En efecto, FUNDELEC sugiere continuar con la programación de centrales hidroeléctricas previstas en el Plan de Expansión de Generación, que implica poner en operación la Central de Tocoma en el 2007. Por su parte PDVSA propone poner en marcha dicha central después del año 2020, y reemplazar todas las centrales térmicas convencionales por turbinas a gas y ciclos combinados.

Los escenarios de exportación se caracterizan por dos tipos de enfoque. Por un lado, el de proyectos, que implica ventas masivas; por otro, el de sostenibilidad de suministro en el largo plazo, que implica envíos moderados hacia el exterior. El primero supone el predominio de una racionalidad empresarial que impulsará, en algún momento, las propuestas de interconexiones técnica y económicamente factibles, que satisfagan expectativas de rentabilidad y penetración de mercados (véase el **cuadro 25**).

Cuadro 25

VENEZUELA: ESCENARIO DE EXPORTACIÓN MASIVA 2000–2020

(millones de metros cúbicos)

	Cono Sur					Norandino			Caribe	Total
	Argentina	Brasil	Chile	Uruguay	Subtotal	Ecuador	Centro América	Subtotal		
2000									1913	1913
2005									1913	1913
2010									1913	1913
2013							2132	4525	1913	6438
2015	44500	8131	9532	1330	63493	2393	2132	4525	1913	69931
2020	44500	8131	9532	1330	63493	2393	2132	4525	1913	69931

Fuente: OLADE/CEPAL/GTZ

El segundo escenario supone enfrentar el predominio de una racionalidad gubernamental que busca, a través de la política energética, conservar los recursos naturales no renovables, en particular en los países menos dotados, y que además tiende a priorizar las necesidades del mercado interno (véase el **cuadro 26**).

Cuadro 26

VENEZUELA: ESCENARIO DE EXPORTACIÓN MODERADA 2000–2020

(millones de metros cúbicos)

	Cono Sur					NorAndino			Caribe	Total
	Argentina	Brasil	Chile	Uruguay	Subtotal	Ecuador	Centro América	Subtotal		
2000									1 913	1 913
2003		3 842			3 842				1 913	5 755
2005		6 522			6 522				1 913	8 435
2010	7 000	7 218			14 218				1 913	16 131
2013	10 610	7 218			17 828		2 132	2 132	1 913	21 872
2015	13 000	7 218			20 218		2 132	2 132	1 913	24 263
2017	13 000	8 131	9 532	1 330	31 993		2 132	2 132	1 913	36 038
2020	13 000	8 131	9 532	1 330	31 993		2 132	2 132	1 913	36 038

Fuente: OLADE/CEPAL/GTZ

b) Balance entre oferta y demanda

Escenario A: exportación masiva y máxima generación térmica

Las perspectivas de suministro a largo plazo estarían garantizadas por el volumen de recursos. Sin embargo, se observa una convergencia acelerada entre la suma de descubrimientos y la producción acumulada, que se traduce en una caída acentuada de las reservas remanentes. Este fenómeno podría agudizarse si no se incrementa el ritmo de descubrimientos anuales. A pesar de esa tendencia el país podría hacer frente holgadamente a los requerimientos internos y externos. Las exportaciones tendrían por destino el Cono Sur y los países norandinos, en el primer caso para cubrir los déficits productivos de Argentina que se evidenciarían entre 2015 y 2020 y que mermarían las exportaciones hacia Brasil, Chile y Uruguay; en el segundo, tanto para cubrir la declinación de la producción que se observaría en Colombia hacia 2020, como para posibilitar la continuidad del abastecimiento a Panamá, Costa Rica, Nicaragua y Ecuador.

Escenario B: exportación masiva y mínima generación térmica

Este escenario es parecido al anterior. La diferencia radica en un menor requerimiento de gas para la generación de electricidad. Como resultado la brecha entre la suma de descubrimientos y la producción acumulada es más amplia, y por lo tanto la caída de las reservas remanentes es menos acentuada. Otra consecuencia es que se requeriría de un esfuerzo productivo relativamente menos intenso para satisfacer la demanda. Como se ha mencionado, en este escenario se diferiría la construcción de centrales termoeléctricas para favorecer las alternativas hidroeléctricas. gracias a lo cual las perspectivas de exportación masiva de gas natural se verían mejoradas a largo plazo. Sin embargo, si también se exporta electricidad se podrían requerir centrales térmicas adicionales.

Escenario C: exportación conservadora y máxima generación térmica

En este escenario las perspectivas de suministro a largo plazo se extienden aún más en el tiempo. Con referencia al escenario A implica una utilización menor de recursos aún cuando aumentan la exportación para cubrir los volúmenes que Argentina dejaría de enviar a Brasil. Ello significaría anticipar exportaciones en el 2003 y exportar hacia Argentina en el 2010. En este caso se dispondría de reservas que se prolongarían más allá del 2050.

Escenario D: exportación conservadora y mínima generación térmica

Es el escenario más conservador en cuanto a la movilización de recursos gasíferos. Las perspectivas de suministro a largo plazo se extienden aún más que en los casos anteriores. Con referencia al escenario C implica una menor demanda de las centrales termoeléctricas. Con respecto a los escenarios A y B, las exportaciones son menos intensas. Las reservas se prolongarían más allá del 2050. La producción se adaptaría sin dificultad a la demanda interna y externa.

c) Consideraciones sobre la producción y los recursos

Análisis optimista: recuperación total de los recursos

La hipótesis más fuerte aplicada al conjunto de escenarios ha sido que los recursos cuantificados en 1997 se podrían extraer en su totalidad. Esta es una visión optimista, pues las estimaciones de reservas involucran un cierto grado de incertidumbre que depende de la confiabilidad de los datos de geología e ingeniería, así como de su interpretación. Sin embargo, no se han considerado expansiones de los recursos a lo largo del período considerado, de manera que el descuento por incertidumbre podría verse compensado, en todo o en parte, por dichos incrementos, y por la introducción de nuevas tecnologías que podrían mejorar el factor de recuperación de los hidrocarburos contenidos en los yacimientos. La producción requerida para satisfacer el mercado interno y externo en los distintos escenarios se visualiza en **cuadro 27**. La

relación entre los recursos y la producción indica, a partir del año 2020, horizontes que podrían extenderse entre 40 y 70 años según la alternativa que se considere.

Cuadro 27

VENEZUELA: COMPARACIÓN DE LOS ESCENARIOS 1997 – 2020 – ANÁLISIS OPTIMISTA

Escenarios	1997	2020				
		Base	A	B	C	D
Consumo interno	36	106	106	102	106	102
Exportación	–	3	70	70	36	36
No Aprovechado	4	13	21	21	17	17
Producción Neta	41	122	197	193	159	155
Producción Neta Acumulada		2 278	2 737	2 681	2 617	2 560
Reservas Remanentes	4 121	4 964	4 506	4 562	4 625	4 682
Recursos por descubrir	7 139	4 017	4 017	4 017	4 018	4 018
Recursos Disponibles	11 260	8 981	8 523	8 579	8 643	8 700
Reservas/Producción (años)	101	41	23	24	29	30
Recursos Disponibles/Producción (años)	277	74	43	44	54	56

Fuente: Elaboración propia con base en datos de PDVSA

Análisis pesimista: recuperación parcial de recursos

En una visión pesimista los recursos no podrían recuperarse en su totalidad y la producción sería en consecuencia menos importante. Una estimación gruesa indica que el 25.5% de los recursos cuantificados tiene baja probabilidad de ser puestos en el mercado. Este es el resultado de suponer que: i) los recursos no identificados tendrían, si se descubrieran, una estructura equivalente a la de los identificados (véase el **cuadro 28**); ii) los factores de riesgo son de 0%, 50% y 90% para las reservas probadas, probables y posibles. El volumen de recursos ponderado por riesgo resulta 2.877 Gmc menor al valor de los recursos estimados en 1997.

Cuadro 28

RECURSOS GASÍFEROS PONDERADOS POR RIESGO EN 1997

(miles de millones de metros cúbicos y porcentajes)

	Recursos Identificados (%)		Recursos No Identificados (%)		Total Cuantificado	Factor de riesgo (%)	Total Esperado
Reservas Posibles	1 246	19.5	950	19.5	2 197	0.10	220
Reservas Probables	1 020	16.0	780	16.0	1 799	0.50	900
Reservas Probadas	4 121	64.5	3 143	64.5	7 264	100.0	7 264
Total	**6 387**	**100.0**	**4 872**	**100.0**	**11 260**	**74.5**	**8 383**

Fuente: Elaboración propia con base en datos de PDVSA

Adoptando esa visión pesimista la relación recursos/producción tendría un horizonte de entre 30 y 50 años según la alternativa que se tome en cuenta. (véase el **cuadro 29**). Valga insistir en tampoco en este caso se tomó en cuenta el posible crecimiento de los recursos como resultado de las actividades de exploración y de los avances tecnológicos en materia de recuperación que tendrá lugar durante las dos primeras décadas del siglo XXI.

Cuadro 29

VENEZUELA: COMPARACIÓN DE ESCENARIOS 1997 – 2020 – ANÁLISIS PESIMISTA

(miles de millones de metros cúbicos)

Escenarios	1997	2020				
		Base	A	B	C	D
Consumo interno	36	106	106	102	106	102
Exportación	–	3	70	70	36	36
No Aprovechado	4	13	21	21	17	17
Producción Neta	41	122	197	193	159	155
Producción Neta Acumulada		2 278	2 737	2 681	2 617	2 560
Reservas Remanentes	4 121	4 190	3 732	3 788	3 851	3 908
Recursos por descubrir	4 262	1 915	1 914	1 934	1 915	1 915
Recursos Disponibles	8 383	6 105	5 646	5 722	5 766	5 823
Reservas/Producción (años)	101	34	19	20	24	25
Recursos Disponibles./Producción (años)	206	50	29	30	36	38

Fuente: Elaboración propia con base en datos de PDVSA

d) Interconexiones Internacionales

A la expansión de la red de transporte planificada por PDVSA para el mercado interno, ya indicada, se agregarían la expansión del suministro hacia los países vecinos (véase el **cuadro 30**).

Cuadro 30

GASODUCTOS INTERNACIONALES EN PROYECTO

	Países	Tramos	Inicio Operación	Inversión MMUS$
1	Venezuela – Colombia[1]	(Venezuela) – Maicao (Colombia) Long: 230 km. Diam: 20", Cap: 5.7 MMmcd	s/d	406
2	Venezuela – Colombia[2]	Ulé (Venezuela) – Maicao/Tibú (Colombia) Long: 170/330 km. Diam: 16", Cap: 2.1 MMmcd	s/d	92–175
3	Venezuela – México[3] Gasoducto Panamericano	Moron (Venezuela) – Cactus (México) Long: 3.755 km. Diam: 36", Cap: 28.3 MMmcd	s/d	3.000
4	Venezuela – Estados Unidos Gasoducto Trans–Caribe[4]	Orinoco (Venezuela) – Miami (Estados Unidos) Long: 3.572 km, Diam: 36"/24", Cap: 56.7 MMmcd	s/d	1.000 – 6.800
5	Venezuela–Colombia–CA 5	Venezuela – Nicaragua	s/d	s/d
6	Venezuela – Brasil[5]	Puerto Ordaz (Venezuela) – Manaos (Brasil)	s/d	s/d

Fuente: (1) Ecopetrol, 1991; (2) OLADE, 1992; (3) Arthur D. Little, Inc, 1995; (4) World Bank, 1995, (5) OLADE/CEPAL/GTZ.

E. Marco jurídico y regulatorio

En 1989 inició un importante programa de ajustes estructurales. El programa comprendió la desregulación y otros cambios para obtener una mayor participación del sector privado en las actividades que estaban reservadas al Estado. El programa avanzó considerablemente. Y aunque fue perturbado por la crisis política a fines de 1993 y la crisis financiera a principios de 1994, nunca se ha detenido.

En 1995 PDVSA realizó una alianza estratégica con Mitsubishi y Shell para explotar el gas natural del oriente del país. El acuerdo establece un hito en la interpretación jurídica de la ley que nacionalizó el petróleo, al posibilitar la participación extranjera con mayoría de acciones. Otros hechos notables han sido la apertura de los campos marginales y las asociaciones para explotar recursos pesados de la faja petrolífera del Orinoco, proyectos en los que se abandona el principio tradicional de participación del Estado superior al 50% de las acciones.

A partir de febrero de 1999 la intención del gobierno actual es avanzar en la profundización del proceso de apertura y en el desarrollo de un marco regulatorio que sea seguro y atractivo para la inversión extranjera. Se espera que con la liberalización de toda la cadena productiva y la expansión de la producción el mercado del gas natural inicie un proceso de desarrollo que fomente la inversión nacional y extranjera en el sector.

La próxima década será determinante para la industria del gas natural en el país. Para posibilitar su desarrollo el Gobierno se ha propuesto la apertura al capital privado, así como una política de precios que considere su adecuada valoración como recurso energético y mantenga su competitividad frente a otras opciones. Asimismo, se busca extender el consumo a más ciudades y desarrollar usos no tradicionales. Dichos objetivos se complementan con reformas institucionales y promoción de la inversión privada.

1. Antecedentes jurídicos y regulatorios

El sistema ha estado regulado por las siguientes leyes, decretos y resoluciones:

- Ley de Hidrocarburos (1943). Declara que todos los aspectos de la exploración. explotación, transformación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos son de utilidad pública.
- Decreto 1816 (1969). Regula la conservación de los recursos hidrocarburíferos.
- Ley que reserva al Estado la industria del gas natural (1971). Por razones de interés nacional se reserva para el Estado la industria del gas natural basada en reservorios de hidrocarburos. Asigna la explotación a Corpoven.
- Ley que reserva para el Estado la explotación de los productos derivados de los hidrocarburos para el mercado doméstico (1973).
- Ley orgánica que reserva para el Estado la industria y mercadeo de hidrocarburos (1975): Esta ley reserva para el Estado todos los aspectos de la exploración, explotación, transformación, refinación, transporte y almacenamiento de hidrocarburos, el mercadeo nacional o en el exterior de productos y refinados en las instalaciones que permiten esas actividades. Anula todas las concesiones garantizadas por la Ley de Hidrocarburos.
- Ley Orgánica de la Administración Central (1976). Otorga autoridad al Ministro de Desarrollo para fijar precios y tarifas a los productos y servicios, públicos y privados, en todo el país.

- Ley del Régimen Orgánico Municipal (1978). Establece que las municipalidades son legalmente competentes para vender electricidad y gas en sus jurisdicciones, de acuerdo a las normas promulgadas en la legislación nacional.
- Ley de protección al consumidor (1992)
- Ley Penal Ambiental (1992)
- Resolución 537 (1993). Establece el procedimiento para fijar los precios base del gas natural.
- Decreto de mayo de 1998 y la Resolución 323 que lo norma. Se unifica la dispersión que existía respecto al marco legal al cual estaba sujeta la actividad del gas natural. La normativa define las oportunidades para el sector privado en la industrialización, transporte, distribución y comercialización del gas metano y etano en el territorio nacional.
- Decretos No. 450 del Ministerio de Industria y Comercio y No. 315 del Ministerio de Energía y Minas, del 6/11/98. Establecen la evolución del precio del gas metano hasta el año 2000.

2. Nueva Ley Orgánica de Hidrocarburos Gaseosos

El nuevo marco legal de mediados de agosto de 1999 permite que la exploración y explotación de gas no asociado y su recolección, así como del gas asociado con petróleo y otros fósiles, hasta su transporte y distribución, incluido el comercio interior y exterior, pueda ser ejercido por el Estado directamente o mediante entes de su propiedad o por personas privadas nacionales o extranjeras, con o sin la participación del Estado. Dentro de lo anterior se incluye a los hidrocarburos líquidos y a los componentes no hidrocarburados contenidos en los hidrocarburos gaseosos, así como al gas proveniente del proceso de refinación del petróleo.

En cuanto al destino del gas, estará dirigido primordialmente al desarrollo nacional, mediante el aprovechamiento intensivo y eficiente como combustible para uso doméstico o industrial, como materia prima para su industrialización y para su eventual exportación en cualquiera de sus fases. Esas actividades se deberán realizar atendiendo a la defensa y uso racional del recurso y a la conservación, protección y preservación del ambiente.

Las actividades a las que se refiere la Ley así como las obras que su manejo requiera se declaran de utilidad pública, mientras que las actividades relacionadas con el transporte y distribución de gas destinados al consumo colectivo, constituyen un servicio público.

En cuanto a los aspectos institucionales se establece que el Ejecutivo Nacional, a través del Ministerio de Energía y Minas, ejercerá la competencia nacional sobre los hidrocarburos a los que se refiere la Ley. Ello implica que podrá planificar, vigilar, inspeccionar y fiscalizar a todos los fines previstos en las leyes, las actividades relacionadas con los mismos. También, dictará medidas que propicien la formación y la participación de capital nacional en las actividades señaladas. Por esta normativa se crea también el 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.

En cuanto a las normas de operación la Ley establece:

- La obligación, de almacenadores, transportistas y distribuidores, de prestar servicio en forma continua y de conformidad con las normas legales, reglamentarias y técnicas de eficiencia, calidad y seguridad.

