): Lismar de los Ángeles. Marcano M.

C. I: V-12.223.692

Trabajo de Postgrado presentado ante la dirección de Estudios de Postgrado de la Facultad de Ciencias Económicas y Sociales de la Universidad de Carabobo para optar al título de Maestría en Administración de Empresas Mención Finanzas.

Bárbula, Noviembre de 2011



Universidad de Carabobo
Facultad de Ciencias Económicas y Sociales
Dirección de Estudios de Postgrado
Maestría en Administración de Empresas Mención Finanzas



VEREDICTO

Nosotros, Miembros del Jurado designado para la evaluación del Trabajo de Grado titulado: **“PAUTAS PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD SOCIOECONÓMICA DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN DE CAPITAL PROMOVIDO POR EL ESTADO VENEZOLANO A TRAVÉS DE PDVSA GAS, CASO: “GASODUCTO EJE ORINOCO-APURE”**. Presentado por el (la) Ciudadano (a): Marcano Lismar. Titular de la Cédula de Identidad N° 12.223.692 Para optar al título de Magíster en Administración de Empresas Mención Finanzas, estimamos que el mismo reúne los requisitos para ser considerado como: **APROBADO**.

En Bárbula, a los diecisiete días del mes de Noviembre de 2011.

Nombre, Apellido

C.I.

Firma del Jurado

Wilfredo Camacaro

3.869.147

Pedro Juan

451894

Samuel Acevedo

4081893

DEDICATORIA

A mis padres que me dieron la vida y sus bendiciones para obtener los logros y éxitos de hoy.

A mi hermano porque desde niños aprendimos juntos a jugar, soñar y luchar siempre por lo que queremos.

A mi Abuela Juana Matute que en vida su gran amor dieron en cada momento palabras de aliento, fuerza y su actitud inspiración para seguir mis metas. Hoy desde el cielo aun sigue brindándome su luz llena de sabiduría.

Lismar de los Ángeles Marcano Matute.

AGRADECIMIENTO

A Dios por su poder infinito que nos provee de todos los dones y recursos para lograr nuestros objetivos, a quien le ofrezco mis frutos.

A mi madre María Matute, por su amor incondicional y apoyarme en cada momento de mi vida.

A mi Padre Leopoldo Marcano que desde el cielo está guiándome con su luz.

A mi hermano Leopoldo Alexander Marcano, por inspirarme con su fortaleza y espíritu luchador y brindarme apoyo económico. A mi sobrina Paola de los Ángeles y cuñada Anny por ser nuevas integrantes de una familia luchadora.

A todos mis tíos, primos y a toda mi familia por sus constantes palabras de motivación.

A todos mis amigos por sus palabras de aliento y a todo el equipo de profesionales de PDVSA GAS, Gerencia de Ingeniería Operacional, que me apoyaron en el desarrollo del trabajo, especialmente al Ing. Jesús Pérez, quien me motivo con el tema, también al Ing. Cesar Triana, Johana Abaud, Rafael Secco, Jose Fernandez, Juan Torres, Mariangel Medina, Deliana Fonseca, María Nieves, Elizabeth Peña, Yarlís Mora y Ronald Lima.

Al Profesor Rafael Blanco, Pedro Juan y Wilfredo Camacaro por ser seres humanos con grandes conocimientos y sabidurías.

A todos mis compañeros del Postgrado y amigos en especial a Laura, Carmen y Sofía por su apoyo en la realización de este proyecto.

Lismar de los Ángeles Marcano Matute



UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE CIENCIAS ECONÓMICAS Y SOCIALES
AREA DE ESTUDIOS DE POSTGRADO
PROGRAMA: MAESTRIA EN ADMINISTRACION DE EMPRESAS
MENTIÓN FINANZAS



**PAUTAS PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD SOCIOECONÓMICA DE LOS
PROYECTOS DE INVERSIÓN DE CAPITAL PROMOVIDO POR EL ESTADO
VENEZOLANO A TRAVÉS DE PDVSA GAS CASO: "GASODUCTO EJE
ORINOCO-APURE".**

Autora: Marcano, Lismar

Tutor: Blanco, Rafael

Fecha: Noviembre, 2011

RESUMEN

La presente investigación tuvo como objetivo general proponer pautas para el estudio de factibilidad socioeconómica de los proyectos de inversión de capital promovido por el Estado Venezolano a través de PDVSA Gas, caso: "Gasoducto Eje Orinoco-Apure". Con la finalidad de conocer a futuro si la inversión del capital promovido por dicha empresa, será reintegrada en ingresos y beneficios socioeconómicos. Con respecto a la línea de investigación, es Gestión Financiera, y Sistema Empresarial Venezolano. Con respecto a la teoría estudiada fue la del Estado de Bienestar, la cual refiere que una política distributiva, con los objetivos bien planteados, y el aumento en la inversión social, es una de las formas más eficientes de frenar la pobreza y la más rentable desde el punto de vista de la productividad y el crecimiento de un país. Por otro lado, la metodología que se aplicó fue una investigación tipo descriptiva y un diseño de campo. Para recolectar la información se aplicó una entrevista de forma estructurada, por medio de un cuestionario previamente validado por expertos, y conformado por diez preguntas, con alternativa de respuesta abierta. En base a los resultados se detectó que dicho proyecto, promoverá la creación de industrias, lo que generaría muchos empleos, y por ende el desarrollo económico, tanto de los Estado del occidente, como del país en general. Con respecto a la propuesta de factibilidad socioeconómica, los principales indicadores que se deben aplicar son: el Precio Social, el Análisis Coste Utilidad, el cual está integrado por el Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno y el Coeficiente Beneficio Costo, así como el Análisis Costo-Efectividad, que incluye el costo eficiencia y costo ponderado; el Análisis Costo-Beneficio. Otras pautas tomadas de los Lineamientos para la Evaluación de Proyectos de Inversión de Capital de PDVSA, fueron: el Tiempo de pago Dinámico, el Costo Financiero Implícito y el Costo Anual Equivalente.

Palabras Claves: Evaluación Social, Factibilidad Socioeconómica, Proyectos de Inversión de Capital, Petróleos de Venezuela, S.A.

GUIDELINES FOR THE STUDY OF SOCIO-ECONOMIC FEASIBILITY OF CAPITAL INVESTMENT PROJECTS PROMOTED BY THE STATE THROUGH VENEZUELAN CASE PDVSA GAS "GAS PIPELINE Orinoco-Apure axis."

Authora: Marcano, Lismar

Tutor: Blanco, Rafael

Date: November, 2011

This study aimed to propose general guidelines for socio-economic feasibility study of capital investment projects promoted by the Venezuelan state through PDVSA Gas, case: "Orinoco-Apure pipeline." In order to meet future capital investment if promoted by the company, will be refunded in income and socioeconomic benefits. With respect to the theory studied was the welfare state, which refers to a distribution policy, with well thought-out objectives, and the increase in social investment, is one of the most efficient ways to curb poverty and the most profitable from the point of view of productivity and growth of a country. On the other hand, the methodology applied was a descriptive research and field design. To collect the information was applied in a structured interview, using a previously validated by experts, consisting of ten questions with open answer option. Based on the results it was found that the project will promote the creation of industries, which generate many jobs, and therefore the economic development of both western state, and country in general. With regard to the socioeconomic feasibility proposal, the main indicators to be applied are: Social Price, Cost Analysis Utility, which is composed of the Net Present Value, Internal Rate of Return and Benefit Cost Coefficient and the cost-Effectiveness Analysis, which includes the weighted cost efficiency and cost, the cost-benefit analysis. Other guidelines taken from the Guidelines for the Evaluation of Capital Investment Projects of PDVSA, were the time of payment Dynamic Implicit Financial Cost and Equivalent Annual Cost.

Keywords: Social Assessment, Feasibility Socioeconomic Capital Investment Projects, Petroleos de Venezuela, SA

ÍNDICE GENERAL

	pp
Dedicatoria.....	iv
Agradecimiento.....	v
Resumen.....	vi
Índice General.....	viii
Índice de Cuadros.....	x
Índice de Gráficos.....	xi
Índice de Figuras.....	xii
Introducción.....	01
 CAPÍTULO I EL PROBLEMA.....	 04
Planteamiento del Problema.....	04
Objetivos de la investigación.....	10
Objetivo General.....	10
Objetivos Específicos.....	10
Justificación e Importancia de la Investigación.....	10
 CAPÍTULO II MARCO TEÓRICO.....	 14
Antecedentes de la Investigación.....	14
Bases Teóricas.....	25
Definición de Términos Básicos.....	68
 CAPÍTULO III MARCO METODOLÓGICO.....	 74
Tipo de Investigación.....	74
Nivel de Investigación.....	74
Diseño de la Investigación.....	75
Técnica de la recolección de la información.....	76

Validez y Confiabilidad.....	78
Sistema de Variables.....	78
CAPÍTULO IV ANÁLISIS E INTERPRETACIÓN DE LA INFORMACIÓN.....	85
CAPÍTULO V. LA PROPUESTA.....	90
CAPÍTULO VI CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	113
Conclusiones.....	113
Recomendaciones.....	118
BIBLIOGRAFIA.....	119
ANEXOS.....	123

ÍNDICE DE CUADROS

Cuadro N°	pp
1. Producción de Gas Natural periodo 2005 hasta el 2009.....	38
2. Cuadro 2. Estimado de Costo Clase V.....	49
3. Cronograma de ejecución del Gasoducto Eje Orinoco – Apure, Fase I.....	49
4. Cuadro técnico operacional de las variables.....	80
5. Cuadro técnico operacional de las variables.....	81
6. Indicadores Económicos de los proyectos de Evaluaciones Económicas de PDVSA.....	104
7. Ejemplo de Tiempo Dinámico de Pago.....	106

ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N°	pp
1. Demanda de Gas Natural Estimada para la Faja Petrolífera del Orinoco según Planes Oficiales.....	43

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura N°	pp
1. Infraestructura existente de procesamiento, fraccionamiento y transporte y distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo (GLP).....	36
2. Cadena Física del Gas.....	36
3. Faja Petrolífera del Orinoco.....	43
4. Proyectos Petroleros involucrados en el Desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	45
5. Infraestructura de Transporte de Gas.....	46
6. Esquema de ubicación geográfica de las tres fases del proyecto Gasoducto eje Orinoco-Apure.....	48
7. Cartera Actual y 18 Proyectos Estratégicos Nacionales.....	60
8. Principales Proyectos de Gas Costa Afuera.....	63
9. Visualización de los Gasoductos Centroamericano y Transcaribeño.....	65
10. Ejemplo del Gran Gasoducto del Sur.....	66
11. Municipios y Población de la Faja Petrolífera del Orinoco.....	109



Universidad de Carabobo
Facultad de Ciencias Económicas y Sociales
Dirección de Estudios de Postgrado
Maestría en Administración de Empresas Mención Finanzas



VEREDICTO

Nosotros, Miembros del Jurado designado para la evaluación del Trabajo de Grado titulado: **“PAUTAS PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD SOCIOECONÓMICA DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN DE CAPITAL PROMOVIDO POR EL ESTADO VENEZOLANO A TRAVÉS DE PDVSA GAS, CASO: “GASODUCTO EJE ORINOCO-APURE”**. Presentado por el (la) Ciudadano (a): Marcano Lismar. Titular de la Cédula de Identidad N° 12.223.692 Para optar al título de **Magíster en Administración de Empresas Mención Finanzas**, estimamos que el mismo reúne los requisitos para ser considerado como: **APROBADO**.

En Bárbula, a los diecisiete días del mes de Noviembre de 2011.

Nombre, Apellido	C.I.	Firma del Jurado
Wilfredo Camacaro	3.869.147	
Pedro Juan	456894	
Samuel Acevedo	4081893	

INTRODUCCIÓN

De acuerdo con Muñoz y Requena (2005) la exploración y explotación del gas, ya sea de manera asociada a los yacimientos petrolíferos o de forma independiente, tienen una enorme importancia por los nuevos descubrimientos de reservas de gas natural a nivel mundial, lo que ha permitido fomentar los proyectos gasífero de forma local e internacional. Las reservas mundiales de gas natural se incrementan a pasos agigantados y los nuevos descubrimientos y las modernas técnicas de expansión hacen que esta cifra varíe cada año, ubicando a Venezuela, según lo señala PDVSA GAS (2011), como el octavo país con mayores reservas del mundo.

Además los yacimientos de gas en Venezuela son prometedores, por lo que el Estado bajo la política estratégica del Plan Siembra Petrolera (2011-2030), ha venido creando y desarrollando varios proyectos para el sector gasífero, entre ellos, “El Proyecto Orinoco Magna Reserva”, el cual fue realizado con visión geopolítica, en el que participarán 22 países, y permitirá elevar las reservas venezolanas a 316 mil millones de barriles de crudo, ratificando el país con la mayor acumulación de hidrocarburos líquidos a nivel mundial.

Todo esto, cobra gran interés para el Estado ya que debe impulsar y fomentar los proyectos de inversión social en materia petrolera, en especial el sector gas, y así cumplir con objetivos sociales a través de metas gubernamentales o alternativas, empleadas bajo lineamientos estratégicos y en conformidad con las leyes establecidas para ello. Sin embargo, estos parámetros no se cumplen por parte del Gobiernos ya que a la hora de aprobar un proyecto de inversión social, se encontraron ciertas debilidades

entre ellas: no se realizan una evaluación socioeconómica del mismo, dejando de lado los requerimientos de servicios básicos que realmente está viviendo una comunidad, todo esto compromete la asignación de los recursos económicos a los bienes y servicios; no hay normas claras y precisas que regulen el proceso de aplicación de indicadores socioeconómicos que puedan ser empleados en los proyectos de inversión a la hora de su aprobación, esto indica que no hay una toma de decisión apropiada de los proyectos, entre otros.

Por ende, y partiendo de los puntos tratados, la presente investigación tiene como objetivo presentar las pautas para el estudio de factibilidad socioeconómica de los proyectos de inversión de capital promovido por el Estado Venezolano a través de PDVSA Gas caso: “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”. Con la finalidad de aplicar a futuro lineamientos estratégicos que precisen cómo desarrollar indicadores sociales, que respondan eficazmente a los proyectos de evaluación social, y proporcione los recursos y servicios requeridos por una comunidad contribuyendo de esta forma a mejorar el bienestar social de los habitantes.

Por otra parte, y para lograr desarrollar con éxito el tema planteado, este estudio está conformado por cinco capítulos, dispuestos de la siguiente manera:

El Capítulo I, aquí se describe la problemática en torno a la evaluación socioeconómica del Proyecto “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”, se exponen los objetivos generales y específicos, y se explica la importancia de realizar esta investigación.

El capítulo II, presenta los antecedentes relacionados con la investigación los cuales fueron tomados del Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES) y la Comisión Económica para Latinoamérica y el Caribe (CEPAL), las bases teóricas que lo sustentan en cuanto al tema del Estado de Bienestar, y algunas definiciones de términos básicos que facilitan la comprensión del lector.

El capítulo III, comprende la metodología utilizada para desarrollar los objetivos, tales como el tipo y diseño de la investigación, la técnica para recolectar los datos, validación y confiabilidad del instrumento aplicado, así como el cuadro y el sistema de variables.

El Capítulo IV, contiene el análisis e interpretación de los resultados obtenidos luego de aplicado el instrumento, luego se hizo un análisis de las respuestas del entrevistado.

El Capítulo V, describe y propone las pautas para el estudio de factibilidad socioeconómica. Una vez culminado todos los objetivos planificados, éstos arrojan las conclusiones y sus respectivas recomendaciones, con lo cual queda finiquitada la investigación.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El Problema

En Venezuela y en el mundo, el gas natural continúa manteniendo el atractivo propio de un hidrocarburo eficiente, no contaminante y es una fuerte opción para modificar la matriz energética en los países, reduciendo con ello, la dependencia de otros hidrocarburos que no presentan iguales ventajas. En este contexto, Solórzano (2008) explica que el 25% del comercio de gas natural a nivel mundial se realiza a través del gas metano convertido en Gas Natural Licuado (GNL), y el 75% restante se hace por gasoductos.

Por su parte, el transporte de GNL en el mundo presentó en el 2007 un crecimiento del siete por ciento (7%) y se espera que se duplique en los próximos años; vale resaltar que el gas natural en estado gaseoso hay que licuarlo en muchas ocasiones para su transporte, la decisión de licuarlo es por motivos económicos, un litro de gas licuado ocupa un volumen de 600 veces menor que en forma gaseosa, que en condiciones normales de presión y temperatura.

Asimismo, según la Agencia Internacional de Energía (2006, AIE) el gas natural va ser la fuente de energía que escogerán la mayoría de los países en el futuro, ya que su uso va tender a crecer más que el consumo del petróleo. Según una proyección de dicha Agencia para el 2020 será de 175×10^{15} de unidades térmicas británicas (BTU), representando un

incremento del 96% para los próximos 20 años, este gran crecimiento se apreciará en los países en desarrollo de Suramérica.

Por ello, entre las nuevas políticas de los países desarrollados se encuentra implementar redes de gasoductos, con el propósito de facilitar los intercambios entre los países productores y los países consumidores, así como la distribución dentro del propio país, lo que mejora la flexibilidad de acceso a los consumidores y contribuye a la cohesión económica y social de los Estados.

Según Mallet (2007) reflejos de esta política son los gasoductos intercontinentales como el transiberiano abasteciendo a casi todos los países europeos, gasoductos submarinos como el que conecta a Argelia con Italia, e intercambio comercial sistemático por vía marítima, como el caso del Japón que recibe gas natural licuado en navíos. Por otra parte, de acuerdo con Pinto (2006) el aumento en el precio del Gas Natural ha hecho económicamente posible nuevos proyectos, por ejemplo Arabia Saudita firmó un convenio de 17 mil millones de dólares con Exxon-Mobil para producir gas en el sur del campo de Ghawar, el más grande del mundo.

Además, Rusia domina el comercio mundial de gas natural con la mayor exportación mundial con 6,6 Trillones de Pies Cúbicos (TPC), y se da el lujo de tener varios gasoductos, entre ellos; el que interconecta a Rusia con Ucrania, Chechenia y Europa, y el más reciente llamado “Corriente Azul” que se conecta a Turquía, que a su vez tiene la posibilidad de extenderse hasta el puerto Israelí de Ashkelon (Aliados de los Estados Unidos).

De igual forma, Argelia posee el gasoducto Magreb-Europa, el cual transporta gas natural desde los yacimientos de Hassi R'Mel, en el Sahara Argelino, a través de Marruecos (Norte de África) y cruza el Estrecho de Gibraltar llegando a España, con una capacidad de 8.000 mil millones de metros cúbicos anuales. Existe un nuevo proyecto, el gasoducto Orán-Almería para el suministro de gas hacia el Suroeste europeo, en total serán 200 kilómetros de longitud, que en un buen tramo del Mediterráneo, alcanzará profundidades de más de 2.000 metros. La tubería, de 24 pulgadas de diámetro y 2,5 centímetros de grosor, transportará 282,4 miles de millones de pies cúbicos (MMMPC) al año.

Se hace importante destacar que según Mokrani (2006) los proyectos de transacciones de gas, vía gasoductos, ha significado una característica limitante tanto para la diversificación de mercados como en términos de costos. Ya que están fuertemente condicionados a la localización geográfica y distancia, por lo que su viabilidad financiera y consolidación exige la convergencia de varios factores, entre ellos se pueden mencionar; demandas y mercados regionales cercanos, acuerdos bilaterales para la construcción de gasoductos, derechos de vías y permisos ambientales, tamaños de descubrimientos (economías a escala) y costos por distancias de transporte que garanticen flujos de ingresos para la recuperación de inversiones, así como sistemas fiscales que hagan factibles estos emprendimientos.

Por las razones señaladas, estos proyectos requieren el establecimiento de acuerdos comerciales de largo plazo (alrededor de 20 años), con garantías de suministro y recepción, y fórmulas pactadas de precios, como aval para los entes financiadores e inversores. En este sentido, y al establecerse mercados, las condiciones de comercialización de

gas natural (por esta modalidad) han respondido a las características específicas de cada proyecto y a largas negociaciones entre las partes que involucran tanto a los gobiernos concernidos como a los inversores.

Por otro lado, con referencia a Venezuela, con el descubrimiento de importantes yacimientos de gas natural se ha propiciado el desarrollo de una red de distribución de gasoductos, todos ellos a partir de la nacionalización de la industria petrolera, donde se consolidaron en distintos campos productores como: el Centro de Acopio de Anaco (CAA), y el Centro de Acopio de la Costa Oriental del Lago (CACOL), así como el tramo de 228 km hasta Ciudad Guayana para suplir de gas al complejo siderúrgico e industrial de esa región.

Vale resaltar que actualmente la cadena de gas en Venezuela es explotada monopólicamente desde la producción hasta la comercialización por Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) a través de su filial PDVSA Gas, la cual en la actualidad está desarrollando una serie de proyectos enmarcados bajo el Plan Siembra Petrolera 2005-2030, que está promoviendo el gobierno venezolano, así como el Plan Estratégico de Petróleos de Venezuela, S.A. (PDVSA) 2006-2012, donde se presentan también los diferentes proyectos de exploración y producción de gas en tierra firme y costa afuera.

Con base a todo lo descrito, este trabajo de investigación pretende presentar pautas para el estudio de factibilidad socioeconómica de los proyectos de inversión de capital promovido por el Estado Venezolano a través de PDVSA Gas caso: “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”, con la finalidad de conocer a futuro si la inversión del capital promovido por dicha empresa, será reintegrada en ingresos y beneficios socioeconómicos.

Cabe destacar que actualmente la evaluación económica de todos los proyectos que forman parte del Plan Siembra Petrolera 2011-2030, los revisa y aprueba la Gerencia Corporativa de Evaluación de Proyectos de PDVSA, a través de ciertas metodologías dispuestas en los Lineamientos para la Evaluación de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC, 2012). En este manual solamente se evalúan la rentabilidad financiera de los proyectos gasíferos que se implantan en las diferentes regiones del país, y en algunos casos hay un forzamiento de las tarifas para poder justificar esta rentabilidad.

En consecuencia se requiere la evaluación socioeconómica, ya que en la LEEPIC no lo dispone en sus lineamientos, y tampoco están contemplados en ninguna de las leyes venezolanas, de hecho el único organismo en Venezuela encargado de llevar información sistematizada de interés a nivel nacional es el Instituto Nacional de Estadística (INE), el cual cuenta con varios entes adscritos, pero lo cuales no trabajan en coordinación con otras empresas, por ejemplo Petróleos de Venezuela, S.A.

Esto trae como consecuencia, que no existe un organismo especializado en Venezuela en materia de evaluación socioeconómica que trabaje en concordancia con otras empresas encargadas en proyectos no lucrativos, entre ellas PDVSA Gas, que además genere estadísticas sistemáticas, oportunas, confiables y pertinentes que permitan conocer los indicadores adecuados y así realizar un análisis comparativo de la eficacia, eficiencia e impacto de los proyectos.

Tampoco se encuentra establecido un ordenamiento jurídico en Venezuela sobre la materia, normas, instrumentos o metodologías que regule y aplique los procedimientos para evaluación de indicadores sociales

eficaces que se puedan emplearse en los proyectos de inversión dependiendo de su naturaleza. Todo esto impide el desarrollo de estrategias a nivel nacional y estatal, expresadas en términos de políticas pública, ya que los proyectos se están evaluando sin considerar los indicadores sociales y económicos antes de ser implementados o aprobados, por ende no debe haber una toma de decisión adecuada que establezca y diagnostique los requerimientos de los servicios básicos de una comunidad.

Sin contar que no hay una gestión eficiente y coordinada con entes gubernamentales que viabilice y concrete las opciones de inversión más beneficiosas a las comunidades, según los lineamientos socioeconómicos de un proyecto, por ende se está usando irracionalmente los fondos para los recursos públicos que permitan mantener o aumentar el capital venezolano en bienes y servicios. No hay una apropiada decisión por parte del Estado del uso de estos recursos, que además posterga el consumo en el presente y no está considerando el consumo en el futuro.

Se hace importante mencionar que la evaluación social de los proyectos petroleros, contiene muchas variables, además de ser muy complejos para ser definida de una manera simple, sin embargo puede ser descrita como un análisis ordenado y planificado de toda la información disponible para determinar el probable valor del proyecto, y que permita una toma de decisión efectiva. Por lo tanto, ante la circunstancia de no presentar una factibilidad socioeconómica para los proyectos gasíferos, surge la siguiente interrogante: ¿Cómo se pueden proponer unas pautas que permitan el estudio de la factibilidad socioeconómica?

Objetivos de la Investigación

Objetivo General

Proponer pautas para el estudio de factibilidad socioeconómica de los proyectos de inversión de capital promovido por el Estado Venezolano a través de PDVSA Gas, caso: “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”.

Objetivos Específicos

- Diagnosticar la situación actual en cuanto al proyecto de inversión de capital caso: “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”.
- Describir las características del proyecto: “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”.
- Analizar los criterios que motivan los proyectos de Estado a través de PDVSA Gas.
- Proponer unas pautas para el estudio de factibilidad socioeconómica.

Justificación de la Investigación

La empresa Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), le ha demostrado al mundo durante más de 80 años una merecida confianza a nivel global, como proveedor seguro y confiable de grandes volúmenes de hidrocarburos. En los tiempos actuales, PDVSA se ha venido preparando con innumerables proyectos, y además está buscando ampliar sus mercados a través de la industria gasífera en el país.

Entre los proyectos importantes que está ejecutando PDVSA se encuentra el desarrollo y producción de la faja petrolífera del Orinoco, la cual

requiere un volumen importante de recursos económicos, pero que a su vez el Estado necesita del crecimiento y expansión de dicha área por medio de proyectos de inversión social para que el gas llegue y su vez proporcione variados beneficios a las poblaciones.

Cabe destacar que en la mayoría de los proyectos gasíferos en algunos casos no hay ganancias, y en otros pueden generarse una rentabilidad pero en periodos más o menos prolongados. Es así como este trabajo de investigación permitiría proponer las pautas para el estudio de factibilidad socioeconómica de los proyectos de inversión de capital promovido por el Estado Venezolano a través de PDVSA Gas, ya que se presentan una serie de consideraciones, con el propósito de evidenciar la necesidad de la adopción de los indicadores sociales para el desarrollo fructífero del mismo, teniendo a su vez un uso racional de los recursos, lo que permite una toma de decisión adecuada.

Por otro lado, en la actualidad se reconoce que la educación a nivel superior es la productora y difusora de conocimientos, debe especializar a sus estudiantes en determinadas áreas, en este caso es Maestría en Administración y Finanzas, para que ellos se capaciten y respondan adecuadamente a los requerimientos de una situación económico-social. Por lo tanto, es necesario que se desarrollen este tipo de investigaciones, ya que el mundo globalizado exige revisar continuamente en qué medida la educación ofrece la formación pertinente en una sociedad cada vez más demandante y competitiva.

Con respecto a la línea de investigación, la cual es la Gestión Financiera, y Sistema Empresarial Venezolano, perteneciente a dicha

Maestría, esta investigación busca formar profesionales con habilidades gerenciales para la toma de decisiones, actitudes preparar y procesar, con técnicas apropiadas, la información necesaria para evaluar proyectos de inversión de carácter social, económico y financiero, es decir, personas que contribuyan con el desarrollo sostenido del bienestar económico de la sociedad y las empresas.

En este contexto, esta investigación favorece también a la Universidad de Carabobo, así como sus integrantes y unidades comunitarias, porque contribuye e impulsa investigaciones de carácter social, con enfoques para medir la eficiencia de un proyecto dentro de una comunidad o localidad, ya que con esfuerzo y dedicación se pueden solventar con éxito, algunas de las tantas problemáticas que afectan a una nación.

Al mismo tiempo que la persona desarrolla la investigación, está aumentando la potencialidad y habilidad para participar en la solución de problemas de la sociedad, en igualdad de condiciones, y a la vez, contribuye a elevar la competitividad y prosperidad nacional. También, el realizarse este tipo investigación no es solo contribuir con las comunidades académicas y sus integrantes, es colaborar con los pobladores del estado venezolano, ya que los estudios socioeconómicos, permiten visualizar las diferentes dificultades que les afectan, y esto se puede lograr a través de la aplicación de los respectivos indicadores sociales.