- La prohibición de la vinculación simultánea entre dos o más actividades de producción, transporte o distribución, pertenecientes a una misma persona y en una región. Las excepciones serán consideradas cuando la viabilidad del proyecto así lo requiera y previa autorización del Ministerio de Energía y Minas.
- El acceso abierto a los almacenamientos, transporte y distribución cuando las instalaciones tengan capacidad disponible para ello y por convenio contractual entre las partes. A falta de acuerdo el Ministerio de Minas y Energía establecerá las condiciones.
- La facultad de determinar los precios de los hidrocarburos gaseosos, desde los centros de producción y procesamiento, al Ministerio de Energía y Minas atendiendo a principios de equidad.
- La fijación de tarifas a los consumidores finales por los Ministerios de Energía y Minas y de la Producción y el Comercio, mientras que el Ente Nacional del Gas elaborará las bases para el establecimiento de dichas tarifas. Las tarifas para los consumidores minoristas se compondrán por el precio de adquisición del gas más la tarifa de transporte más la tarifa de distribución. Se busca que las tarifas aseguren el menor costo posible para los consumidores y sean compatibles con la seguridad de abastecimiento.
- Que la rentabilidad que se obtenga por las actividades de almacenamiento, transporte y distribución, luego de una operación eficiente y satisfactoria que obtenga ingresos a tarifas que permitan cubrir los costos de operación y mantenimiento del servicio, los impuestos, la depreciación y la amortización de inversiones, sea similar a la de otras actividades de riesgo comparable.

3. El marco legal ambiental

La Ley del medio ambiente se aprobó en el Congreso en febrero de 1992. Requiere que los sectores público y privado hagan inversiones para modificar sus operaciones en forma tal que cumplan con principios ambientales básicos. Los principales requerimientos de la Ley son los siguientes: i) utilización de auditorías ambientales para las instalaciones existentes; ii) realización de estudios de impactos ambientales para actividades futuras; iii) determinación de planes y programación de las actividades que sean necesarias para cumplir con las regulaciones ambientales.

Algunas violaciones a la ley pueden ocasionar prisión. El Ministerio del Ambiente es el ente que debe administrar la ley, aunque el sistema judicial tiene jurisdicción. Constituyen serias violaciones de la ley la degradación industrial, el envenenamiento, la contaminación y otras actividades que produzcan daños a la tierra, la flora o la fauna. Las penalizaciones pueden incluir multas y prisión y pueden aplicarse también a corporaciones. Penalizaciones adicionales pueden incluir la suspensión o la revocatoria de permisos, restricciones en contra de nuevos contratos con el gobierno y la confiscación de activos o el cierre de negocios.

La ley puede exigir la restitución ambiental o la limpieza en los siguientes términos: i) restablecimiento de condiciones ambientales; ii) cambio o destrucción de instalaciones o equipos que violan la ley ambiental; iii) repatriación de desechos tóxicos; iv) instalación de mecanismos de prevención. Para cada fase de operaciones de petróleo, gas y electricidad deben obtenerse licencias ambientales, para lo cual quien las solicite debe proporcionar los correspondientes reportes de impactos ambientales.

II. Análisis técnico–económico de los gasoductos Venezuela–Colombia y Panamá–Costa Rica

En este capítulo se presenta las características técnicas y la evaluación económica de un gasoducto que vincularía la zona productora en el oriente de Venezuela con la red troncal de Colombia. La idea que guía esa propuesta es que la entrada de un volumen importante de gas venezolano permitiría liberar cantidades similares de gas de La Guajira que podrían ser exportadas hacia América Central. Adicionalmente, para tener una visión más completa del proyecto de llevar gas natural a la región sur del Istmo Centroamericano, se presenta un análisis técnico económico de un gasoducto que conectaría Panamá y Costa Rica. El tramo del gasoducto entre Colombia y Panamá no fue incluido en el presente documento, por existir estudios avanzados elaborados por una empresa privada, con operaciones comerciales en estos dos países.

A. Anteproyecto técnico de un gasoducto Venezuela–Colombia

El anteproyecto técnico comprende la definición del trayecto, las características técnicas y los montos de inversión requeridos. Con la finalidad de simplificar el análisis se diseñó un gasoducto que estaría dedicado exclusivamente al transporte de gas de Venezuela a Colombia, es decir, que no sería obligado a atender la demanda venezolana.

1. Trayecto

El trayecto se elaboró tomando como referencia el mapa físico de la República de Venezuela, escala 1:2000000 del Servicio Autónomo de Geografía y Cartografía Nacional del Ministerio del Ambiente y de los Recursos Naturales Renovables. El gasoducto va de Anaco en el oriente de Venezuela hasta Maicao en el oriente de Colombia (véase el **Anexo 1**). Se seleccionó esta ruta pues es la que presenta mayores ventajas en términos de longitud y características del terreno.

En efecto, para la selección del trayecto se adoptaron los siguientes criterios: i) recorrer la distancia mínima entre dos puntos; ii) evitar en la medida de lo posible las zonas difíciles, como terrenos bajos y anegadizos o formaciones montañosas de altura importante; iii) aprovechar al máximo la infraestructura existente a lo largo del recorrido para el movimiento de materiales y mano de obra durante la construcción y, posteriormente, para las tareas de operación y mantenimiento.

Con base a la sugerencia de PDVSA, el punto de partida se localizó en Anaco (punto 1). Aquí se encuentra uno de los principales centros de colección de la producción de gas natural de la región oriental de Venezuela. La primera etapa tiene una extensión de 215 kilómetros y culmina en la localidad de Alta Gracia de Orituco (punto 2). Atraviesa la Depresión de Unare en terreno relativamente llano con una altimetría en general inferior a los 500 metros sobre el nivel del mar (msnm), cruza los ríos Unare y Tamanco localizados al norte del embalse Playa de Piedra y, antes de llegar a la localidad de Alta Gracia, el río Orituco, respectivamente. Desde la localidad de Alta Gracia de Orituco se desarrolla el trazado durante los siguientes 107 kilómetros, llegando a la localidad de Juan de los Moros (punto 3). Esta etapa fue planteada siguiendo el flanco sur de la Cadena del Interior, en terreno que no supera los 500 msnm, para lo que se debe efectuar el cruce de los ríos Guayas, Taguay y Cura, pasando al norte del embalse de Camatagua, y del río Guárico antes de llegar a Juan de los Moros.

Desde Juan de los Moros la traza continúa por la localidad de Tocuyito, al sur de la ciudad de Valencia (punto 4) recorriendo 64 kilómetros, para lo cual debe sortear una zona montañosa definida por el Cerro La Gloria, con alturas que no superan los 1.000 msnm, para luego descender al valle donde se encuentra Valencia.

Desde Valencia se deben atravesar 57 kilómetros hasta llegar a la ciudad de Miranda (punto 5), atravesando una zona montañosa de alta dificultad. Desde la ciudad de Miranda se recorren 106 kilómetros hasta la ciudad de Barquisimeto (punto 6), extremo occidental del sistema de transporte de gas natural este y central de Venezuela. Este tramo también es accidentado, atravesando la Sierra de Nirgua y el río Buría al norte del embalse de Cumaripa. En la localidad de Barquisimeto está previsto instalar una planta compresora, la que podrá desarrollarse siguiendo el ritmo de crecimiento de los volúmenes transportados.

Desde Barquisimeto el gasoducto continúa hasta la localidad de Carora (punto 7), atravesando en su recorrido las estribaciones de la Cordillera de los Andes, en altitudes que no superan los 2000 msnm, y el río Cururiagua antes de descender a la llamada Depresión de Carora. La longitud de este tramo es de 75 kilómetros. Partiendo de Carora, se recorren 95 kilómetros hasta la localidad de El Venado (punto 8), atravesando la Serranía de Ciruma en altitudes del orden de los 2000 msnm. Desde ahí se desarrollan 86 kilómetros hasta Punta Iguana (punto 9). Luego se atraviesa el Lago de Maracaibo en su punto más estrecho y se continua hasta Punta Piedras (punto 10), distante 13 kilómetros del punto anterior.

Una vez en la margen occidental del Lago de Maracaibo la traza continúa por terreno llano, recorriendo 56 kilómetros hasta llegar a la localidad de Dos Bocas (punto 11). 45 kilómetros más adelante se encuentra la ciudad de Guarero (punto 12), distante 13 kilómetros de la frontera con

Colombia (punto 13). Desde la frontera se recorren 11 kilómetros y se llega a la localidad de Maicao (punto 14), sitio seleccionado de llegada del gasoducto y de interconexión con la red de transporte de gas natural en Colombia. El recorrido total alcanza 937 kilómetros.

2. Características técnicas

De acuerdo con los estudios de la demanda, se requiere un caudal inicial de 2.5 MMmcd hasta alcanzar rápidamente un caudal de 6 MMmcd. Con base en esas cifras se dimensionó el diámetro del tubo y las necesidades de compresión a lo largo del trayecto. El gasoducto resultante cuenta con una estación de compresión en la cabecera que toma el gas proveniente de los campos a una presión de 60 kg/cm2 y lo comprime hasta 100 kg/cm2, presión máxima de operación. En la localidad de Barquisimeto, 549 kilómetros al oriente de la cabecera, se encuentra una segunda estación con una potencia instalada de 9.500 HP. La presión a la llegada en Maicao es de al menos 50 kg/cm2. El diámetro de la cañería es de 20" (pulgadas). Los tubos responden a la norma API 5 LX–X65 y la clase de tendido del gasoducto adoptado es del tipo A (72%).

El diseño del gasoducto puede modificarse para incrementar los volúmenes de gas transportado. Una primera opción consiste en ampliar la capacidad de compresión. Si en lugar de 1 planta se instalan 4, totalizando 29 600 HP, el caudal aumentaría un 20% al pasar de 6 a 7.2 MMmcd. Aunque las inversiones en compresión se triplicarían al pasar de 14 a 44.4 millones de dólares, la inversión total se incrementarían en sólo 8%, al pasar de 376 a 406 millones de dólares. También puede modificarse el diámetro de la tubería. Si en lugar de un diámetro de 20 pulgadas se usa uno de 24 pulgadas, el caudal máximo se duplicaría respecto al proyecto original, alcanzando 11.7 MMmcd. En ese caso las inversiones se incrementarían 35%, alcanzando un monto de 508 millones de dólares.

B. Anteproyecto técnico de un gasoducto entre Bahía Las Minas, Panamá y Puerto Limón, Costa Rica

Con el objeto de plantear la interconexión entre Panamá y Costa Rica, se analizó un gasoducto entre las localidades de Bahía Las Minas, en Panamá, y Puerto Limón, en Costa Rica. Conviene mencionar que el eventual gasoducto Colombia – Panamá tendría como punto de llegada en este país el sitio de Bahía Las Minas, lugar donde se encuentra en operación una central termoeléctrica.

1. Trayecto

El trayecto se planteó teniendo en cuenta las hipótesis básicas de diseño para el anteproyecto técnico de los gasoductos México–Panamá y Venezuela–Colombia. Se seleccionó una traza que en todo su recorrido atraviese terrenos firmes, bordeando en algunos tramos caminos existentes en forma paralela a la costa del Mar Caribe (véase el **Anexo 2**).

Parte de la zona de Bahía Las Minas, en las proximidades de la ciudad de Colón en Panamá, en un punto a determinar cercano a la central termoeléctrica existente (punto1). En esta localización se instalaría una estación compresora de 7.000 HP para elevar la presión del gas natural desde 30 hasta 100 kg/cm2, presión de diseño para el transporte.

La primera etapa cubre un total de 8 kilómetros hasta las cercanías de la ciudad de Gatún (punto 2), donde se cruza las esclusas del canal de Panamá. Desde allí se recorren 44 kilómetros hasta la localidad de El Salto (punto 3), atravesando en su etapa inicial el río Chagrés, siguiendo siempre caminos viales existentes.

Los siguientes puntos y distancia a recorrer están identificados en las localidades de Veraguas (punto 4, 76 kilómetros), La Chavela (punto 5, 49 kilómetros), y Alligator Creek (punto 6) respectivamente. Se trata en general de zonas bajas, en las que se debe atravesar múltiples cursos fluviales y con escasa infraestructura para el tendido de los ductos. Desde Alligator Creek se llega hasta Punta Peña (punto 7), se recorren 69 kilómetros y desde allí continúa hasta la frontera con Costa Rica pasando por las localidades siguientes: Caño Claro (punto 8, 17 kilómetros), Milla cuatro (punto 9, 38 kilómetros) y Guabito (punto 10, 29 kilómetros).

Ya en territorio de Costa Rica, el trazado evita atravesar reservas ecológicas protegidas, por lo que se ha seleccionado pasar por Loma Bonita (punto 11), distante 29 kilómetros de la zona fronteriza con Panamá, y Bonifacio (punto 12), localidad situada 19 kilómetros más adelante. Finalmente se llega a Puerto Limón recorriendo un tramo final de 31 kilómetros. En total la longitud del gasoducto es de 441 kilómetros.

2. Características técnicas

El gasoducto fue planeado para alimentar en Puerto Limón una central termoeléctrica de ciclo combinado, de una capacidad instalada de 500 MW, operando 7 500 horas, con un consumo específico es 1 800 kcal/kWh y un poder calorífico inferior del gas de 8 460 kcal/mc. El consumo resultante a partir de esos datos ascendió a 798 MMmc anuales o equivalentemente 2.2 MMmc diarios. Para los fines del diseño se adoptó una demanda total de 2.5 MMmcd. En correspondencia a ese nivel de consumo las características de la tubería son las siguientes: presión de ingreso 100 kg/cm2; presión de llegada 20 kg/cm2; temperatura base 288°K; temperatura de operación 288°K; presión base 1.033 kg/cm2; densidad relativa 0.6345; eficiencia 90%; y rugosidad 0.0017. Con estos parámetros de diseño resulta que el diámetro de la tubería tendría que ser de 16 pulgadas.

C. Inversiones y gastos

1. Costos de inversión

Los costos de inversión comprenden los costos de la tubería, las unidades de compresión y el gas natural utilizado para el empaque de la cañería.

a) Ductos

Los costos fueron calculados sobre la base de cifras unitarias proporcionadas por PDVSA–Gas y el consultor G. Rabinovich, las cuales comprenden todos los desembolsos hasta la puesta en marcha: estudios de ingeniería, tubos, materiales diversos, equipos de telecomunicaciones y de medición a distancia, mano de obra, derechos de vía e intereses durante la construcción. Un tercio de los 937 kilómetros de longitud del gasoducto Venezuela-Colombia corresponden a terrenos difíciles (incluyendo 13 kilómetros de cruce por el Lago Maracaibo). Así, las inversiones para los gasoductos de 20 y 24 pulgadas de diámetro serían de 362 y 434 millones de dólares, respectivamente (véase el **cuadro 31**). Por otra parte, el gasoducto Minas–Limón tiene una inversión en tubos de 128.2 millones y el 38% de sus 441 kilómetros cruza por terrenos difíciles (véase el **cuadro 32**).

Cuadro 31
COSTOS DE INVERSIÓN EN LA TUBERÍA DEL GASODUCTO VENEZUELA–COLOMBIA

Tipo de terreno	Costo unitario (dólares / pulgada–km.)	Distancia (kilómetros)	Gasoducto 20 pulgadas (miles de dólares)	Gasoducto 24 pulgadas (miles de dólares)
Llanos sin roca arenosa	16,000	334	106,880	128,256
Colinas suaves	18,000	288	103,680	124,416
Montaña rocosa y cruces de agua	24,000	315	151,200	181,440
Total		**937**	**361,760**	**434,112**

Fuente: CEPAL, sobre la base de costos unitarios proporcionados por PDVSA–Gas

Cuadro 32
COSTOS DE INVERSIÓN EN LA TUBERÍA DEL GASODUCTO LAS MINAS – PUERTO LIMÓN

Tipo de terreno	Costo unitario (dólares / pulgada–Km.)	Distancia (kilómetros)	Gasoducto 16 pulgadas (miles de dólares)
Llanos	16,000	131	33,536
Colinas suaves	18,000	143	41,184
Terreno difícil	20,000	167	53,440
Total		**441**	**128,160**

Fuente: CEPAL, sobre la base de costos unitarios proporcionados por G. Rabinovich.

b) Unidades de compresión

Por otra parte, las inversiones en unidades de compresión se determinaron a partir de cifras suministradas por PDVSA–Gas (1.500 dólares por caballo de fuerza), y los criterios que a continuación se mencionan. Se supuso que ese costo corresponde a potencia en condiciones ISO, es decir, al nivel del mar y a 15 °C, estimando que en las condiciones reales de altitud y temperatura se perdía el 20% de la potencia nominal. Además, sobre la base de información proporcionada por PEMEX Gas Petroquímica Básica (GPB), se tomó en cuenta una capacidad adicional de 50% como respaldo[3] y se consideraron economías de escala en los costos de los equipos. Las inversiones requeridas incluyen los costos de turbina (44% del total), compresor (9%), equipo de proceso (21%), obra civil y electromecánica, instalación y puesta en operación.

Para el gasoducto de 20 pulgadas de diámetro las unidades de compresión representan 7.4% ó 17.7% del costo de los ductos, ya sea que se considere baja o alta capacidad de compresión. En el caso del gasoducto de 24 pulgadas con alta capacidad de compresión esta cifra llega al 27.6%. El gasoducto Minas–Limón de 16 pulgadas la proporción es de 13.3% (Véase el **cuadro 33**).

[3] En cada punto del gasoducto con requerimiento de compresión se instalan tres turbocompresores de igual capacidad, uno de los cuales es el de respaldo para cuando sea necesario mantenimiento programado o imprevisto.

Cuadro 33

COSTOS DE INVERSIÓN EN UNIDADES DE COMPRESIÓN

Alternativa de gasoducto	Requerimiento de compresión (HP, real)	Potencia nominal equivalente, sin respaldo (HP, ISO)	Potencia nominal total a instalar (HP, ISO)	Costo unitario (dólares / HP)	Costo total (miles de dólares)
20"Baja C.	9,500	11,875	17,813	1,500	26,719
20"Alta C.	29,600	37,000	55,500	1,400	77,700
24"Alta C.	49,100	61,375	92,063	1,300	119,681
16"ML	7,000	8,750	13,125	1,500	19,688

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por PDVSA–Gas y PEMEX–GPB.

c) Gas empacado

El gas que queda empacado en el gasoducto se considera un inventario que forma parte del capital de trabajo. Su volumen se calculó considerando la geometría de la tubería, la presión de operación media, la temperatura media y el factor de compresibilidad. En todos los casos este costo es muy pequeño, 0.1% del monto total de inversión en las alternativas Venezuela–Colombia y 0.3% en Minas–Limón.

2. Costos durante la operación

Los costos durante la operación comprenden gastos en gas combustible, mantenimiento, operación y administración.

a) Gas consumido

El gas requerido como combustible por los equipos de compresión se estimó sobre la base del consumo térmico unitario (CTU ó heat rate) de turbinas de diferente capacidad, en términos ISO y con un ajuste de 5% por temperatura (véase el **cuadro 34**). Cabe destacar que para el gasoducto de 20 pulgadas con baja compresión este consumo representa poco menos de 1% del gas transportado, mientras que para los proyectos con alta compresión la proporción se eleva a 2.4%. En el gasoducto Minas-Limón esta relación es de 1.89%. El precio supuesto del gas en cabecera de gasoducto en Venezuela es de 0.60 dólares por MMBtu, más 20% de regalías, según sugerencia de PDVSA, aún cuando actualmente es de 0.40 dólares; para Bahía Las Minas se supuso 3.00 dólares por MMBtu.

b) Mantenimiento

Los costos anuales de mantenimiento de la tubería representan 1% de la fracción de la inversión que excluye el componente de equipos de telecomunicación y medición a distancia (éstos últimos se estima que representan el 20% de la inversión en ductos). El costo de mantenimiento comprende la conservación del derecho de vía, pintura, materiales diversos, equipo ligero de transporte, retroexcavadora y otros conceptos a excepción de la mano de obra.

Cuadro 34
COSTOS ANUALES DEL GAS CONSUMIDO

Alternativa de gasoducto	CTU, ISO (Btu / HP–hr)	CTU, real (Btu / HP–hr)	Requerimiento de compresión (HP, real)	Costo unitario del gas (dólares / MMBtu)	Costo anual (miles de dólares)
20"Baja C.	8,500	8,925	9,500	0.72	535
20"Alta C.	8,250	8,663	29,600	0.72	1 617
24"Alta C.	8,000	8,400	49,100	0.72	2 601
16" ML	8,500	8,925	7,000	3.00	1 642

Fuente: CEPAL, sobre la base de "1999–2000 Gas Turbine World Handbook", pags. 35 y 36

Por otra parte, las refacciones para el mantenimiento ordinario de las unidades de compresión representan un costo anual igual al 5% del monto de inversión en operación (sin la capacidad de respaldo) del sistema turbina–compresor–equipos auxiliares, el cual significa el 74% (44% + 9% + 21%) de la inversión total en las unidades. Adicionalmente, las turbinas necesitan reparación profunda (overhaul) cada cinco años, requiriendo un desembolso equivalente al 60% del costo de la turbina ó al 26.4% (0.60 x 0.44) del total de la inversión en las unidades de compresión (véase **cuadro 35**)

Cuadro 35
COSTOS DE MANTENIMIENTO
(miles de dólares)

	Costo anual en Ductos	Costo anual en turbina–compresor–aux	Costo quinquenal en Turbina
20" Baja Compresión	2,894	659	4,703
20" Alta Compresión	2,894	1,917	13,675
24" Alta Compresión	3,473	2,952	21,064
16" Minas–Limón	1,025	485	3,465

Fuente: CEPAL, sobre la base de información proporcionada por PGPB

c) Operación y administración

Este rubro comprende todos los gastos de administración y ventas, entre otros, sueldos, equipos, mobiliario, materiales consumibles y rentas. También incluye los sueldos y salarios del personal de operación y mantenimiento (véase **cuadro 36**).

Cuadro 36
GASTOS DE OPERACIÓN Y ADMINISTRACIÓN
(miles de dólares)

Alternativa de gasoducto	Gasto anual
20" Baja Compresión	3,400
20" Alta Compresión	3,600
24" Alta Compresión	3,900
16" Minas–Limón	2,600

Fuente: CEPAL, sobre la base de cifras de empresas transportistas de gas natural en México

D. Evaluación económica de los ductos

En este apartado se calculan las tarifas de peaje que permitirían a la empresa transportista recuperar todos sus costos, inclusive el costo de capital, mediante el método del costo nivelado. Para ello se especifican los costos de inversión y desembolsos requeridos durante la operación; se desarrolla con detalle la estimación de la tasa de descuento a utilizar, acorde con el nivel de riesgo de esta actividad en un país en desarrollo y, por último, se evalúa la sensibilidad de las tarifas ante cambios en los valores de los parámetros base. Además, se aplican dichas tarifas para determinar el precio de entrega del gas natural. El análisis se realiza en moneda constante, suponiendo que todos los costos aumentan a un ritmo de 2% anual.

Se analizan cuatro configuraciones. Las primeras corresponden a las tres alternativas del gasoducto de Venezuela a Colombia, con el mismo trazo (937 kilómetros) y con diferentes capacidades de transporte: (i) 20 pulgadas de diámetro y baja capacidad de compresión (denominado como 20"BC), con posibilidad de transportar 6 MMmcd; (ii) 20 pulgadas y alta compresión (20"AC), con un caudal de 7.2 MMmcd y (iii) 24 pulgadas y alta capacidad de compresión (24"AC), capaz de manejar 11.6 MMmcd. La cuarta configuración (16"ML) se refiere a un gasoducto de 16 pulgadas de diámetro y 441 kilómetros de longitud, con capacidad de transportar un flujo de 2.2 MMmcd de Bahía Las Minas, Panamá, a Puerto Limón, Costa Rica.

1. Tasa de descuento

La tasa de descuento en un proyecto es el costo medio ponderado de las fuentes de financiamiento (weighted average cost of capital, WACC), donde los ponderadores son la proporción de cada fuente en el monto total de la inversión. Así, si en ausencia de impuestos el proyecto se financia mediante 60% de capital propio, con un costo de 15%, y 40% de deuda a una tasa de 10%, el WACC sería 13%. Sin embargo, debe tomarse en cuenta que los intereses de la deuda (costo financiero) son deducibles de la base gravable sobre la cual se calculan los impuestos. Por lo tanto, si la tasa impositiva es 34%, en el ejemplo anterior el costo de la deuda para el empresario es de sólo 6.6% [10% x (1 – 0.34)] y el WACC 11.64% (15%x0.60 + 6.6%x0.40).

El costo del capital propio (R) puede estimarse mediante el Capital Asset Pricing Model (CAPM). Este modelo indica que el rendimiento requerido es igual a la tasa que puede ganarse sin incurrir en ningún riesgo (tasa de bonos gubernamentales), más un premio por el nivel de riesgo del proyecto. El premio por riesgo se establece como el rendimiento que el mercado de valores tiene por encima de la tasa libre de riesgo, multiplicado por un indicador del riesgo específico del activo o proyecto de interés (β). Algebraicamente:

$$Ri = RF + \beta i(RM - RF)$$

donde:

R = tasa de rendimiento requerido para el activo o proyecto i

RF = tasa libre de riesgo

RM = tasa de rendimiento del mercado total de valores

β = indicador de riesgo específico del activo o proyecto i

El parámetro β puede ser mayor, menor o igual a 1. Si β es mayor que 1, significa que el riesgo específico, no diversificable, del proyecto es superior al que tiene el mercado de valores en su conjunto. Como la ecuación anterior es lineal, β representa el coeficiente de pendiente y puede ser calculado mediante análisis de regresión.

Tomando como referencia el mercado estadounidense, para el periodo comprendido de marzo de 1989 a octubre de 1999, los bonos del tesoro (Treasury Bonds ó TBonds) con vencimiento a 30 años han ofrecido una tasa promedio de 7.1%, mientras que el rendimiento promedio del mercado de valores, medido mediante el índice Standard&Poor que comprende 500 empresas (S&P500), ofreció un rendimiento de 16.6% anual. Para este mismo mercado y periodo, la β promedio de las 30 empresas gaseras y eléctricas (utilities) comprendidas en el índice S&P500 fue de 0.37. Sobre la base de estas cifras, el rendimiento medio requerido para el capital propio invertido en utilities en los Estados Unidos, es de 10.6%, como se muestra a continuación.

· $Ri = 7.1 + (0.37)(16.6 - 7.1) = 7.1 + (0.37)(9.5) = 7.1 + 3.5 = 10.6\%$

Esto significa que el sector de las utilities requiere un rendimiento promedio (para el capital propio) igual a la tasa que pudiera ganarse invirtiendo en bonos gubernamentales de largo plazo más un premio de 3.5% por riesgo. Cabe destacar que este premio es la media del sector y que, en este caso, corresponde a un nivel de apalancamiento financiero promedio de 53%. A medida que la proporción de deuda es más grande, el riesgo del capital propio es mayor y por tanto su rendimiento requerido aumenta. Eliminando la más alta y la más baja de las 30 empresas de la muestra, las restantes 28 compañías tienen βs individuales van desde 0.20 hasta 0.52. Es de notar que para el sector de interés las βs son mucho menores que 1, indicando que las utilities tienen un riesgo muy inferior al del mercado global y, en consecuencia, sólo requieren como premio por riesgo una fracción del 9.5% (16.6% – 7.1%) que el mercado recibe en promedio.

Para transferir las cifras anteriores a un país en desarrollo debe agregarse el premio por riesgo país. Este puede estimarse como la diferencia entre la tasa de interés que pagan los bonos gubernamentales de largo plazo del país en desarrollo, emitidos en dólares, y aquella correspondiente a los TBonds de los Estados Unidos. Por ejemplo, la deuda soberana mexicana emitida en dólares mediante bonos a 30 años (llamados UMS, las siglas en inglés de United Mexican States), han ofrecido un rendimiento anual de 10.57% durante el periodo de mayo de 1996 (fecha en que se emitieron) a octubre de 1999, frente a 6.18% de los TBonds a 30 años durante el mismo periodo, aunque emitidos con anterioridad . Por lo tanto el premio por riesgo país sería de casi 4.4%.

Con todo lo antes descrito, la tasa de rendimiento para el capital propio invertido en un proyecto de transporte de gas natural de Venezuela a Colombia o de Las Minas a Limón puede estimarse mediante una extensión del modelo CAPM, como se muestra enseguida:

$$Ri,OP = RFUSA + \beta i,USA(RMUSA - RFUSA) + (RFOP - RFUSA)$$

El término (RFOP – RFUSA) representa el riesgo del otro país respecto a Estados Unidos, que en este caso supondremos que es 4.5%, ligeramente superior al de México. En cuanto a la β se estima que su valor esperado será de 0.37 (igual al promedio de la utilities) y que podría tener un máximo de 0.53 (ligeramente arriba del máximo de la muestra de 28 compañías). Así:

$$Ri,OP = 7.1 + (0.37)(16.6 - 7.1) + 4.5 = 7.1 + 3.5 + 4.5 = 15.1\ \%$$

$$Ri,OP,\ máx = 7.1 + (0.53)(16.6 - 7.1) + 4.5 = 7.1 + 5.0 + 4.5 = 16.6\ \%$$

Cabe mencionar que PDVSA-Gas sugirió utilizar una tasa de 15% para evaluar el capital propio del inversionista, cifra prácticamente igual a la aquí obtenida.

Como la tasa impositiva en Venezuela es de 34% (en muchos otros países del área es de magnitud similar), si se financia el 50% de la inversión mediante deuda en dólares a una tasa de 10%, la tasa media ponderada de las fuentes de financiamiento sería:

$$WACC = (0.50)(15.1\%) + (0.50)(10\%)(1 - 0.34) = 10.85\ \%$$

WACCmáx = (0.50)(16.6%) + (0.50)(10%)(1 – 0.34) = 11.60 %

Las tasas anteriores permitirían evaluar el proyecto de gasoducto a partir del flujo de efectivo después de impuestos. Sin embargo, el cálculo de los impuestos requiere determinar el flujo de ingresos y este a su vez requiere definir la tarifa de peaje por el uso del gasoducto. Por lo tanto, la solución es por prueba y error. Mediante este tipo de análisis se encontró que incrementando la tasa de descuento en aproximadamente 3%, y aplicándola al flujo de efectivo antes de impuestos de una de las alternativas, produce resultados semejantes a los obtenidos de un análisis después de impuestos. Puesto que no se realizó el ejercicio de prueba y error en las restantes alternativas de gasoducto, como medida seguridad se utilizará un incremento de 3.4%. Por lo tanto,

WACCantes de impuestos = WACCdespués de impuestos + 3.40% = 10.85% + 3.40% = 14.25%

WACCmáx, antes de impuestos = 11.6% + 3.4% = 15.0%

Por último, para evaluar un proyecto en moneda constante se requiere utilizar una tasa de descuento en términos reales, es decir, la inflación debe ser sustraída tanto del flujo de efectivo como de la tasa de descuento ó WACC, a efecto ser consistente con un análisis en moneda corriente y con tasas nominales. En este proyecto se supone que todos los rubros de costos crecerán al 2% anual, por lo cual en moneda constante se presentan como flujos uniformes y la tasa de descuento en términos reales sería

WACCreal, antes de impuestos = [(1 + WACCantes de impuestos) / (1 + inflación)] - 1

= [(1 + 0.1425) / (1 + 0.02)] – 1

= 12.01%

WACCmáx, real, antes de impuestos = (1.15 / 1.02) – 1 = 12.75%

En conclusión, en este estudio se utilizará una tasa de descuento del 12.0% (y una máxima de 12.75%) en términos reales para estimar la tarifa de peaje que debe cobrarse por el servicio de transporte de gas natural y que permita recuperar todos los costos, pagar la deuda y generar un rendimiento de 15.1% (16.6%) anual sobre saldo de capital propio en cada año.

2. Metodología de cálculo de las tarifas

En este estudio la tarifa de peaje se estima aplicando el método del costo nivelado (CN). Con este método se pretende estimar una tarifa fija en la producción de un bien o servicio (por ejemplo $/kWh o $/MMBtu) que permita recuperar todos los costos especificados en el flujo de efectivo, así como una tasa de rendimiento igual al costo de capital (la tasa de descuento utilizada para su cálculo). El método del costo nivelado es comúnmente utilizado en el sector eléctrico para comparar los costos de generación eléctrica (que implícitamente incluyen el costo de capital) para distintas plantas, desagregándolo en los rubros de inversión, combustible y operación y mantenimiento. Para calcular el costo nivelado es necesario conocer el programa de producción anual (en unidades físicas tal como kWh ó MMBtu) del bien ó servicio que proporcionará el proyecto. El costo nivelado se deriva de la siguiente relación

$$VPC = \Sigma [(CN)(Qt)] / (1 + i)t$$

en donde:

VPC = Valor presente de los costos del proyecto

Qt = Cantidad de producción del bien o servicio del proyecto en el año t

CN = Costo nivelado (constante) por unidad de producción del bien o servicio

i = Tasa de descuento ó costo de capital

La expresión anterior indica que el VPC (el cual se calcula a partir de todos los flujos de costos del proyecto) puede también ser expresado como la suma (para todos los años) del producto del costo unitario (CN) y la producción anual del bien o servicio, pasados a valor presente. Como CN es constante a lo largo de la vida del proyecto,

$$CN = VPC / \{\Sigma [Qt / (1 + i)t]\}$$

$$CN = VPC / VPQ$$

Aunque el término VPQ es interpretado textualmente como el "valor presente de la producción física del bien o servicio", en la realidad no tiene un significado material; simplemente es el resultado de despejar CN de la primera ecuación. Para el caso del transporte de gas natural, la expresión anterior tendría la siguiente interpretación:

Tarifa de peaje = Valor presente de costos / Valor presente del caudal de gas transportado

Por último, cabe destacar que aunque se realice el análisis en moneda constante, el CN estará expresado en moneda corriente.