Por ende hay que aprovechar la oportunidad de despertar el interés por parte de los organismos patrocinantes en la explotación y producción del gas venezolano, en fomentar este tipo de estudio, porque con un correcto análisis socioeconómico depende que los proyectos de inversión a ejecutar

contribuyan al desarrollo a mediano o largo plazo de una empresa en específico y en general de la economía de un país.

Cabe destacar que este proyecto también hace un aporte académico a profesionales, estudiantes e interesados el tema de los gasoductos venezolanos, a su vez sirve de antecedente a futuras investigaciones, ya que esta realizado bajo una perspectiva técnica y analítica, a fin de profundizar en la proyección económica de los gasoductos. Además, esta investigación puede ser adoptada por otros países, ya que sus áreas temáticas pueden ser implementadas tanto para petróleo, gas, energía, entre otros.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

El marco teórico, integra las teorías, estudios y antecedentes en general que tengan relación con el problema a investigar. Para elaborarlo se hace imprescindible realizar una revisión de la literatura, y el uso de conceptos para organizar sus datos y percibir las relaciones que hay entre ellos. De acuerdo con Rojas (2005), para elaborar un marco teórico se requieren tres niveles de información:

El primero, se refiere al manejo de las teorías o elementos teóricos existentes sobre el problema. El segundo, consiste en analizar la información empírica secundaria o indirecta proveniente de las diferentes fuentes, tales como revistas, libros, informes, etc., donde se ilustran las investigaciones relacionadas con el problema. El tercer nivel, implica el manejo de información empírica primaria o directa, obtenida mediante un acercamiento con la realidad, a través de guías de observación o entrevistas. (p. 78)

Cabe resaltar que el marco teórico no tiene su valor en la extensión sino en la medida en que está expresado de manera coherente, precisa, actualizada, exhaustiva, crítica, pero además, contener un marco conceptual del contexto en el cual se considera el problema.

Antecedentes de la Investigación

Los antecedentes, consiste en revisar publicaciones recientes parecidas y hechas en otra parte o en otro momento a la que se está realizando actualmente, examinando sus resultados y la forma de enfocarla,

de manera de no cometer errores, y simplemente aprovecharlas para que sirva de guía y orientar un poco más la investigación. Al respecto Briones (2005), menciona lo siguiente:

Está constituido por el conjunto de conocimientos que otros estudiosos han logrado sobre el tema o el problema de investigación que se ha propuesto un investigador. Tanto este marco como los otros proporcionan un contexto de referencia del problema a investigar. (p. 34).

Cabe destacar que hasta los momentos no se han elaborado trabajos o escritos que evidencien el tema del Gasoducto eje Orinoco-Apure, y muchos de resultados donde se muestra el punto de vista económico. Pero a nivel internacional se han realizado estudios que contienen cierta significación e importancia para este proyecto, ya que abarcan el tema del gas y sus múltiples facetas, por ello a continuación se describen algunos antecedentes consultados:

En la Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas, Solórzano (2008), realizó un estudio titulado: **Almacenamiento de gas natural en yacimiento ya agotados. Estudio de Viabilidad y análisis económico de un proyecto en desarrollo**. Para optar al grado de Doctor en Ingeniero de Minas. Este trabajo tiene como objetivo definir una metodología para el desarrollo de proyectos de almacenamiento subterráneo de gas, utilizando yacimientos petrolíferos agotados. Así como la evaluación del proyecto de inversión para poder utilizar el yacimiento como almacén de gas natural.

Para ello, se desarrolló un estudio de viabilidad con los aspectos técnicos, la ingeniería del yacimiento, la ingeniería básica de las instalaciones de superficie, los pozos necesarios de inyección y producción

así como las líneas de transporte para poder entregar el gas, en la red nacional de gasoductos. Se desarrolló un modelo matemático del yacimiento durante las fases de producción llamado PROSPER, la aplicación GAP e HYCYS, el modelo de estimación de costes QUESTOR, y el análisis de riesgo se llevó a cabo utilizando el Modelo Monte Carlo, un análisis de la Tasa Interna de Rentabilidad (TIR), y el Valor Actualizado Neto (VAN), de los flujos de caja del proyecto para conocer el nivel de certeza de los resultados, y conseguir una rentabilidad determinada.

En dicho análisis de inversión se obtuvo un VAN entre 60,2 MM\$ y 140 MM\$ y la TIR entre el 15% y el 45%, para financiaciones externas entre 0 y 70%, tarifas de almacenamiento mensuales de 0,0045 \$/m³ e inversiones de desarrollo de 284 MM\$. Cabe destacar que cuando los valores de inversiones sobrepasan los 298 MM\$ hacen inviable un proyecto, también las tarifas inferiores a 0,0036 \$/m³ hacen que el VAN del proyecto sea negativo y las TIR inferiores al 12%. Es decir, el estudio cumple con todos los parámetros para ser ejecutado con un buen nivel de rentabilidad, seguridad y certeza.

El citado trabajo de Solórzano se vincula con esta investigación ya que brinda la información necesaria, en la cual se ofrece una estructura para evaluación de proyectos económicos, con los principales elementos de un proyecto, subrayando los lazos lógicos entre los recursos previstos, las actividades planeadas y los resultados esperados.

Además permite conocer el grado de sensibilidad de los indicadores rentables e interpretar los resultados de la evaluación, a los efectos de fundamentar las conclusiones y conducir el proceso para una adecuada toma

de decisiones. También indica como implementar y aplicar técnicas o estrategias que contribuyan a evaluar efizcamente los proyectos de evaluación económica.

Un Manual elaborado y revisado por Ortégón, Pacheco y Roura (2006), consultores del Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES), denominado: **Metodología general de identificación, preparación y evaluación de proyectos de inversión pública**. Este manual se realizó con el objeto de actualizar el conocimiento, los conceptos y los métodos sobre identificación, preparación y evaluación de proyectos, a su vez presenta una visión integral sobre este tema, y dedica especial atención a los aspectos relacionados con la evaluación privada y social de proyectos, acompañando por conceptos, presentación de ejemplos y casos específicos.

Este manual recomienda está escrito para la gran mayoría de los interesados y tiene varias características: En primer lugar, hace un especial hincapié en la identificación del problema, con un ordenamiento lógico de causas, problemas y efectos, fijar los fines que se persigue con la solución del problema y cuáles serán los medios a utilizar, es decir, proponer alternativas de solución las cuales deben ser estudiadas a cabalidad para seleccionar la que mejor responda al problema planteado, este manual propone emplear el método del árbol de problemas y el árbol de objetivos.

Las alternativas resultantes deben ser analizadas en relación con el espacio geográfico y socioeconómico al cual están referidas, con el fin de especificar mejor el problema y de seguir verificando su factibilidad y pertinencia como soluciones adecuadas al mismo. Luego serán objeto de un

desarrollo básico y de una evaluación correlativa para seleccionar la que mejor resuelva el problema y garantice el uso más eficiente de los recursos que le sean asignados.

En segundo lugar, el Manual señala que se debe dedicar especial atención a todos los aspectos encaminados a una buena preparación del proyecto en cuanto al diagnóstico de la situación lo que sucede en la actualidad con el mismo, para un mejor análisis y comprensión de éste, además de un estudio técnico del proyecto. Se entiende por diagnóstico de la situación actual, la descripción de lo que sucede al momento de iniciar el estudio en un área determinada. Dicha descripción supone, en primer término, una presentación clara y detallada del problema que origina la inquietud de elaborar un proyecto.

Se hace fundamental que el diagnóstico sea elaborado por un equipo multidisciplinario y con la participación de la entidad afectada directamente por el problema. En términos generales, comprende las siguientes etapas:

- Definición del área de estudio.
- Determinación del área de influencia.
- Análisis y estimación de la población.
- Determinación de la demanda actual.
- Determinación de la oferta actual.
- Cálculo y proyección del déficit.

Este proceso no es siempre lineal, la experiencia demuestra que pueden surgir muchos imprevistos, reacciones inesperadas o cambio de

último momento. Por tal razón, se concebirán mejor si en su elaboración se consideran las interacciones entre las diferentes fases y con la participación de todos los involucrados. En cuanto al estudio técnico, implica el tratamiento general de los aspectos físico-técnicos, los que comprenden fundamentalmente varios componentes interdependientes, los cuales son de acuerdo al siguiente orden:

- Situación base optimizada.
- Tamaño.
- Localización.
- Tecnología.
- Participación de la comunidad.
- Medio ambiente.

En tercer lugar, como particularidad, el Manual ofrece la Evaluación Social de Proyectos, la cual consiste en analizar el proyecto con la metodología habitual del análisis costo-beneficio, pero ampliando el enfoque de manera que no se circunscriba al impulsor directo del proyecto. Es una evaluación más amplia, ya que se focaliza en los efectos económicos, entendidos éstos como aquellos que afectan la distribución de recursos y la generación de riqueza de la sociedad, sin importar si generan un flujo de fondos o quiénes generan o reciben esos fondos.

Cabe destacar que tanto la evaluación privada como la social, si se realizan aplicando el Análisis Beneficio–Costo (ABC), el cual consiste en comparar, mediante determinadas técnicas, los costos e inversiones que demandará el proyecto con los beneficios que generará. Este análisis es

previo, es decir, se debe realizar antes de emprender la inversión, justamente con el objetivo de determinar si es conveniente o no realizarla.

Otro elemento que se emplea es la Tasa de Descuento, mide el costo de oportunidad de los fondos y recursos que se utilizan en el mismo. En el caso social mide el efecto que el proyecto genera sobre todos los actores del mercado de capitales. Además se deben utilizar los indicadores sociales, que miden en forma más precisa los niveles de vida que se quieren alcanzar. Estos conceptualizan la pobreza y la calidad de vida como fenómenos multidimensionales y los define en términos de un déficit de la satisfacción de necesidades básicas recogiendo varias dimensiones del desarrollo social en términos de normas físicas y metas. Los indicadores sociales se clasifican en tres categorías: indicadores de resultado, de insumo y de acceso. Un ejemplo sería el grado de analfabetismo.

El citado Manual, recoge de manera didáctica todos los aspectos y secuencias básicas para la evaluación de proyectos sociales, aquí explican que se deben emplear ciertos criterios incluyendo, un diagnóstico del problema, análisis de la situación actual del proyecto, aspecto técnico-financiero, entre otros. Todo esto tópicos serán explicados en esta investigación, por ello guarda una estrecha relación con esta investigación, ya que contribuye como herramienta informativa y de apoyo para todos los objetivos planteados para resolver el problema, y a su vez brinda alternativas adecuadas, novedosas y actuales.

Asimismo el Manual brinda conceptos qué es y para qué sirven los proyectos de inversión, cómo se integran, también se describen muchos de los métodos sociales y económicos, datos que son importantes para esta

investigación, reconociendo la responsabilidad técnica y social que se exige en este tipo de investigaciones, así como comprender y aplicar todas las etapas de una metodología actual, para preparar y procesar la información en la evaluación en los proyectos de inversión y poder comunicar los resultados de manera efectiva.

La Comisión Económica para Latinoamérica y el Caribe, ha venido creando una serie de Manuales, uno de ellos elaborado por Cohen y Martínez (2005), titulado: **Formulación, Evaluación y Monitoreo de Proyectos Sociales**, el cual es una guía práctica de apoyo para el trabajo los profesionales y técnicos encargados del diseño, implementación y evaluación de programas y proyectos sociales. El Manual indica que para llevar adelante un proyecto se deben dar una serie de pasos, ya que existen dos tipos de proyectos:

- **Los proyectos con inversión**, en el cual se destacan tres estados básicos: pre-inversión, inversión y operación; y se desarrollan las tareas de: diagnóstico, formulación, evaluación ex-ante y programación, que se asocian al desarrollo de la idea del proyecto, el estudio del perfil, el análisis de pre-factibilidad y el de factibilidad.
- **Los proyectos que no requieren inversión**, (como sucede frecuentemente con los proyectos sociales) se pasa directamente del análisis de factibilidad a la operación. Sin embargo, hay proyectos sociales en los que deben cumplirse todas las etapas del ciclo de vida del proyecto. Es el caso de la construcción de hospitales, escuelas, viviendas, etc.

Con respecto a las etapas de un ciclo de vida de un proyecto se encuentran: pre-inversión (idea, perfil, prefactibilidad y factibilidad); la inversión (diseño y ejecución); la operación (la marcha blanca, operación plena). Con referencia a la formulación de un proyecto, el Manual expone que es la etapa centrada en el diseño de las alternativas del proyecto, es decir, las opciones técnicamente viables para alcanzar los objetivos de impacto perseguidos o, complementariamente, para solucionar el problema que le dio origen.

Además indica que la formulación y evaluación son dos caras de una misma moneda, un proyecto no se puede formular a menos que se sepa cómo se lo va a evaluar, porque sólo a partir de la metodología de la evaluación es posible determinar cuál es la información que se debe recoger para su formulación. En cuanto a la evaluación explica que sirve de marco de referencia para la formulación de un programa o proyecto, permitiendo medir los costos y el impacto (o los beneficios) del mismo, así como las relaciones existentes entre ambos. Existen dos tipos de evaluación según el momento que se realiza y el objetivo perseguido:

- **La evaluación ex-ante**, que se realiza antes de la inversión y la operación. Ella permite estimar tanto los costos como el impacto (o beneficios) y así adoptar la decisión (cualitativa) de implementar o no el proyecto. A partir de ella resulta posible priorizar distintos proyectos e identificar la alternativa óptima para alcanzar los objetivos de impacto perseguidos.
- **La evaluación ex-post**, se lleva a cabo tanto en la etapa de operación como una vez finalizado el proyecto. Tiene dos funciones:

1. **Una cualitativa**, que permite decidir si debe continuarse o no con el proyecto (cuando se realiza durante la operación), o establecer la conveniencia de formular otros proyectos similares, cuando se realiza después que éste ha terminado.
2. **Otra cuantitativa**, que surge en proyectos que se encuentran operando y posibilita tomar la decisión de si es necesario o no reprogramar.

De igual manera, la evaluación compara información para la toma de decisiones, por ello requiere investigar, medir y comparar. Para esto se distinguen tres existen metodologías que radican en los universos de análisis y las variables, indicadores e instrumentos de medición utilizados, que buscan comparar los costos con el logro de objetivos de impacto:

- **Análisis Costo Beneficio (ACB)**: consiste en comparar los costos con los beneficios económicos del proyecto. Si éstos son mayores que los costos, existe una primera indicación de que el proyecto debería ser, en principio, aprobado.
- **Análisis del Costo Mínimo (ACM)**: compara los costos-monetarios (tanto en una evaluación ex-ante como ex-post), con el nivel de producción y distribución de los bienes y servicios que entrega el proyecto.
- **Análisis Costo-Impacto (ACI)**: compara, al igual que el ACM, los costos (monetarios) con el logro de los objetivos de impacto. El ACI, no se restringe a considerar la eficiencia sino que también su impacto determinando en qué medida el proyecto alcanzará (o ha alcanzado sus objetivos), qué cambio producirá (o ha producido) en la población destinataria y cuáles son sus efectos secundarios.

También menciona el Manual que la información debe ser útil, confiable y oportuna. Por ello, se aplicará un monitoreo con centrales de recolección de datos, unidad de registro, la periodicidad y los planes de análisis de los mismos. Dependiendo de las características de los indicadores a emplear, las unidades de análisis y de la existencia de registros externos se deben definir los instrumentos de recolección de datos, los coeficientes estadísticos pertinentes y su forma de procesamiento.

Ahora bien, si se requiere registrar los indicadores directamente en la fuente, proyecto, beneficiarios, producto, etc, se pueden utilizar entrevistas, cuestionarios, registros de observación o técnicas cualitativas, entre otras. Además, se debe agregar toda la información referida a los indicadores, su traducción operacional, los instrumentos, fuentes de información, tamaños muestrales y plan de análisis, esto se puede resumir en una matriz.

El precedente Manual de la CEPAL, permite tener una herramienta clave de apoyo al desarrollo de esta investigación, ya que amplía el campo del conocimiento en la evaluación de los proyectos sociales tema central del mismo, a través de un diagnóstico, formulación, evaluación, monitoreo de proyectos, integrando toda esta información en cada una de las etapas del mismo. También ofrece como fundamentar el monto y momento de las inversiones, de acuerdo a las especificaciones de cada producto, el tamaño, la localización, las reglamentaciones, la tecnología, el personal y las políticas comerciales del proyecto, entre otras. Así como calcular la eficiencia económica, financiera o social de un proyecto de inversión y determinar el grado de sensibilidad de sus variables críticas.

Bases Teóricas

Las bases teóricas comprenden un conjunto de conceptos y proposiciones que constituyen un punto de vista y enfoque, dirigido a explicar el fenómeno o problema planteado. Al respecto Arias (2006) expresa: “Las bases teóricas implican un desarrollo amplio de los conceptos y proposiciones que conforman el punto de vista o enfoque adoptado, para sustentar o explicar el problema planteado” (p. 107). En tal sentido, en este proyecto se presentan los conceptos básicos que facilitan el desarrollo y comprensión de la investigación.

La Teoría del Estado de Bienestar

De acuerdo con Linares (2008) la expresión Estado de bienestar la acuña por primera vez John Maynard Keynes en su libro “Teoría General de la Ocupación, el Interés y el Dinero”, en 1945 en Gran Bretaña. En esta obra Keynes propone, por un lado, la combinación y conjunción de un crecimiento económico ilimitado, y por el otro, una mejor redistribución de la riqueza, una mayor justicia social, lo que queda resumido en la llamada fórmula keynesiana: Desarrollo económico más bienestar social.

Pero actualmente el Estado de Bienestar está irrumpiendo nuevamente con mucha fuerza, y el argumento más utilizado gira en torno a la sostenibilidad financiera y a la globalización. Una definición más novedosa es la de Conde y Ocaña (2007), la explican como: “El Estado de Bienestar es un conjunto de instituciones públicas proveedoras de políticas sociales dirigidas a la mejora de las condiciones de vida y a promocionar la igualdad de oportunidades de los ciudadanos” (p. 02). Dicho de otro modo, es el

conjunto de medidas adoptadas por el Estado para proteger a los ciudadanos contra aquellos riesgos frente a los cuales el mercado no ofrece una cobertura ni eficiente ni equitativa.

El principal objetivo del Estado de Bienestar es asegurar y garantizar a toda la población los servicios básicos de: sanidad, educación, seguridad social, pensiones, vivienda digna y trabajo entre otras. Esto implica una intervención importante del Estado en la economía para lograr estos objetivos que no se logran por la vía del mercado. El Estado lo hace influyendo sobre la demanda agregada a través de políticas fiscales o monetarias, o aún mediante la nacionalización de algunas empresas con el fin de garantizar el bienestar común.

También forma parte del Estado de Bienestar las intervenciones normativas, en donde el Estado no financia ni provee servicios o bienes, sino un marco regulatorio bajo el cual se rige toda la actividad económica, así como la estructura impositiva. Para ello, se requiere de una política distributiva consistente con los objetivos planteados, por una parte; y por la otra un aumento en la inversión social, ya que es una de las formas más eficientes de frenar la pobreza y la más rentable desde el punto de vista de la productividad y el crecimiento.

Por otra parte, debe significar también que la inversión social no se justifica sólo por razones de eficiencia, sino también por razones éticas fundamentales, ya que, en las condiciones de inequidad existentes, de esa inversión depende el efectivo cumplimiento de los derechos de los ciudadanos, tal como indica Vinod (2000): “el acceso equitativo a los servicios de educación y salud está entre los derechos humanos básicos a

los que todo el mundo tiene derecho” (p. 287). Sin embargo los países latinoamericanos no avanzan sistemáticamente en esta dirección, ya que la magnitud de recursos que demanda la inversión social requerida, supera ampliamente lo que tradicionalmente se ha considerado razonable gastar en los programas sociales en la mayoría de los países.

Y si bien los recursos dedicados al gasto o inversión social han venido aumentando lentamente en los últimos 10 años, aún se muestran insuficientes cuando se les compara con los niveles de inversión social en países que han asumido el reto de desarrollar plenamente tanto el potencial social como productivo de sus habitantes. De acuerdo con los expertos en economía y hacienda, este problema es particularmente grave en el contexto actual, en que los países latinoamericanos enfrentan, tanto los retos derivados de la globalización y la competitividad, como los resultantes del propio imperativo de alcanzar un desarrollo humano sostenible.

A partir de estas consideraciones se hace importante señalar la relación de esta teoría con esta investigación, ya que para lograr el dominio efectivo de las prioridades en la asignación del gasto, los gobiernos necesitan contar con información adecuada y oportuna en relación a los verdaderos costos y beneficios sociales de largo plazo que entrañan las diversas opciones de asignación de los recursos públicos, de manera que, a la hora de tomar las decisiones presupuestarias relativas a la inversión social, se pueda tener en cuenta el verdadero costo de oportunidad que éstas representan.

Para lograr esto en la última década se ha generado una gama amplia de enfoques analíticos y de métodos para estimar el nivel de bienestar social,

el cual se refiere a cambios en la situación socioeconómica de las familias y sus miembros a través del tiempo. Por ello, se utilizan un conjunto de variables que lo miden de forma directa el nivel de bienestar, los cuales son: esperanza de vida, nivel de desigualdad, nivel de pobreza, entre otros; y de forma indirecta tales como: tasa de paro, índice de competitividad, nivel de corrupción, etc. Estas variables ponen énfasis en diferentes dimensiones relacionadas el ingreso, el consumo, los ingresos laborales, la ocupación y la educación, entre los más importantes.

Es necesario saber con claridad a quienes realmente han tenido acceso a los servicios básicos necesarios y sobre todo, conocer el impacto que se podría esperar de aquellas inversiones a las que de hecho se está renunciando y que están siendo postergadas. De hecho, una de las principales razones de que algunos países muestren déficit y carencias marcadas en servicios sociales básicos radica en la carencia de información adecuada, oportuna y confiable respecto del verdadero impacto que estas carencias tienen sobre el bienestar y en el crecimiento económico.

En ausencia de esta información, se tiende a subestimar la urgencia y prioridad de tales inversiones, frente a aquellos gastos para los cuales sí se tiene una mejor estimación de su importancia, y una más clara cuantificación de su rentabilidad económica. Sólo mediante una adecuada y rigurosa identificación de indicadores de bienestar social se podrá priorizar de manera efectiva los recursos que el Estado Venezolano asigna a la inversión pública y, en particular, a la inversión social.

Esta sería una herramienta igualmente valiosa para lograr que el gasto social efectivamente se transforme en una verdadera inversión social, que no

sólo contribuya a mejorarla calidad de vida de los habitantes, sino también a garantizar la sostenibilidad de este desarrollo humano al brindar sustento real a un tipo de crecimiento económico cuya competitividad radique (como se dijo) no en la pobreza, sino en la creciente productividad y remuneración de los recursos humanos de este país.

Referentes Conceptuales

Una vez explicadas las teorías económicas, sociales y financieras, las cuales se encuentran relacionadas con el tema aquí planteado, se hace imprescindible describir y conceptualizar algunos términos vinculados con esta investigación y que además contribuyen a complementar la información sobre los proyectos de evaluación social y económica, entre las principales se destacan las siguientes:

Factibilidad Económica

Según Luna (2004), refiere: “que un estudio de factibilidad de económica es uno de los aspectos más importantes, pues dirá si el proyecto será sostenible económicamente y de ahí se sabe de cuánto serán las utilidades o ganancias esperadas” (p. 18). Es decir, es valorar la rentabilidad económica de una inversión de acuerdo con indicadores estandarizados. Para ello se debe seleccionar el método más adecuado para el tipo de beneficio que se desea lograr. Asimismo, el citado autor indica que los costes se pueden incluir en los siguientes cuatro tipos:

- 1. Costes directos:** gastos de inversión en bienes muebles e inmuebles, personal, formación, entre otros. Se relacionan directamente con alguna o algunas de las actividades y resultados planificados.

2. **Costes indirectos:** no están relacionados directamente con actividades o resultados, sino con el conjunto de ellos. Se les suele llamar gastos de administración o de funcionamiento y se refieren al pago del alquiler de oficinas, electricidad, compra de ordenadores para administración, entre otros.
3. **Costes valorizados:** se corresponden con alguna actividad o servicio que no tiene una contraprestación monetaria, sino que esa actividad o servicio se presta de manera solidaria.
4. **Costes de oportunidad:** es el coste en el que se incurre por seleccionar una alternativa (un tipo de proyecto) y rechazar otra u otras. De alguna forma, permite preguntarse si merece la pena invertir en un negocio o ganaría más dinero, por ejemplo, depositando dicha inversión a plazo fijo en un banco.

Cabe resaltar que cualquier gasto que se realice en el marco de un proyecto se puede incluir en una de estas cuatro categorías. Pero en relación con el análisis económico también es importante considerar el concepto de Coste Marginal, que no es una categoría diferente de las cuatro mencionadas, sino una forma de análisis que se utiliza para considerar la pertinencia de gastar más para conseguir una cierta cantidad de beneficio adicional.

Al igual que en el caso de los costes, según Sabalza (2006), es necesario establecer las clases de beneficios, incluidos aquellos de carácter más subjetivo, entre ellos se indican:

- **Beneficios percibidos por las personas:** son beneficios no monetarios percibidos de manera subjetiva por las personas o definidos, igualmente

de manera subjetiva, por profesionales o especialistas de determinadas materias.

- **Beneficios objetivos no monetarios:** se trata de beneficios objetivos en el sentido de que su cuantificación ya está definida. Por ejemplo: número de empleos creados, porcentaje de puestos de dirección.
- **Beneficios monetarios:** se refieren casi siempre a la rentabilidad de una inversión realizada, es decir a los beneficios financieros que se consiguen por una actividad empresarial o comercial.

Proyectos de Evaluación Social

Antes de continuar con el desarrollo de este apartado, se hace necesario definir evaluación, Briones (2005) señala que el término evaluación se utiliza: “para referirse al acto de juzgar o apreciar la importancia de un determinado objeto, situación o proceso en relación con ciertas funciones que deberían cumplirse o con ciertos criterios o valores, explicitado o no” (p. 11).

La definición señalada anteriormente, la evaluación es concebida y practicada como determinación de logros o resultados en comparación con objetivos propuestos en un programa o proyecto. Por otro lado, las evaluaciones desarrollan y enfatizan la objetividad, para lo cual se debe generar o contar con información suficiente para llegar a resultados válidos, sistemáticos y confiables.

Con respecto a la evaluación de proyectos sociales, Cohen y Franco (2006) la definen como:

Es aquella rama de las ciencias sociales que se ocupa del análisis de la eficiencia. Su origen y principal desarrollo estarían en el área de la economía, donde los enfoques costo–beneficio, costo –eficiencia, responderían a la evaluación de proyectos económicos y a proyectos sociales respectivamente. (p. 73).

Es decir, se centra en evaluar la eficiencia operacional de un proyecto, así como precisar los cambios experimentados por la población objetivo en la implementación del proyecto. Entre los objetivos busca:

- Examinar el proyecto desde el punto de vista nacional.
- Evaluar su contribución al bienestar económico.
- Evaluar los objetivos de la política social de redistribución del ingreso y de las riquezas.
- Entregar información para aumentar la racionalidad con que se toman las decisiones y asignación de los recursos.

Asimismo, la evaluación de proyectos sociales utiliza la metodología de investigación social como instrumento para medir el impacto o para determinar en qué medida los programas/proyectos sociales alcanzan sus objetivos. Por ello, para seguir fundamentando la finalidad de las evaluaciones sociales hace necesario mencionar algunos criterios básicos tal como los explica Sarquis (2008):

- **Coherencia:** es el criterio que se refiere al análisis en función de la integración lógica de diversos componentes del proyecto.
- **Pertinencia:** análisis de la capacidad para dar respuesta a las necesidades reales de los grupos o sujetos involucrados en el proyecto, capacidad de considerar los recursos disponibles para lograr lo planificado.

- **Relevancia:** análisis de grado de efectividad de las acciones y resultados para los sujetos directamente involucrados en el proyecto, se entiende que el proyecto es relevante cuando es significativo hacia las personas a quienes está dirigido.
- **Costo beneficio:** análisis basado en un principio económico que en términos generales sostiene un proyecto como exitoso, si el beneficio que genera la inversión en un periodo determinado es mayor a la que se pueda obtener con otra alternativa, cuando logra sus productos con un menor costo y los beneficios sociales obtenidos son mayores que la inversión realizada.
- **Eficiencia:** la evaluación de la eficiencia de los proyectos tiene como objeto, el análisis de los recursos o los insumos utilizados para realizar las actividades y obtener resultados o productos esperados. Un proyecto es eficiente si ha tenido un gasto adecuado y no ha producido déficit en su operación, es decir, ha optimizado el uso de recursos materiales y humanos de los que dispone.

Con fundamentos en estos criterios puede decirse que la evaluación de proyectos, desde la perspectiva social debe cumplir con ciertas condiciones y características, las cuales se presentan a continuación:

- Para realizar una evaluación social será necesario discriminar entre los diferentes tipos de consumidores (excedente a pagar y excedente del consumidor) y el nivel socioeconómico de los individuos afectados por el proyecto.
 - La disposición a pagar es el máximo precio que el individuo está dispuesto a sufragar por una cantidad específica de un bien o servicio. Disposición a pagar total y marginal.

- Excedente del consumidor (EC) representa la diferencia entre la disponibilidad a pagar y lo que efectivamente paga. Cuanto más amplio es el EC mayor beneficio neto en términos de consumo está obteniendo implícitamente el consumidor, pues efectivamente está pagando menos de lo que estaría dispuesto a pagar.
- De acuerdo al nivel socioeconómico de los individuos afectados o beneficiados, la disposición a recibir y excedente del productor:
 - La disposición a recibir es el precio mínimo que el individuo está dispuesto a recibir por una cantidad específica de un bien o servicio.
 - Excedente del productor (EP) representa la diferencia entre lo que le pagan y lo que realmente él estaría dispuesto a recibir.
- Construir una tasa especial de descuento.
- Asimilar que el bienestar depende del crecimiento económico.

Reseña Histórica del Contexto donde se Desarrolla la Investigación

Con el fin de contextualizar el objeto de estudio a continuación se describe de manera resumida los aspectos resaltantes del proyecto “Gasoducto Eje Orinoco-Apure” en su dimensión espacial y temporal, dada la complejidad técnica que se desprenden en esta tipología de proyectos estratégicos de inversión pública.

Petróleos de Venezuela Gas, S.A

Hasta el 31 de diciembre de 1997, Petróleos de Venezuela S.A condujo sus operaciones a través de tres filiales operadoras como lo eran Lagoven, S.A, Maraven, S.A. y Corpoven, S.A. Pero en 1997 se estableció una nueva estructura basada en entidades de negocios. Entonces, PDVSA

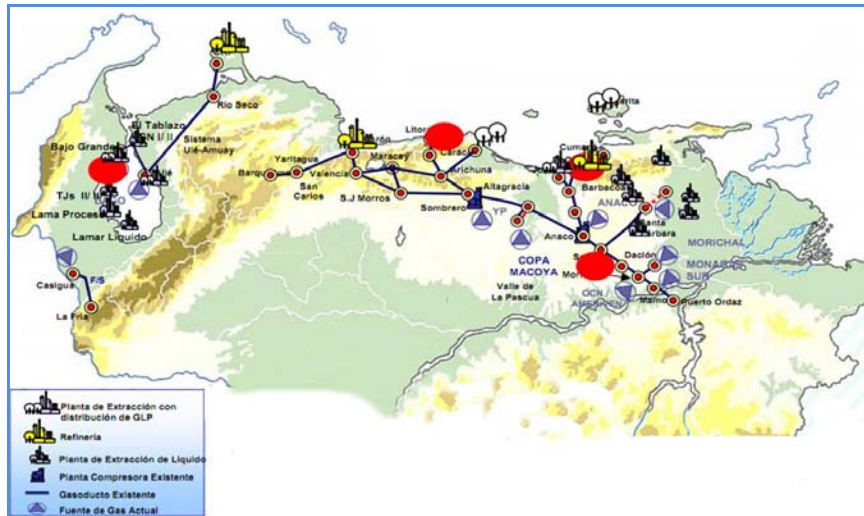
empezó un proceso de transformación en sus operaciones con el objetivo de mejorar su productividad, modernizando sus procesos administrativos y aumentando el retorno de capital.

En dicho proceso de transformación involucró la fusión de Lagoven, Maraven y Corpoven, que fue efectivo a partir del primero de enero de 1998, y renombró la entidad combinada a Petróleos de Venezuela Gas S.A (PDVSA Gas), originándose otro cambio en la estructura organizacional petrolera ya que la actividad relacionada con el gas natural no asociado comenzaría a ser manejada por ella. Asimismo, para finales del año 2002, ciertos activos de producción de gas no asociado se transfirieron a dicha filial.

Por su parte PDVSA Gas, tiene por objeto la realización de actividades de exploración, producción y comercialización de gas natural y líquidos tanto industrial como doméstico, así como del transporte, distribución y contratación con otras empresas para su colocación y venta. Por su parte, actualmente cuenta con las siguientes plantas de extracción y fraccionamiento de gas natural, gasoductos y refinerías, tal como lo muestra la figura número uno.

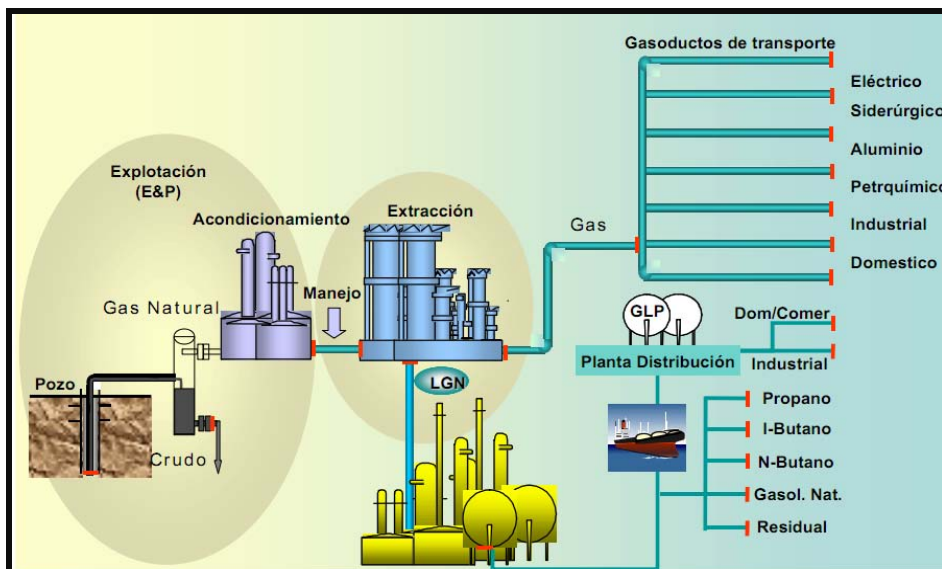
Cabe destacar que la industria del gas comprende una serie de actividades productivas, muchas de ellas negocios rentables, ubicados a lo largo de una cadena conocida como la “Cadena del Gas” (ver figura número dos) que va desde los yacimientos del subsuelo (donde coexiste en solución con el petróleo o se encuentra libremente como elemento gaseoso) hasta el quemador o el reactor del consumidor final.

Figura 1. Infraestructura existente de procesamiento, fraccionamiento y transporte y distribución de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo (GLP).



Fuente: Petróleos de Venezuela, S.A

Figura 2. Cadena Física del Gas.



Fuente: Petróleos de Venezuela, S.A

Por ello, bajo la denominación de gas natural se incluyen los elementos más livianos de los hidrocarburos, tales como: el gas metano, el

propano y los butanos; y las fracciones más pesadas conocidas como: gasolina natural y ciertos no hidrocarburos como agua, dióxido de carbono, azufre e inclusive helio, entre otros. Para lograr la conversión del gas natural, éste se procesa en plantas de extracción, en las cuales se separa el gas metano de la corriente de Líquidos de Gas Natural (LGN), que posteriormente son fraccionados, obteniéndose etano, propano, butanos, pentanos y gasolina natural.

Por otra parte, el denominado Gas Licuado de Petróleo (GLP) es una mezcla de butano-propano, el cual es utilizado como combustible, principalmente en el sector doméstico. En Venezuela su comercialización se realiza a través de PDVSA Gas Comunal, por medio de bombonas o cilindros, y al mayor en gandulas o barcos especializados.

Vale resaltar que el gas natural en estado gaseoso, sólo puede ser transportado con eficiencia por medio de gasoductos. Pero cuando hay océanos de por medio, los gasoductos no son funcionales. Por fortuna, cuando el gas natural se refrigera a temperaturas menores a 162°C (grados centígrados) se condensa en un líquido que puede ser colocado en un buque cisterna y transportado a lo largo de miles de kilómetros por mar.

Una vez en su destino, el gas licuado se restaura a su estado original en una estación regasificadora. Por lo general, el proceso ha sido relativamente costoso, pero es muy efectivo y permite empacar grandes cantidades de energía en una sola carga; un solo embarque contiene el equivalente de 5% del gas que se consume en Estados Unidos en un día promedio.

Por otra parte, las actividades de exploración y producción conocidas como “aguas arriba”, incluye la adquisición y el procesamiento de información geológica, la perforación de pozos exploratorios, de avanzada y su reacondicionamiento, la recolección, la separación física del gas y el petróleo en caso de que sea gas asociado. Asimismo, las actividades denominadas “aguas abajo”, incluyen el transporte por gasoductos, el almacenamiento económico, la distribución local en redes, la comercialización y el corretaje.

En otro orden de ideas, en cuanto a la producción de gas en Venezuela durante el año 2009, la misma fue de 6.990 miles de millones de pies cúbicos diarios (MMPCD) (1.138 MMBpe), de la cual 2.800 MMPCD, fueron inyectados con el fin de mantener la presión de los yacimientos. La producción neta de gas natural fue de 3.800 MMPCD. El siguiente cuadro número uno, resume la producción diaria de gas natural:

Cuadro 1. Producción de Gas Natural, periodo 2005 hasta el 2009.

Producción de Gas Natural	2009	2008	2007	2006	2005
Producción Bruta	6.600	6.904	6.958	7.072	7.008
Menos: reinjectado	2.800	3.081	2.903	3.019	2.920
Gas natural neto ¹ (MMPCD)	3.800	3.823	4.055	4.053	4.088
Gas natural neto ² (MBDPE)	655	659	699	699	705
Total Hidrocarburos en ³bpe	3.825	4.056	3.775	3.783	3.776
Producción de Gas Natural por Cuenca (MMPCD)					
Maracaibo-Falcón	931	945	1.067	1.123	1.255
Barinas-Apure	4	46	59	28	17
Oriental	6.055	5.913	5.832	5.921	5.736
Total Gas	6.990	6.904	6.958	7.072	7.008

Fuente: Informe de gestión PDVSA, 2009.

1 Miles de Millones de Pie Cúbico Diario

2 Miles de Barriles Diarios de Petróleo Equivalentes.

3 Barriles de Petróleos Equivalentes.

En lo concerniente a las operaciones de procesamiento y extracción de Liquidas de Gas Natural (LGN), para el año 2009 se alcanzó un volumen de 158 miles de billones diarios (MBD). La capacidad total de procesamiento se ubica en 4.895 MMPCD y la de fraccionamiento en 282 MBD. Adicionalmente, se dispone de 381 Km de poliductos. Las ventas de LGN se situaron en 163 MBD para el cierre del año 2009, de los cuales 50 MBD (31%) fueron destinados al mercado de exportación y 113 MBD (69%) fueron colocados en el mercado local.

Las exportaciones se distribuyeron de la siguiente manera: el propano y el butano se dirigieron fundamentalmente a Centroamérica, el Caribe y Suramérica, mientras que la gasolina natural se exportó principalmente a Norteamérica. La estrategia es incrementar la presencia en el Caribe como parte de la política internacional del Estado, que se instrumenta a través de PETROCARIBE.

En resumen, el gas natural ha pasado a ocupar una posición relevante en el escenario energético mundial, con un crecimiento continuo de la demanda. Venezuela actualmente está considerada como uno de los países más importantes en el contexto mundial como potencial suplidor de energía gasífera, por sus cuantiosas reservas de gas, su privilegiada posición geográfica e importancia geopolítica, constituyendo uno de los cinco grandes polos de atracción gasífera del mundo.

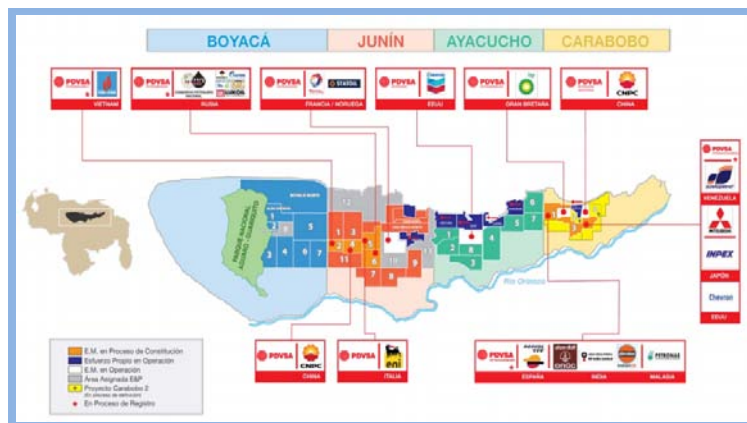
Descripción del Proyecto Gasoducto Eje Orinoco-Apure

Reseña Histórica de la Faja Petrolífera del Orinoco

La Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) es una extensa zona rica en petróleos pesados y extrapesados con gravedades de 4 a 16 °API y viscosidades de 2.000 a 8.000 cP5, que abarca los estados Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro, en un reservorio que se extiende a lo largo de 700 kilómetros de oeste a este, 80 kilómetros de sur a norte, a profundidades de 150-1.400m, paralelo al curso del río Orinoco.

Su descubrimiento data de 1936, cuando no se le dio importancia debido a la abundancia de crudos más ligeros en el país, y el poco desarrollo tecnológico que se tenía para el manejo de estos crudos tanto para la producción como para su refinación. Además, la FPO está dividida en cuatro campos llamados Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, como se muestra en la figura número tres; de igual manera, se observa una comparación de sus reservas para los diferentes campos.

Figura 3. Faja Petrolífera del Orinoco.



Fuente: Petróleos de Venezuela, S.A

- **Área Boyacá:** el área de Boyacá corresponde a la parte más occidental de la FPO, y está ubicada en la parte sur-central del estado Guárico con una extensión superficial de aproximadamente 23.610 Km².
- **Área Junín:** Esta área está ubicada en la parte media central de la FPO y tiene un área aproximada de 14.500 Km², de esta área aproximadamente dos tercios pertenecen al estado Anzoátegui. La producción de los pozos allí perforados y completados alcanza los 1.400 BPD promedio.
- **Área Ayacucho:** tiene una extensión de 8.773 Km² y está ubicada en la parte sur-central del estado Anzoátegui.
- **Área Carabobo:** se extiende desde el sur – este del estado Anzoátegui, ocupa toda la parte meridional del estado Monagas y un sector del Occidente del territorio Federal Delta Amacuro. Mide alrededor de 160 Km de largo, por unos 45 Km (promedio) de ancho, cubriendo un área aproximada a los 7.100 Km².

Asimismo, la Faja Petrolífera del Orinoco tiene un total de 27 Bloques que conforman los cuatro campos antes mencionados, el área total de la es de 55.314 kms²; en explotación están 11.593 kms². Se estima que cada bloque producirá 200.000 barriles de crudo extrapesado por día, y de los que se espera producir 4,5 millones de barriles de crudo diarios para el año 2012, los cuales serán transportados desde las macollas a los centros operativos y de ahí a los patios de almacenamiento por medio de oleoductos; y el gas producido, una vez separado del crudo en el centro operativo, será trasladado a los centros de recolección a través de gasoductos.

Por otra parte, tal como fue mencionado el primer descubrimiento de crudo pesado en la Faja del Orinoco data del año 1936, pero no generó ningún interés debido a la abundancia de reservas más livianas. El desarrollo

del área tendría que esperar hasta el año 1961, cuando se inicia la producción de crudo de la faja, y años más tarde, en 1967, se emplea por primera vez el término “Faja de Crudo Pesado del Orinoco”.

Luego, en la década de los 70 el incremento del consumo interno de combustibles, el aumento de la demanda internacional de petróleo y una proyección declinante del potencial de producción de crudos livianos y medianos, entre otros factores, obligaron a generar planes a largo plazo de la industria petrolera venezolana. Dentro de la planificación a largo plazo, se previó la intensificación del aprovechamiento de los recursos de la Faja del Orinoco.

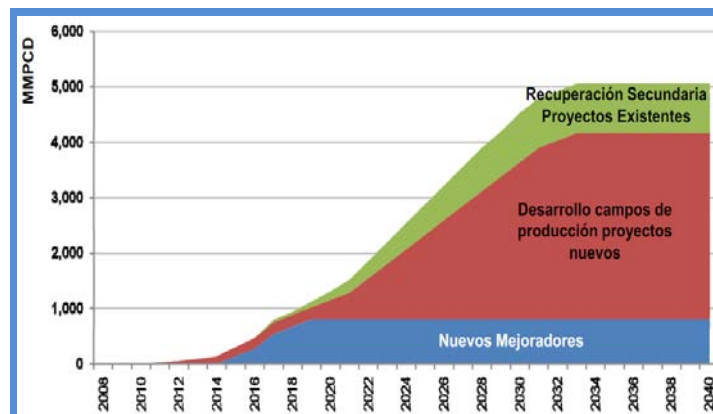
Posteriormente, a finales de los 80 se crea la Orimulsión (patentada por INTEVEP), que en los últimos años de la década obtuvo gran impulso de Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) para su comercialización como sustituto del carbón para generación eléctrica. En el año 1988 se constituyó la empresa Bitúmenes Orinoco, S.A, (BITOR) para comercializar la Orimulsión.

Después, a principios de la década de los 90, se materializó la política de apertura petrolera al capital privado en Venezuela y en el exterior. El cambio en la legislación permitió que en 1993 se aprobaran en el Congreso las bases de los dos primeros convenios de asociación para el desarrollo de la Faja del Orinoco: PDVSA-Arco-Phillips-Texaco y PDVSA-Mobil-Veba Oil, y que finalmente fueron aprobados en 1997.

Dichos proyectos producto de estas asociaciones fueron concluidos en el 2002, y operaron bajo esta modalidad hasta el año 2007, cuando el marco legal sobre el cual se regían estos convenios fue modificado por el Estado venezolano y se pasó a un nuevo régimen de empresas mixtas, en el cual PDVSA tendría la mayoría accionaria de las asociaciones y operaría estos complejos, esto trajo como consecuencia la salida de varias empresas multinacionales con las que se conformaron las asociaciones originales.

En la actualidad, el Gobierno nacional ha tomado nuevamente la iniciativa de desarrollar nuevos proyectos en la Faja, y en acuerdos con empresas petroleras estatales y privadas de otros países, se dio inicio a la recertificación de las reservas de petróleo de la Faja, en lo que se denominó “Plan Magna Reserva”, se centra en la cuantificación y certificación de las reservas de hidrocarburos existentes en los 4 grandes campos que conforman la Faja Petrolífera del Orinoco, así como también la aceleración del desarrollo de la Faja para la incorporación de 2,8 MMBD de producción al 2030, tal como lo muestra el gráfico número uno.

Gráfico 1. Demanda de Gas Natural Estimada para la Faja Petrolífera del Orinoco según Planes Oficiales.



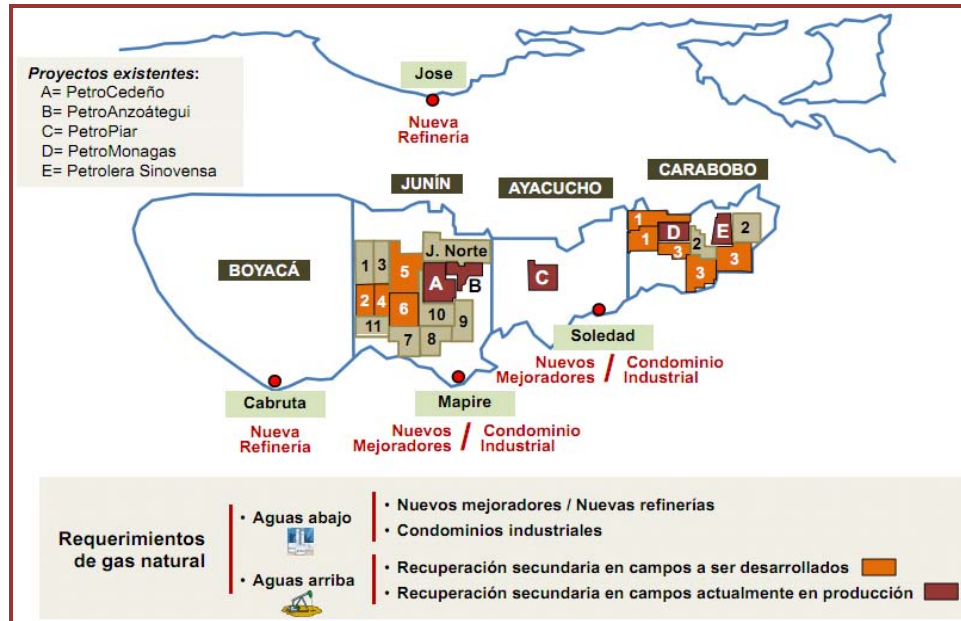
Fuente: XIX Convención Internacional del Gas, 2010

Se hace importante destacar que varias investigaciones han demostrado que la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) es la zona que contiene las más grandes reservas de crudo extrapesado a escala mundial. Por ejemplo de acuerdo con un estudio realizado por las Naciones Unidas en 1984, el 93% de las reservas en sitio de crudos pesados del mundo, se encontraban en la Faja del Orinoco, siendo ésta la acumulación de hidrocarburos líquidos más grande del mundo.

Más recientemente en el 2009 el Servicio de Geología de Estados Unidos (USGS, por sus siglas en inglés) anunció por intermedio de su vocero, Chris Schenk, que el nivel de reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO) contiene alrededor de 513 millardos de barriles ($8,16 \times 10^{10}$ m³) en profundidades someras, de los cuales menos de 27% son producibles con las tecnologías disponibles para producción en frío, pero que podría incrementarse hasta 45% empleando métodos de recuperación térmica y llegar inclusive a un factor de recobro de hasta 70%, si se utilizan métodos como el de recuperación asistida por vapor (por ejemplo, utilizando SAGD o HASD), en combinación con perforación horizontal a gran escala en la Faja. El volumen estimado representa casi el doble de las reservas probadas de Arabia Saudita, el mayor productor de crudo del mundo,

En tal sentido, en los próximos años se estarán acometiendo en Venezuela varios proyectos para desarrollar nuevos bloques de producción en la Faja, y se contempla la producción de 2,6 millones de barriles diarios para el año 2021, a través del desarrollo de cinco mejoradores de crudo, con una capacidad de 200 MBD c/u y una inversión estimada en el área de producción de 46.379 millones de dólares hasta al año 2021. (Ver figura número cuatro).

Figura 4. Proyectos Petroleros involucrados en el Desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco.



Fuente: XIX Convención Internacional del Gas, 2010

Asimismo, con la finalidad de maximizar la recuperación de crudo, la producción se realizará inicialmente en frío, al igual que en las facilidades de producción existentes, pero con previsiones para que en un momento determinado se realice inyección de vapor (cíclica + continúa), para mantener el recobro de hidrocarburos en los pozos.

En el área del campo, se prevé la instalación de macollas (clusters), con bombeo multifásico y transferencia hacia estaciones centrales de procesamiento. Se instalarán mejoradores para cada bloque, para procesar crudo y producir crudos sintéticos, incluyendo unidades de crudo, coquificación retardada, hidrofracqueo de gasoil, hidrotratamiento para nafta y destilados, recuperación de azufre, entre otros.

Para transportar los productos se necesitarán nuevos oleoductos y gasoductos (posiblemente compartidos, tal como se hizo en las instalaciones ahora existentes), patios de tanque y estaciones de rebombeo, así como también nuevas facilidades para el despacho del crudo y de los sólidos (azufre y coque). Por ello, entre los proyectos de la Faja Petrolífera del Orinoco (FPO), se encuentra incluida la infraestructura del transporte de gas, (Gasoductos) y uno de ellos será ubicado en el eje Orinoco-Apure, el cual es objeto de esta investigación.

Igualmente, el suministro de gas a la faja estará asegurado siempre y cuando los mismos se expandan de acuerdo a los planes establecidos (ver figura número cinco), y la configuración final del sistema de transporte dependerá de varios factores, entre los cuales el más importante será el manejo de inyección a gas en el estado Monagas.

Figura 5. Infraestructura de Transporte de Gas.



Fuente: XIX Convención Internacional del Gas, 2010

El Gasoducto Eje Orinoco-Apure

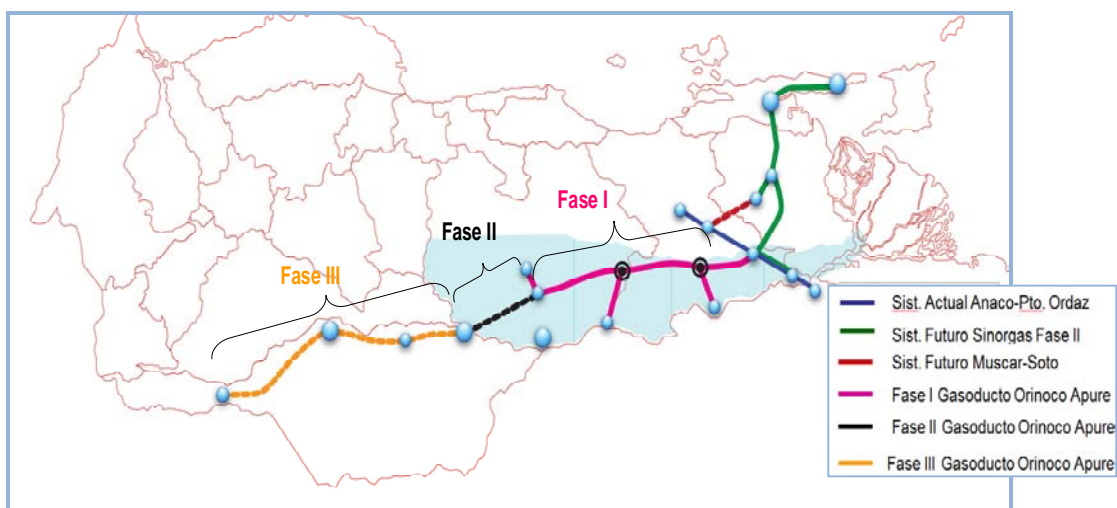
Este proyecto comenzó en julio del año 2008, donde se iniciaron las mesas de trabajo para la conceptualización del corredor de servicios Tucupita- San Fernando de Apure en la Faja del Orinoco, contando con la participación de PDVSA-Refinación, CVP, MINFRA, IFE, PDVSA Gas, y el Proyecto Socialista Orinoco (PSO). Luego para el año 2009 fue presentado ante el Comité Autorizador de Metano (CAM), el estudio de Visualización del Gasoducto Eje Orinoco Apure donde se aprobó que el punto de inicio del mismo sería la Estación de Válvulas Morichal, ubicada en el Estado Monagas, tomando en consideración la ruta del corredor de tuberías prevista por el Proyecto Socialista Orinoco, y que la alimentación a este gasoducto se realizaría en su inicio desde el Sistema de Transporte Anaco - Pto Ordaz.

Además, el proyecto está dividido en 3 fases claramente identificadas (Ver figura número seis) y que están contempladas en el Proyecto Socialista Orinoco (PSO), que se ha dividido en 27 bloques que se desarrollarán con esfuerzo propio y de empresas privadas, y determinadas de acuerdo a las demandas de gas previstas para el desarrollo del Eje Orinoco Apure.