3. Análisis de resultados

La alternativa de 20 pulgadas de diámetro con baja capacidad de compresión (20"BC), para el gasoducto de Venezuela a Colombia, permite transportar 6 MMmcd (78.8 millones de MMBtu anuales) y tiene un costo de inversión de 388.8 millones de dólares, de los cuales 26.7 millones (6.9% del total) corresponden a las unidades de compresión. Posteriormente, con el gasoducto puesto en marcha se requiere desembolsar anualmente 7.5 millones de dólares (en moneda constante), de los cuales el 47.5% corresponde a refacciones, materiales y equipos de mantenimiento, el 45.4% a los gastos de administración y sueldos de personal de operación y mantenimiento, y el 7.1% restante al costo del gas consumido en los turbocompresores. Este gas equivale al 0.94% del volumen entregado. Además de los costos anuales regulares se incurre en un costo de 4.7 millones de dólares cada 5 años para reparación profunda de las turbinas (véase el **cuadro 37**).

El costo nivelado o tarifa de peaje para esta alternativa es de 0.764 dólares por MMBtu, distribuidos en 0.661 dólares por concepto de costos de inversión y 0.104 dólares atribuidos a los desembolsos durante la operación. Estas cifras resultan al aplicar una tasa de descuento (WACC) de 12% en términos reales (véase el **cuadro 37**). La interpretación del valor de costo nivelado obtenido sería que de aplicar la tarifa de peaje mencionada, los ingresos del proyecto tendrían capacidad de: (i) recuperar el 50% de la inversión financiada con recursos propios y ganar un rendimiento de 15.1% sobre estos recursos; (ii) pagar los costos anuales antes descritos, incluyendo la inflación supuesta de 2%; (iii) pagar el principal de la deuda contratada para financiar el restante 50% de la inversión, así como los intereses de la misma que se supuso serían de 10% sobre saldos; (iv) pagar los impuestos sobre la renta, los cuales no se presentaron en forma explícita en el flujo de efectivo sino que implícitamente se tomaron en cuenta al aumentar la tasa de descuento en 3.4 puntos porcentuales.

Al usar una tasa de descuento real de 12.75%, el peaje aumenta a 0.795 dólares por MMBtu, es decir 3.1 centavos más alto que el obtenido con una tasa de 12%. La interpretación es similar a la anterior, excepto que el rendimiento sobre los recursos propios es de 16.6%.

Cuadro 51

FLUJOS DE COSTOS EN MONEDA CONSTANTE Y TARIFA DE PEAJE DEL GASODUCTO VENEZUELA – COLOMBIA DE 20 PULGADAS CON BAJO EQUIPAMIENTO DE COMPRESIÓN (937 KM)

Año		0	1 – 4	5	6 – 9	10	11 – 14	15	16 – 20
Inversión en ductos	Miles de dólares	361,760							
Inversión en unidades de compresión	Miles de dólares	26,719							
Inversión en gas empacado	Miles de dólares	310							
Costo del gas consumido	Miles de dólares		535	535	535	535	535	535	535
Costo de mantenimiento (materiales)	Miles de dólares		3,553	8,256	3,553	8,256	3,553	8,256	3,553
Gastos de operación y administración	Miles de dólares		3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400	3,400
Totales	Miles de dólares	388,789	7,488	12,190	7,488	12,190	7,488	12,190	7,488
Caudal	Millones MMBtu/año		78.777	78.777	78.777	78.777	78.777	78.777	78.777
		Total	Inversión			Operación, mantenimiento y administración			
Costo nivelado (tarifa) de peaje	Dólares / MMBtu	0.764 (a)0.795 (b)	(a) 0.692 (b)			0.104 (a) 0.104 (b)			

Notas:

(a) Con WACC real, antes de impuestos = 12.00 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 14.24 % y a rendimiento sobre capital propio de 15.10% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).

(b) Con WACC real, antes de impuestos = 12.75 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 15.0 % y a rendimiento sobre capital propio de 16.60% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).

Por otra parte, al triplicar la capacidad de compresión del gasoducto de 20 pulgadas (alternativa 20"AC), el flujo de gas aumenta 20 % para alcanzar 7.2 millones de metros cúbicos por día (94.5 millones de MMBtu por año). La inversión se incrementa en 13%, llegando a 439.8 millones. La participación de las unidades de compresión en la inversión total se eleva a 17.7%, mientras que su consumo de gas aumenta a 2.38% del volumen entregado. Con la mayor capacidad instalada en compresión, los costos anuales de mantenimiento total regular (incluido el ducto) aumentan 33.9% (véase el **cuadro 38**).

Con una tasa de descuento de 12% en términos reales, la tarifa de peaje sería de 0.750 dólares por MMBtu (0.623 por inversión y 0.127 por otros costos), apenas 1.4 centavos inferior a la del gasoducto de baja compresión. En efecto, mientras que hay una reducción en el costo nivelado debido a que la inversión total aumenta en un porcentaje menor que el caudal, este beneficio es en buena medida cancelado por el impacto de los mayores costos de mantenimiento en los equipos de compresión.

Por último, bajo un escenario de alta demanda de gas natural importado por parte de Colombia, la alternativa de gasoducto de 24 pulgadas de diámetro con alta capacidad instalada de compresión (24"AC) permite transportar 11.65 millones de pies cúbicos diarios (153 millones de MMBtu anuales). Los costos de inversión se elevan a 554.2 millones de dólares, con una participación de 21.6% de las unidades de compresión. Con el gasoducto en operación se requiere desembolsar anualmente 12.9 millones de dólares (en moneda constante), de los cuales el 49.7% corresponde a refacciones, materiales y equipos de mantenimiento, el 30.2% a los gastos de administración y sueldos de personal de operación y mantenimiento, y el 20.1% restante al costo del gas consumido en los turbocompresores. Este gas equivale al 2.36% del volumen entregado. Además de los costos anuales regulares se incurre en un costo de 21.1 millones de dólares cada 5 años para reparación mayor de las turbinas. (Véase el **cuadro 39**).

Bajo esta opción de gasoducto, y con una tasa real de 12%, la tarifa de peaje se reduce a 0.589 dólares por MMBtu (0.485 por inversión y 0.104 por otros costos), frente a 0.764 dólares (0.661 y 0.104) de la alternativa 20"BC. Esta apreciable disminución de 0.175 dólares por MMBtu se debe fundamentalmente a la reducción del costo nivelado de inversión; en efecto, mientras que la capacidad de transporte del gasoducto de 24 pulgadas es de casi el doble, la inversión es sólo 43% mayor. El costo nivelado del agregado de los otros rubros de costos es igual en ambas opciones debido a que los desembolsos medios anuales requeridos durante la operación del gasoducto de mayor diámetro son aproximadamente el doble que aquellos del proyecto de 20 pulgadas, similar a lo que ocurre con el caudal transportado.

Por otro lado, el gasoducto de 16 pulgadas de Bahía Las Minas (Panamá) a Puerto Limón (Costa Rica), con una capacidad de transporte de 2.2 millones de metros cúbicos por día (28.9 millones de MMBtu anuales), tiene un costo de inversión de 148.2 millones de dólares, de los cuales 19.7 millones (13.3% del total) corresponden a las unidades de compresión. Además, durante el periodo operativo se requiere desembolsar anualmente casi 5.8 millones de dólares (en moneda constante), de los cuales el 26.3% corresponde a refacciones, materiales y equipos de mantenimiento, el 45.2% a los gastos de administración y sueldos de personal de operación y mantenimiento, mientras que el gas consumido en los turbocompresores (equivalente al 1.89% del volumen entregado) representa una importante proporción (28.5%) debido a la alta valoración del gas en cabecera (3.00 dólares por MMBtu). Los costos quinquenales para reparación profunda de las turbinas son de casi 3.5 millones de dólares. (Véase el **cuadro 40**).

Cuadro 38

FLUJOS DE COSTOS EN MONEDA CONSTANTE Y TARIFA DE PEAJE DEL GASODUCTO VENEZUELA – COLOMBIA DE 20 PULGADAS CON ALTO EQUIPAMIENTO DE COMPRESIÓN (937 KM)

Año		0	1 – 4	5	6 – 9	10	11 – 14	15	16 – 20
Inversión en ductos	Miles de dólares	361,760							
Inversión en unidades de compresión	Miles de dólares	77,700							
Inversión en gas empacado	Miles de dólares	310							
Costo del gas consumido	Miles de dólares		1,617	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617	1,617
Costo de mantenimiento (materiales)	Miles de dólares		4,811	18,486	4,811	18,486	4,811	18,486	4,811
Gastos de operación y administración	Miles de dólares		3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600	3,600
Totales	Miles de dólares	439,770	10,028	23,703	10,028	23,703	10,028	23,703	10,028
Caudal	Millones MMBtu/año		94.532	94.532	94.532	94.532	94.532	94.532	94.532

		Total	Inversión	Operación, mantenimiento y administración
Costo nivelado (tarifa) de peaje	Dólares / MMBtu	0.750 (a)	0.623 (a)	0.127 (a)
		0.779 (b)	0.652 (b)	0.127 (b)

(a) Con WACC real, antes de impuestos = 12.00 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 14.24 % y a rendimiento sobre capital propio de 15.10% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).

(b) Con WACC real, antes de impuestos = 12.75 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 15.00 % y a rendimiento sobre capital propio de 16.60% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero)

Cuadro 39

FLUJOS DE COSTOS EN MONEDA CONSTANTE Y TARIFA DE PEAJE DEL GASODUCTO VENEZUELA COLOMBIA DE 24 PULGADAS CON ALTO EQUIPAMIENTO DE COMPRESIÓN (937 KM

Año		0	1 – 4	5	6 – 9	10	11 – 14	15	16 – 20
Inversión en ductos	Miles de dólares	434,112							
Inversión en unidades de compresión	Miles de dólares	119,681							
Inversión en gas empacado	Miles de dólares	446							
Costo del gas consumido	Miles de dólares		2,601	2,601	2,601	2,601	2,601	2,601	2,601
Costo de mantenimiento (materiales)	Miles de dólares		6,425	27,489	6,425	27,489	6,425	27,489	6,425
Gastos de operación y administración	Miles de dólares		3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900	3,900
Totales	Miles de dólares	554,239	12,926	33,990	12,926	33,990	12,926	33,990	12,926
Caudal	Millones MMBtu/año		152.959	152.959	152.959	152.959	152.959	152.959	152.959
			Total		Inversión		Operación, mantenimiento y administración		
Costo nivelado (tarifa) de peaje	Dólares / MMBtu		0.589 (a) 0 612 (b)		(a) 0.508 (b)		0.104 (a) 0.104 (b)		

(a) Con WACC real, antes de impuestos = 12.00 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 14.24 % y a rendimiento sobre capital propio de 15.10% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).

(b) Con WACC real, antes de impuestos = 12.75 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 15.00 % y a rendimiento sobre capital propio de 16.60% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).

Cuadro 40

FLUJOS DE COSTOS EN MONEDA CONSTANTE Y TARIFAS DE PEAJE DEL GASODUCTO LAS MINAS – PUERTO LIMÓN DE 16 PULGADAS (441 KILÓMETROS)

Año		0	1 – 4	5	6 – 9	10	11 – 14	15	16 – 20
Inversión en ductos	Miles de dólares	128,160							
Inversión en unidades de compresión	Miles de dólares	19,688							
Inversión en gas empacado	Miles de dólares	389							
Costo del gas consumido	Miles de dólares		1,642	1,642	1,642	1,642	1,642	1,642	1,642
Costo de mantenimiento (materiales)	Miles de dólares		1,511	4,976	1,511	4,976	1,511	4,976	1,511
Gastos de operación y administración	Miles de dólares		2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600	2,600
Totales	Miles de dólares	148,237	5,753	9,218	5,753	9,218	5,753	9,218	5,753
Caudal	Millones MMBtu/año		28.885	28.885	28.885	28.885	28.885	28.885	28.885
				Total		Inversión		Operación, mantenimiento y administración	
Costo nivelado (tarifa) de peaje	Dólares / MMBtu			0.903 (a) 0.936 (b)		0.687 (a) 0.719 (b)		0.216 (a) 0.216 (b)	

(a) Con WACC real, antes de impuestos = 12.00 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 14.24 % y a rendimiento sobre capital propio de 15.10% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).

(b) Con WACC real, antes de impuestos = 12.75 % (equivalente a WACC nominal antes de impuestos de 15.00 % y a rendimiento sobre capital propio de 16.60% nominal después de impuestos, con 50% de apalancamiento financiero).

Con una tasa de descuento de 12% en términos reales, la tarifa de peaje sería de 0.903 dólares por MMBtu (0.687 por inversión y 0.216 por otros costos). No obstante que la longitud del gasoducto Minas–Limón (441 kilómetros) es de sólo el 47% que la del proyecto Colombia–Venezuela (937 kilómetros), la tarifa de peaje es mayor debido principalmente a las deseconomías de escala en el rubro de inversión. En efecto, mientras que la inversión total por kilómetro de longitud en el proyecto 16"ML es de 335.8 miles de dólares, en el proyecto 20"AC sólo se eleva a 469.3 miles de dólares (39.8% de incremento) a pesar de que este último tiene una capacidad de transporte de casi 3.3 veces si se le compara con el primero. También influye de manera importante la mayor valoración del gas consumido y, en menor medida, los gastos fijos de operación y administración.

4. Análisis de sensibilidad

Los resultados antes descritos fueron obtenidos a partir de estimaciones razonables de los parámetros relevantes. Sin embargo, siempre habrá incertidumbre acerca de los valores que éstos tendrán en el proyecto real. Con el fin de evaluar el impacto de los cambios en los parámetros base, se realizó un análisis de sensibilidad.que muestra el efecto en las tarifas de peaje estimadas para las cuatro configuraciones de gasoducto. Destaca la fuerte sensibilidad de las tarifas respecto al monto de inversión en ductos y a la tasa de descuento. (Véase el **cuadro 41**).

5. Precios de entrega

Como se detalló anteriormente, el costo del gas consumido por los turbocompresores forma parte de la tarifa de peaje. En consecuencia, el precio de entrega de gas natural es simplemente el costo de adquisición en cabecera de gasoducto más la tarifa de peaje. Cabe recordar que los peajes calculados anteriormente corresponden a un escenario de aumento de 2% anual en todos los costos, inclusive el del gas consumido. En consecuencia, como en esta sección se supone precios fijos del gas adquirido, la tarifa de peaje se ajusta para considerar precios del gas consumido sin cambio en moneda corriente, equivalente a 2% de disminución anual en términos reales (véase el último renglón del **cuadro 41**).

Existe incertidumbre respecto al costo de adquisición del gas en Anaco, Venezuela. La información proporcionada por PDVSA–Gas indica que el precio actual es de 0.40 dólares por MMBtu, determinado sobre la base de los costos exploración, desarrollo, producción, tratamiento y endulzamiento, así como el costo de capital. Sin embargo, también indican que para el futuro debe tomarse en cuenta un precio de alrededor de 0.60 dólares por MMBtu, más 20% de regalías (sobre el precio boca de pozo) que se tendrá con la nueva ley para el gas no asociado. La incertidumbre es todavía mayor para los requerimientos colombianos de gas importado. Para el escenario de costos de gasoductos presentados en este estudio y con el precio de adquisición mencionado, el precio de entrega de gas venezolano en frontera de Colombia será de un mínimo de 1.309 dólares por MMBtu hasta un máximo de 1.484 dólares, para una importación de 11.65 y 6.0 millones de metros cúbicos por día, respectivamente (véase el **cuadro 42**).

Por otra parte, la mayor incertidumbre para el gasoducto Minas–Limón es el precio de adquisición a la salida en Panamá. Como valor de referencia se utilizó el precio probable de gas natural importado de Colombia en Bahía Las Minas, mediante un ducto submarino, analizado en un estudio hecho para el Instituto de Recursos Hidroeléctricos (IRHE) de Panamá. Este precio fue de 3 dólares por MMBtu. Así que se establecieron distintos escenarios para determinar los precios city gate en Puerto Limón con tarifas que varían ligeramente debido al efecto del costo del gas consumido en las unidades de compresión, equivalente a 1.89% del volumen entregado (véase el **cuadro 43**).

Cuadro 43

PRECIO DEL GAS ENTREGADO EN PUERTO LIMÓN SEGÚN EL COSTO DE ADQUISICIÓN EN BAHÍA LAS MINAS

(dólares corrientes / MMBtu)

Gasoducto	Caudal (MMmcd)	Costo de adquisición	Peaje	Precio de entrega
16"ML	2.2	2.500	0.888	3.388
16"ML	2.2	2.750	0.892	3.642
16"ML	2.2	3.000	0.896	3.896
16"ML	2.2	3.250	0.901	4.151
16"ML	2.2	3.500	0.905	4.405

Nota: El peaje corresponde a un escenario de precios de gas sin cambio en moneda corriente.

Cuadro 42

PRECIO DEL GAS NATURAL EN FRONTERA DE COLOMBIA SEGÚN EL CAUDAL DEMANDADO

(dólares corrientes / MMBtu)

Gasoducto	Caudal (millones m^3/dia)	Costo de adquisición	Peaje	Precio de entrega
20"BC	6.00	0.720	0.764	1.484
20"AC	7.20	0.720	0.748	1.468
24"AC	11.65	0.720	0.587	1.307

Nota: el costo de adquisición incluye 20% de regalías y el peaje corresponde a un escenario de precios de gas sin cambio en moneda corriente.