- **Fase I. Morichal – Santa Rita (440 km):** esta fase se extenderá desde el Estado Anzoátegui hasta el Estado Guárico, atravesando la parte de sur de ambos estados; cubriendo una distancia aproximada de 470 Km. Suministrando gas a los Mejoradores de crudo, sector eléctrico y Refinería de Cabruta; así como el transporte de gas desde el sur de Estado Anzoátegui, punto en el que se prevé, sea conectado al Sistema de Transporte Anaco-Puerto Ordaz; específicamente en la Estación de Válvulas Morichal, hasta la población de Santa Rita en el Estado Guárico.

- **Fase II. Santa Rita - San Fernando de Apure (140 km):** esta fase comprende el tramo que va desde el Norte de la población de Cabruta en el Estado Guárico hasta San Fernando de Apure. También contempla la entrega de gas a los Mejoradores Junín (en Mapire), con una extensión de tubería aproximada de 178 Km, y la entrega de gas a la Refinería de Cabruta (en Santa Rita), con una extensión de tubería aproximada de 166 Km.
- **Fase III. San Fernando de Apure – Guasdalito (390 km):** esta Fase parte desde San Fernando de Apure hasta Guasdualito al oeste del Estado Apure.

Figura 6. Esquema de ubicación geográfica de las tres fases del proyecto Gasoducto eje Orinoco-Apure.



Fuente: Petroleos de Venezuela Gas, S.A

Cabe destacar que la Fase I está subdividida en tres etapas de desarrollo, que contempla la entrega de gas a los Mejoradores Carabobo (en Falconero), con una extensión aproximada de 108 Km de tuberías con un tiempo de ejecución estimado de cinco a seis años aproximadamente.

Con respecto al estimado de costos de las etapas propuestas se denomina Costos Clase V, tal como se indica en el cuadro número dos, donde se consideró un índice de 65.360 U.S.\$/Km*Pulg; este índice fue calculado tomando como referencia los costos asociados a los proyectos más recientes ejecutados en la Gerencia de Ingeniería Operacional de Gas.

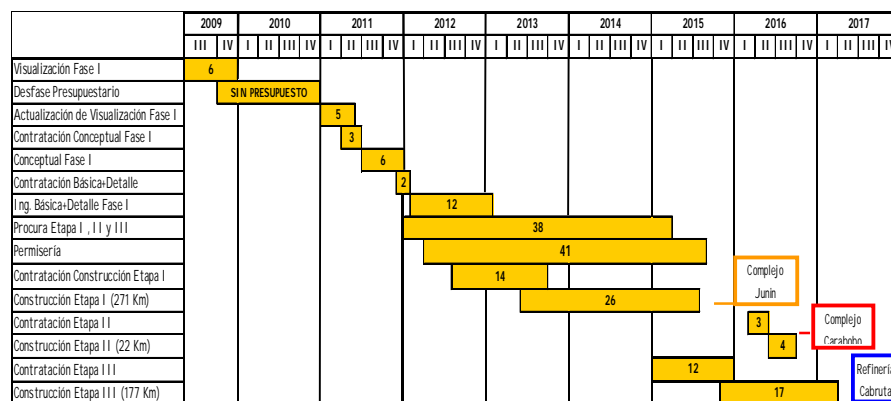
Cuadro 2. Estimado de Costo Clase V.

Infraestructura Propuesta	Costo U.S MM\$
Gasoducto 388 Km x 36"	1.052,8
Gasoducto 50 Km x 30"	
Gasoducto 32 km x 20"	
11 Estaciones de Válvulas Intermedias	
4 Estaciones de Envios de Herramientas	
4 Estaciones de Recibos de Herramientas	

Fuente: Petroleos de Venezuela Gas, S.A

En este sentido, a continuación se presenta el cronograma de ejecución del Gasoducto Eje Orinoco – Apure:

Cuadro 3. Cronograma de ejecución del Gasoducto Eje Orinoco–Apure.



Fuente: Petroleos de Venezuela Gas, S.A

Criterios que motivan Proyectos al Estado a través de PDVSA Gas.

Criterio Legal

Uno de los primeros criterios empleados a nivel general por el Estado Venezolano se da en conformidad y disposición de las bases legales, ya que cuenta con un sólido y transparente marco jurídico en materia de hidrocarburos (gaseosos y no gaseosos), mediante el cual se promueve la participación de capitales estatales y privados, tanto nacionales como internacionales, con el propósito de garantizar el suministro de energía desde el país hacia los mercados mundiales.

En este contexto, una vez nacionalizada en 1975 la industria petrolera, Petróleos de Venezuela (PDVSA), tuvo la exploración y producción de petróleo, donde en sus inicios planteó la necesidad de la expansión del sector petrolero, con el componente de apertura al capital privado, dichos comienzos se plasmó en el Plan Corporativo de Largo Plazo, adoptado por PDVSA.

De aquí en adelante, se han producido variaciones estratégicas en cuanto a las asociaciones con empresas nacionales, privadas y extranjeras, siendo la modificación más importante en el año 2009 con la Ley Orgánica que reserva al Estado bienes y servicios conexos a las actividades primarias de Hidrocarburos. Sin embargo en el año 2006, se reforma la Ley Orgánica de Hidrocarburo, donde se destaca el artículo número cinco, mencionando:

Las actividades reguladas por esta Ley estarán dirigidas a fomentar el desarrollo integral, orgánico y sostenido del país,

atendiendo al uso racional del recurso y a la preservación del ambiente. A tal fin se promoverá el fortalecimiento del sector productivo nacional y la transformación en el país de materias primas provenientes de los hidrocarburos, así como la incorporación de tecnologías avanzadas.

Los ingresos que en razón de los hidrocarburos reciba la Nación propenderán a financiar la salud, la educación, la formación de fondos de estabilización macroeconómica y la inversión productiva, de manera que se logre una apropiada vinculación del petróleo con la economía nacional, todo ello en función del bienestar del pueblo.

Tal como refiere el citado artículo con la finalidad de lograr una apropiada vinculación del petróleo con la economía del Estado, y así favorecer a los habitantes con los servicios de salud, educación, entre otros. En dichos instrumentos legales se basa la actividad de la industria petrolera nacional, pero en cuanto los principios que establece la Constitución Bolivariana (2000) sobre el tema de inversión pública, se encuentra el artículo número 185, el cual dicta:

(omissis) Del Consejo Federal de Gobierno dependerá el Fondo de Compensación Interterritorial, destinado al financiamiento de inversiones públicas para promover el desarrollo equilibrado de las regiones, la cooperación y complementación de las políticas e iniciativas de desarrollo de las distintas entidades públicas territoriales, y a apoyar especialmente la dotación de obras y servicios esenciales en las regiones y comunidades de menor desarrollo relativo. El Consejo Federal de Gobierno, con base en los desequilibrios regionales, discutirá y aprobará anualmente los recursos que se destinarán al Fondo de Compensación Interterritorial y las áreas de inversión prioritaria a las cuales se aplicarán dichos recursos.

De acuerdo con el precedente artículo, existe la necesidad de instrumentar mecanismos que fortalezcan los ingresos de las regiones, en especial la de menor desarrollo relativo y corregir las desigualdades

geográficas, poblacionales y de desarrollo económico de una manera real y efectiva, para ello se crea el Consejo Federal de Gobierno, al cual la Constitución le establece los parámetros para aprobar los criterios de asignación de los recursos a través del Fondo de Compensación Interterritorial (FIDES).

Sin embargo en el año 2010 se crea la Ley Orgánica del Consejo Federal de Gobierno (LOCF), y el FIDES desaparece, siendo sustituido por el Fondo de Compensación Interterritorial, el cual según el artículo número cinco de la citada LOCF expone:

El Fondo de Compensación Interterritorial (FCI) está destinado al financiamiento de inversiones públicas para promover el desarrollo equilibrado de las regiones, la cooperación y complementación de las políticas e iniciativas de desarrollo de las distintas entidades públicas territoriales y la realización de obras y servicios esenciales en las regiones y comunidades de menor desarrollo relativo.

Como se evidenció, el FIC es quién actualmente financia las inversiones públicas, con la finalidad de promover el desarrollo equilibrado de las regiones. Otro instrumento que se hace importante destacar es la Ley para la Protección y Promoción de las Inversiones promulgada en 1999, la cual tiene por objeto proveer de un marco jurídico estable y previsible, a las inversiones locales y extranjeras directas, así como a los inversionistas nacionales y extranjeros, y así garantizar un ambiente de seguridad donde ellas puedan desenvolverse.

Como se observó, el Estado Venezolano contiene una variada base legal, que invita a promover, desarrollar y fortalecer las inversiones públicas,

es por ello que PDVSA GAS, sustentada también en las políticas del Estado, utiliza este criterio para invertir en sus proyectos para que los ciudadanos gocen de una excelente calidad de vida, en términos de libertad económica, ingresos, educación, salud, justicia y seguridad.

No obstante y según un análisis de González (2008) en Venezuela las inversiones de PDVSA en el sector hidrocarburos son bajas en comparación con otras trasnacionales en actividades de exploración y producción, por ejemplo British Petroleum en el año 2007 invirtió 756 millones de dólares en dichas actividades; Chevron en el año 2007 invirtió 511 millones de dólares en exploración. Ahora bien, según el informe operacional de PDVSA en el año 2007 invirtió 199 millones de dólares en exploración, y en producción 5.489 millones de dólares, siendo la empresa con una de las mayores reservas a nivel mundial.

En consecuencia, el norte de una corporación de gran magnitud como PDVSA, no se está cumpliendo, en especial los de producción de petróleo, gas y refinación. Esta situación, en parte, se debe a la materia legal, ya que se han venido cambiando las reglas del juego, suscitando Mayor Intervención del Estado.

Por ejemplo, en el 2007 se Decretó la Ley N° 5.200, de migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; y los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas. En este Decreto se enfatizó la participación accionario de PDVSA en el artículo dos, de la siguiente manera:

La Corporación Venezolana del Petróleo, S.A., u otra filial de Petróleos de Venezuela, S.A., que se designe al efecto, será la

empresa estatal accionista de las nuevas Empresas Mixtas, correspondiéndole como mínimo, en cada una de ellas, una participación accionaria del sesenta por ciento (60%). El Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo determinará en cada caso, la valoración de la Empresa Mixta, la participación accionaria de la filial de Petróleos de Venezuela, S.A. designada a efecto, y los ajustes económicos y financieros que fueren procedentes.

Esta participación accionaria, trajo como consecuencias demandas judiciales a nivel internacional contra la estatal petrolera. En el caso de la Asociación de la Faja del Orinoco se ajustó repentinamente las regalías acordadas por contratos aprobados por el Congreso Nacional de la República. Al comienzo las regalías estuvieron al uno por ciento (1%) de la producción comercial y hasta por nueve años o hasta que los ingresos por la venta del crudo triplicarán el valor de la inversión inicial se irían elevando hasta 16 2/3%.

Tales situaciones y entre otras, han provocado que en el sector de hidrocarburos se esté apuntando hacia la dirección contraria a la que debería asumir una empresa de petrolera globalizada, considerando que su marco jurídico adolece de algunas de las deficiencias propias de las materias, ya que como se evidenció ha experimentado algunos problemas de puesta en práctica. Por ello, se recomienda sea revisado con rigor y modificado en función de los intereses de las inversiones en el país. Esto implica la búsqueda de un consenso político y social mínimo para garantizar su viabilidad y sostenibilidad en el tiempo de las inversiones.

De acuerdo el Servicio Geológico de Estados Unidos (USGS por sus siglas en inglés), estimó que las reservas recuperables en la Faja del Orinoco alcanzan los 513 mil millones de barriles, un número que duplica el volumen

de crudo que yace en el subsuelo de Arabia Saudita (conocido como el mayor productor de oro negro del mundo) y es tres veces superior a los cálculos locales iniciales de 172 mil millones de barriles.

Esto causó un revuelo entre expertos nacionales e internacionales, pero sin duda, representaba un estímulo para las empresas ávidas por tener acceso a reservas frescas, reafirmando su decisión de apostarle a los nuevos desarrollos de la Faja. Además, según el Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo, la Faja contiene alrededor de 1.360 millones de barriles de Petróleo Original en Sitio (POES), y como reservas primarias se estiman 235.000 millones de barriles de crudo pesado y extrapesado, estas reservas están actualmente en cuantificación y certificación.

Pero con el potencial de aumentar la producción actual a más de cuatro millones de barriles por día en el año 2015, y a más de seis millones para el 2021. Con ambas noticias el gobierno podría aprovecharlas para beneficios del país, no solo rentables económicamente, pero pueden atraer una cuantiosa inversión extranjera con relativa facilidad. No sólo los inversionistas estarían interesados, sino que el mercado ciertamente está listo para la expansión.

Criterio de Políticas Energéticas

Por otro lado y con respecto a los criterios de políticas energéticas, PDVSA gas se rige por los lineamientos establecido por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEYP), el cual tiene las siguientes competencias:

1. La regulación, formulación y seguimiento de políticas, la planificación, realización y fiscalización de las actividades del Ejecutivo Nacional en materia de hidrocarburos y energía en general.
3. El estudio de mercado y análisis y fijación de precios de los productos de petróleo y del servicio de la electricidad.

Otro organismo que dicta políticas energéticas, y además está adscrito al MPPEYP, es el Ente Nacional del Gas (ENAGAS), el cual según la Ley de Hidrocarburos Gaseosos (1999) en su artículo 36 dicta lo siguiente:

Se crea un Ente Nacional del Gas, con autonomía funcional, adscrito al Ministerio de Energía y Minas, para promover el desarrollo del sector y la competencia en todas las fases de la industria de los hidrocarburos gaseosos relacionadas con las actividades de transporte y distribución y para coadyuvar en la coordinación y salvaguarda de dichas actividades.

Asimismo, ENAGAS contempla entre sus políticas institucionales las siguientes:

- Contribuir con el desarrollo del país, en concordancia con las directrices emanadas del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, las directrices establecidas en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación, y las políticas del Plan Nacional de Gas.
- Impulsar el desarrollo industrial del sector gas y sus beneficios colaterales a través de la aprobación de proyectos de infraestructura que sean de interés Nacional.
- Asegurar a los usuarios del gas el acceso a un servicio seguro, confiable y de calidad a un precio razonable.
- Educar y orientar a la ciudadanía sobre las bondades e impacto del uso intensivo de tan valioso recurso, creando una cultura colectiva sobre la importancia y utilidad del gas natural.

Tal como se destacó ambos entes son los encargados de regular el sector petrolero, tienen las atribuciones de reorientar la política energética del país, y otorgar al gas natural una mayor relevancia en el Planes de Desarrollo Nacional. Se desea desde el Estado que este hidrocarburo se convierta en uno de los pilares fundamentales sobre los que se sustente el desarrollo económico y social del país.

Con respecto al Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación se encuentra estipulado en la Carta Magna venezolana en el artículo 236: “Son atribuciones y obligaciones del Presidente o Presidenta de la República: (Omissis). 18. Formular el Plan Nacional de Desarrollo y dirigir su ejecución previa aprobación de la Asamblea Nacional.” Asimismo, en el artículo 187, numeral ocho se indica: “Aprobar las líneas generales del plan de desarrollo económico y social de la Nación, que serán presentadas por el Ejecutivo Nacional en el transcurso del tercer trimestre del primer año de cada período constitucional”,

En virtud de ello se presentó ante la Asamblea Nacional los lineamientos generales del “Plan Desarrollo Económico y Social 2007- 2013”, donde Venezuela se debe orientar hacia la construcción del Socialismo del Siglo XXI, a través de las siguientes directrices en materia energética:

El acervo energético del país posibilita una estrategia que combina el uso soberano del recurso con la integración regional y mundial. El petróleo continuará siendo decisivo para la captación de recursos del exterior, la generación de inversiones productivas internas, la satisfacción de las propias necesidades de energía y la consolidación del Modelo Productivo Socialista.
(p.06)

Vale resaltar que los presupuestos públicos deben estar elaborados dentro de los lineamientos del mencionado Plan, a través del Plan Operativo Anual, tal como lo dispone la Ley Orgánica de Administración Financiera (2003) en su artículo número diez:

Los presupuestos públicos expresan los planes nacionales regionales y locales, elaborados dentro de las líneas generales del plan de desarrollo económico y social de la Nación aprobadas por la Asamblea Nacional, en aquellos aspectos que exigen, por parte del sector público, captar y asignar recursos conducentes al cumplimiento de las metas de desarrollo económico, social e institucional del país; y se ajustarán a las reglas de disciplina fiscal contempladas en esta Ley y en la Ley del marco plurianual del presupuesto.

El plan operativo anual, coordinado por el Ministerio de Planificación y Desarrollo, será presentado a la Asamblea Nacional en la misma oportunidad en la cual se efectúe la presentación formal del proyecto de ley de presupuesto.

En el mismo orden de ideas, PDVSA Gas debe ejecutar sus proyectos de inversión social bajo los lineamientos estratégicos de las políticas antes descritas, sobre todo regirse dentro de las directrices establecidas en el Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación 2007-2013, ya que tanto el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (MPPEYP) y el Ente Nacional del Gas, guían sus planes, proyectos y programas en base a sus postulados.

En este contexto, entra surge en el año 2005 el Plan Siembra Petrolera 2006-2012, el cual está alineado con la política petrolera definida por el Estado. Sin embargo, en estos últimos años han surgido un sin número de experiencias y lecciones aprendidas, donde la Junta Directiva de Petróleos de Venezuela, S.A, decidió revisar y ajustar los pronósticos de demanda y precio del crudo, revisando la cartera de proyectos ajustando el

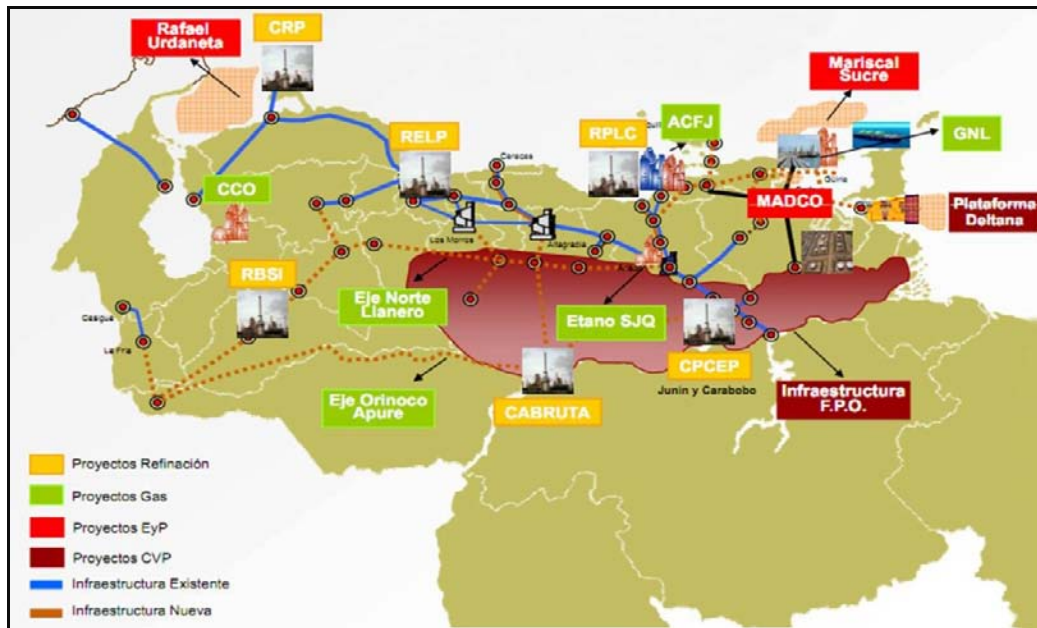
Plan a los años 2011-2030, y así jerarquizar una nueva cartera de proyectos que son a largo plazo, considerando la demanda y oferta de recursos técnicos, financieros y de personal a las nuevas realidades,

En este nuevo Plan Siembra Petrolera se establecen las directrices de la política energética nacional e internacional hasta el año 2030, las cuales se indican a continuación:

- Apalancar el desarrollo socioeconómico nacional con la finalidad de construir un nuevo modelo de desarrollo económico más justo, equilibrado y sustentable para combatir la pobreza y la exclusión social.
- Impulsar el proceso de integración energética de América Latina y el Caribe.
- Servir de instrumento geopolítico para propiciar la creación de un sistema pluripolar que beneficie a los países en vías de desarrollo, y a su vez, constituya un contrapeso al sistema unipolar actual.
- Defender la cohesión y articulación de la política petrolera de la OPEP.

Se hace oportuno mencionar que Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) tiene previsto invertir en el período 2008-2021 un total de 250 mil millones de dólares en 18 proyectos de alto impacto en materia de gas (ver figura número siete), lo cual permitirá cubrir la demanda interna, contribuir con la construcción del nuevo modelo económico, productivo y social del país, maximizar y valorizar los recursos gasíferos e impulsar el desarrollo endógeno y sustentable en las áreas de influencia, así como propiciar la integración latinoamericana.

Figura 7. Cartera Actual y 18 Proyectos Estratégicos Nacionales.



Fuente: Informe de gestión PDVSA, 2009.

Criterio de Distribución

Este criterio de distribución se puede decir va unido al criterio de políticas energética ya que van junto con la explotación y producción de los nuevos yacimientos de gas libre. Actualmente, el país cuenta con dos redes distintas de gasoductos; una en el Oriente y centro del país y la otra en el Occidente. Las dos redes no están interconectadas, lo que constituye una situación sin sentido, ya que la región oriental del país tiene más gas del que puede consumir, y la región occidental no tiene suficiente y se ve obligada a importar el faltante de Colombia.

Por lo tanto, la principal prioridad de este criterio es interconectar todas las redes posibles, es expandir la distribución de gas a cada vivienda

de las zonas urbanas, y con varias de las principales ciudades del país. Por el momento hay suficiente disponibilidad de gas para uso residencial en las urbanizaciones de clase media de Caracas, Valencia y Maracaibo. El resto del país debe depender bien sea de energía eléctrica o, más a menudo, del gas de bombona (butano). La mayoría de los centros urbanos, desde Maracaibo hasta Ciudad Guayana, sencillamente carecen de la infraestructura necesaria para llevar el gas por tubería a cada casa particular.

En este sentido, el Plan Siembra Petrolera 2011-2030, está llevando a cabo algunos proyectos de exploración y producción a nivel nacional de manera progresiva, con la finalidad de consolidar las metas previstas, y dirigidas a satisfacer la demanda de consumo interno, entre lo más proyectos más destacados se pueden mencionar:

- **El Proyecto Anaco:** que distribuirá gas líquido por todo el eje oriental, y tiene como objetivo la construcción de seis centros operativos con capacidad de recolectar, comprimir y transferir una producción de 2.800 MMPCND de gas y 39 MBD de crudo liviano, con el fin de manejar en forma confiable y segura la producción de gas y crudo de los campos: San Joaquín, Santa Rosa y Zapato Mata R. La inversión total estimada es de 4.426 millones de dólares y se espera que el proyecto culmine en el año 2016. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2009 es aproximadamente 1.812 millones de dólares.
- **El Proyecto de Gas Interconexión Centro-Occidente (ICO):** tiene como objetivo conectar los sistemas de transmisión de gas natural de la región este y central Venezuela (Anaco, estado Anzoátegui a Barquisimeto, estado Lara) con el sistema de transmisión en el oeste del país (Ulé, estado Zulia a Amuay, estado Falcón). La inversión estimada es de 884

millones de dólares. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2009 es aproximadamente es de 87 millones de dólares.

- **El Complejo Criogénico de Occidente (CCO):** tiene como objetivo optimizar el esquema de procesamiento del gas natural en la región occidental del país. Este proyecto, incluye el diseño y construcción de la infraestructura necesaria para procesar 950 MMPCD de gas y un factor de recobro de etano de 98%, como reemplazo de las instalaciones de extracción existentes que presentan más de 20 años en operación.

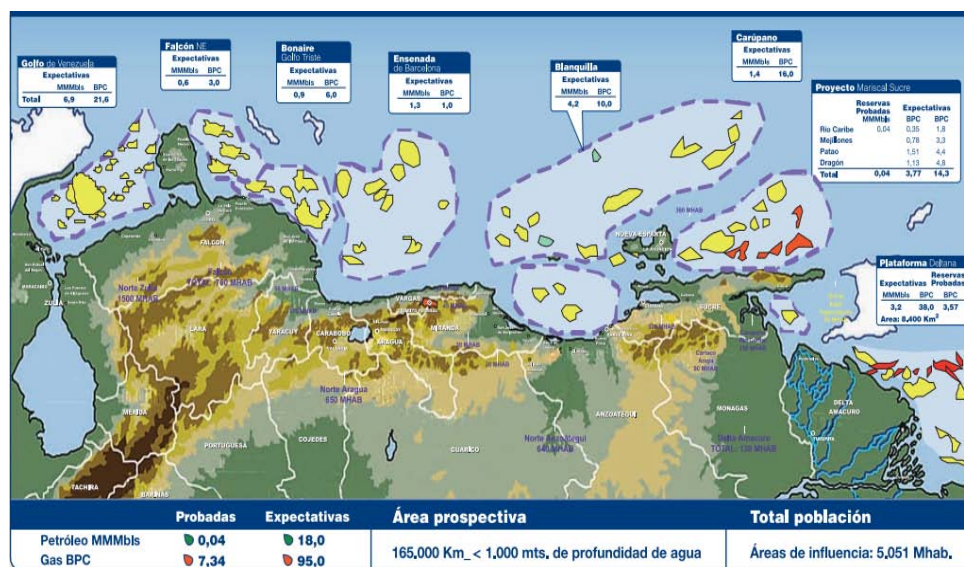
Además, se prevé el desarrollo industrial integral de los yacimientos de gas Costa Afuera en el oriente y occidente del país, para aumentar la producción de gas a 12.568 millones de pies cúbicos diarios para el año 2015. El gas producto de las perforaciones iniciadas, en una primera etapa, estará dirigido a satisfacer los requerimientos del mercado interno venezolano. Posteriormente, se completarán los volúmenes de gas necesarios para que Venezuela, a partir del año 2016, tenga las posibilidades ciertas de convertirse en un exportador de gas mediante la tecnología de gas natural licuado.

Entre los proyectos de gas pero costa afuera (ver figura número ocho) se están ejecutando los siguientes para proporcionar una matriz de combustible a los países con necesidades energéticas de Suramérica, el Caribe, y la Cuenca del Atlántico, se destacan:

- **El Proyecto Gas Delta Caribe oriental:** consiste en la construcción de la infraestructura requerida para incorporar al mercado interno el gas proveniente de los desarrollos de gas costa afuera, en el oriente del país. El proyecto tiene un presupuesto aprobado de 8.811 millones de dólares

para ejecutarse en el período comprendido entre los años 2008 y 2014. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2009 es aproximadamente 817 millones de dólares.

Figura 8. Principales Proyectos de Gas Costa Afuera.



Fuente: Petróleos de Venezuela, S.A.

- **La Plataforma Deltana:** entre el estado Delta Amacuro y la isla de Trinidad, se ha convertido en la bandera de los planes en alta mar, y tiene como objetivo suministrar Gas Natural Licuado. Está inmerso dentro del proyecto Delta Caribe Oriental y comprende el desarrollo de exploración y explotación de gas no asociado Costa Afuera en un área de 9.441 Km², dividida en cinco bloques.
- **El Proyecto Rafael Urdaneta:** el proyecto se encuentra ubicado en el Golfo de Venezuela y al noreste del estado Falcón, posee expectativas de incrementar las reservas en 23 Billones de Pies Cubico de gas natural no asociado y 7 millardos de barriles de hidrocarburos líquidos. Otro propósito proyecto es descubrir, cuantificar y explotar los yacimientos de

gas libre para satisfacer en una primera fase de producción la demanda energética de la región nor-occidental del país, principalmente en el Centro Refinador Paraguaná (CRP).