Cuadro 41

ANÁLISIS DE SENSIBILIDAD DE LA TARIFA DE PEAJE ANTE CAMBIOS EN LOS FACTORES

(dólares / MMBtu)

Gasoducto	20"BC	20"AC	24"AC	16"ML
Tarifa de peaje base, calculada con WACC de 12% en términos reales (dólares / MMBtu)	0.764	0.750	0.589	0.903
	Variación en la tarifa de peaje base (dólares / MMBtu)			
Aumento de tasa real a 12.75%, frente a 12% del caso base	0.031	0.029	0.023	0.033
Variación de 10% en el costo de inversión del ducto	0.062	0.051	0.038	0.059
Variación de 10% en el costo de inversión de los compresores	0.005	0.011	0.010	0.009
Variación de 10% en los gastos de operación y administración	0.005	0.003	0.003	0.009
Aumento del costo de mantenimiento (materiales) de ductos a 1.0% del monto de inversión, Frente a 0.8% del caso base	0.010	0.008	0.006	0.009
Aumento del costo de mantenimiento (materiales) de compresores a 5.5% del monto de inversión, frente a 5.0% del caso base	0.001	0.002	0.002	0.002
Aumento de la capacidad de respaldo de compresores a 100%, frente a 50% del caso base	0.015	0.036	0.035	0.031
Disminución a 70% del factor de corrección por temperatura y altura de la potencia ISO de los turbocompresores, frente a 80% del caso base	0.009	0.021	0.021	0.018
Aumento de 10% en el precio del gas consumido	0.001	0.001	0.002	0.006
Precio del gas consumido sin cambio en moneda corriente, equivalente a disminución anual de 2% en términos reales	0.000	–0.002	–0.002	–0.007

Bibliografía

Betancourt F, "El mercado de gas natural en Colombia", OLADE/CEPAL/GTZ. Versión Preliminar. Proyecto Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y El Caribe, Quito, Ecuador, junio de 2000.

Brugman, Alberto, "El mercado de gas natural en Colombia", CEPAL (LC/mex/r.725), 5 de agosto de 1999.

CEPAL, "Gasoducto Regional México – Istmo Centroamericano, Estudio de Prefactibilidad", (INT.70/23). México D.F.. 29 de enero, 1998

CEPAL, "Gasoducto Regional México – Istmo Centroamericano, Estudio de Prefactibilidad", (INT.70/23), México D.F.. 29 de enero 1998.

Fernández, Luis, "Evaluación de las tarifas de peage y el precio de entrega del gas natural para los proyectos de gasoducto Venexuela – Colombia y Bahía las Minas, Panamá – Puerto Limón. Costa Rica", CEPAL, México D.F., julio de 2000.

Figueroa de la Vega, F., Nava C., y Campo R., "Mercado de Gas Natural en Venezuela", OLADE/CEPAL/GTZ. Versión Preliminar. Proyecto Energía y Desarrollo Sustentable en América Latina y El Caribe, Quito, Ecuador, octubre 1999.

FUNDELEC, "Plan Indicativo de Expansión de la Generación e Interconexiones del Sistema Eléctrico Venezolano". Caracas, noviembre 1998

Mantellini R. Q. "Natural Gas Resource Base of Venezuela" Proceedings of the Global Gas Resources Wokshop. Vail, Colorado, September 1994

Masters, C.D. et al., "World Petroleum Assesment and Analysis", Proceedings 14th World Petroleum Congress. Stavanger, Norway. John Wiley and Sons Ltd, 1994.

OLADE, "Proyecto de Integración Gasífera Venezuela – Colombia", Quito, 5 de Junio de 1992.

OLADE, "Proyecto de Integración Gasífera Venezuela – Colombia", Olade, Quito, 5 de Junio de 1992.

OLADE/CEPAL/GTZ, "Interconexiones y Perspectivas para el Comercio de Gas Natural en América Latina y el Caribe 2000 – 2020". Quito, junio 1999.

PDVSA, "Pronóstico de Ventas de Gas por Sector: Mercados Centro Oriental y Occidental" Gerencia de Mercadeo de Gas. Caracas, 27 de abril de 1998.

Rabinovich, Gerardo A, "Análisis técnico del gasoducto Venezuela –Colombia – Istmo Centroamericano", mimeo, Buenos Aires, marzo de 2000.

Abreviaturas

Unidades

"	Pulgadas
° K	Grados Kelvin
b	Barriles
Btu	British Thermal Unit
cal	Calorías
HP	Hors Power (caballos de fuerza)
kcal	Kilocaloría
kg/cm2	Kilográmos por cm2
mc	Metros cúbicos
mcd	Metros cúbicos día
mch	Metros cúbicos por habitante
MMBtu	Millones de Btu
MMmc	Millones de metros cúbicos
MMmcd	Millones de metros cúbicos diarios
Msnm	metros sobre el nivel del mar
MW	Megavatios
MWh	Megavatios hora
pcd	Pie cúbico día
tep	Toneladas equivalentes de petróleo
M	Miles (103)
MM	Millones (106)
G	Miles de millones (109)
T	Billones (Tera. 1012)

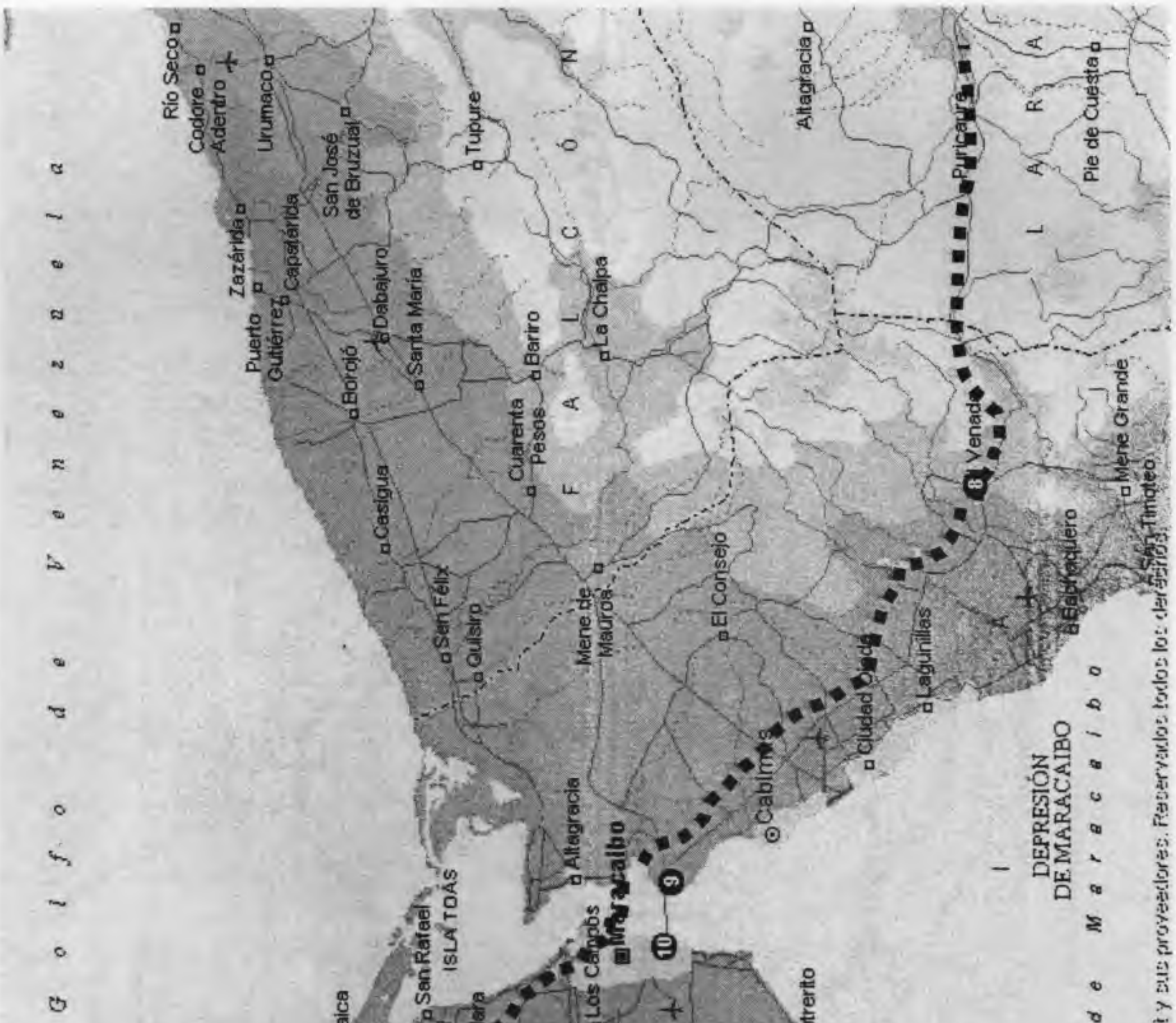
Siglas

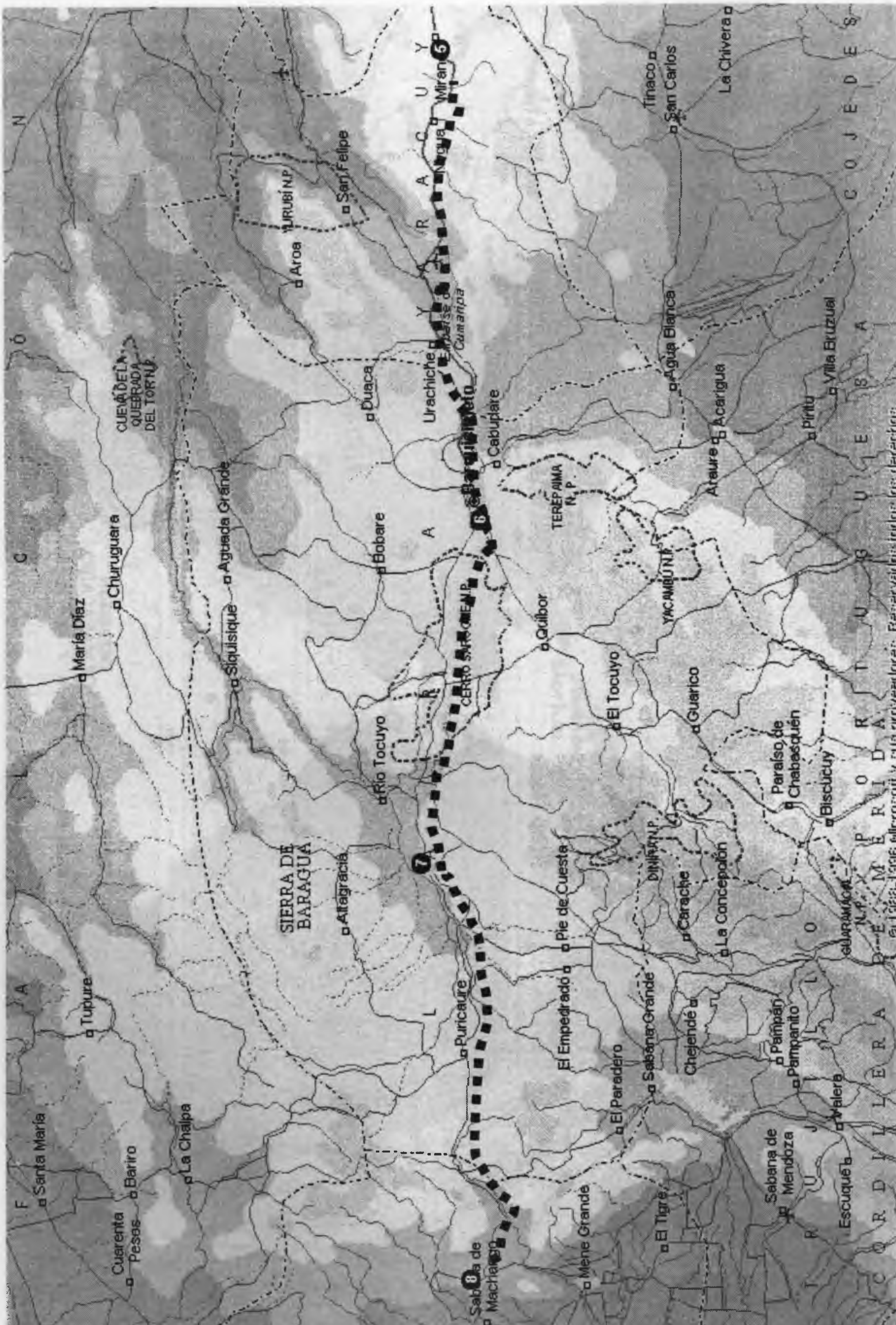
ALC	América Latina y el Caribe
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
CAN	Comunidad Andina de Naciones (Bolivia, Colombia, Ecuador, Perú, Venezuela)
CEPAL	Comisión Económica para América Latina y el Caribe
CREG	Comisión Reguladora de Electricidad y Gas (Colombia)
ECOPETROL	Empresa Colombiana de Petróleo
ENG	Ente Nacional del Gas
FUNDELEC	Fundación para el Desarrollo Eléctrico (Venezuela)
G3	Grupo de los Tres (Colombia, México y Venezuela)
GTZ	Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit GmbH
ICA	Istmo Centroamericano
MEM	Ministerio de Minas y Energía
MERCOSUR	Mercado Común del Sur (Argentina, Brasil, Uruguay y Paraguay)
OLADE	Organización Latinoamericana de Energía (26 Países Miembros)
PDVSA	Petróleos de Venezuela
PEMEX–GPB	Pemex Gas y Petroquímica Básica
16''ML	Gasoducto de 16 pulgas de Las Minas a Puerto Limón
20''AC	Gasoducto de 20 pulgadas y alta capacidad de compresión
20''BC	Gasoducto de 20 pulgadas y baja capacidad de compresión
24''AC	Gasoducto de 24 pulgadas y alta capacidad de compresión

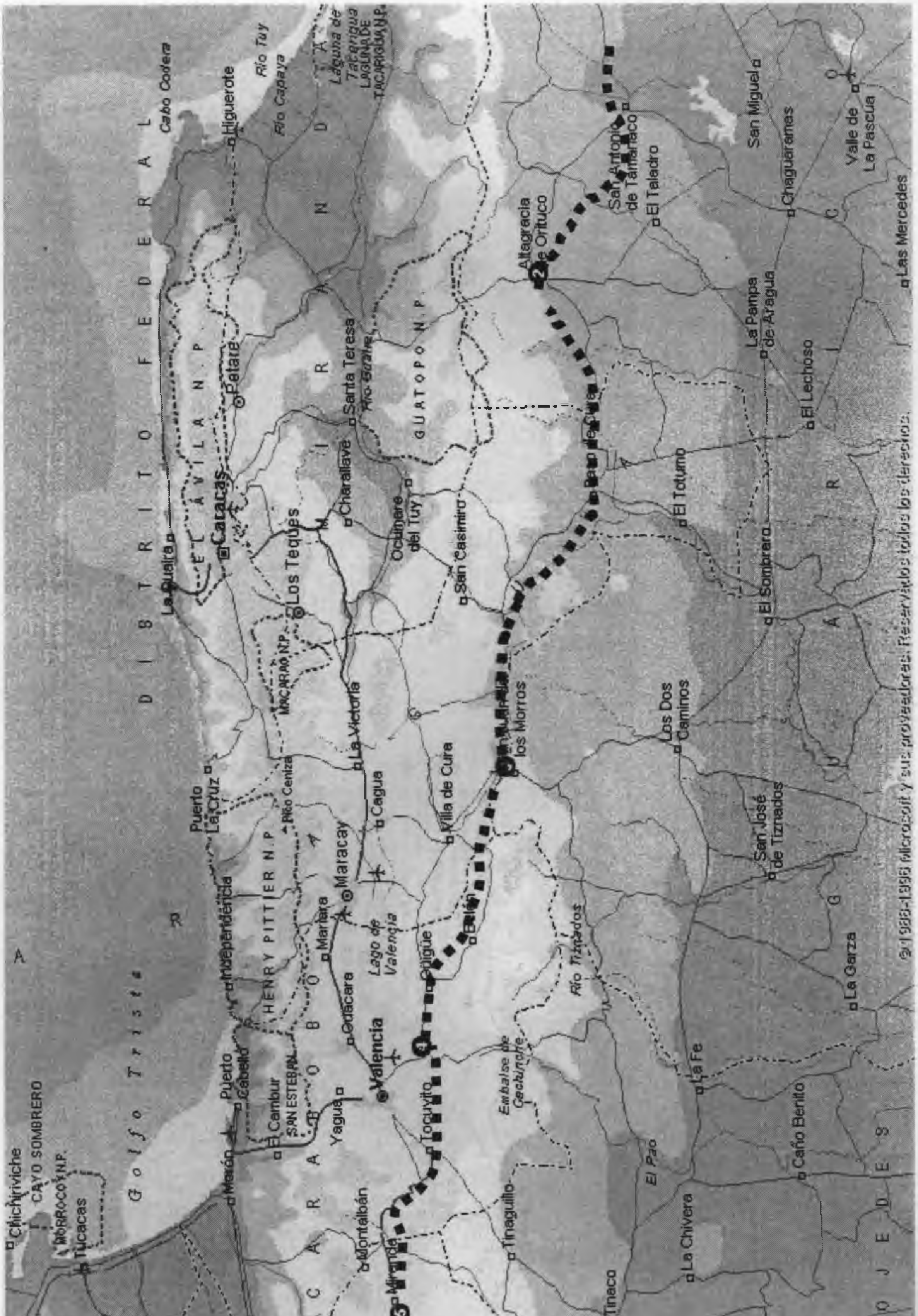
CAPM	Capital Asset Pricing Model (CAPM)
GLP	Gas licuado de petróleo
GLP	Gas licuado del petróleo
GNC	Gas natural comprimido
GNL	Gas natural licuado
GOR	Gas/Oil Ratio
TIR	Tasa interna de retorno

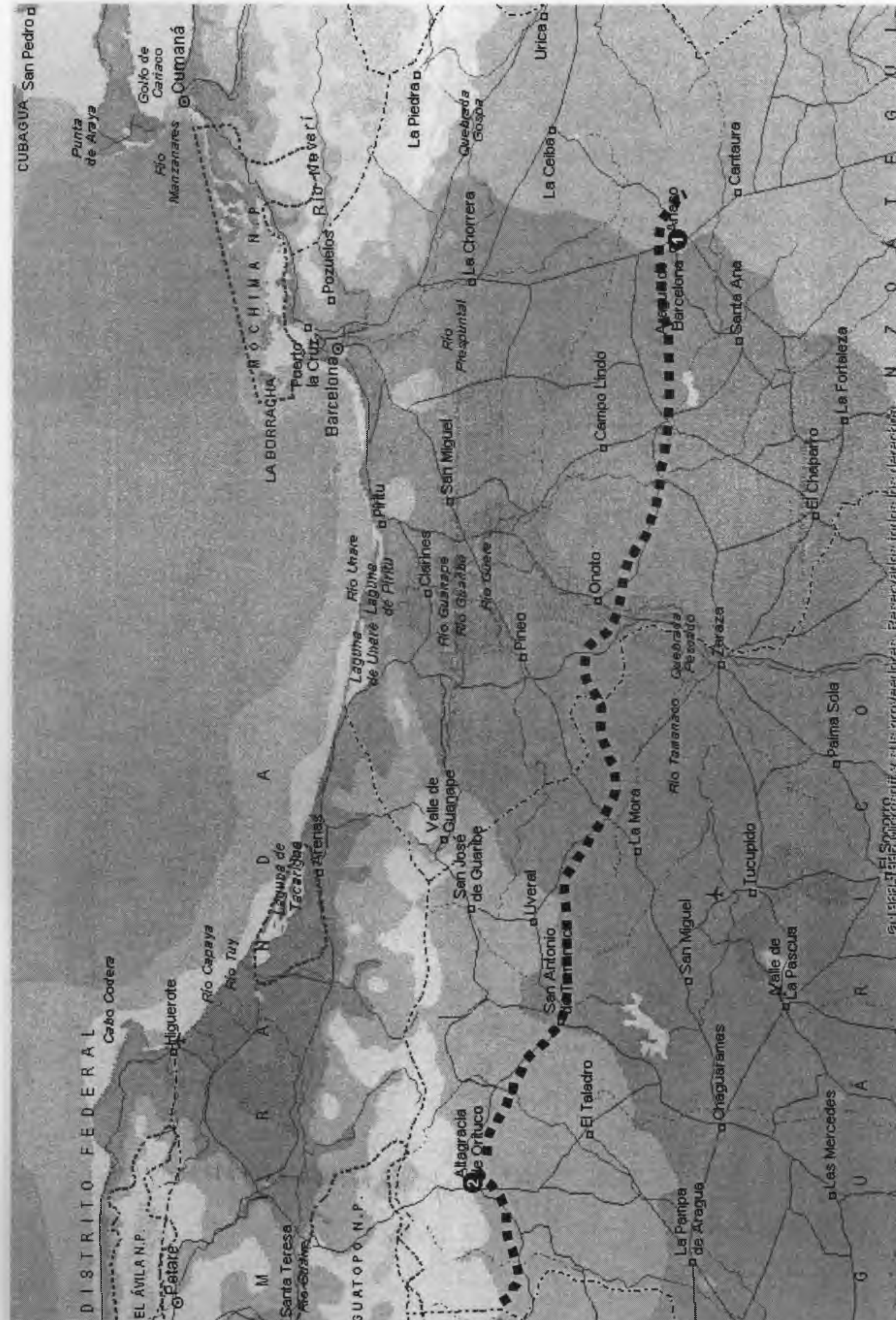
Anexo 1 Traza Gasoducto Venezuela – Colombia

Anexo 1 Traza Gasoducto
Venezuela – Colombia

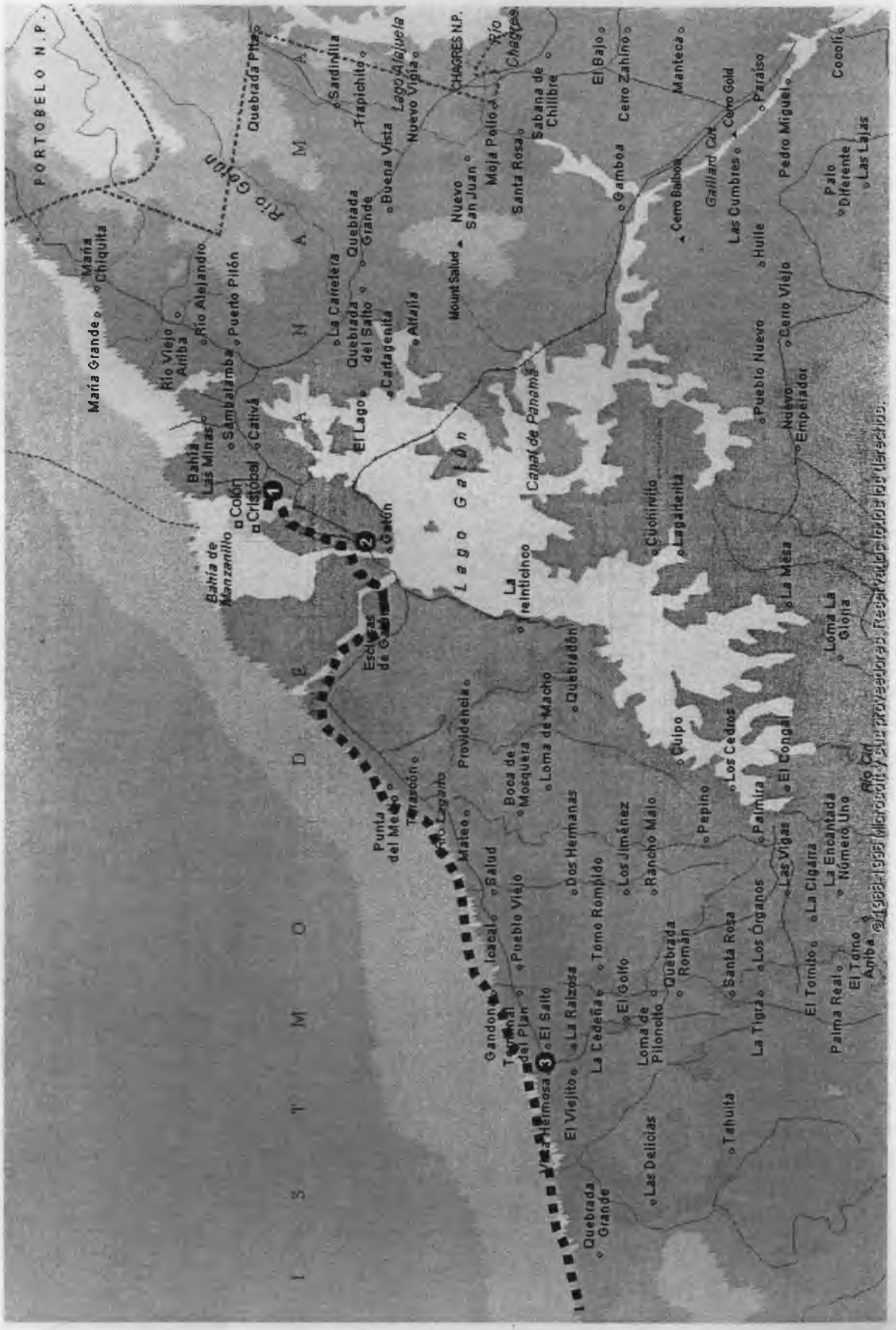

Golfo de Venezuela
Río Seco
Codore
Adentro
Urumaco
San José de Bruzual
Capatárida
Zazárida
Puerto Gutiérrez
Borojó
Dabajuro
Santa María
Tupure
Casigua
Cuarenta Pesos
Bariro
La Chalpa
FALCÓN
Altagracia
Puricaure
LARA
Pie de Cuesta
Mene Grande
Venado
San Félix
Quisiro
Mene de Mauroa
El Consejo
Cabimas
Ciudad Ojeda
Lagunillas
Bachaquero
San Timoteo
DEPRESIÓN DE MARACAIBO
Lago de Maracaibo
ZULIA
Maracaibo
Altagracia
ISLA TOAS
San Rafael
Sinamaica
Campo Mara
Los Cambos
Potrerito
La Concepción
Guerrero
El Escondido
Maicao
Rosario
San José
Cuestecita
Aremasain
Barrancas
Fonseca
PERIJÁ N.P.
SERRANÍA DE PERIJÁ
ALTA Y MEDIA GUAJIRA
GUAJIRA
8
9
10
11
12
13
© 1988-1995 Microsoft y sus proveedores. Reservados todos los derechos.

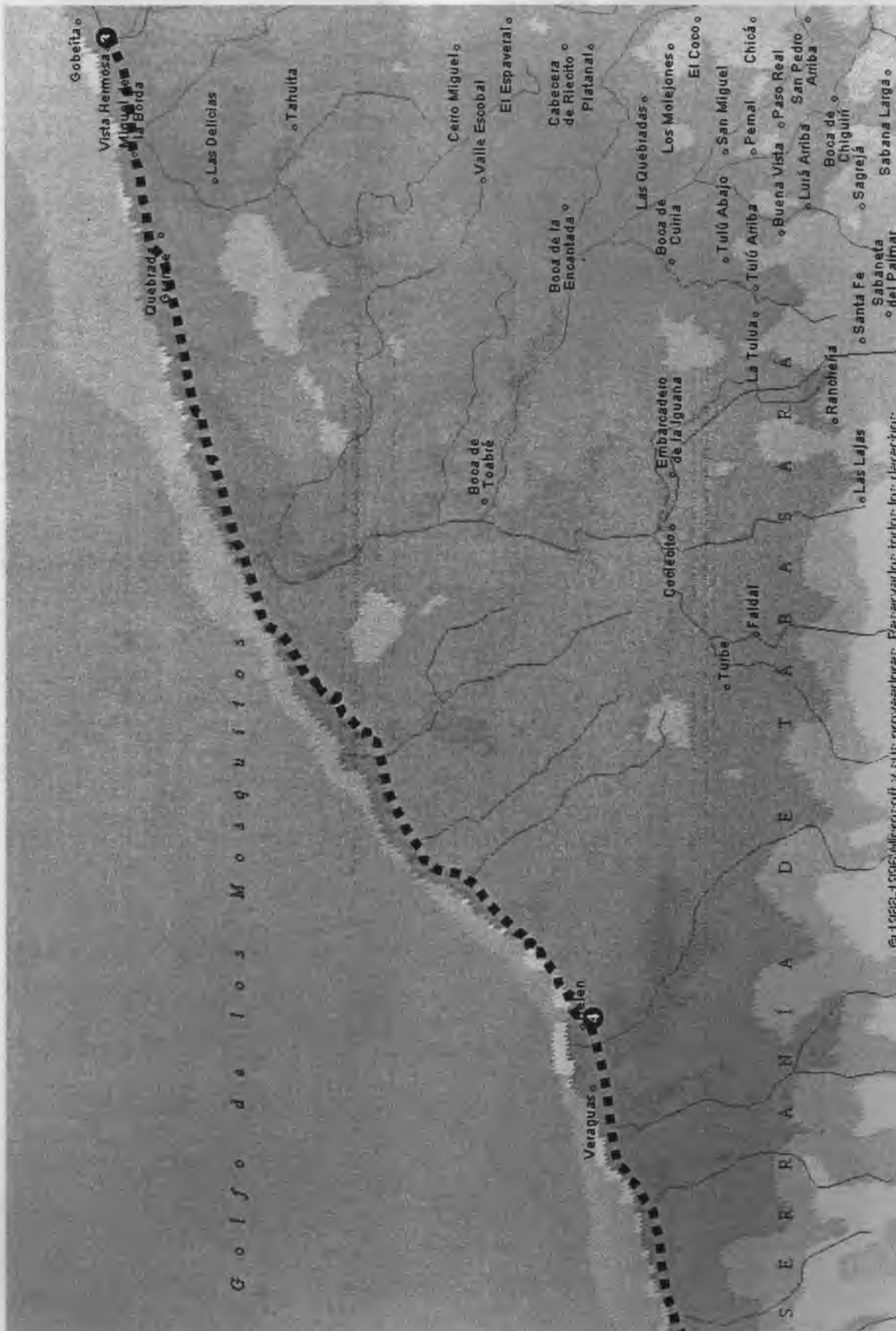

SIERRA DE BARAGUA
Río Tocuyo
Altagracia
Siquisique
Churuguara
María Díaz
Aguada Grande
Bobare
Duaca
Aroa
San Felipe
Nirgua
Urachiche
Cabudare
Barquisimeto
Quíbor
El Tocuyo
Guarico
Carache
La Concepción
Pie de Cuesta
El Empedrado
Puricaure
El Paradero
Sabana Grande
Chejendé
Pampán
Pampanito
Valera
Escuque
Sabana de Mendoza
El Tigre
Mene Grande
Sabana de Machango
Cuarenta Pesos
Bariro
La Chalpa
Santa María
Tupure
Tinaco
San Carlos
La Chivera
Agua Blanca
Acarigua
Araure
Píritu
Villa Bruzual
Biscucuy
Paraíso de Chabasquén
TEREPAIMA N. P.
YACAMBÚ N.P.
DINIRA N.P.
GUARAMACAL N.P.
YURUBÍ N.P.
CUEVA DE LA QUEBRADA DEL TORO N.P.
CERRO SAROCHE N.P.
Embalse de Cumaripa
L A R A
Y A R A C U Y
C O J E D E S
P O R T U G U E S A
T R U J I L L O
F A L C Ó N
C O R D I L L E R A D E M É R I D A
© 1988-1996 Microsoft y sus proveedores. Reservados todos los derechos.

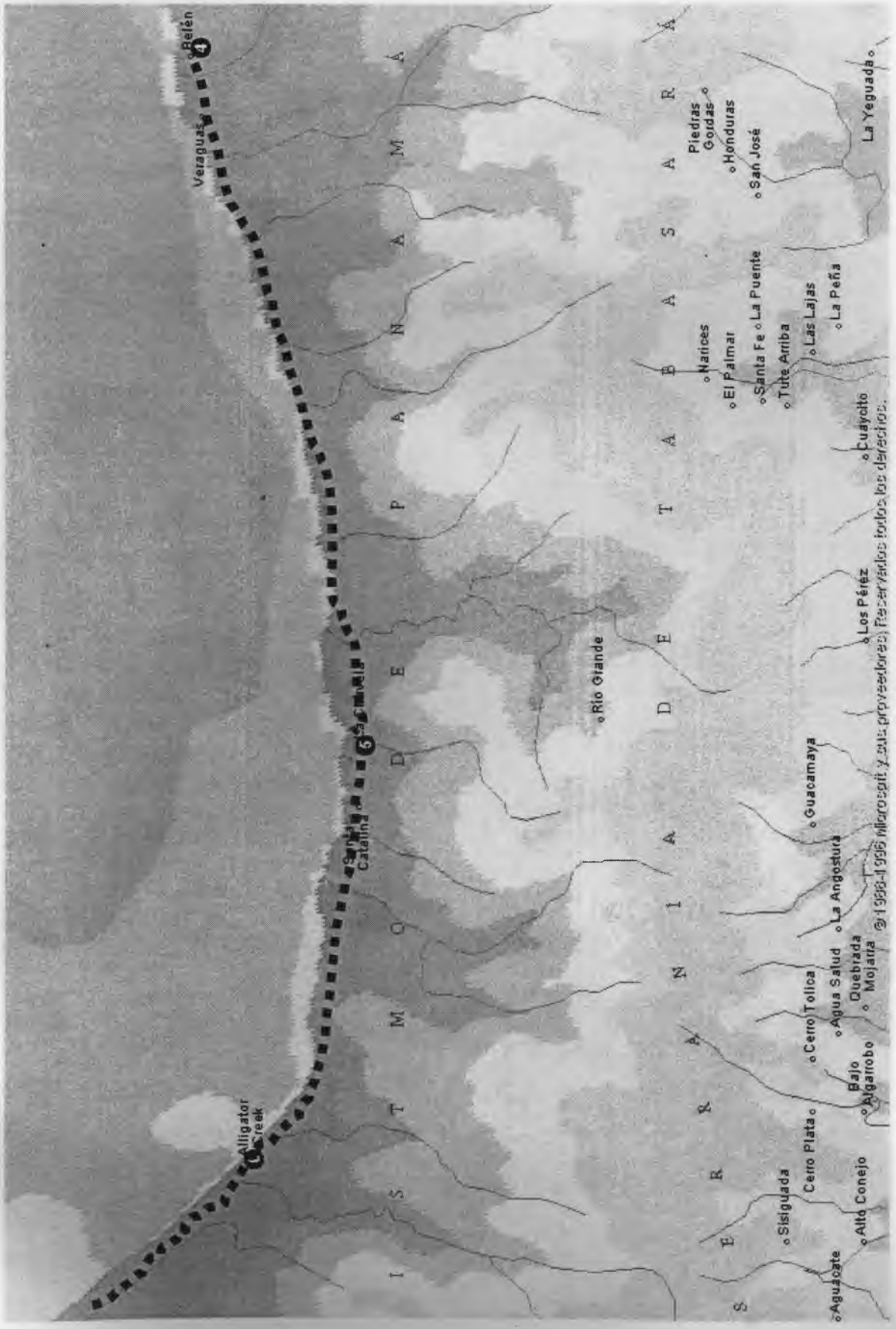

DISTRITO FEDERAL
Cabo Codera
Higuerote
Río Tuy
Río Capaya
Laguna de Tacarigua
LAGUNA DE TACARIGUA N.P.
EL ÁVILA N.P.
Petare
Caracas
La Guaira
Los Teques
Santa Teresa
Charallave
Ocumare del Tuy
San Casimiro
GUATOPO N.P.
Altagracia de Orituco
San Antonio de Tamanaco
El Taladro
San Miguel
Chaguaramas
Valle de La Pascua
Las Mercedes
La Pampa de Aragua
El Lechoso
El Totumo
El Sombrero
Los Dos Caminos
San Juan de los Morros
San José de Tiznados
La Garza
Caño Benito
La Fe
La Chivera
Tinaco
El Pao
Tinaquillo
Embalse de Cachinche
Río Tiznados
Villa de Cura
Cagua
La Victoria
MACARAO N.P.
Río Ceniza
Puerto La Cruz
Independencia
HENRY PITTIER N.P.
Maracay
Mariara
Lago de Valencia
Guacara
Valencia
Güigüe
Belén
Tocuyito
Yagua
Puerto Cabello
Cambur
SAN ESTEBAN
Morón
Golfo Triste
Chichiriviche
CAYO SOMBRERO
MORROCOY N.P.
Tucacas
Montalbán
Miranda
CARABOBO
ARAGUA
GUÁRICO
COJEDES
MIRANDA
© 1988-1996 Microsoft y sus proveedores. Reservados todos los derechos.