- **El Proyecto Mariscal Sucre:** El proyecto tiene como objetivo desarrollar, en armonía con el ambiente, 70% de las reservas de gas no asociado y líquidos condensados de los campos Dragón, Patao, Mejillones y Río Caribe, ubicados en el norte de Paria. El proyecto tendrá una inversión aproximada de 10.849 millones de dólares para ejecutarse en el período comprendido entre los años 2008 y 2016. El saldo de las obras en progreso al 31 de diciembre de 2009 es aproximadamente 1.015 millones de dólares.
- **Proyecto Orinoco Magna Reserva (POMR):** cuyo objetivo es cuantificar y certificar las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco, la cual se encuentra localizada en la parte sur de los estados Guárico, Anzoátegui y Monagas; constituye un gigantesco reservorio que abarca un área geográfica aproximada de 55.000 Km².

En el mismo orden de ideas, entre los proyectos más relevantes de inversión en gasoductos para mercados internacionales que se piensan ejecutar a futuro y atendiendo al grado de madurez de los mismos:

- **El Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA):** el cual será fuente de distribución de gas licuado hacia Buenos Aires, Argentina. También, será el centro de acopio de la producción de la Plataforma Deltana y del Mariscal Sucre. Además este complejo tendrá una planta de licuefacción, plantas para procesamiento de los crudos y servicios de muelles para el recibo y despacho de Gas Natural Licuado.

- Figura 9. Visualización de los Gasoductos Centroamericano y Transcaribeño.**



- 65

de Manaos, para unirlo posteriormente a Brasilia, Río de Janeiro y San Pablo.

- **Gran Gasoducto del Sur:** es un gasoducto de aproximadamente 8.000 km, su construcción se decidió el nueve de diciembre de 2005 en Montevideo, con la declaración firmada por Argentina, Brasil y Venezuela en el marco de Petrosur. Además, sería administrado por las empresas: Enarsa, estatal argentina, la brasileña Petrobras y la venezolana PDVSA. Éste partiría de Venezuela desde la ciudad de Puerto Ordaz a la ciudad brasileña de Manaos, donde se dividiría en dos ramas, una hacia el noreste brasileño y otra hacia Brasilia y Río de Janeiro, desde donde seguiría hacia Uruguay y Argentina. Se estima que costaría alrededor de 25.000 millones de dólares. De todas formas, deberá superar una larga cadena de obstáculos. En primer lugar, la cantidad de inversión necesaria que es formidable. (Ver figura número diez).

Figura 10. Ejemplo del Gran Gasoducto del Sur.



Fuente: Petróleos de Venezuela, S.A

Vale resaltar, que en el 2007 el proyecto del gasoducto del Sur, se congeló por razones de orden político y por cuestionamientos de factibilidad técnica y viabilidad financiera. Los expertos consideran que no es rentable transportar gas a una distancia superior a los 4.000 kilómetros, debido a las pérdidas de presión que sufriría el gas. Asimismo, a nivel financiero, la principal crítica se refiere al elevado costo del proyecto (cerca de 25.000 millones de dólares) que implicaría tarifas altas para el transporte, en comparación con la alternativa de transportar Gas Natural Licuado (GNL) y regasificarlo, que resultaría más viable y menos costoso.

Todos los proyectos antes mencionados, no son los únicos que están en marcha actualmente, existen otros relacionados con el gas natural que gobierno tras gobierno se han venido ejecutando. Sin embargo poco a poco se han hecho realidad, y en los últimos años se han desarrollado planes de acción estratégicos, que además están orientados principalmente a la mejora de la industria para el abastecimiento nacional.

Por ejemplo, en el año 2009 se continuó con el desarrollo del proyecto Sistema Nor-Oriental de Gas (SINORGAS), para la construcción de la infraestructura requerida para incorporar al mercado nacional el gas proveniente de Costa Afuera del oriente del país, y se completó la Interconexión Centro Oriente-Occidente (ICO) a través del tendido del gasoducto entre estas regiones; de esta forma se inicia la transferencia de gas hacia el occidente del país, la cual se irá incrementando paulatinamente hasta alcanzar un total de 520 millones de pies cúbicos diarios.

Toda la inversión económica de los diversos proyectos tanto nacionales como internacionales, es porque a diferencia del petróleo, donde

los esquemas de producción temprana pueden apalancar las economías de los proyectos de su cadena, el gas si requiere de un desembolso de grandes cantidades de capital antes de que el primer pie cúbico llegue al mercado.

En los proyectos de gasoductos se debe incluir el tiempo que va desde el descubrimiento hasta la operación comercial de la cadena, que puede ser de entre uno y cinco años, pero siempre dependiendo de otros factores como: la cercanía del mercado a la fuente, la topografía del terreno, la permisología asociada, la estructura regulatoria y el acceso a fuentes de financiamiento.

Definición de Términos Básicos

Son conceptos relacionados directamente con la investigación, ordenados alfabéticamente y utilizando solamente la terminología con la finalidad de facilitar la lectura y comprensión sin la necesidad de acudir a otros textos especializados o diccionarios haciendo que el presente documento sea lo más inteligible posible.

Butano: es un hidrocarburo saturado, parafínico o alifático, inflamable, gaseoso que se licúa a presión atmosférica a $-0,5\text{ }^{\circ}\text{C}$, formado por cuatro átomos de carbono y por diez de hidrógeno, cuya fórmula química es C_4H_{10} . También puede denominarse con el mismo nombre a un isómero de éste gas: el isobutano o metilpropano.

Crudo pesado: es cualquier tipo de petróleo crudo que no fluye con facilidad. Se le denomina pesado debido a que su densidad o peso específico es superior a la del petróleo crudo ligero. Crudo pesado se ha

definido como cualquier licuado de petróleo con un índice API inferior a 20°, lo que significa que su densidad es superior a 0.933. Este resultado del petróleo crudo pesado es una degradación por estar expuesto a las bacterias, el agua o el aire, como consecuencia, la pérdida de sus fracciones más ligeras, dejando atrás sus fracciones más pesadas.

Crudo extrapesado: es un crudo de menos de 10° API (en otras palabras más pesado que el agua, 10° API es la gravedad del agua), y tiene una viscosidad dinámica igual a, o menor de, 10.000 milipascales/segundo a la temperatura del yacimiento.

Costo: Es el valor sacrificado para adquirir bienes o servicios, se mide en unidades monetarias, mediante la reducción de activos.

Etano: es un hidrocarburo alifático alcano con dos átomos de carbono, de fórmula C_2H_6 . En condiciones normales es gaseoso y un excelente combustible. Su punto de ebullición está en -88 °C. Se encuentra en cantidad apreciable en el gas natural.

Flujo de caja: se entiende por flujo de caja o flujo de fondos las entradas y salidas de caja o efectivo, en un período dado. El flujo de caja es la acumulación neta de activos líquidos en un periodo determinado y, por lo tanto, constituye un indicador importante de la liquidez de una empresa.

Gasto: Se entiende por gasto el costo que origina el uso de las cosas o servicios con la finalidad de generar ingreso.

Gasoductos: Son sistemas de tuberías de diferentes diámetros los cuales son utilizados para el transporte de gas desde un yacimiento de gas libre o asociado desde las estaciones de producción hasta las plantas de

compresión, y desde éstas a los sistemas de inyección para recuperación secundaria, a la venta o a los centros de consumo (residencias, comercios e industrias).

Gas natural: Está formado por hidrocarburos, pero muy ligeros y en estado gaseoso, de ellos el más importante es el gas metano. Las aplicaciones del gas natural son iguales a las de los otros productos petrolíferos, destacando como combustible doméstico para cocinas y calderas de agua caliente y calefacción.

Gas Natural Licuado (GNL): es gas natural que ha sido procesado para ser transportado en forma líquida. Para convertir el gas natural en líquido, se enfría el gas tratado hasta aproximadamente $-161\text{ }^{\circ}\text{C}$, que es la temperatura a la cual el metano (su componente principal) se convierte a forma líquida. El proceso de licuefacción es similar al de refrigeración común: se comprimen los gases refrigerantes produciendo líquidos fríos, tales como propano, etano/etileno, metano, nitrógeno o mezclas de ellos, que luego se evaporan a medida que intercambian calor con la corriente de gas natural.

Gas Licuado de Petróleo (GLP): se puede decir que los GLP son una mezcla de propano y butano (gases condensables disueltos en petróleo), sus componentes aunque a temperatura y presión ambiental son gases, son fáciles de condensar, de ahí su nombre.

Gas asociado: gas que acompaña al petróleo crudo cuando éste es extraído; normalmente es obtenido a través de baterías de separación y está compuesto de pequeñas cantidades, principalmente por: metano, etano, propano, butano y por otras impurezas como agua, ácido sulfhídrico, etcétera.

Gas no asociado: gas que proviene directamente de yacimientos de gas natural; su contenido de crudo u otros líquidos es muy reducido y comparativamente contiene menos productos pesados que el gas asociado.

Gravedad API: una escala adoptada por el Instituto Americano de Petróleo, de acuerdo a sus °API en: condensados, liviano, mediano, pesado, extrapesado. La °API se determina a partir de la densidad del crudo, existen diferentes métodos de determinarla. Los crudos se clasifican, según la gravedad API, por la siguiente escala:

Extrapesados < 9,9

Pesados 10 - 21,9

Medianos 22,0 - 29,9

Livianos 30 – 39,9

Condensados > 40

Hidrocarburo: son compuestos orgánicos formados únicamente por átomos de carbono e hidrógeno. La estructura molecular consiste en un armazón de átomos de carbono a los que se unen los átomos de hidrógeno.

Metano: es el hidrocarburo alcano más sencillo, cuya fórmula química es CH_4 . Es una sustancia no polar que se presenta en forma de gas a temperaturas y presiones ordinarias. Es incoloro e inodoro y apenas soluble en agua en su fase líquida, y constituye hasta el 97% del gas natural.

Líquidos de Gas Natural (LGN): son porciones líquidas obtenidas del gas natural en instalaciones de campo o plantas de procesamiento, incluidos, etano, propano, butano, pentano, gasolina natural y condensada de plantas.

Pentanos: es un hidrocarburo saturado o alcano con fórmula química C_5H_{12} , y se encuentra en forma líquida a temperatura ambiente. Los pentanos son

componentes de algunos combustibles y se emplean como disolvente de laboratorio. Sus propiedades son muy similares a las de los butanos y hexanos.

Petróleo: se refiere a líquidos y gases que predominantemente están compuestos de hidrocarburos. El petróleo también puede contener componentes no hidrocarburos en la cual los átomos de azufre, oxígeno y/o nitrógeno están combinados con carbono e hidrógeno. Ejemplos comunes de no-hidrocarburos encontrados en el petróleo son nitrógeno, dióxido de carbono y sulfuro de hidrógeno.

Planta Regasificadora: es una instalación industrial que existe entre la de extracción del gas natural licuado y la red de distribución de gas natural. En ella se lleva a cabo el proceso que convierte el gas natural licuado en gas natural.

Propano: es un gas incoloro e inodoro, su fórmula química es C_3H_8 . Es un subproducto del procesamiento del gas natural y de la refinación del petróleo. En condiciones ambientales el propano es claro, sin color y gas sin olor. Se convierte en líquido bajo presión moderada y es almacenado y provisto en su estado líquido. El propano es 270 veces más denso como líquido que como vapor.

Reservas probadas: son las cantidades de petróleo que, por análisis de datos de geología e ingeniería, pueden ser estimadas con "razonable certeza" que serán recuperables comercialmente, a partir de una fecha dada, de reservorios conocidos y bajo las actuales condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones. Las reservas probadas pueden ser sub-divididas en desarrolladas y no desarrolladas.

Reservas no probadas: están basadas en datos de geología y/o ingeniería, similares a los usados en el estimado de las reservas probadas; pero incertidumbre técnicas, contractuales, económicas o de regulación hacen que estas reservas no sean clasificadas como probadas. Las reservas no probadas pueden ser sub-clasificadas como probables y posibles.

- **Probables:** son las reservas no probadas que el análisis de datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas que las probadas. En este contexto, cuando se usen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 50% de que la cantidad a ser recuperada será igual o excederá a la suma del estimado de reservas probadas más las probables.
- **Posibles:** son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables. En este contexto, cuando se utilicen métodos probabilísticos, debe existir al menos una probabilidad de 10 % de que las cantidades a ser recuperadas serían iguales o excederían la suma de las reservas probadas más probables y más posibles.

Yacimientos: un yacimiento, depósito o reservorio petrolífero, es una acumulación natural de hidrocarburos en el subsuelo, contenidos en rocas porosas o fracturadas (roca almacén). Los hidrocarburos naturales, como el petróleo crudo y el gas natural, son retenidos por formaciones de rocas suprayacentes con baja permeabilidad

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En términos generales, el método es la vía o camino que se utiliza para llegar a un fin o para lograr un objetivo, en el campo de la investigación se emplea para abordar un problema. Por ello el alcance del estudio dependerá de las estrategias aplicadas, así como del diseño y otros componentes en el proceso. En este sentido, Sabino (2004) define a la metodología como: “los pasos y procedimientos que se han seguido en una indagación determinada para designar modelos concretos de trabajo que se aplican a una disciplina o especialidad” (p. 81).

Tipo de Investigación

Según Giménez (2008) “Los tipos de investigación surgen de la relación que se establece entre el sujeto que investiga y el objeto investigado” (p. 53). En tal sentido, el tipo estudio que se aplicó fue de tipo documental, el cual considerando la definición de Arias (2006): “se basa en la obtención y análisis de datos provenientes de materiales impresos u otros tipos de documentos” (p. 49).

Nivel de la Investigación

Se refiere al nivel de profundidad con que se aborda un objeto o fenómeno. El nivel de investigación del presente estudio fue de tipo descriptiva-exploratoria. Con respecto a la investigación descriptiva Tamayo

y Tamayo (2001), la define como: “se trata de obtener información acerca de un fenómeno o proceso, para describir sus implicaciones, sin interesarse mucho (o muy poco) en conocer el origen o causa de la situación” (p. 58).

Con relación a que la investigación también es exploratoria, es porque el tema investigado es poco conocido, y está brindando los primeros conocimientos sobre la evaluación económica del proyecto Gasoducto Eje Orinoco-Apure. Este tipo de estudio Arias (2006) lo refiere como: “aquella que se efectúa sobre un tema u objeto poco conocido o estudiado, por lo que sus resultados constituyen una visión aproximada de dicho objeto. (p.19).

Diseño de la Investigación

El diseño de la investigación se refiere a la manera, cómo se dará respuesta a las interrogantes formuladas en la misma. Por supuesto, están relacionadas con la definición de estrategias a seguir en la búsqueda de soluciones al problema planteado. El diseño según Palella y Martins (2004) es definido como: “La estrategia que adopta el investigador para responder al problema, dificultad o inconveniente planteado en el estudio” (p.80).

En tal sentido, este trabajo se caracterizó por ser un diseño de campo, que se basa en un método que permite recoger los datos en forma directa de la realidad en donde se presentan los hechos. Según Hernández (2003), señala: “la investigación de campo se realiza en el propio lugar en donde se desarrollan los acontecimientos, la modalidad que adopta es la de estudios de casos”. (p. 89).

Técnica de la Recolección de la Información

Según Sabino (2004) las técnicas de recolección de datos: “son los recursos con los que cuenta el investigador para acercarse a los fenómenos y extraer de ellos información” (P. 56). Basado en lo mencionado anteriormente, se explican a continuación las técnicas e instrumentos seleccionados para cubrir el presente trabajo de investigación:

La Recopilación Documental

Según los autores Palella y Martins (2004), describen esta técnica como: “el análisis documental que permitió la consulta de las fuentes bibliográficas y documentales para explorar y conocer lo que otros han hecho en relación al problema elegido” (p. 84). En este sentido, toda investigación debe tener respaldo teórico, por ello se recurrió a fuentes bibliográficas. Las cuales fueron de vital importancia, ya que a través de ella se logró seleccionar y analizar información de diversas fuentes documentales, impresas y electrónicas, y así obtener una concepción teórica del problema investigado, y permitió lograr una visión más amplia de la realidad.

La Entrevista

De acuerdo con Rojas (2005) define entrevista como: “Conversación y/o relación interpersonal entre dos o más personas, con unos objetivos determinados, en la que alguien solicita ayuda y otra persona la ofrece, lo que configura una diferencia explícita de roles en las personas intervinientes” (p. 123).

El mencionado autor también refiere que según el grado de estructuración de la entrevista existen dos tipos: Estructurada y No Estructurada. Por finalidades de esta investigación, se aplicó una entrevista de forma estructurada a la encargada de Asesoría de la Gerencia de Estudios, Ingeniera Deliana Fonseca, la cual consistió en un cuestionario previamente elaborado y aplicado de forma libre, bajo la condición de no ser un encuentro regido por reglas y márgenes apropiados de relación interpersonal. Todo ello con la finalidad de diagnosticar la situación actual del Proyecto Gasoducto Eje Orinoco-Apure.

El Cuestionario

El cuestionario es un instrumento para recoger información, que supone un interrogatorio, donde las preguntas establecidas de antemano, se plantean siempre en el mismo orden y se formulan con los mismos términos. Los cuestionarios ahorran tiempo porque permiten a los individuos llenarlos sin ayuda ni intervención directa del investigador.

Al respecto Arias (2006), explica: “es un método que consiste en obtener información acerca de un grupo de individuos puede ser oral (entrevista o escrita (cuestionario)” (p. 89). En este caso el cuestionario estuvo conformado por diez preguntas, con opciones de respuestas tipo abierta, la cual permitió al entrevistado mayor libertad al responder. Cabe destacar que se cuidó la longitud del mismo, para no generar descontento y desmotivar al entrevistado.

La Validez del Instrumento

Según Hernández, Fernández y Baptista (2001), la validez se refiere: “al grado en que instrumento mide a la variable que se pretende medir” (p. 243). En este y por finalidades del estudio, la validez fue interna, porque estuvo sometido a juicio de tres expertos, donde se recurrió a dos especialistas en materia de proyectos gasíferos, los cuales realizaron las observaciones y sugerencias correspondientes, y que consideraron que cada pregunta tenía congruencia con los objetivos de la investigación, claridad en la redacción y el contenido estaba acorde con las exigencias del estudio.

Confiabilidad del Instrumento

De acuerdo con Hernández, Fernández y Baptista (2001), la confiabilidad consiste en: “al grado en que su aplicación repetida al mismo sujeto y objeto produce iguales resultados” (p. 242). En cuanto a la confiabilidad de esta investigación, y por la naturaleza del instrumento empleado, el cual estuvo compuesto por preguntas abiertas, y aplicado a una pequeña muestra, no admite índice de confiabilidad. Al respecto Bolívar (2002) refiere: “A los cuestionarios no es posible estimar la confiabilidad, si su contenido no expresa un grado de homogeneidad en las estructuras de las respuestas. De allí que sea un contrasentido efectuar este tipo de cálculo” (p. 15).

Sistema de Variables

De acuerdo con Hempel (2004): “la definición operacional de un concepto consiste en definir las operaciones que permiten medir ese

concepto o los indicadores observables por medio de los cuales se manifiesta ese concepto,” (p. 32).

Asimismo, una variable es cualquier característica del objeto de investigación que puede cambiar de valor y expresarse en diferentes categorías. Las definiciones señalan las operaciones que se tienen que realizar para medir la variable, de forma tal, que sean susceptibles de observación y cuantificación. En este caso las variables fueron tomadas de los objetivos específicos, tal como se muestra en los siguientes cuadros números cuatro y cinco:

CUADRO 4. TÉCNICO OPERACIONAL DE LAS VARIABLES

Objetivo General: Evaluar la factibilidad económica del proyecto de inversión de capital promovido por el Estado Venezolano a través de PDVSA GAS denominado “Gasoducto Eje Orinoco – Apure”.

Objetivos específicos	Definición conceptual de la variable	Dimensión	Indicador	Ítems	Instrumento
Diagnosticar la situación actual sobre la inversión de capital del proyecto “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”.	Inversión de capital: consiste en La inversión de dinero para adquirir un recurso tangible importante, con una vida útil por encima de un período de producción (tierra, instalaciones).	Inversión de capital en la Fase I del proyecto “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”.	-Inversionistas del proyecto. -Capital inicial invertido. -Riesgo del proyecto.	1 5,6,7 8,10	Cuestionario
Describir las características d del proyecto “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”.	Gasoducto Eje Orinoco-Apure: es un proyecto que consiste en transportar los volúmenes de gas, requerido para el desarrollo del Proyecto Socialista Orinoco (PSO), en especial los referidos a la demanda de los mejoradores de crudo de la Faja del Orinoco, mediante el desarrollo de un gasoducto de 482 km de 26” y 36”.	Características de la Fase I del proyecto “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”.	-Beneficios del proyecto en su fase I. -Trazados de rutas de las tres etapas de la fase I. Ubicación geográfica. -Costo económico de la Fase I. -Cronograma de ejecución del proyecto.	1 4,3,9 5,6,7 4	Cuestionario

Fuente: Marcano, L. 2011

CUADRO 5. TÉCNICO OPERACIONAL DE LAS VARIABLES

Objetivo General: Proponer pautas para el estudio de factibilidad socioeconómica de los proyectos de inversión de capital promovido por el Estado Venezolano a través de PDVSA Gas, caso: “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”.

Objetivos específicos	Definición conceptual de la variable	Dimensión	Indicador	Ítems	Fuente
Analizar los criterios que motivan los proyectos de Estado a través de PDVSA Gas.	Analizar:	Criterios que motivan a realizar los proyectos de Estado	-Criterios de legalidad -Criterios de políticas energéticas -Criterios de distribución.	N/A	Documental
Proponer unas pautas para el estudio de factibilidad socioeconómica.	Factibilidad: profundiza en el estudio de mercado, detalla los procesos productivos y la tecnología y determina los costos e ingresos totales y la rentabilidad de la inversión. Constituye la base para la toma de la decisión.	Pautas para el estudio de factibilidad socioeconómica.	-Análisis Coste Utilidad: Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno, Coeficiente Beneficio Costo. -Análisis Costo-Efectividad: costo eficiencia y costo ponderado. -Análisis Costo-Beneficio. -Coeficiente de Impacto Distributivo. -Eficiencia de la Inversión. -Tiempo de pago Dinámico. -Costo Financiero Implícito. -Costo Anual Equivalente.	N/A	Documental

Fuente: Marcano, L. 2011

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y PRESENTACIÓN DE LA INFORMACIÓN

Una vez aplicado el instrumento, y finalizada la recolección de los datos, se procede a realizar el análisis e interpretación de la información recogida para dar respuesta a las interrogantes de la presente investigación. Al respecto de acuerdo con Hurtado (2000), refiere lo siguiente: “El propósito del análisis es aplicar un conjunto de estrategias y técnicas que le permiten al investigador obtener el conocimiento que estaba buscando, a partir del adecuado tratamiento de los datos recogidos.” (p. 181).

Por lo tanto, el análisis permitirá clasificar y reclasificar el material recogido desde diferentes puntos de vista hasta optar por el más preciso y convencional. De acuerdo con Tamayo y Tamayo (2001) indica: “El análisis permitirá la reducción y sintetización de los datos, se considera entonces la distribución de los mismos” (p. 191).

En base a lo descrito por los autores a continuación se presenta la información obtenida por la aplicación de una entrevista de forma estructurada a la encargada de Asesoría de la Gerencia de Estudios, Ingeniera Deliana Fonseca, quien dio a conocer la situación actual sobre la inversión de capital en la Fase I del proyecto “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”. Todo esto a través de un cuestionario conformado por diez, con alternativa de respuesta abiertas, lo que permitió encontrar una respuesta veraz acerca de dicha situación.

CUESTIONARIO

1. ¿Por qué se consideró necesario crear este proyecto Gasoducto Eje Orinoco-Apure?

R: En el marco de las estrategias previstas por la Corporación para el desarrollo de los proyectos asociados a la Faja Petrolífera del Orinoco, que incluye la explotación de los campos Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo, además de la recuperación de infraestructura de distribución eléctrica, construcción y rehabilitación de servicios de salud, educación y vialidad; el gas juega un papel muy importante, ya que el mismo sirve como insumo para el sector petrolero en el funcionamiento de las plantas Mejoradoras de Crudo que se requieren a lo largo de la faja.

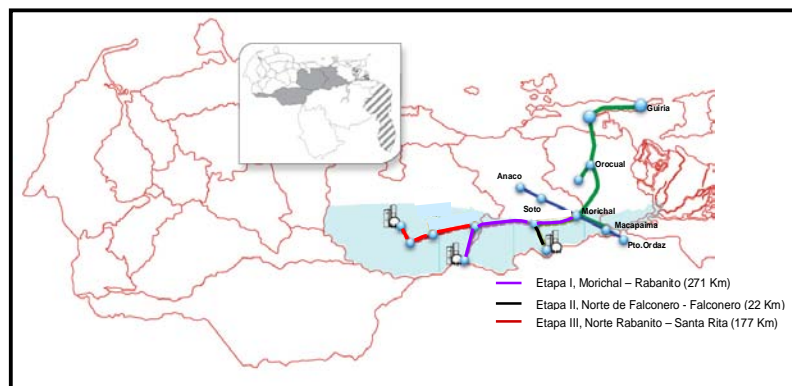
En el sector eléctrico, para el funcionamiento de las plantas termoeléctricas que van a servir a estas áreas de influencia; en el sector industrial para promover la creación de industrias (metalúrgicas, alimentos etc.), vital para la generación de nuevos empleos, y en el sector doméstico para la gasificación de las nuevas poblaciones que van a constituir la base para que todo este desarrollo en el área de la faja del Orinoco sea posible. De allí la importancia de concebir un proyecto que permita transportar el gas hacia esa zona del país.

2. ¿Quiénes estuvieron a cargo del diseño del proyecto?

R: La Superintendencia de Estudios y Asesorías adscrita a la Gerencia de Ingeniería Operacional de gas metano (G.I.O.G), encargada de realizar las visualizaciones e ingenierías conceptuales de los proyectos de Transporte y Distribución de Metano a nivel nacional, fue la encargada de realizar el estudio de Visualización del Gasoducto Orinoco Apure.

3. ¿Cuál será el trazado del proyecto Gasoducto Eje Orinoco-Apure?

R: El gasoducto Orinoco Apure en su fase inicial (Fase I), está constituido por tres etapas definidas de acuerdo al cronograma de demanda de gas de la Faja del Orinoco, tiene un total aproximado de 470 Km de longitud, y el mismo atraviesa el sur de los estados Monagas, Anzoátegui y Guárico. El detalle que se constituye en cada etapa de la Fase I del proyecto se muestra en la figura a continuación:



Cabe destacar que las siguientes fases del proyecto FASE II y III, aún no han sido definidas, porque la demanda de gas que se tiene actualmente no es significativa para justificar la continuación de este gasoducto.

4. ¿En qué fase se encuentra actualmente el proyecto Gasoducto Eje Orinoco-Apure?

R: El proyecto Gasoducto Orinoco Apure Fase I, se encuentra actualmente en la Fase de Conceptualización.

5. ¿Quiénes están a cargo de la financiación del capital económico para este proyecto?

R: El proyecto tiene cuatro etapas de ingeniería a saber, Ingeniería Visual, Ingeniería Conceptual, Ingeniería Básica, Ingeniería de Detalle y Construcción. La primera etapa fue financiada por PDVSA Gas, La segunda por una empresa bielorusa BELGIPROGAZ, y dependiendo de los resultados de esta segunda etapa se realizarán el resto de las etapas.

6. ¿Considera que se necesita más inversionistas de capital para el proyecto?

R: Dependiendo de los resultados de la Ingeniería Conceptual se buscará una alianza entre empresas venezolanas y extranjeras.

7. ¿De cuánto fue el capital inicial invertido para ejecutar este proyecto?

R: Hasta ahora solo se ha invertido en H-H de ingeniería para la realización de la Visualización del Proyecto con recurso propio. El Estimado de H-H utilizadas hasta ahora es de 1000 H-H (El pago de H-H actual del personal propio no llega a 70 Bsf, se pudiera tomar ese número para calcular lo invertido hasta ahora, es solo una sugerencia.