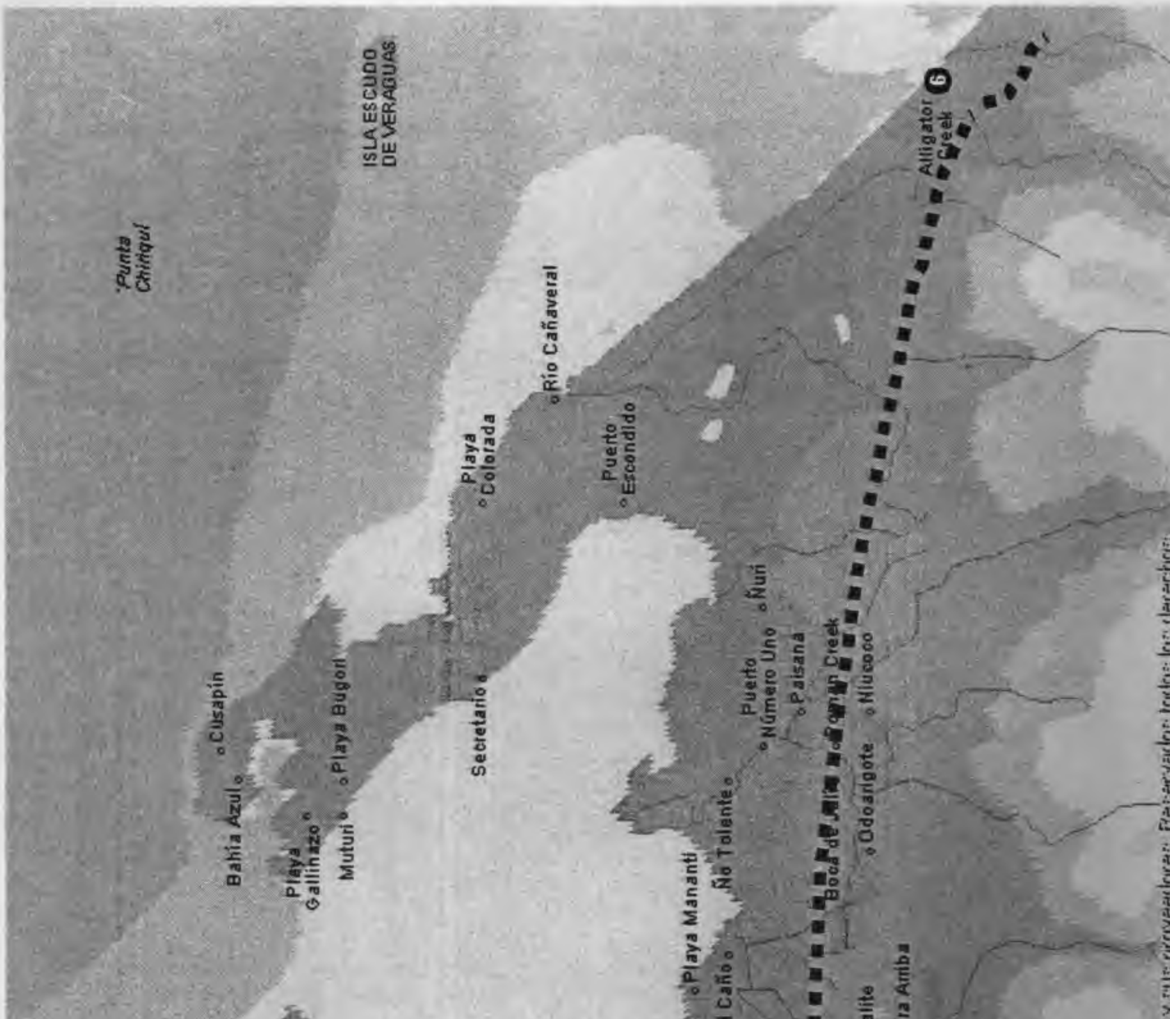

CUBAGUA
San Pedro
Punta de Araya
Golfo de Cariaco
Cumaná
Río Manzanares
Río Neverí
La Piedra
Quebrada Gospa
Urica
La Ceiba
La Chorrera
Pozuelos
MOCHIMA N.P.
LA BORRACHA
Puerto la Cruz
Barcelona
Río Prespuntal
Campo Lindo
Cantaura
Anaco
Barcelona
Santa Ana
La Forteleza
El Chaparro
San Miguel
Píritu
Río Unare
Laguna de Píritu
Laguna de Unare
Clarines
Río Guanape
Onoto
Pireo
Zaraza
Río Tamanaco
Palma Sola
La Mora
Valle de Guanape
San José de Guaribe
Uveral
Tucupido
El Socorro
San Miguel
Valle de La Pascua
San Antonio de Tamanaco
Higuerote
Cabo Codera
Río Capaya
Río Tuy
Laguna de Tacarigua
Arenas
El Taladro
Chaguaramas
Las Mercedes
La Pampa de Aragua
Altagracia de Orituco
Santa Teresa
Petare
EL ÁVILA N.P.
GUATOPO N.P.
D I S T R I T O F E D E R A L
M I R A N D A
G U Á R I C O
A N Z O Á T E G U I
© 1988-1999 Microsoft y sus proveedores. Reservados todos los derechos.

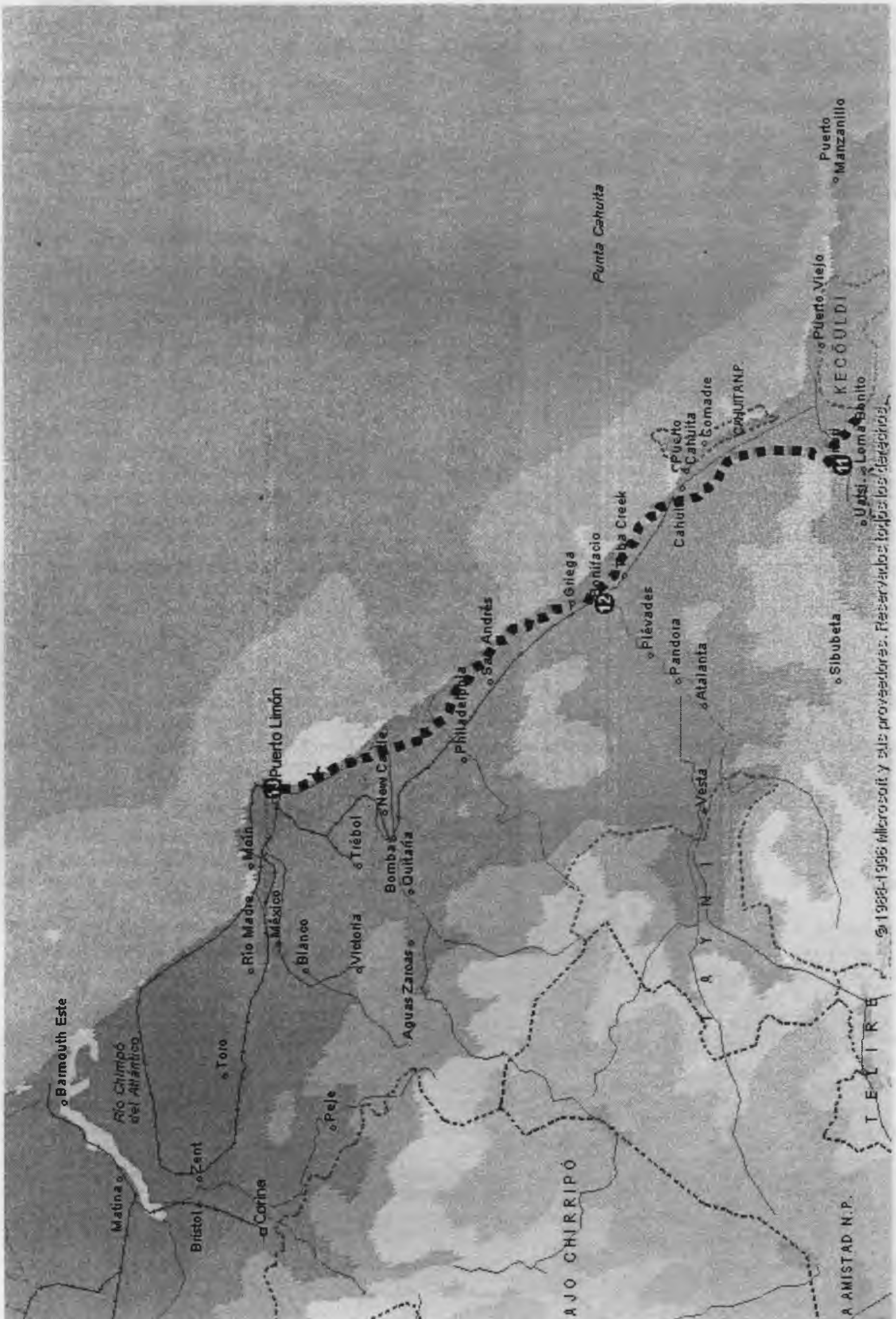
Anexo 2 Traza Gasoducto Panamá – Costa Rica

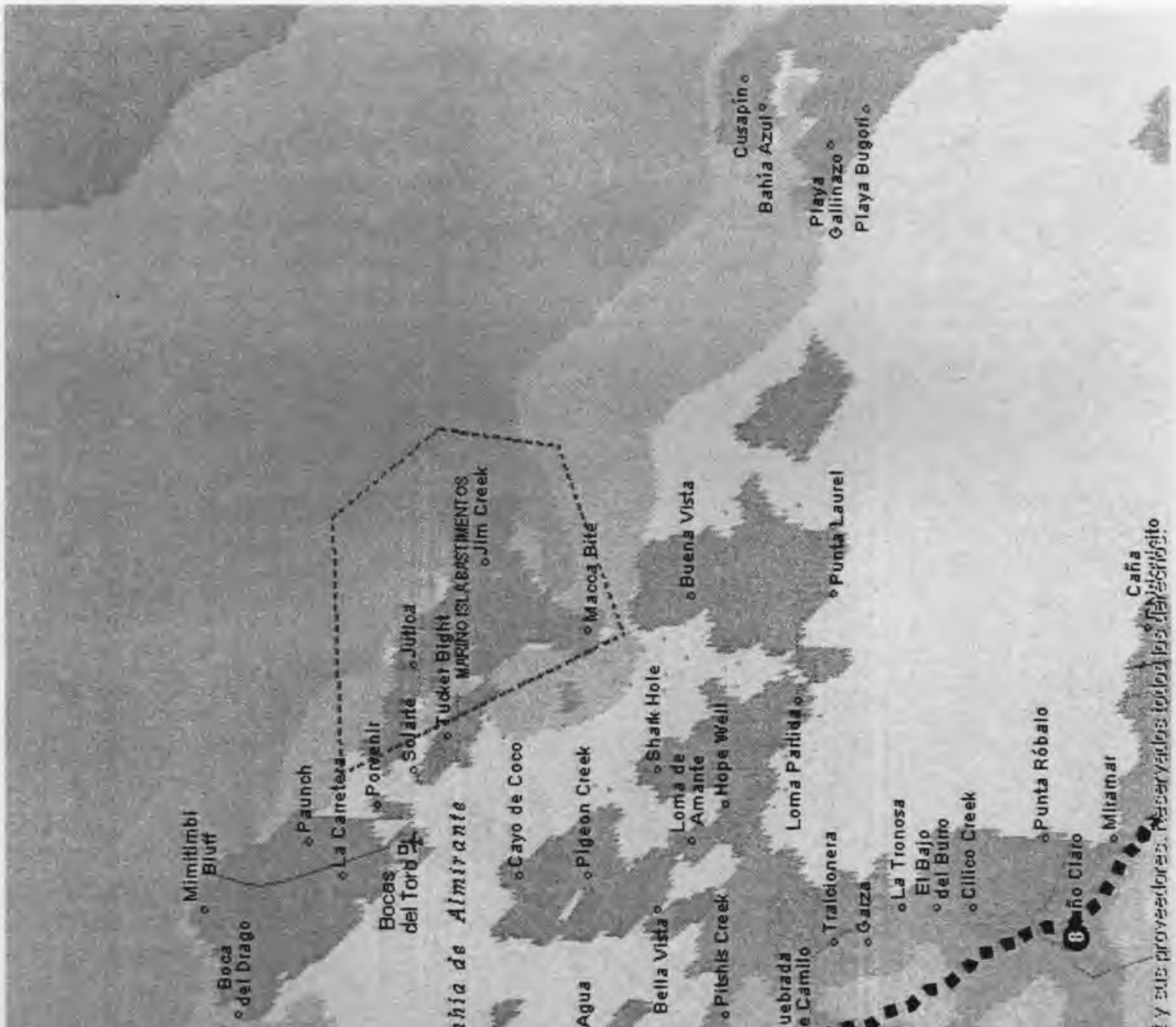

PORTOBELO N.P.
Río Gatún
Quebrada Pita
Sardinilla
Trapichito
Lago Alajuela
Nuevo Vigía
CHAGRES N.P.
Río Chagres
El Bajo
Cerro Zahino
Manteca
Cerro Gold
Paraíso
Cocolí
Pedro Miguel
Palo Diferente
Las Lajas
Gamboa
Cerro Balboa
Gaillard Cut
Las Cumbres
Huile
Cerro Viejo
Pueblo Nuevo
Nuevo Emperador
Sabana de Chilibre
Santa Rosa
Moja Pollo
Nuevo San Juan
Mount Salud
Buena Vista
Quebrada Grande
La Carretera
Quebrada del Salto
Cartagenita
Alfajía
El Lago
Lago Gatún
Canal de Panamá
Cuchirrito
Lagarterita
La Mesa
Loma La Gloria
Río Cirí
Quebradón
Loma de Macho
Boca de Mosquera
Providencia
Río Lagarto
Mateo
Salud
Pueblo Viejo
Icacal
Gandona
Terminal del Plan
El Salto
La Raizosa
La Cedeña
El Golfo
Loma de Piloncito
Quebrada Román
Santa Rosa
Los Órganos
La Tigra
Palma Real
El Tornito
La Cigarra
La Encantada
Número Uno
El Torno Arriba
Las Vigas
Palmira
El Congal
Los Cedros
Cuipo
Pepino
Rancho Malo
Los Jiménez
Dos Hermanas
Torno Rompido
Las Delicias
Tahuita
Quebrada Grande
El Viejito
Vista Hermosa
Punta del Medio
Terrascón
Esclusas de Gatún
Gatún
Colón
Cristóbal
Bahía Las Minas
Bahía de Manzanillo
Cativá
Sambalamba
Puerto Pilón
Río Alejandro
Río Viejo Arriba
María Grande
María Chiquita
1
2
3
I S T M O D E
A N A M A


Golfo de los Mosquitos
SERRANÍA DE TABASARÁ
Gobeita
Vista Hermosa
Las Delicias
Tahuita
Cerro Miguel
Valle Escobal
El Espaveral
Cabecera de Riecito
Platanal
Las Quebradas
Los Molejones
El Coco
Boca de Cuiria
San Miguel
Chicá
Pemal
Paso Real
San Pedro Arriba
Tulú Abajo
Tulú Arriba
Buena Vista
Boca de Chiguirí
Sagrejá
Sabana Larga
Boca de la Encantada
La Tulúa
Santa Fe
Sabaneta del Palmar
Embarcadero de la Iguana
Ranchería
Boca de Toabré
Las Lajas
Coclecito
Faldal
Turbe
Veraguas
© 1988-1996 Microsoft y sus proveedores. Reservados todos los derechos.