8. ¿Existen grandes reservas probadas de gas, para hacer este proyecto económicamente viable?

R: Según la última información oficial emitida por el MPPEP Venezuela posee 194,8 TCF en reservas de gas probadas, de las cuales 159,5 TCF son de gas asociado y 35,3 son de gas no asociado.

9. ¿Cuál es la fecha prevista para la puesta en marcha de la Fase I proyecto Gasoducto Eje Orinoco-Apure?

R: De acuerdo al último Cronograma de Ejecución del Proyecto previsto, se estima que la construcción de la Fase I se lleve a cabo por etapas de la siguiente manera:

Inicio de Construcción Etapa I: II Trimestre año 2013

Inicio de Construcción Etapa II: II Trimestre año 2016

Inicio de Construcción Etapa III: IV Trimestre año 2015

10. ¿Considera que se incrementa el riesgo de este tipo proyecto, por tardar muchos años en materializarse?

R: A medida que un proyecto se tarde más en culminar, los costos se elevan, porque tanto los materiales de construcción, como la mano de obra en el tiempo van aumentando, y en un país como este, donde la economía solo se sustenta en el petróleo, la inflación anual tiende a ser muy elevada, por lo que año a año el impacto en la inversión puede ser considerable hasta un punto en que el proyecto no es viable. Esa sensibilidad y punto de quiebre se puede calcular, hay métodos para ello y así estimar el riesgo en la inversión.

Sin embargo, el gasoducto debe tener una articulación con proyectos aguas arriba y proyectos aguas abajo, de tal manera que realizar el gasoducto, y no se tienen los clientes aguas abajo en operación la eficiencia en la inversión como PDVSA será afectada. Es por ello que su sincronización con los proyectos y actividades aguas arriba (Proyecto Mariscal Sucre) y aguas abajo (Mejoradores en Faja y Refinería) deben ser totalmente alineada.

Análisis

El proyecto Gasoducto Eje Orinoco-Apure ha seguido adelante bajo el Plan Siembra Petrolera (2011-2030), incluido en el Proyecto Orinoco Magna Reserva, el cual es un nuevo esquema de negocio para los proyectos contemplados de la Faja del Orinoco. De acuerdo con el Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo, la Faja contiene alrededor de 1.360 millones de barriles de Petróleo Original en Sitio (POES), y como reservas primarias se estiman 235.000 millones de barriles de crudo pesado y extrapesado, estas reservas están actualmente en cuantificación y certificación. Pero con el potencial de aumentar la producción actual a más de cuatro millones de barriles por día en el año 2015, y a más de seis millones para el 2021.

Asimismo, la Faja del Orinoco está dividida en 31 bloques, donde diversos países y múltiples compañías participan en diversas actividades: cuantificación y certificación de reservas, exploración y producción de petróleo, mejoramiento del mismo y su posterior comercialización. Por ejemplo, ya en cuatro bloques (Junín 2, Junín 4, Junín 5 y Junín 6) se conformaron empresas mixtas para realizar labores de explotación de crudo. En todos los casos PDVSA posee el 60% de la mayoría accionaria y el restante 40% repartidos en las empresas foráneas, entre las que destacan: CNPC (China), ENI (Italia), Gazprom (Rusia), Belarús (Bielorrusia) Petrovietnam, Lukoil (Rusia) entre otras.

Actualmente, se prevé unos 54.000 millones de dólares se desembolsarán en cuatro bloques de Junín para desarrollar la producción petrolera en la Faja. Al respecto, el presidente Hugo Chávez ha informado

que unos 18.000 millones de dólares invertirán PDVSA y ENI para desarrollar el Bloque Junín 5; otros 16.000 millones de dólares provendrán de CNPC de China para el Junín 4; y un total de 20.000 millones de dólares desembolsará Rusia para el Junín 6.

Este Gasoducto Eje Orinoco Apure, es una de las mejores medidas estratégicas gubernamentales implementadas para el desarrollo del sector gasífero, puesto que tendrá a largo plazo muchos beneficios al mercado interno, ya que está utilizando el exceso de gas del eje oriental del país, para cubrir las demandas del resto de los Estado, incluidas las empresas petroquímicas, así como también el desarrollo de negocios, tecnología, desarrollo social, infraestructura petrolera y no petrolera, y proyectos productivos socialistas.

Con respecto al mercado externo, el Proyecto Orinoco Magna Reserva, fue realizado con visión geopolítica, en el que participarán 22 países, permitirá elevar las reservas venezolanas a 316 mil millones de barriles de crudo, ratificando a Venezuela como el país con la mayor acumulación de hidrocarburos líquidos a nivel mundial. Cobrando gran interés para las más importantes empresas gasíferas y petroleras a nivel mundial, ya que se abrirán estrategias de integración energética y se diversificarás los mercados de exportación.

Además, con este Proyecto no sólo se desarrolla un complejo gasífero de envergadura, en su paso por la instalación de plantas en los centros poblados del territorio nacional, se dejarán obras de interés social que permitirán mejorar la calidad de vida de millones de venezolanos. Hasta la fecha se han desarrollado en el estado Anzoátegui: un Centro Bolivariano de

Informática y Telemática seis Aulas de clases, se han mejorado y ampliado dos escuelas, se ha construido un sistema de abastecimiento de agua potable y se rehabilitado vías agrícolas.

En pocas palabras, el Proyecto afianzará la modernización e independencia energética de Venezuela, consolidando beneficios económicos y sociales bien sea del uso doméstico, comercial e industrial, a través del cual se logrará la gasificación de ciudades por tuberías, así como la gasificación vehicular para el uso de carros con sistemas duales para sustituir la gasolina por el gas.

CAPÍTULO V

LA PROPUESTA

PROPONER LAS PAUTAS PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD SOCIOECONÓMICA DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN DE CAPITAL PROMOVIDOS POR EL ESTADO VENEZOLANO A TRAVÉS DE PDVSA GAS, CASO: “GASODUCTO EJE ORINOCO-APURE.

En este capítulo el objetivo es describir mediante pautas específicas el estudio de factibilidad socioeconómica que se deben aplicar en proyectos de inversión de capital. Las evaluaciones socioeconómicas se realizan para determinar los indicadores relacionados con las condiciones sociales y los impactos o alcances que puede causar sobre una comunidad. La evaluación financiera del proyecto de inversión de capital, es la que está prevista en los lineamientos de PDVSA y se realizan para determinar los indicadores económicos de proyecto y el impacto sobre el flujo de caja de la empresa y de la nación. Existen organismos internacionales como la Comisión Económica para Latinoamérica y el Caribe (CEPAL) e Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES), de cómo evaluar los proyectos de inversión social y los indicadores sociales.

Por otra parte, la investigación sigue una lógica descriptiva, ya que según Hernández, Fernández y Baptista (2001). “busca especificar las propiedades importantes de personas, grupos, comunidades o cualquier otro fenómeno que esté sometido al análisis”. (p. 60). Con base a esto se describirán las pautas que constituirán la parte más sobresaliente de la realización de este estudio, tomando principal interés en los beneficios e impactos indirectos y directos del caso: “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”.

Pautas para el Estudio de Factibilidad Socioeconómica

1. El Precio Social

Para la evaluación socioeconómica de los proyectos se deberán utilizar los precios sociales. Estos precios siguen al impacto generado en la distribución del ingreso por el uso o producción de bienes y servicios. Busca reflejar: que el consumo adicional tiene mayor valor para los pobres que para los ricos. Una unidad de inversión puede valer más que una unidad adicional de consumo en el caso de la mano de obra, es menester que en el cambio de empleo se genere una variación en el consumo a precios de mercado, es decir un salario mayor. El costo social del proyecto se compensa con el incremento en el consumo a precios de mercado por: incremento en el salario, superiores rendimientos en el capital invertido y pago marginal o gratuito por el uso de la infraestructura públicas.

Los procesos para mejorar la inversión pública, consiste en cumplir anualmente la labor de estudiar y revisar los precios sociales de los factores básicos de producción: tasa de descuento, mano de obra y divisa; el objetivo del cálculo de los precios sociales es contar con valores que reflejen el verdadero costo para la sociedad de utilizar unidades adicionales de estos factores durante la ejecución y operación de un proyecto de inversión.

Para esto, se tiene que realizar una serie de actividades tendientes a revisar los supuestos básicos del estudio y actualizar el cálculo de los precios sociales a la realidad actual de la economía del país; dicha realidad es contemplada en las relaciones precio cuenta (RPC) por lo tanto para convertir los precios de mercado en precios sociales, es necesario multiplicar

dichos precios de mercado por los RPC. Es importante resaltar que todos los indicadores financieros medidos con precios sociales representan la evaluación social de los proyectos.

Se mencionan algunas de las aplicaciones:

- **Cálculo del Precio Social de la Mano de Obra:** se considera como el costo marginal en que incurre la sociedad por emplear un trabajador adicional de cierta calificación. Para uniformar criterios respecto de la calificación de la mano de obra, se tienen: mano de obra calificada, semi-calificada y no calificada. El costo social de la mano de obra se obtiene a partir de la siguiente formula:

$$PS = g \times PB$$

Dónde:

PS = precio social de la mano de obra.

G = factor de corrección según tabla siguiente.

PB = salario bruto o costo para el empleador de la mano de obra (costo privado).

- **Precio social de la divisa:** La discrepancia entre el costo social de la divisa y el costo privado se origina si la economía valora una divisa adicional en más o menos de lo que efectivamente le cuesta en términos de recursos productivos sacrificados. deberá calcularse sobre la base del La fórmula para el cálculo del precio social de la divisa es:

$$TCs = F \cdot TC \text{ obs}$$

Dónde:

F = factor de ajuste.

TCs = El tipo de cambio social o precio social de la divisa.

TC obs = tipo de cambio del dólar observado

- **Cálculo de la Tasa Social de Descuento:** representa el costo de oportunidad en que incurre el país cuando utiliza recursos para financiar proyectos. Estos recursos provienen de las siguientes fuentes: de menor consumo (mayor ahorro), de menor inversión privada y del sector externo. Por lo tanto, depende de la tasa de preferencia intertemporal del consumo, de la rentabilidad marginal del sector privado y de la tasa de interés de los créditos externos.

Existen otros mercados en los cuales también se presentan distorsiones y para cuyos factores más relevantes se han calculado los respectivos precios sociales; éstos corresponden al valor social del tiempo, el precio social de los vehículos nuevos, el combustible, los lubricantes y la mano de obra de mantención. Estos precios se aplican básicamente en proyectos de transporte (urbano, caminero o interurbano, ferroviario, marítimo y aéreo), sin embargo, pueden ser aplicables a otras tipologías de proyectos (por ejemplo, a los de muelles y caletas pesqueras).

2. Análisis Coste-Utilidad (ACU)

En la literatura sobre evaluación social, particularmente en las guías de la CEPAL y el ILPES, mencionadas en los antecedentes de esta investigación, se encontraron referencias metodológicas de cómo evaluar los

proyectos de inversión. En estas guías se suelen realizar las siguientes técnicas de análisis cuantitativas, que son consideradas como unas de las pautas de este estudio, se caracterizan por analizar aquellos fenómenos observables y susceptibles de medición, aunque se utilizan en PDVSA se recomienda que se sigan usando pero a precios sociales, tales como:

Es un método de evaluación económica que se basa en la cuantificación de los costos y beneficios monetarios actualizados a precios de mercado de un proyecto específico, en este caso como se dijo anteriormente se ajustaran a precios sociales o económicos. En este tipo de análisis se emplean los siguientes indicadores:

- **El Valor Presente Neto (VPN):** La palabra procede de la expresión inglesa Net Present Value, y el acrónimo es NPV en inglés y VAN en español. Es el modelo o método de mayor aceptación, y consiste en la actualización de los flujos netos de fondos a una tasa conocida y que no es más que el costo medio ponderado de capital, determinado sobre la base de los recursos financieros programados con antelación. La fórmula que permite calcular el Valor Actual Neto es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Dónde:

VAN = valor actual neto.

V_t = representa los flujos de caja en cada periodo a precios sociales o económicos.

I₀ = Valor del desembolso inicial de la inversión precios sociales.

K = es el tipo de interés social.

n = es el número de periodos considerado.

Además, teóricamente, se dice que:

- VAN > 0: La inversión produciría ganancias por encima de la rentabilidad exigida (r). Es decir, el proyecto puede aceptarse.
 - VAN < 0: La inversión produciría ganancias por debajo de la rentabilidad exigida (r). Es decir, el proyecto debería rechazarse.
 - VAN = 0: La inversión no produciría ni ganancias ni pérdidas. Dado que el proyecto no agrega valor monetario por encima de la rentabilidad exigida (r), la decisión debería basarse en otros criterios, como la obtención de un mejor posicionamiento en el mercado u otros factores.
- **Tasa Interna de Retorno (TIR):** es un instrumento o medida usada como indicador al evaluar la eficacia de una inversión. Además, sirve para identificar claramente el tiempo de recuperar el capital asignado a una inversión. Según Coss Bu (2009) la también es llamado Tasa Interna de Rendimiento (TIR), está definida como: “la tasa de interés que reduce a cero el valor actual neto” (p. 73). Para su cálculo también se requiere proyectar los gastos por efectuar (valores negativos) e ingresos por recibir (valores positivos) que ocurren en períodos regulares. La fórmula para calcularla es la siguiente:

$$\sum_{t=1}^n \frac{V_F^t}{(1 + TIR)^t} - I_0 = 0$$

Dónde:

V_F^t es el Flujo de Caja en el periodo a precios sociales o económicos

I_0 = es el valor del desembolso inicial de la inversión precios sociales o económicos

K = es el tipo de interés social o económico

n = es el número de periodos considerado

TIR: tasa interna de retorno

Teóricamente, se dice que:

- Tasa Interna de Retorno > i: se puede realizar el proyecto.
 - Tasa Interna de Retorno < i: se rechazará el proyecto.
 - Tasa Interna de Retorno = i: el inversionista es indiferente entre realizar el proyecto o no.
-
- **Coefficiente Beneficio-Costo (CB):** La relación beneficio-costos se define como aquel coeficiente de evaluación de proyectos, que resulta de dividir los ingresos netos actualizados entre los egresos. En otras palabras indica cuánto representan los ingresos actualizados frente a los egresos actualizados. La fórmula para calcularla es la siguiente:

$$B/C = \left[\sum_{i=1}^n Y_i / (1+r)^n \right] / \left[I_0 + \sum_{i=1}^n c_i / (1+r)^n \right]$$

Dónde:

B/C= beneficio-costos a precios sociales o económicos.

r = costo de oportunidad social del capital.

n = último año del periodo

I₀ = es el valor del desembolso inicial de la inversión a precios sociales o económicos.

Y = ingresos brutos del proyecto precios sociales o económicos.

C= costo del proyecto a precios sociales o económicos.

Teóricamente, se dice que:

- Si el Beneficio-costos (r %) es > 1: quiere decir que el valor bruto de sus beneficios son superiores a sus costos. En este caso la decisión será llevar a cabo el Proyecto de Inversión

- Si el Beneficio-costo ($r \%$) es < 1 : equivale a decir que sus Beneficios son inferiores a sus costos, en éste caso la regla de decisión es desechar el proyecto, por ser negativo.
- Si el Beneficio-costo ($r \%$) = 1: equivale a decir que sus beneficios son iguales a sus costos, en este caso sería indiferente aceptar o rechazar el Proyecto, antes de decidir se recomienda examinar el proyecto.

Análisis Coste-Efectividad (ACE)

De acuerdo con Drummond (2001) la principal ventaja del ACE, radica en que esta incorpora de manera directa los costos del proyecto permitiendo escoger el mejor programa a partir no sólo del efecto logrado, sino también de la valoración de los recursos utilizados para el logro de ese objetivo. Es decir, determinar cuál alternativa de proyecto logra los objetivos deseados al mínimo costo (más eficientemente). Existen dos técnicas principales del ACE para evaluar proyectos, cuyos beneficios no son fácilmente mensurables en términos monetarios:

- **El Costo-Eficiencia:** aquí los beneficios son medidos en unidades no monetarias y se tiene una sola meta o dimensión, como el número de producto entregados.
- **El Costo-Eficiencia Ponderado:** en este caso los beneficios consisten en varias metas o dimensiones, por ejemplo, la morbilidad y mortalidad, entonces las dimensiones de los beneficios necesitan ser ponderadas y reducidas a una sola medida.

Cabe destacar que el análisis Costo-Eficiencia Ponderado es apropiado cuando los proyectos o intervenciones apuntan a lograr metas

múltiples que no son mensurables en términos monetarios. Por ejemplo, podría haber varias tecnologías que simultáneamente aumentan la cobertura y la calidad de un sistema de salud, pero que no son igualmente eficaces logrando cada meta por separado. Al comparar entre los métodos para alcanzar estos objetivos se requiere reducir las dos metas a una sola medida para lo cual se necesita algún esquema de ponderación.

En general, el fundamento económico del Análisis Costo-Efectividad (ACE) parte del supuesto de que una firma (proyecto) busca minimizar los costos sujetos a una restricción de producción (restricción tecnológica). En este sentido, la función de costos es definida según la siguiente formula:

$$C(x) = \sum_{i=1}^n w_i x_i$$

Dónde:

C (x) = función de costos en el punto óptimo.

X_i = vectores de cantidades.

W_i = los factores a precios sociales.

De esta forma el Análisis Costo-Efectividad (ACE) se basa en la premisa, dado un limitado monto de recursos, debería asignárseles de forma tal que permitan obtener el mayor número de resultados o beneficios al menor costo posible, con unas consideraciones tecnológicas dadas.

Análisis Coste-Beneficio (ACB)

Según Castro y Mokate (2003) señalan que el objetivo del ACB es lograr la maximización del bienestar de la sociedad como consecuencia de la

realización de un proyecto de inversión. Pretende, por lo tanto, medir el impacto que la ejecución de un proyecto tiene sobre la disponibilidad de recursos, bienes y servicios de la sociedad. Para este fin se estiman los beneficios y los costos incrementales que se derivan de la comparación de la situación con proyecto y sin proyecto.

En el ACB se exige expresar los beneficios de los proyectos en unidades monetarias (maximización de beneficios netos). Además, este tipo de análisis, si se tienen diversas alternativas de inversión para satisfacer una misma necesidad, el objetivo es encontrar la alternativa que maximice la diferencia entre los beneficios y los costos económicos en valor presente.

Asimismo, el fundamento económico del ACB es la maximización del beneficio neto (Π) en valor presente. En particular para un periodo de tiempo (t) el problema se expresa de la siguiente manera:

$$Max \quad \Pi = \sum_{i=1}^m p_i q_i - \sum_{j=1}^n w_j x_j$$

Dónde:

$P_i q_i$ = corresponde al valor del producto del bien o servicio (i) ofrecido por el Proyecto.

$W_j X_j$ = corresponde al valor del insumo (j) utilizado por el proyecto.

Vale resaltar que el Análisis Costo-Beneficio (ACB) presenta variantes, una es el análisis de eficiencia, en este caso los precios de referencia son los precios cuenta de eficiencia. Otra es incluir los efectos redistributivos y se utilizan los precios cuenta sociales, esta última implica apartarse del juicio de

valor de que cada unidad adicional de ingreso (consumo) tiene la misma valoración para cada agente, supuesto del análisis de eficiencia.

De acuerdo con Castro y Mokate (2003), los precios cuenta de eficiencia o precios sombra son los precios que miden la contribución al bienestar social de una variación en la oferta o la demanda de un producto o un insumo por unidad. En alguna medida son precios ajustados y reflejan el verdadero valor para la economía de disponer, generar o utilizar una unidad adicional de un bien teniendo en cuenta las distorsiones que se presentan en los respectivos mercados.

Las expresiones más utilizadas del ACE parten de considerar las características de los beneficios, entre otras: si los beneficios son iguales se elige la alternativa que minimice el valor presente de los costos. Si por el contrario, las diferentes alternativas generan beneficios diferentes y estas difieren solamente por el “volumen de beneficio” que generan, es posible utilizar como criterio de selección el costo por “unidad de beneficio” producida o costo por “unidad de servicio”, por ejemplo, el mínimo costo por beneficiario (C/B). Dado que los proyectos de inversión involucran corrientes de beneficios y costos a través del tiempo es común descontar el valor de estos flujos con una tasa de descuento (r) que refleja el costo de oportunidad del recurso o flujo en el tiempo.

3. Coeficiente de Impacto Distributivo

Después de realizar la aplicación de los indicadores anteriores es necesario calcular el coeficiente de impacto distributivo (CDI), del cual indica

la proporción de beneficios del sector público que será percibida por las personas de bajos ingresos. Además de estimar el porcentaje de beneficios transferidos del sector a la población de bajos ingresos, el CID puede considerar como beneficios adicionales de los grupos más pobres de la población la diferencia entre el salario pagado en los proyectos y el costo de oportunidad de la mano de obra no calificada. Se puede estimar mediante la siguiente fórmula:

$$CDI = \frac{(BBI / BT) * BTA + (Mpm - Mpe)}{BTA + (Mpm - Mpe)}$$

Dónde:

BBI = número de beneficiarios de bajos ingresos.

BT = número total de beneficiarios del proyecto.

BTA = beneficios totales actualizados a precios sociales o económicos del proyecto asigna los beneficios en proporción al número de los más pobres.

MPM = costo de la mano de obra no calificada a precios de mercado

MPE = costo de la mano de obra no calificada a precios sociales o económicos.

4. Crear indicadores que contribuyan a evidenciar los efectos sociales del proyecto de inversión de capital:

Son ecuaciones cualitativas que proporcionaran puntos de referencia desde los cuales es posible evaluar la factibilidad de una inversión permitiendo comparar diferentes alternativas de negocios. De acuerdo a las guías de la gerencia para proyectos de inversión de capital (GGPIC) un proyecto se divide en cinco fases, y se sugiere que sea en la fase de

visualización o conceptualización (definición y desarrollo) la realización de estos indicadores, el cual es responsabilidad de la gerencia del proyecto y cuyo detalle varía en función de la fase en el cual se encuentra el proyecto.

Los indicadores socioeconómicos se podrían utilizar como un insumo en el proceso de jerarquización como un elemento adicional en la toma de decisiones. Contribuir al desarrollo de las comunidades consiste en identificar una serie de necesidades básicas internas, de manera que puedan migrar a esquemas productivos sustentables.

Un ejemplo de cómo pueden ser estos indicadores:

- Costo de oportunidad social real:
 - Vialidad, educación, salud
 - M^3 (metros cúbicos de gas)/Familia.
 - Costo por metros³ gas/Mes.(1 familia 40 m³/mes; 5 Hab. 15 personas)
 - M^3 (metros cúbicos de gas/habitantes.
 - Costo por/ML Conexiones de Gas.
 - Costo Kilómetro x Pulgadas.

Indicadores Normativos para Evaluación, Económica y Social de los Proyectos de Petróleos de Venezuela S.A.

Por otra parte y continuando con los indicadores pero esta vez lo que emplea a nivel interno Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA) existe una Normativa Corporativa para realizar las evaluaciones económica de los proyectos de inversión de Capital y está prevista en los Lineamientos para la

Evaluación Económica de los Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC, 2012) el cual es emitido por la Gerencia Corporativa de Evaluaciones Financieras de Negocios Nacionales e Internacionales (GCEFNNI) adscrita a la Dirección Ejecutiva de Finanzas.

En este manual de la LEEPIC se encuentra la Guía de Gerencia para Proyectos de Inversión de Capital (GGPIC), y definen dos tipos de propuestas para realizar las evaluaciones económicas, las generadoras de ingresos y no generadoras de ingresos:

- **Las Generadoras de Ingresos:** son aquellas propuestas cuyos beneficios se obtienen como resultado de la venta de un producto o servicio que se espera realizar a cambio de la entrada de un ingreso. Los indicadores económicos son: valor presente neto (VPN), tasa interna de retorno (TIR), eficiencia de la inversión (EI) y tiempo de pago dinámico (TPD).
- **Las no Generadoras de Ingresos:** son proyectos/programas que no generan ingresos, pero disminuyen los costos. Los indicadores son: valor presente neto (VPN), costo financiero implícito (CFI), costo anual equivalente (CAE).

Cada una de estas evaluaciones económicas se hace en base a los siguientes indicadores económicos que refiere el cuadro número seis:

Cuadro 6. Indicadores Económicos de los proyectos de Evaluaciones Económicas de PDVSA.

Generadora de Ingresos	No Generadoras de Ingreso
Valor Presente Neto	Valor Presente Neto
Tasa Interna de Retorno	Costo Financiero Implícito
Eficiencia de la Inversión	Costo Anual Equivalente
Tiempo de Pago Dinámico	

Fuente: LEEPIC, 2012

En tal sentido, serán catalogados también como pautas a considerar para desarrollar un proyecto de inversión social, por ello se definen a continuación:

- **Eficiencia de la Inversión:** Debe entenderse por eficiencia de las inversiones, como el hecho específico de que: en primer lugar la obra (producto del proyecto de la construcción), realmente cumpla con los requisitos de calidad de la necesidad que le dio origen (lograr la plena satisfacción de los usuarios finales); en segundo lugar que sea una verdadera contribución al crecimiento y desarrollo económico de la zona o población beneficiada; y en tercer lugar que realmente la obra contribuya a la mejora de la calidad de vida de los usuarios o beneficiados finales. Ahora bien, según los Lineamientos para la Evaluación Económica de los Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC, 2012) la eficiencia de la inversión es definida como: “mide el retorno de la inversión realizada en valor del año base por cada unidad monetaria invertida” (p. 18). Para el cálculo de este indicador utilizan la siguiente fórmula:

$$EI = \frac{VPN}{|VP (INVERSIONES)|} + 1$$

Dónde:

EI = Eficiencia de la Inversión

VPN = Valor Presente Neto.

VP INVERSIONES = Valor Presente de las Inversiones.

De acuerdo con el Instituto de Análisis Económicos del Centro Superior de Investigaciones Científicas en España (2003) menciona sobre la inversión pública regional y distribución basada en dos conceptos: el primero la eficiencia y segundo la rentabilidad. Con las inversiones regionales se busca reducir los desequilibrios, es un mecanismo que a través de la inversión pública en infraestructuras, ésta incide en la renta y desarrollo regional, y se considera un instrumento efectivo de redistribución.

En cambio, las teorías de la rentabilidad, apuestan por distribuir la riqueza generada en inversiones donde los lugares sean más rentables a través de mecanismos fiscales de renta. Pero el criterio de eficiencia lleva a invertir más en las regiones pobres. Por ello, según el Instituto señala: “Para poder distribuir las ventajas de una opción inversora rentable, el sistema debe ser homogéneo a nivel nacional”.

- **El Tiempo de Pago Dinámico:** según la LEEPIC (2012) lo define como:

Tiempo necesario para que la suma de los flujos netos anuales descontados, sean igual a la inversión. La operación consiste en restar las inversiones del proyecto llevadas al año base, del flujo de caja descontado de cada año hasta que la diferencia sea igual

a cero. El resultado se medirá en años contados a partir del primer año de operación del proyecto. (p. 19).

Un ejemplo tomado de los Lineamientos, es el siguiente cuadro número siete:

Cuadro 7. Ejemplo de Tiempo Dinámico de Pago.

Años	Inversiones	Ingresos	Costos	Flujo de Caja	Flujo de Caja Descontado	Flujo de Caja Decontado Acumulado	Calculo fracción TPD en meses	Calculo fracción TPD en años
0	(500,00)			(500,00)	(500,00)			
1		400,00	(500,00)	(100,00)	(90,91)	(590,91)		
2		800,00	(180,00)	620,00	512,40	(78,51)		
3		800,00		800,00	601,05	522,54	(78,51*12mes)/ 601,05 = 1,56 mes	1,56 mes *1año /12mes = 0,13 año
4		800,00		800,00	546,41			
5	(1.900,00)	800,00		(1.100,00)	(683,01)			

Fuente: LEEPIC, 2012.

La Tasa de Descuento = 10%

Tiempo Dinámico de Pago (TPD) = 2 años con 1,56 mes.

Tiempo Dinámico de Pago (TPD) = 2,13 años.

- **El Costo Financiero Implícito:** según la LEEPIC (2012) se calcula utilizando la misma fórmula de la Tasa de Interna de Retorno (TIR) y se aplica para las propuestas No Generadoras de Ingresos.
- **El Costo anual Equivalente:** Este método se basa en calcular qué rendimiento anual uniforme provoca la inversión en el proyecto durante el período definido. De acuerdo con la LEEPIC (2012): “se calcula cuando los horizontes económicos de las opciones de menor costo son diferentes. La opción que presenta la menor anualidad en valor absoluto, será la más conveniente” (p. 19). Se calcula según la siguiente fórmula:

$$CAE = \frac{VPN}{\sum_{t=1}^n \frac{1}{(1+i)^t}}$$

Dónde:

CAE= Costo Anual Equivalente;

VPN = Valor Neto;

i= Tasa de Descuento

t = Años.

Se hace importante mencionar que según la Resolución de reunión N° 2006-07 de fecha 07-04-2006, se debe destinar una asignación equivalente al 10% del monto correspondiente a los proyectos de inversión, para la implementación de proyectos de desarrollo endógeno y social en todo el país, formando parte este 10%, del monto asignado a la filial en el presupuesto de Inversiones.

Los proyectos de desarrollo social formarán parte del proyecto de inversiones que la empresa quiera asociar, y la evaluación del proyecto deberá incluir la inversión del proyecto de desarrollo social con sus respectivos costos y gastos.

Cabe destacar que los proyectos de inversión social no son considerados como una clasificación económica, los desembolsos a ser destinados en los proyectos de desarrollo social se incluirán dentro de las inversiones de la evaluación económica del proyecto principal. Las inversiones del proyecto de desarrollo social, deberán ser detalladas y no deberá incluirse ningún tipo de vida útil a estas inversiones. Monto de la inversión Social, costos – indirectos.

Ejemplo: detalle de inversión:

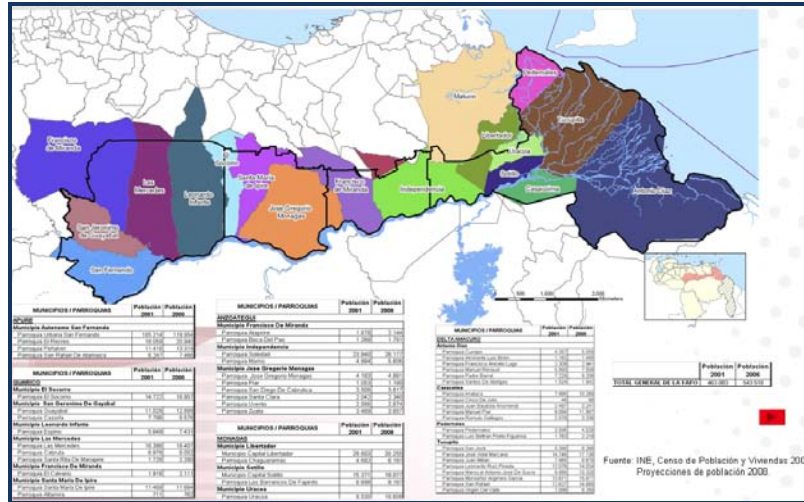
Tanque de agua, Monto 100 MBsf., Vida útil: 0

Caso de estudio: “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”

De acuerdo a lo descrito anteriormente, en función al caso de estudio: “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”, según en el cuadro anexo; flujo de caja/indicadores de rentabilidad, muestra que en el año 2011 hasta el año 2014 se evidencia que la fase de inversión se capitaliza y la fase de operación del año 2015 al 2017, descuenta las inversiones del proyecto llevadas al año base, del flujo de caja descontado de cada año hasta que la diferencia sea igual a cero. El resultado se medirá en años contados a partir del primer año de operación del proyecto.

Por otra parte, la evaluación socioeconómica de los proyectos de inversión social se expresa en gestión de servicios y de procesos para satisfacer necesidades, ya que crea una competencia de recursos humanos, bienes y servicios, por lo cual se hace necesario identificar la demanda real de estos recursos, por parte de los proyectos a fin de determinar la viabilidad de los mismos. Con base a esto, la evaluación social del “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”, se encontrará dividida de acuerdo a las demandas de cada uno de los 13 Estados (69 municipios) involucrados en el proyecto, tal como se muestra en la figura número once:

Figura 11. Municipios y Población de la Faja Petrolífera del Orinoco.



Fuente: Petróleos de Venezuela S.A

En este sentido, cada uno de estos Estados venezolanos tiene necesidades tanto sociales y económicas insatisfechas, pero con la ejecución del Proyecto, deberían solventarse a largo plazo o la gran parte de ellas deberían ser mejoradas, entre las que pueden ser mencionadas y de acuerdo al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo (2008), se tenía el siguiente diagnóstico de los principales servicios básicos:

- **Agua y saneamiento:**

- Instalaciones deterioradas y obsoletas.
- Existen zonas sin servicio de agua potable.
- Carencia de una red de interconexión en los sistemas de agua potable.
- Baja cobertura del sistema de aguas servidas.
- Desconocimiento real del potencial hídrico y sustentable de aguas subterráneas y superficiales.

- **Transporte y Comunicación:**

- Vialidad insegura y deteriorada, limitada transitabilidad.
- No existe una red multimodal de transporte.
- El río Orinoco tiene un ilimitado canal de navegación para la utilización de la interconexión en la faja.
- El transporte aéreo depende de los aeropuertos ubicados fuera de la faja.

- **Sistema Eléctrico:**

- Baja calidad de servicio, transmisión y cobertura limitada.
- Insuficiencia de infraestructura eléctrica de transmisión y distribución.
- La calidad del servicio es deficiente y se presentan cortes de cargas prolongadas por falta de mantenimiento.

- **Hábitat y vivienda:**

- El 40% de la población carece de servicios básicos lo que incrementa la vulnerabilidad de riesgos ambientales.
- Distribución espacial de los centros poblados no organizada.
- La población actual en la faja es de 543.518 habitantes, con 136.372 viviendas y un déficit habitacional de 40%.

- **Salud:**

- Los servicios de salud presentan serias deficiencias que limitan la atención de las necesidades de la población.
- Es necesario realizar mejoras en las infraestructuras de los centros asistenciales existentes, y la construcción de nuevos hospitales.

- **Educación:**

- Los servicios de educación presentan serias deficiencias que limitan la atención de las necesidades educativas de la población.
- Es necesario realizar mejoras en las infraestructuras de los existentes, y la construcción de nuevos centros educativos.

Asimismo, el MPPEM entre otras situaciones que se presenta es que la faja petrolífera del Orinoco no tiene grandes desarrollos industriales, solo pequeños complejos madereros de Macapaima, Chaguaramas y Soledad. Los suelos en su mayoría son ácidos y de baja fertilidad y con retención de humedad, ya que frecuentemente son inundadas por ríos, lo cual trae limitadas escogencia de los cultivos y requiere de prácticas especiales para la conservación de los mismos.

Como se evidenció, todos los estados y municipios involucrados en el proyecto de la faja petrolífera del Orinoco son una zona deprimida, con una baja densidad de población, una dinámica urbana desequilibrada y no organizada, pero es un área con un gran potencial de hidrocarburos (crudo y gas). En tal sentido, la realización del proyecto debería traer beneficios en todas las áreas antes mencionadas.

Sin embargo, el objetivo principal del proyecto, en estos momentos es desarrollar la red fluvial para el transporte comercial de cargas en los ríos Orinoco, Apure y Portuguesa, enmarcada en la consolidación del eje geoeconómico de la parte media y sur del país, mediante la identificación, promoción y ordenamiento de actividades productivas y sociales, con fines de generar un proceso de ocupación territorial para el intercambio económico de bienes y servicios. Esta vía fluvial complementará la red nacional de

transporte, contribuyendo a la creación de un sistema Intermodal que permitirá conectar y comunicar constantemente al país en sentido este-oeste y norte-sur.

Luego a largo plazo se tienen previstos e integrados variados proyectos donde se podrá concretar la descentralización y desconcentración de los habitantes de la zona, para el equilibrio territorial, mediante la diversificación y consolidación de actividades económicas y su meta es contribuir a una óptima reactivación de la economía en los estados y municipios involucrados. Además, también se deben estudiar y revisar los precios del mercado interno del gas, bien sea como combustible o como materia prima. Ya que si bien Venezuela encara un déficit de gas natural, y el motivo de ello es que hasta ahora todo el gas natural producido ha sido gas asociado a la producción de petróleo.

Para que la demanda interna aumente, se debe asegurar una fuente regular a largo plazo que sea independiente de las cuotas de la OPEP. Ello requiere el desarrollo de las reservas de gas no asociado del país que todavía se encuentran sin explotar, las cuales se estiman actualmente en 37 billones de pies cúbicos. Y para ello se necesita de inversión (pública y privada).

El Ente Nacional del Gas (ENAGAS) considera que la política de precios y tarifas publicada recientemente alentará simultáneamente la inversión privada, estimulará el desarrollo de mercados internos y enviará un mensaje claro a la industria para que mejore su eficiencia, a fin de contribuir a la industrialización de Venezuela.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Con la presente investigación se logró cumplir el objetivo de proponer pautas para el estudio de factibilidad socioeconómica de los proyectos de inversión de capital promovido por el Estado Venezolano a través de PDVSA Gas, caso: “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”, el cual se encuentra enmarcado entre las políticas energéticas del Plan Siembra Petrolera 2011-2030, y en conjunto con el Plan Orinoco Magna Reserva, para cuantificar y certificar las reservas de la Faja Petrolífera del Orinoco.

Con referencia a la faja petrolífera del Orinoco, se evidenció que es una extensa zona rica en petróleo pesado y extra pesado, que tiene aproximadamente un área total de 55.314 km² y un área de explotación actual de 11.593 km². Estos territorios comprenden parte de los estados venezolanos Guárico, Anzoátegui, Monagas y Delta Amacuro. Además, se divide en cuatro grandes áreas de oeste a este: Boyacá, Junín, Ayacucho y Carabobo. A su vez, cada una de éstas se encuentra segmentada en bloques.

En los próximos 15 años, con el nuevo desarrollo de la Faja Petrolífera del Orinoco, se estima una producción acumulada de aproximadamente 3 mil millones de barriles por cada proyecto. Así como promover la aceleración de los diferentes planes de exploración y producción de gas en tierra firme y costa afuera, tomando en cuenta, las necesidades del mercado interno, la nueva estrategia dispuesta por el Ejecutivo Nacional en cuanto a la creación

del Cono Energético, que incluye el suministro de gas a los países de Latinoamérica, el Caribe y la Cuenca Atlántica.

Asimismo, el lineamiento estratégico establecido, persigue el propósito de convertir a la Faja Petrolífera del Orinoco en un eje impulsor del desarrollo económico, social, industrial, tecnológico y sustentable del país, mediante la valorización y desarrollo óptimo de sus recursos de hidrocarburos, dentro del marco legal vigente y el Plan de Desarrollo de la Nación. Con respecto al marco jurídico, se observó que las nuevas normas establecen que no debe participar el sector privado internacional de punta en materia de licuefacción, transporte y distribución en más del 40%, ya que todo debe ser realizado por la estatal petrolera (PDVSA), la cual tendrá una participación del 60% y por cooperativas estatales.

De igual manera, se detectó que los criterios legales venezolanos promueven y fomentan los proyectos de inversión tales como: la Carta Magna (1999), Ley Orgánica de Hidrocarburos (2006), Ley de Hidrocarburos Gaseosos (1999), la Ley Orgánica del Consejo Federal de Gobierno 82010) entre otras. Sin embargo, algunas de estas leyes y políticas del Estado impiden el desarrollo pleno de la industria de este hidrocarburo.

Entre otros criterios que motivan los proyectos de Estado a través de PDVSA Gas, se encontraron las políticas energéticas, las cuales son establecidas por los lineamientos del Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, y el Ente Nacional del Gas (ENAGAS), que a su vez planifican y organizan sus estrategias en materia energética bajo las

directrices del Plan Desarrollo Económico y Social 2007- 2013, de aquí surgen los múltiples proyectos para el mercado interno del país, como para el externo. Con respecto al interno se pretende sustentar las inversiones en áreas de salud, educación, alimentación, créditos, obras industriales, entre otros proyectos sociales.

Todo esto con la finalidad de cubrir la demanda de gas requerida para varios estados venezolanos, y garantizar a todo el territorio nacional el suministro de combustible, así como abrir las oportunidades para participación de sector privado nacional e internacional en actividades de producción, mediante convenios operativos, la producción bajo ganancias compartidas en áreas nuevas y asociaciones estratégicas para desarrollar la Faja del Orinoco.

Por ello, el criterio de política energética va unido al criterio de distribución, ya que ambos buscan interconectar todas las redes de gas y expandir la distribución del mismo a cada vivienda, y con las principales ciudades del país. Para tal fin se encuentran entre los proyectos internos: el Proyecto Anaco, el Proyecto de Gas Interconexión Centro-Occidente (ICO), y el Complejo Criogénico de Occidente (CCO), entre otros.

Entre los proyectos de gas pero costa afuera se están ejecutando los siguientes: el Proyecto Gas Delta Caribe oriental, la Plataforma Deltana, y el Proyecto Rafael Urdaneta, y el Proyecto Mariscal Sucre, entre otros. En el mismo orden de ideas, entre los proyectos más relevantes de inversión en gasoductos para mercados internacionales, están: el Complejo Industrial

Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA), el Gasoducto Centroamericano (Plan Puebla Panamá), el Gasoducto Transcaribeño,

Todos los proyectos antes mencionados, no son los únicos que están en marcha actualmente, existen otros relacionados con el gas natural que gobierno tras gobierno se han venido ejecutando. Sin embargo poco a poco se han ido ejecutando, y en los últimos años se han desarrollado nuevos planes de acción estratégicos orientados principalmente a la mejora de la industria de hidrocarburo para el abastecimiento nacional.

Como se constató los proyectos de inversión pública producen y/o distribuyen bienes o servicios (productos), para satisfacer las necesidades de aquellos grupos que no poseen recursos y así tratar de solventarles sus necesidades, pero esto se realiza a través de una evaluación socioeconómica que sea precisa y acotada, ya sus productos se pueden entregar en forma gratuita o a un precio subsidiado. Sin embargo, para lograr ese producto final se requieren cuantificar por medio del uso de técnicas matemáticas o mediante indicadores sociales de acuerdo al tipo de proyecto a realizar.

En general, se observó que existen sectores (infraestructura, urbano, vialidad, industriales, agua potable, entre otros) que cuentan con metodologías específicas de evaluación o emplean las tradicionales, otros consideran beneficios y costos medidos sobre la base de los precios de mercado. Y los proyectos pertenecientes a los sectores sociales, tales como: salud, educación, defensa y seguridad, y deporte; se evalúan mediante el

método Costo-Eficiencia, al respecto de estos proyectos, es de especial importancia porque requieren de una evaluación de proyecto especial, tal como en este caso estudio, donde su objetivo fue proponer pautas que aseguran resolver las demandas estatales o locales en forma eficiente, segura y beneficiosa.

En tal sentido, tanto los indicadores económicos como los sociales facilitan la toma de decisiones, en este caso para evaluar la factibilidad socioeconómica del Proyecto: “Gasoducto Eje Orinoco-Apure”, se propuso las siguientes pautas o indicadores entre ellos: el Precio Social, el Análisis Coste Utilidad, el cual está integrado por el Valor Actual Neto, Tasa Interna de Retorno y el Coeficiente Beneficio Costo, así como el Análisis Costo-Efectividad, que incluye el costo eficiencia y costo ponderado; el Análisis Costo-Beneficio. Otros pautas tomadas de los Lineamientos para la Evaluación de Proyectos de Inversión de Capital (LEEPIC, 2012) de PDVSA, son el Tiempo de pago Dinámico, el Costo Financiero Implícito y el Costo Anual Equivalente.

Se puede afirmar que esta investigación a su vez, es una guía para profesionales e interesados en la evaluación socioeconómica de proyectos de inversión pública, porque plantea cómo resolver y conocer la rentabilidad económica y social de los mismos, pero para el área de hidrocarburos. Y entre los factores más relevantes que determinan el tamaño de un proyecto podemos mencionar: la demanda, la disponibilidad de insumos, la localización, el plan estratégico comercial de desarrollo futuro de la empresa y la organización.

Recomendaciones

- Se plantea a los organismos encargados de evaluar los proyectos de inversión de capital promovidos por Petróleos de Venezuela S.A, que además de revisar sus proyectos en base a evaluaciones económicas, implementar estas pautas o indicadores sociales, los cuales complementarían la función social de ese ente, como un mecanismo para alcanzar la inclusión de todos los ciudadanos, en condiciones de igualdad y justicia social, permitiendo el desarrollo integral del país y dejando atrás los desequilibrios de la población venezolana.
- Se recomienda a los entes encargados la discusión, revisión y reforma de la normativa tributaria legal vigente en materia de inversiones públicas y privadas para el sector hidrocarburo. Dicha discusión no es sencilla, ya que los factores políticos entran en juego de un modo sustancial, y naturalmente demandará tiempo y costos pero ello no implica que no deba efectuarse. Es un cambio más de los tantos de carácter estructural que requiere Venezuela para emprender un crecimiento sostenido, por medio de los inversionistas internacionales, privados y públicos.
- Se sugiere a la Universidad de Carabobo, promover y fomentar las investigaciones en el ámbito de las evaluaciones sociales, así como diseñar, implementar e investigar técnicas para evaluar proyectos de inversión pública, ya que son escasos este tipo de estudios, los cuales son importantes desde la perspectiva social tendiente a estimar las ventajas y desventajas de asignar los recursos a los más necesitados.

BIBLIOGRAFÍA

- Agencia Internacional de Energía. (2006). **Página Oficial**. Obtenido en la red mundial: <http://www.iea.org/>
- Arias, Fidias. (2006). **El proyecto de Investigación**. Caracas: Episteme.
- Balestrini, Miriam. (2001). **Como se elabora el proyecto de investigación**. Venezuela: Consultores y Asociados.
- Briones, Guillermo (2005). **La investigación social y educativa**. Colombia: SECAB.
- Castro, R. Mokate, K. (2003). **Evaluación social de proyectos de inversión**. Bogotá: Edi. ALFAOMEGA.
- Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (1999). Gaceta Oficial N° 36.860, de fecha 30 de diciembre de 1999.
- Cohen, Ernesto. Franco, Rolando. (2006). **Evaluación de Proyectos Sociales**. Ed. Siglo XXI.
- Conde, Ignacio y Ocaña, Carlos (2007). **Análisis cuantitativo del estado de bienestar en Europa: Modelos y resultados**. Obtenido en la red mundial: <http://www.issa.int/esl/library/read/5266>.
- Coss Bus, Raúl (2009). **Análisis y Evaluación de Proyectos de Inversión**. México.
- Drummond, G. (2001). **Métodos para la evaluación económica de los programas de asistencia sanitaria**. Madrid: Ediciones Díaz de Santos S.A.
- Ente Nacional del Gas (2011). **Página oficial**. Obtenido en la red mundial: <http://www.enagas.gob.ve/>
- González, Diego. (2008). **Políticas para la industria petrolera venezolana**. Caracas: ILDES.

- Giménez, José. (2008). **El Proceso de Investigación**. Cosmográfica, C.A.
- Hempel, C. (2004). **Fundamentals of concepts formation in empirical science**. University of Chicago, United States of America.
- Hernández, Roberto. Fernández, Collado. Baptista, Pilar. (2001). **Metodología de la Investigación**. México: Mac GrawHill.
- Hurtado, Jacqueline (2000). **Metodología de la Investigación Holística**. Caracas: Sypal.
- Informe de gestión PDVSA (2010). **Informe de gestión Anual 2010**.
Obtenido en la red mundial: <http://www.pdvsa.com/interface.sp/>.
- Instituto de Análisis Económicos del Centro Superior de Investigaciones Científicas. (2003). **Rentabilidad o eficiencia en la inversión pública**. Obtenido en la red mundial: <http://www.elperiodicodearagon.com/noticias>.
- Ley de Hidrocarburos Gaseosos (1999). Gaceta Oficial N° 36.793, de fecha 23 de septiembre de 1999.
- Ley N° 5.200, de migración a Empresas Mixtas de los Convenios de Asociación de la Faja Petrolífera del Orinoco; y los Convenios de Exploración a Riesgo y Ganancias Compartidas. (2007). Gaceta Oficial N° 38.617, de fecha 1° de febrero de 2007.
- Ley Orgánica de Administración Financiera (2003). Gaceta Oficial N° 37.606 de fecha 09 de enero de 2003.
- Ley Orgánica del Consejo Federal de Gobierno. (2010). Gaceta Oficial N° 5.963 del 22 de Febrero de 2010
- Ley Orgánica de Hidrocarburo (2006). Gaceta Oficial N° 38.443, de fecha 24 de Mayo del 2006.
- Ley Orgánica que reserva al Estado bienes y servicios conexos a las actividades primarias de Hidrocarburos. (2009). Gaceta Oficial N° 39.173, fecha del 7 de mayo de 2009.

Ley para la Protección y Promoción de las Inversiones (1999). Gaceta Oficial N° 5.390, de fecha 22 de octubre de 1999.

Linares, María (2008). **Comandante Chávez: Estado de Bienestar o Socialismo Científico**. Obtenido en la red mundial: <http://www.aporrea.org/actualidad/a67666.html>.

Lineamientos para la Evaluación de Proyectos de Inversión de Capital (2012).

Luna, Rafael. (2004). **Manual para determinar la Factibilidad Económica de proyectos**. Obtenido en la red mundial: <http://www.fundacionvida.org/uploaded/content/category/625581403>.

Mallet, Sinclair. (2007). **Perspectivas y estrategias para el gas natural en la América Latina: Brasil y Venezuela**. Obtenido en la red mundial: http://www.ucv.academia.edu/.../PERSPECTIVAS_Y ESTRATEGIAS_

Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo (2011). Página oficial. Obtenido en la red mundial: <http://www>.

Mokrani, Leila (2006). **El gas natural en el escenario regional**. Obtenido en la red mundial: <http://www.scielo.org.bo/pdf/umbr/n17/n17a06.pdf>

Muñoz, José. Requena, Karen (2005). Incidencias socioeconómicas del Complejo Gasífero Mariscal Sucre, en el Municipio Mariño – Estado Sucre. Obtenido en la red mundial: <http://www.bibliotecadigital.udo.edu.ve>.

Ortegón, Edgar. Pacheco, Juan. Roura, Horacio. (2006). **Metodología general de identificación, preparación y evaluación de proyectos de inversión pública**. Instituto Latinoamericano y del Caribe de Planificación Económica y Social (ILPES). Obtenido en la red mundial: <http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/2/22622/manual39.pdf>.

Palella, S. y Martins, F. (2004). **Metodología de la Investigación Cuantitativa**. Caracas: Editorial FEDUPEL.

Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación. (2007-2013). Líneas Generales del Plan de Desarrollo Económico y Social de la Nación. Obtenido en la red mundial: <http://www.portaleducativo.edu.ve>.

Petróleos de Venezuela S.A (2011). **Página Oficial**. Obtenido en la red mundial: <http://www.pdvsa.com>.

Petroleum Intelligence Weekly (2008). **Página Oficial**. Obtenido en la red mundial: <http://www.energyintel.com/pages/products-newsletters.aspx>.

Rojas, R. (2005). **Guía para realizar investigaciones sociales**. México: Ed. Universitario.

Sabalza, Michel (2006). **Evaluación Económica de proyectos de Cooperación**. Obtenido en la red mundial: <http://www.hist.library.paho.org/Spanish/BOL/v120n3p240.pdf>

Sabino, Carlos. (2004). **Proceso de la Investigación**. Caracas: Editorial Panapo.

Sarquis, Teresa (2008). **Metodología para evaluación social de proyectos de inversión pública para la construcción**. Obtenido en la red mundial: http://www.catarina.udlap.mx/u_dl_a/tales/documentos/mgc/

Servicio de Geología de Estados Unidos (2009). **Página Oficial**. Obtenido en la red mundial: <http://www.usgs.gov/>.

Solórzano, Isidro (2008). **Almacenamiento de gas natural en yacimiento ya agotados. Estudio de Viabilidad y análisis económico de un proyecto en desarrollo**. Obtenido en la red mundial: <http://www.oa.upm.es/206/> -

Tamayo y Tamayo, Mario. (2001). **El Proceso de Investigación Científica**. México: Editorial Limusa.

Vinod, Thomas, (2000). **La Calidad del Crecimiento**. Obtenido en la red mundial: <http://www.books.google.co.ve/books?>

ANEXOS

TARIFA DE GAS METANO PARA LOS CONSUMIDORES FINALES (Bs./ MC)**AÑO 2010**

SEGÚN RESOLUCIONES 139 Y 019 DE LOS MINISTERIOS DE INDUSTRIAS LIGERAS Y COMERCIO Y MEP PUBLICADAS EN GO No. 38.386 DEL 23-02-06 Y RESOLUCION 018 DEL MEP PUBLICADA EN GO 38.401 DEL 20-03-06.

REGIONES Y TIPO DE CONSUMIDOR	CENTRO DE DESPACHO	TRANSPORTE INDUSTRIAL **	DISTRIBUCION INDUSTRIAL **	DISTRIBUCION DOMÉSTICA	TARIFA	\$/MMBTU TARIFA
PUERTO ORDAZ						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,039911	0,005298	0,002277	N/A	0,047486	0,627
PETROQUÍMICO *	0,031998	0,005298	0,002277	N/A	0,039573	0,523
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,021807	0,005298	0,002277	N/A	N/A	
PUERTO LA CRUZ						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,039911	0,005298	0,002277	N/A	0,047486	0,627
PETROQUÍMICO *	0,031998	0,005298	0,002277	N/A	0,039573	0,523
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,021807	0,005298	0,002277	0,174505	0,203887	2,692
ANACO						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,039911	0,000000	0,002277	N/A	0,042188	0,557
PETROQUÍMICO *	0,031998	0,000000	0,002277	N/A	0,034275	0,453
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,021807	0,000000	0,002277	0,174505	0,198589	2,622
MATURIN						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,039911	0,000000	0,002277	N/A	0,042188	0,557
PETROQUÍMICO *	0,031998	0,000000	0,002277	N/A	0,034275	0,453
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,021807	0,000000	0,002277	N/A	N/A	
CAPITAL						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,039911	0,028013	0,002277	N/A	0,070201	0,927
PETROQUÍMICO *	0,031998	0,028013	0,002277	N/A	0,062288	0,822
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,021807	0,028013	0,002277	0,174505	0,226602	2,992
ARAGUA						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,039911	0,035583	0,006071	N/A	0,081565	1,077
PETROQUÍMICO *	0,031998	0,035583	0,006071	N/A	0,073652	0,972
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,021807	0,035583	0,006071	N/A	N/A	
CARABOBO						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,039911	0,043911	0,005310	N/A	0,089132	1,177
PETROQUÍMICO *	0,031998	0,043911	0,005310	N/A	0,081219	1,072
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,021807	0,043911	0,005310	N/A	N/A	
LARA/ YARACUY						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,039911	0,057539	0,006829	N/A	0,104279	1,377
PETROQUÍMICO *	0,031998	0,057539	0,006829	N/A	0,096366	1,272
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,021807	0,057539	0,006829	N/A	N/A	
ZULIA						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,061222	0,000000	0,003794	N/A	0,065016	0,858
PETROQUÍMICO *	0,054741	0,000000	0,003794	N/A	0,058535	0,773
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,043614	0,000000	0,003794	0,174505	0,221913	2,930
FALCON						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,061222	0,012869	0,006071	N/A	0,080162	1,058
PETROQUÍMICO *	0,054741	0,012869	0,006071	N/A	0,073681	0,973
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,043614	0,012869	0,006071	N/A	N/A	
ALTAGRACIA						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,039911	0,013781	0,000000	N/A	0,053692	0,709
PETROQUÍMICO *	0,031998	0,013781	0,000000	N/A	0,045779	0,604
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,021807	0,013781	0,000000	N/A	N/A	
SAN JUAN DE LOS MORROS						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,039911	0,028765	0,006071	N/A	0,074747	0,987
PETROQUÍMICO *	0,031998	0,028765	0,006071	N/A	0,066834	0,882
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,021807	0,028765	0,000000	N/A	N/A	
BARBACOAS						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,039911	0,004534	0,000000	N/A	0,044445	0,587
PETROQUÍMICO *	0,031998	0,004534	0,000000	N/A	0,036532	0,482
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,021807	0,004534	0,000000	N/A	N/A	

* AL PRECIO BASE DEL SECTOR PETROQUIMICO LE FALTA AÑADIR EL VALOR RESULTANTE DE UNA FORMULA (F) QUE SERA DEFINIDA POR EL ENAGAS, DE ACUERDO CON LO ESTABLECIDO EN LA GO 38.401 DEL 20-03-06. ART.7

** SE MANTIENEN PARA EL AÑO 2010 LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN Y TRANSPORTE APLICADAS PARA EL AÑO 2009 SEGÚN G.O. 38.386, YA QUE LA MISMA NO CONTEMPLA LAS TARIFAS A APLICAR PARA EL AÑO 2010.