Belén
Veraguas
Alligator Creek
Santa Catalina
Río Grande
Los Pérez
Guacamaya
La Angostura
Quebrada Mojarra
Agua Salud
Cerro Tolica
Bajo Algarrobo
Cerro Plata
Sisiguada
Alto Conejo
Aguadote
Naranjo
El Palmar
Santa Fe
La Puente
Tute Arriba
Las Lajas
La Peña
Cuayoito
Piedras Goldas
Honduras
San José
La Yeguada
ISTMO DE PANAMA
SERRANIA DE TABASARA


ISLA ESCUDO DE VERAGUAS
Punta Chiriquí
Alligator Creek
6
Río Cañaveral
Playa Colorada
Puerto Escondido
Secretario
Ñuri
Puerto Número Uno
Paisana
Roman Creek
Ñiucoco
Cusapín
Bahía Azul
Playa Bugori
Playa Gallinazo
Muturi
Odoarigote
Boca de Júlia
Ño Tolante
Playa Mananti
El Caño
Chalite
Daira Amba
Man Creek
Chiriquí Grande
Punta de Peña
PICOS DE CHIRIQUÍ
El Guayamito
7
Catalina
El Guabito
Caña Chiriquicito
Los Chiriqanos
Punta Laurel
Buena Vista
Macca Bite
BASTIMENTOS
Shark Hole
Hope Well
Loma Partida
Pigeon Creek
Punta Róbalo
Miramar
Bahía de Almirante
Bella Vista
Loma de Amante
Pitshis Creek
Traicionera
Garza
La Tronosa
El Bajo del Burro
Cilico Creek
Quebrada Camilo
Caño Claro
8
India Vieja
© 1988-1996 Microsoft y sus proveedores. Reservados todos los derechos.


Puerto Limón
Barmouth Este
Río Chirripó del Atlántico
Matina
Bristol
Corina
Zent
Toro
Peje
Río Madre
México
Main
Blanco
Victoria
Aguas Zarcas
Trébol
Bomba
Quitaria
New Castle
Philadelphia
San Andrés
Griega
Bonifacio
Punta Cahuita
Cahuita
Puerto Cahuita
Comadre
CAHUITA N.P.
Puerto Viejo
Puerto Manzanillo
KÉCOLDI
Loma Bonito
Uatsi
Sibubeta
Pléyades
Pandora
Atalanta
Vesta
TAYNI
TELIRE
BAJO CHIRRIPÓ
LA AMISTAD N.P.
© 1993-1996 Microsoft y sus proveedores. Reservados todos los derechos.


Bahía de Almirante
Bocas del Toro
Almirante
Milla Cuatro
Milla Seis
Milla Siete y Medio
Aguadulce
Piedra Blanca
Corriente Grande
Súrsuba
Dos Bocas
El Silencio
Finca Cuatro
Torres Bluff
Finca Uno
Finca Sesenta y Uno
Finca Treinta y Dos
Charagre
Supsho
Dorcielo
Prucsco
Guabito
Favorita
Isla Grande
Puerta Ventura
Boca del Drago
Mimitimbi Bluff
Paunch
La Carretera
Porvenir
Solarte
Tucket Bight
Juitica
Jim Creek
Macca Bite
Cayo de Coco
Pigeon Creek
Valle de Agua
Bella Vista
Pitchis Creek
Shark Hole
Loma de Amante
Hope Well
Buena Vista
Loma Partida
Punta Laurel
Quebrada de Camillo
Loma de Hato
Traicionera
Garza
La Tronosa
El Bajo del Buño
Cilico Creek
Punta Róbalo
Miramar
Caña
Risco Abajo
Risco
Rancho Chalango
La Mina
Punta Blanca
Lazo
Cusapín
Bahía Azul
Playa Gallinazo
Playa Bugorí
LA AMISTAD N.P.
© 1988-1996 Microsoft y sus proveedores. Reservados todos los derechos.

NACIONES UNIDAS

CEPAL
ECLAC

Serie
Recursos naturales e infraestructura

Números publicados

1. Panorama minero de América Latina a fines de los años noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortíz y Nicole Moussa (LC/L.1253-P), N° de venta S.99.II.G.33 (US$10.00), 1999 www
2. Servicios públicos y regulación. Consecuencias legales de las fallas de mercado, Miguel Solanes (LC/L.1252-P), N° de venta S.99.II.G.35 (US$10.00), 1999. www
3. El código de aguas de Chile: entre la ideología y la realidad. Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1263-P), N° de venta S.99.II.G.43 (US$10.00), 1999. www
4. El desarrollo de la minería del cobre en la segunda mitad del Siglo XX, Nicole Moussa, (LC/L.1282-P), N° de venta S.99.II.G.54 (US$10.00), 1999. www
5. La crisis eléctrica en Chile: antecedentes para una evaluación de la institucionalidad regulatoria, Patricio Rozas Balbontín, (LC/L.1284-P), N° de venta S.99.II.G.55 (US$ 10.00), 1999. www
6. La Autoridad Internacional de los Fondos Marinos: un nuevo espacio para el aporte del Grupo de Países Latinoamericanos y Caribeños (GRULAC), Carmen Artigas (LC/L.1318-P), N° de venta S.00.II.G.10 (US$ 10.00), 1999. www
7. Análisis y propuestas para el perfeccionamiento del marco regulatorio sobre el uso eficiente de la energía en Costa Rica, Rogelio Sotela (LC/L.1365-P), N° de venta S.00.II.G.34 (US$ 10.00), 1999. www
8. Privatización y conflictos regulatorios: el caso de los mercados de electricidad y combustibles en el Perú, Humberto Campodónico, (LC/L.1362-P), N° de venta S.00.II.G.35 (US$ 10.00), 2000. www
9. La llamada pequeña minería: un renovado enfoque empresarial, Eduardo Chaparro, (LC/L.1384-P), N° de venta S.00.II.G.76 (US$ 10.00), 2000. www
10. Sistema eléctrico argentino: los principales problemas regulatorios y el desempeño posterior a la reforma, Héctor Pistonesi, (LC/L.1402-P), N° de venta S.00.II.G.77 (US$10.00), 2000. www
11. Primer diálogo Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Huberto Campodónico (LC/L.1410-P), N° de venta S.00.II.G.79 (US$ 10.00), 2000. www
12. Proyecto de reforma a la Ley N°7447 "Regulación del Uso Racional de la Energía" en Costa Rica, Rogelio Sotela y Lidette Figueroa, (LC/L.1427-P), N° de venta S.00.II.G.101 (US$10.00), 2000. www
13. Análisis y propuesta para el proyecto de ley de "Uso eficiente de la energía en Argentina", Marina Perla Abruzzini, (LC/L.1428-P0, N° de venta S.00.II.G.102 (US$ 10.00), 2000. www
14. Resultados de la reestructuración de la industria del gas en la Argentina, Roberto Kozulj (LC/L.1450-P), N° de venta S.00.II.G.124 (US$10.00), 2000. www
15. El Fondo de Estabilización de Precios del Petróleo (FEPP) y el mercado de los derivados en Chile, Miguel Márquez D., (LC/L.1452-P) N° de venta S.00.II.G.132 (US$10.00), 2000. www
16. Estudio sobre el papel de los órganos reguladores y de la defensoría del pueblo en la atención de los reclamos de los usuarios de servicios públicos, Juan Carlos Buezo de Manzanedo R. (LC/L.1495-P), N° de venta S.01.II.G.34 (US$ 10.00), 2001. www
17. El desarrollo institucional del transporte en América Latina durante los últimos veinticinco años del siglo veinte, Ian Thomson (LC/L.1504-P), N° de venta S.01.II.G.49 (US$ 10.00), 2001. www
18. Perfil de la cooperación para la investigación científica marina en América Latina y el Caribe, Carmen Artigas y Jairo Escobar, (LC/L.1499-P), N° de venta S.01.II.G.41 (US$ 10.00), 2001. www
19. Trade and Maritime Transport between Africa and South America, Jan Hoffmann, Patricia Isa, Gabriel Pérez (LC/L.1515-P), N° de venta S.00.G.II.57 (US$ 10.00), 2001. www
20. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: caso Túnel El Melón - Chile, Franscisco Ghisolfo (LC/L.1505-P), N° de venta S.01.II.G.50 (US$ 10.00), 2001. www
21. El papel de la OPEP en el comportamiento del mercado petrolero internacional, Ariela Ruiz-Caro (LC/L.1514-P), N° de venta S.01.II.G.56 (US$ 10.00), 2001. www
22. El principio precautorio en el derecho y la política internacional, Carmen Artigas (LC/L.1535-P), N° de venta S.01.II.G.80 (US$ 10.00), 2001. www

23. Los beneficios privados y sociales de inversiones en infraestructura: una evaluación de un ferrocarril del Siglo XIX y una comparación entre esta y un caso del presente, Ian Thomson (LC/L.1538-P), N° de venta S.01.II.G.82 (US$ 10.00), 2001. www
24. Consecuencias del "shock" petrolero en el mercado internacional a fines de los noventa, Humberto Campodónico (LC/L.1542-P), N° de venta S.00.II.G.86 (US$ 10.00), 2001. www
25. La congestión del tránsito urbano: causas y consecuencias económicas y sociales, Ian Thomson y Alberto Bull (LC/L.1560-P), N° de venta S.01.II.G (US$10.00), 2001. www
26. Reformas del sector energético, desafíos regulatorios y desarrollo sustentable en Europa y América Latina, Wolfgang Lutz. (LC/L. 1563-P), N° de venta S.01.II.G.106 (US$10.00), 2001. www
27. Administración del agua en América Latina y el Caribe en el umbral del siglo XXI, Andrei Jouravlev (LC/L.1564-P), N° de venta S.01.II.G.109 (US$10.00), 2001. www
28. Tercer Diálogo Parlamentario Europa-América Latina para la promoción del uso eficiente de la energía, Humberto Campodónico (LC/L.1568-P), N° de venta S.01.II.G.111 (US$10.00), 2001. www
29. Water management at the river basin level: challenges in Latin America, Axel Dourojenni (LC/L.1583-P), N° de venta E.II.G.126 (US$ 10.00), 2001. www
30. Telemática: Un nuevo escenario para el transporte automotor, Autor Gabriel Pérez (LC/L.1593-P), N° de venta S.01.II.G.134 (US$ 10.00), 2001. www
31. Fundamento y anteproyecto de ley para promover la eficiencia energética en Venezuela, Vicente García Dodero y Fernando Sánchez Albavera (LC/L.1594-P), N° de venta S.01.II.G.135 (US$ 10.00), 2001. www
32. Transporte marítimo regional y de cabotaje en América Latina y el Caribe: El caso de Chile, Jan Hoffmann (LC/L.1598-P), N° de venta S.01.II.G.139 (US$ 10.00), 2001. www
33. Mejores prácticas de transporte internacional en la Américas: Estudio de casos de exportaciones del Mercosur al Nafta, José María Rubiato (LC/L.1615-P), N° de venta S.01.II.G.154 (US$ 10.00), 2001. www
34. La evaluación socioeconómica de concesiones de infraestructura de transporte: Caso acceso norte a la ciudad de Buenos Aires, Argentina, Francisco Ghisolfo (LC/L.1625-P), N° de venta S.01.II.G.162 (US$ 10.00), 2001. www
35. Crisis de gobernabilidad en la gestión del agua (Desafíos que enfrenta la implementación de las recomendaciones contenidas en el Capítulo 18 del Programa 21), Axel Dourojeanni y Andrei Jouravlev (LC/L.1660-P), N° de venta S.01.II.G.202 (US$ 10.00), 2001. www
36. Regulación de la Industria de Agua Potable: Volúmen I: Necesidades de información y regulación estructural, N° de venta S.01.II.G.206 (US$10.00), y . Volúmen II: Regulación de las conductas, Andrei Jouravlev, diciembre de 2001, español. N° de venta S.01.II.G.210 (US$10.00) www
37. Minería en la zona internacional de los fondos marinos. Situación actual de una compleja negociación, Carmen Artigas, (LC/L. 1672-P), Nro. de venta S.01.II.G.207 (US$ 10.00), 2001. . www
38. Derecho al agua de los pueblos indígenas de América Latina, Ingo Gentes, (LC/L 1673-P), Nro. de venta S.01.II.G.213. (US$ 10.00), 2001. www
39. El aporte del enfoque ecosistémico a la sostenibilidad pesquera, Autor: Jairo Escobar (LC/L. 1669-P), N° de venta S.01.II.G.208, (US$ 10.00), diciembre 2001, www
40. Estudio de suministro de gas natural desde Venezuela y Colombia a Costa Rica y Panamá, Autor: Víctor Rodríguez, (LC/MEX/L.515) y (LC/L 1675-P), N° de venta S.01.II.G.44, (US$ 10.00), junio de 2002, www

Otros títulos elaborados por la actual División de Recursos Naturales e Infraestructura y publicados bajo la Serie Medio Ambiente y Desarrollo

1. Las reformas energéticas en América Latina, Fernando Sánchez Albavera y Hugo Altomonte (LC/L.1020), abril de 1997. www
2. Private participation in the provision of water services. Alternative means for private participation in the provision of water services, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1024), mayo de 1997 (inglés y español). www
3. Procedimientos de gestión para un desarrollo sustentable (aplicables a municipios, microrregiones y cuentas), Axel Dourojeanni (LC/L.1053), septiembre de 1997 (español e inglés). www
4. El Acuerdo de las Naciones Unidas sobre pesca en alta mar: una perspectiva regional a dos años de su firma, Carmen Artigas y Jairo Escobar (LC/L.1069), septiembre de 1997 (español e inglés).
5. Litigios pesqueros en América Latina, Roberto de Andrade (LC/L.1094), febrero de 1998 (español e inglés).
6. Prices, property and markets in water allocation, Terence Lee y Andrei Jouravlev (LC/L.1097), febrero de 1998 (inglés y español). www
8. Hacia un cambio en los patrones de producción: Segunda Reunión Regional para la Aplicación del Convenio de Basilea en América Latina y el Caribe (LC/L.1116 y LC/L.1116 Add/1), vols. I y II, septiembre de 1998.

9 Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". La industria del gas natural y las modalidades de regulación en América Latina, Humberto Campodónico (LC/L.1121), abril de 1998. www

10 Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Guía para la formulación de los marcos regulatorios, Pedro Maldonado, Miguel Márquez e Iván Jaques (LC/L.1142), septiembre de 1998.

11 Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Panorama minero de América Latina: la inversión en la década de los noventa, Fernando Sánchez Albavera, Georgina Ortiz y Nicole Moussa (LC/L.1148), octubre de 1998. www

12 Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Las reformas energéticas y el uso eficiente de la energía en el Perú, Humberto Campodónico (LC/L.1159), noviembre de 1998.

13 Financiamiento y regulación de las fuentes de energía nuevas y renovables: el caso de la geotermia, Manlio Coviello (LC/L.1162), diciembre de 1998.

14 Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Las debilidades del marco regulatorio eléctrico en materia de los derechos del consumidor. Identificación de problemas y recomendaciones de política, Patricio Rozas (LC/L.1164), enero de 1999. www

15 Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Primer Diálogo Europa-América Latina para la Promoción del Uso Eficiente de la Energía (LC/L.1187), marzo de 1999.

16 Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la energía en América Latina". Lineamientos para la regulación del uso eficiente de la energía en Argentina, Daniel Bouille (LC/L.1189), marzo de 1999.

17 Proyecto CEPAL/Comisión Europea "Promoción del uso eficiente de la Energía en América Latina". Marco Legal e Institucional para promover el uso eficiente de la energía en Venezuela, Antonio Ametrano (LC/L.1202), abril de 1999.

- El lector interesado en números anteriores de esta serie puede solicitarlos dirigiendo su correspondencia a la Unidad de Inversiones y Estrategias Empresariales de la División de Desarrollo Productivo, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile. No todos los títulos están disponibles.
- Los títulos a la venta deben ser solicitados a la Unidad de Distribución, CEPAL, Casilla 179-D, Santiago, Chile. Fax (562) 210 2069. publications@eclac.cl.

www: Disponible también en Internet: http://www.eclac.cl

Nombre: .....

Actividad: .....

Dirección: .....

Código postal, ciudad, país: .....

Tel.: ..... Fax: ..... E.mail: .....

BIBLIOTECA NACIONAL DE PANAMÁ
3 4189 00064 5520

recursos naturales e infraestructura

Series
CEPAL

COMISIÓN ECONÓMICA PARA AMÉRICA LATINA Y EL CARIBE
ECONOMIC COMMISSION FOR LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN
www.cepal.org

02-5-373 - Junio de 2002
ISBN 92-1-321960-1 • S.02.II.G.44
Copyright © Naciones Unidas 2002
Impreso en Naciones Unidas - Santiago de Chile