TARIFA DE GAS METANO PARA LOS CONSUMIDORES FINALES (Bs.F/ MC)

SEGÚN RESOLUCIONES 139 Y 019 DE LOS MINISTERIOS DE INDUSTRIAS LIGERAS Y COMERCIO Y MEP PUBLICADAS EN GO No. 38.386 DEL 23-02-06 Y RESOLUCION 018 DEL MENPET PUBLICADA EN GO No.38.401 DEL 20-03-06.

UBICACIONES Y TIPO DE CONSUMIDOR	CENTRO DE DESPACHO	TRANSPORTE	DISTRIBUCION INDUSTRIAL **	DISTRIBUCION DOMÉSTICA **	TARIFA	\$/MMBTU TARIFA	
PUERTO ORDAZ							
INDUSTRIAL Y OTROS	0,035862	0,005298	0,002277	N/A	0,043437	0,574	
PETROQUÍMICO *	0,029833	0,005298	0,002277	N/A	0,037408	0,494	
DOMÉSTICO Y COMERCIO	0,020421	0,005298	0,002277	N/A	N/A		
PUERTO LA CRUZ							
INDUSTRIAL Y OTROS	0,035862	0,005298	0,002277	N/A	0,043437	0,574	
PETROQUÍMICO *	0,029833	0,005298	0,002277	N/A	0,037408	0,494	
DOMÉSTICO Y COMERCIO	0,020421	0,005298	0,002277	0,174505	0,202501	2,674	
ANACO							
INDUSTRIAL Y OTROS	0,035862	0,000000	0,002277	N/A	0,038139	0,504	0,4735
PETROQUÍMICO *	0,029833	0,000000	0,002277	N/A	0,032110	0,424	0,3939
DOMÉSTICO Y COMERCIO	0,020421	0,000000	0,002277	0,174505	0,197203	2,604	0,2696
MATURIN							
INDUSTRIAL Y OTROS	0,035862	0,000000	0,002277	N/A	0,038139	0,504	
PETROQUÍMICO *	0,029833	0,000000	0,002277	N/A	0,032110	0,424	
DOMÉSTICO Y COMERCIO	0,020421	0,000000	0,002277	N/A	N/A		
CAPITAL							
INDUSTRIAL Y OTROS	0,035862	0,028013	0,006071	N/A	0,069946	0,924	
PETROQUÍMICO *	0,029833	0,028013	0,006071	N/A	0,063917	0,844	
DOMÉSTICO Y COMERCIO	0,020421	0,028013	0,006071	0,174505	0,229010	3,024	
ARAGUA							
INDUSTRIAL Y OTROS	0,035862	0,035583	0,006071	N/A	0,077516	1,024	
PETROQUÍMICO *	0,029833	0,035583	0,006071	N/A	0,071487	0,944	
DOMÉSTICO Y COMERCIO	0,020421	0,035583	0,006071	N/A	N/A		
CARABOBO							
INDUSTRIAL Y OTROS	0,035862	0,043911	0,005310	N/A	0,085083	1,123	
PETROQUÍMICO *	0,029833	0,043911	0,005310	N/A	0,079054	1,044	
DOMÉSTICO Y COMERCIO	0,020421	0,043911	0,005310	N/A	N/A		
LARA/ YARACUAY							
INDUSTRIAL Y OTROS	0,035862	0,057539	0,006829	N/A	0,100230	1,323	
PETROQUÍMICO *	0,029833	0,057539	0,006829	N/A	0,094201	1,244	
DOMÉSTICO Y COMERCIO	0,020421	0,057539	0,006829	N/A	N/A		
ZULIA							
INDUSTRIAL Y OTROS	0,056115	0,000000	0,003794	N/A	0,059909	0,791	0,7409
PETROQUÍMICO *	0,051304	0,000000	0,003794	N/A	0,055098	0,728	0,6774
DOMÉSTICO Y COMERCIO	0,040842	0,000000	0,003794	0,174505	0,219141	2,894	0,5393
FALCÓN							
INDUSTRIAL Y OTROS	0,056115	0,012869	0,006071	N/A	0,075055	0,991	0,7409
PETROQUÍMICO *	0,051304	0,012869	0,006071	N/A	0,070244	0,927	0,6774
DOMÉSTICO Y COMERCIO	0,040842	0,012869	0,006071	N/A	N/A		0,5393
ALTAGRACIA							
INDUSTRIAL Y OTROS	0,035862	0,013781	0,000000	N/A	0,049643	0,655	
PETROQUÍMICO *	0,029833	0,013781	0,000000	N/A	0,043614	0,576	
DOMÉSTICO Y COMERCIO	0,020421	0,013781	0,000000	N/A	N/A		
SAN JUAN DE LOS MORROS							
INDUSTRIAL Y OTROS	0,035862	0,028765	0,006071	N/A	0,070698	0,933	
PETROQUÍMICO *	0,029833	0,028765	0,006071	N/A	0,064669	0,854	
DOMÉSTICO Y COMERCIO	0,020421	0,028765	0,000000	N/A	N/A		
BARBACOAS							
INDUSTRIAL Y OTROS	0,035862	0,004534	0,000000	N/A	0,040396	0,533	
PETROQUÍMICO *	0,029833	0,004534	0,000000	N/A	0,034367	0,454	
DOMÉSTICO Y COMERCIO	0,020421	0,004534	0,000000	N/A	N/A		

* AL PRECIO BASE DEL SECTOR PETROQUIMICO LE FALTA AÑADIR EL VALOR RESULTANTE DE UNA FORMULA (F) QUE SERA DEFINIDA POR EL ENAGAS, DE ACUERDO CON LO ESTABLECIDO EN LA GO 38.401 DEL 20-03-06.

** PARA EL AÑO 2009 SE MANTIENEN LAS TARIFAS DE DISTRIBUCIÓN CORRESPONDIENTES AL AÑO 2008, SEGÚN G.O. VIGENTE N° 38.386, YA QUE LA MISMA NO ESTIPULA LAS TARIFAS A APLICAR PARA EL AÑO 2009.

TARIFA DE GAS METANO PARA LOS CONSUMIDORES FINALES (Bs.F./ MC)

SEGÚN RESOLUCIONES 139 Y 019 DE LOS MINISTERIOS DE INDUSTRIAS LIGERAS Y COMERCIO Y MEP PUBLICADAS EN GO No. 38.386 DEL 23-02-06 Y RESOLUCION 018 DEL MEP PUBLICADA EN GO 38.401 DEL 20-03-06.

TIPO DE CONSUMIDOR POR REGIÓN	CENTRO DE DESPACHO	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL	DISTRIBUCIÓN DOMÉSTICA	TARIFA
PUERTO ORDAZ					
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032224	0,004540	0,002277	N/A	0,039041
PETROQUÍMICO *	0,027814	0,004540	0,002277	N/A	0,034631
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019124	0,004540	0,002277	N/A	N/A
PUERTO LA CRUZ					
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032224	0,004540	0,002277	N/A	0,039041
PETROQUÍMICO *	0,027814	0,004540	0,002277	N/A	0,034631
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019124	0,004540	0,002277	0,174505	0,200446
ANACO					
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032224	0,000000	0,002277	N/A	0,034501
PETROQUÍMICO *	0,027814	0,000000	0,002277	N/A	0,030091
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019124	0,000000	0,002277	0,174505	0,195906
MATURIN					
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032224	0,000000	0,002277	N/A	0,034501
PETROQUÍMICO *	0,027814	0,000000	0,002277	N/A	0,030091
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019124	0,000000	0,002277	N/A	N/A
CAPITAL					
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032224	0,024447	0,006071	N/A	0,062742
PETROQUÍMICO *	0,027814	0,024447	0,006071	N/A	0,058332
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019124	0,024447	0,006071	0,174505	0,224147
ARAGUA					
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032224	0,030875	0,006071	N/A	0,069170
PETROQUÍMICO *	0,027814	0,030875	0,006071	N/A	0,064760
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019124	0,030875	0,006071	N/A	N/A
CARABOBO					
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032224	0,038277	0,005310	N/A	0,075811
PETROQUÍMICO *	0,027814	0,038277	0,005310	N/A	0,071401
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019124	0,038277	0,005310	N/A	N/A
LARA/ YARACUY					
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032224	0,050014	0,006829	N/A	0,089067
PETROQUÍMICO *	0,027814	0,050014	0,006829	N/A	0,084657
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019124	0,050014	0,006829	N/A	N/A
ZULIA					
INDUSTRIAL Y OTROS	0,051435	0,000000	0,003794	N/A	0,055229
PETROQUÍMICO *	0,048082	0,000000	0,003794	N/A	0,051876
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,038246	0,000000	0,003794	0,174505	0,216545
FALCÓN					
INDUSTRIAL Y OTROS	0,051435	0,011176	0,006071	N/A	0,068682
PETROQUÍMICO *	0,048082	0,011176	0,006071	N/A	0,065329
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,038246	0,011176	0,006071	N/A	N/A
ALTAGRACIA					
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032224	0,012035	0,000000	N/A	0,044259
PETROQUÍMICO *	0,027814	0,012035	0,000000	N/A	0,039849
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019124	0,012035	0,000000	N/A	N/A
SAN JUAN DE LOS MORROS					
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032224	0,025004	0,006071	N/A	0,063299
PETROQUÍMICO *	0,027814	0,025004	0,006071	N/A	0,058889
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019124	0,025004	0,000000	N/A	N/A
BARBACOAS					
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032224	0,003976	0,000000	N/A	0,036200
PETROQUÍMICO *	0,027814	0,003976	0,000000	N/A	0,031790
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019124	0,003976	0,000000	N/A	N/A

* AL PRECIO BASE DEL SECTOR PETROQUIMICO LE FALTA AÑADIR EL VALOR RESULTANTE DE UNA FORMULA (F) QUE SERA DEFINIDA POR EL ENAGAS, DE ACUERDO CON LO ESTABLECIDO EN LA GO 38.401 DEL 20-03-06.

TARIFA DE GAS METANO PARA LOS CONSUMIDORES FINALES (Bs.F./ MC)

SEGÚN RESOLUCIONES 139 Y 019 DE LOS MINISTERIOS DE INDUSTRIAS LIGERAS Y COMERCIO Y MEP PUBLICADAS EN GO No. 38.386 DEL 23-02-06 Y RESOLUCION 018 DEL MEP PUBLICADA EN GO 38.401 DEL 20-03-06.

TIPO DE CONSUMIDOR POR REGIÓN	CENTRO DE DESPACHO	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL	DISTRIBUCIÓN DOMÉSTICA	TARIFA	\$/MMBTU TARIFA
PUERTO ORDAZ						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032	0,005	0,002	N/A	0,039	0,515
PETROQUÍMICO *	0,028	0,005	0,002	N/A	0,035	0,462
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019	0,005	0,002	N/A	N/A	
PUERTO LA CRUZ						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032	0,005	0,002	N/A	0,039	0,515
PETROQUÍMICO *	0,028	0,005	0,002	N/A	0,035	0,462
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019	0,005	0,002	0,175	0,201	2,654
ANACO						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032	0,000	0,002	N/A	0,034	0,449
PETROQUÍMICO *	0,028	0,000	0,002	N/A	0,030	0,396
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019	0,000	0,002	0,175	0,196	2,588
MATURIN						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032	0,000	0,002	N/A	0,034	0,449
PETROQUÍMICO *	0,028	0,000	0,002	N/A	0,030	0,396
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019	0,000	0,002	N/A	N/A	
CAPITAL						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032	0,024	0,006	N/A	0,062	0,819
PETROQUÍMICO *	0,028	0,024	0,006	N/A	0,058	0,766
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019	0,024	0,006	0,175	0,224	2,958
ARAGUA						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032	0,031	0,006	N/A	0,069	0,911
PETROQUÍMICO *	0,028	0,031	0,006	N/A	0,065	0,858
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019	0,031	0,006	N/A	N/A	
CARABOBO						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032	0,038	0,005	N/A	0,075	0,990
PETROQUÍMICO *	0,028	0,038	0,005	N/A	0,071	0,937
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019	0,038	0,005	N/A	N/A	
LARA/ YARACUY						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032	0,050	0,007	N/A	0,089	1,175
PETROQUÍMICO *	0,028	0,050	0,007	N/A	0,085	1,122
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019	0,050	0,007	N/A	N/A	
ZULIA						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,051	0,000	0,004	N/A	0,055	0,726
PETROQUÍMICO *	0,048	0,000	0,004	N/A	0,052	0,687
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,038	0,000	0,004	0,175	0,217	2,865
FALCÓN						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,051	0,011	0,006	N/A	0,068	0,898
PETROQUÍMICO *	0,048	0,011	0,006	N/A	0,065	0,858
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,038	0,011	0,006	N/A	N/A	
ALTAGRACIA						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032	0,012	0,000	N/A	0,044	0,581
PETROQUÍMICO *	0,028	0,012	0,000	N/A	0,040	0,529
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019	0,012	0,000	N/A	N/A	
SAN JUAN DE LOS MORROS						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032	0,025	0,006	N/A	0,063	0,832
PETROQUÍMICO *	0,028	0,025	0,006	N/A	0,059	0,779
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019	0,025	0,000	N/A	N/A	
BARBACOAS						
INDUSTRIAL Y OTROS	0,032	0,004	0,000	N/A	0,036	0,475
PETROQUÍMICO *	0,028	0,004	0,000	N/A	0,032	0,423
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	0,019	0,004	0,000	N/A	N/A	

* AL PRECIO BASE DEL SECTOR PETROQUIMICO LE FALTA AÑADIR EL VALOR RESULTANTE DE UNA FORMULA (F) QUE SERA DEFINIDA POR EL ENAGAS, DE ACUERDO CON LO ESTABLECIDO EN LA GO 38.401 DEL 20-03-06.

TARIFA DE GAS METANO PARA LOS CONSUMIDORES FINALES (Bs./ MC)

SÉGÚN RESOLUCIONES 139 Y 019 DE LOS MINISTERIOS DE INDUSTRIAS LIGERAS Y COMERCIO Y MEP PUBLICADAS EN GO No. 38.386 DEL 23-02-06 Y RESOLUCION 018 DEL MEP PUBLICADA EN GO 38.378 DEL 13-02-06.

REGIONES Y TIPO DE CONSUMIDOR	CENTRO DE DESPACHO	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL	DISTRIBUCIÓN DOMÉSTICA	TARIFA	\$/MMBTU TARIFA
PUERTO ORDAZ						
INDUSTRIAL Y OTROS	28,955	3,783	2,069	N/A	34,807	0,460
PETROQUÍMICO *	25,932	3,783	2,069	N/A	31,784	0,420
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	17,908	3,783	2,069	N/A	N/A	
PUERTO LA CRUZ						
INDUSTRIAL Y OTROS	28,955	3,783	2,069	N/A	34,807	0,460
PETROQUÍMICO *	25,932	3,783	2,069	N/A	31,784	0,420
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	17,908	3,783	2,069	151,691	175,451	2,317
ANACO						
INDUSTRIAL Y OTROS	28,955	0,000	2,069	N/A	31,024	0,410
PETROQUÍMICO *	25,932	0,000	2,069	N/A	28,001	0,370
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	17,908	0,000	2,069	151,691	171,668	2,267
MATURÍN						
INDUSTRIAL Y OTROS	28,955	0,000	2,069	N/A	31,024	0,410
PETROQUÍMICO *	25,932	0,000	2,069	N/A	28,001	0,370
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	17,908	0,000	2,069	N/A	N/A	
CAPITAL						
INDUSTRIAL Y OTROS	28,955	20,881	5,515	N/A	55,351	0,731
PETROQUÍMICO *	25,932	20,881	5,515	N/A	52,328	0,691
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	17,908	20,881	5,515	151,691	195,995	2,588
ARAGUA						
INDUSTRIAL Y OTROS	28,955	26,167	5,515	N/A	60,637	0,801
PETROQUÍMICO *	25,932	26,167	5,515	N/A	57,614	0,761
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	17,908	26,167	5,515	N/A	N/A	
CARABOBO						
INDUSTRIAL Y OTROS	28,955	32,643	4,824	N/A	66,422	0,877
PETROQUÍMICO *	25,932	32,643	4,824	N/A	63,399	0,837
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	17,908	32,643	4,824	N/A	N/A	
LARA/YARACUY						
INDUSTRIAL Y OTROS	28,955	42,488	6,204	N/A	77,647	1,025
PETROQUÍMICO *	25,932	42,488	6,204	N/A	74,624	0,985
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	17,908	42,488	6,204	N/A	N/A	
ZULIA						
INDUSTRIAL Y OTROS	47,144	0,000	3,446	N/A	50,590	0,668
PETROQUÍMICO *	45,063	0,000	3,446	N/A	48,509	0,641
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	35,815	0,000	3,446	151,691	190,952	2,521
FALCÓN						
INDUSTRIAL Y OTROS	47,144	9,482	5,515	N/A	62,141	0,821
PETROQUÍMICO *	45,063	9,482	5,515	N/A	60,060	0,793
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	35,815	9,482	5,515	N/A	N/A	
ALTAGRACIA						
INDUSTRIAL Y OTROS	28,955	10,289	0,000	N/A	39,244	0,518
PETROQUÍMICO *	25,932	10,289	0,000	N/A	36,221	0,478
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	17,908	10,289	0,000	N/A	N/A	
SAN JUAN DE LOS MORROS						
INDUSTRIAL Y OTROS	28,955	21,243	5,515	N/A	55,713	0,736
PETROQUÍMICO *	25,932	21,243	5,515	N/A	52,690	0,696
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	17,908	21,243	0,000	N/A	N/A	
BARBACOAS						
INDUSTRIAL Y OTROS	28,955	3,418	0,000	N/A	32,373	0,427
PETROQUÍMICO *	25,932	3,418	0,000	N/A	29,350	0,388
DOMÉSTICO Y COMERCIAL	17,908	3,418	0,000	N/A	N/A	

* AL PRECIO BASE DEL SECTOR PETROQUIMICO LE FALTA AÑADIR EL VALOR RESULTANTE DE UNA FORMULA (F) QUE SERA DEFINIDA POR EL ENAGAS, DE ACUERDO CON LO ESTABLECIDO EN LA GO 38.378 DEL 13-02-06.

TARIFA DE GAS METANO PARA LOS CONSUMIDORES FINALES (Bs./ MC)

Real
AÑO 2006

SEGÚN RESOLUCIONES 195 y 146 DEL MINISTERIO DE INDUSTRIAS Y COMERCIO Y MEM PUBLICADAS EN GO No. 38.386 DEL 23-02-06 Y RESOLUCION 018 DEL MEP PUBLICADA EN GO 38.378 DEL 13-02-06.

UBICACIONES Y TIPO DE CONSUMIDOR	CENTRO DE DESPACHO	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN INDUSTRIAL	DISTRIBUCIÓN DOMÉSTICA	TARIFA	\$/MMBTU TARIFA
PUERTO ORDAZ						
INDUSTRIAL Y OTROS	26,018	3,025	1,860	N/A	30,903	0,408
PETROQUÍMICO *	24,178	3,025	1,860	N/A	29,063	0,384
DOMÉSTICO Y COMERCIO	16,770	3,025	1,860	N/A	N/A	
PUERTO LA CRUZ						
INDUSTRIAL Y OTROS	26,018	3,025	1,860	N/A	30,903	0,408
PETROQUÍMICO *	24,178	3,025	1,860	N/A	29,063	0,384
DOMÉSTICO Y COMERCIO	16,770	3,025	1,860	128,878	150,533	1,988
ANACO						
INDUSTRIAL Y OTROS	26,018	0,000	1,860	N/A	27,878	0,368
PETROQUÍMICO *	24,178	0,000	1,860	N/A	26,038	0,344
DOMÉSTICO Y COMERCIO	16,770	0,000	1,860	128,878	147,508	1,948
MATURÍN						
INDUSTRIAL Y OTROS	26,018	0,000	1,860	N/A	27,878	0,368
PETROQUÍMICO *	24,178	0,000	1,860	N/A	26,038	0,344
DOMÉSTICO Y COMERCIO	16,770	0,000	1,860	N/A	N/A	
CAPITAL						
INDUSTRIAL Y OTROS	26,018	17,315	4,959	N/A	48,292	0,638
PETROQUÍMICO *	24,178	17,315	4,959	N/A	46,452	0,613
DOMÉSTICO Y COMERCIO	16,770	17,315	4,959	128,878	167,922	2,217
ARAGUA						
INDUSTRIAL Y OTROS	26,018	21,459	4,959	N/A	52,436	0,692
PETROQUÍMICO *	24,178	21,459	4,959	N/A	50,596	0,668
DOMÉSTICO Y COMERCIO	16,770	21,459	4,959	N/A	N/A	
CARABOBO						
INDUSTRIAL Y OTROS	26,018	27,009	4,337	N/A	57,364	0,757
PETROQUÍMICO *	24,178	27,009	4,337	N/A	55,524	0,733
DOMÉSTICO Y COMERCIO	16,770	27,009	4,337	N/A	N/A	
LARA/ YARACUY						
INDUSTRIAL Y OTROS	26,018	34,963	5,578	N/A	66,559	0,879
PETROQUÍMICO *	24,178	34,963	5,578	N/A	64,719	0,855
DOMÉSTICO Y COMERCIO	16,770	34,963	5,578	N/A	N/A	
ZULIA						
INDUSTRIAL Y OTROS	43,212	0,000	3,099	N/A	46,311	0,611
PETROQUÍMICO *	42,234	0,000	3,099	N/A	45,333	0,599
DOMÉSTICO Y COMERCIO	33,539	0,000	3,099	128,878	165,516	2,185
FALCÓN						
INDUSTRIAL Y OTROS	43,212	7,789	4,959	N/A	55,960	0,739
PETROQUÍMICO *	42,234	7,789	4,959	N/A	54,982	0,726
DOMÉSTICO Y COMERCIO	33,539	7,789	4,959	N/A	N/A	
ALTAGRACIA						
INDUSTRIAL Y OTROS	26,018	8,544	0,000	N/A	34,562	0,456
PETROQUÍMICO *	24,178	8,544	0,000	N/A	32,722	0,432
DOMÉSTICO Y COMERCIO	16,770	8,544	0,000	N/A	N/A	
SAN JUAN DE LOS MORROS						
INDUSTRIAL Y OTROS	26,018	17,483	4,959	N/A	48,460	0,640
PETROQUÍMICO *	24,178	17,483	4,959	N/A	46,620	0,616
DOMÉSTICO Y COMERCIO	16,770	17,483	0,000	N/A	N/A	
BARBACOAS						
INDUSTRIAL Y OTROS	26,018	2,860	0,000	N/A	28,878	0,381
PETROQUÍMICO *	24,178	2,860	0,000	N/A	27,038	0,357
DOMÉSTICO Y COMERCIO	16,770	2,860	0,000	N/A	N/A	

* AL PRECIO BASE DEL SECTOR PETROQUIMICO LE FALTA AÑADIR EL VALOR RESULTANTE DE UNA FORMULA (F) QUE SERA DEFINIDA POR EL ENAGAS, DE ACUERDO CON LO ESTABLECIDO EN LA GO 38.378 DEL 13-02-06.



**UNIVERSIDAD DE CARABOBO
FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS Y SOCIALES
ESCUELA DE ADMINISTRACIÓN COMERCIAL Y CONTADURÍA
PÚBLICA**

**INSTRUMENTO DE VALIDEZ DE CONTENIDO
DE LA PRUEBA**

TITULO

**PAUTAS PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
SOCIOECONÓMICA DE LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN DE
CAPITAL PROMOVIDO POR EL ESTADO VENEZOLANO A
TRAVÉS DE PDVSA GAS, CASO: "GASODUCTO EJE
ORINOCO-APURE.**

VALENCIA, NOVIEMBRE 2011

1. Identificación del Experto.

Nombre y Apellido:

Institución donde trabaja:

2. Título de la Investigación

**PAUTAS PARA EL ESTUDIO DE FACTIBILIDAD SOCIOECONÓMICA DE
LOS PROYECTOS DE INVERSIÓN DE CAPITAL PROMOVIDO POR EL
ESTADO VENEZOLANO A TRAVÉS DE PDVSA GAS, CASO:
"GASODUCTO EJE ORINOCO-APURE."**

2.1 Objetivos del Estudio.

2.1.1 Objetivo General:

"Proponer pautas para el estudio de factibilidad socioeconómica de los proyectos de inversión de capital promovido por el Estado Venezolano a través de PDVSA Gas, caso: "Gasoducto Eje Orinoco-Apure".

2.1.2 Objetivos Específicos:

- Diagnosticar la situación actual en cuanto al proyecto de inversión de capital caso: "Gasoducto Eje Orinoco-Apure".
- Describir las características del proyecto: "Gasoducto Eje Orinoco-Apure".
- Analizar los criterios que motivan los proyectos de Estado a través de PDVSA Gas.
- Proponer unas pautas para el estudio de factibilidad socioeconómica.

3. Variables que se pretenden medir:

- **Inversión de capital:** consiste en La inversión de dinero para adquirir un recurso tangible importante, con una vida útil por encima de un período de producción (tierra, instalaciones).
- **Gasoducto Eje Orinoco-Apure:** es un proyecto que consiste en

transportar los volúmenes de gas, requerido para el desarrollo del Proyecto Socialista Orinoco (PSO), en especial los referidos a la demanda de los mejoradores de crudo de la Faja del Orinoco, mediante el desarrollo de un gasoducto de 482 km de 26" y 36".

- **Indicadores económicos:** Son los valores estadísticos que reflejan el comportamiento de las principales variables económicas, financieras, monetarias, obtenidas a través del análisis comparativo entre un año y otro de un período determinado.
- **Factibilidad económica:** significa que la inversión que se está realizando es justificada por la ganancia que se generará. Para ello es necesario trabajar con un esquema que contemple los costos y las ventas.

3.1 Indicadores: Ver cuadro técnico metodológico.

- Inversionistas del proyecto.
- Capital inicial invertido.
- Riesgo del proyecto
- Beneficios del proyecto en su fase I.
- Trazados de rutas de las tres etapas de la fase I. Ubicación geográfica.
- Costo económico de la Fase I.
- Cronograma de ejecución del proyecto
- Valor Actual Neto (VAN),
- Tasa Interna de Retorno (TIR),
- Coeficiente Beneficio Costo (BC)
- Tasa Interna de Descuento (TID)
- Periodo de Recuperación (PR).
- Retorno de inversión
- Beneficios económicos del proyecto.
- Rentabilidad

4. Escala:

[illegible]

JUICIOS DEL EXPERTO:

6. En líneas generales, considera que los indicadores de la variable están inmersos en su contexto teórico de forma:

☐

Suficiente

☐

Medianamente suficiente

☐

Insuficiente

OBSERVACIONES:

7. Considera que los reactivos del cuestionario miden los indicadores seleccionados para la variable de manera:

☐

Suficiente

☐

Medianamente suficiente

☐

Insuficiente

OBSERVACIONES:

8. El instrumento diseñado mide la variable:

☐

Suficiente

☐

Medianamente suficiente

☐

Insuficiente

9. Recomendaciones del Experto:
