

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

2060

I



GASODUCTO DEL NORESTE

INFORME

CONSEJO FEDERAL DE INVERSIONES

I N F O R M E

TITULO: GASODUCTO INTERPROVINCIAL DEL NORESTE
DE LA REPUBLICA ARGENTINA PARA EL SUMINISTRO
MINISTRO DE GAS NATURAL A LAS PROVINCIAS DE LA SUB-REGION, Y PROVISION A
PARAGUAY Y ESTADOS BRASILEÑOS DEL SUR.

BUENOS AIRES

ABRIL 1988

SINTESIS DEL INFORME

El Informe elaborado sobre el Gasoducto del Noreste, según el alcance definido para esta etapa, ha permitido avanzar sobre los análisis preliminares, desarrollando un conjunto de tareas que pueden resumirse como sigue:

- Recopilación y análisis de antecedentes, tomando como punto de partida el Informe de Tucumán (1987), informaciones provinciales, de Gas del Estado y tratativas previas con los países limítrofes, en particular Paraguay y Brasil.

- Un análisis más ajustado del mercado potencial tanto local como internacional, referido a la demanda probable de Asunción (Paraguay) y Sur de Brasil, según las hipótesis más confiables de compra.

- Una caracterización de la oferta, mediante un primer análisis de las reservas disponibles, que avanza un paso más allá de los datos formalmente disponibles en vistas al mediano y largo plazos.

- Avance en la determinación de las trazas más convenientes del gasoducto troncal y sus ramales primarios, en vistas a definir una configuración básica que permita el estudio posterior de variantes de ajuste.

- Diseño preliminar y presupuestos básicos de la configuración definida, según alternativas de diámetro y niveles de equipamiento en función de la demanda probable.

- Preselección de estructuras básicas y ajuste de diseño. Presupuesto.

Evaluación económica preliminar. Precios probables de origen y transporte en función de la amortización del capital invertido y del servicio de la deuda.

El desarrollo de las tareas de esta etapa permite concluir prima facie la viabilidad del proyecto encarado, que resulta con un estrecho margen de retorno del capital cuando el mismo se circunscribe a las provincias del NEA y Asunción, pero se amplía sensiblemente cuando se incluye la venta a Brasil.

a) El mercado potencial, según la ratificación de los datos disponibles en el orden regional y de países limítrofes, puede sintetizarse así:

Para el NEA, la demanda del período 1990-2005 fluctúa en torno a los 2 millones de metros cúbicos diarios correspondientes al abastecimiento a sus principales centros urbanos, industrias y centrales eléctricas, que hacia el año 2000 se distribuyen en 10% Formosa, 30% Chaco, 20% Corrientes y 40% Misiones.

Para Asunción se ha estimado una demanda potencial del orden de 0,5 millones de metros cúbicos diarios.

Para el sur de Brasil, abasteciendo los principales centros urbanos de los tres estados, Río Grande, Santa Catarina y Paraná se estimó, sobre la base de conversaciones con Funcionarios de ese país, una demanda probable del orden de 4,5 millones de metros cúbicos diarios, incluyendo una variante más reducida, de 2,5 millones.

En síntesis, el gasoducto en su variante puramente local transportaría 2,5 millones de metros cúbicos diarios y en su versión exportadora 6,5/7 millones de metros cúbicos diarios con una variante más reducida de 4,5/5 millones.

b) El análisis preliminar de la oferta actual y futura permite establecer que existen disponibilidades de gas en los Yacimientos de Cornejo y Palmar Largo suficientes para abastecer la demanda potencial a través del período considerado.

Si bien se trata de datos que aún no han sido formalmente incluidos en las reservas oficializadas, existe suficiente evidencia de la disponibilidad efectiva como para considerar viable el proyecto a nivel de esta etapa.

c) El análisis de las trazas alternativas del tramo troncal y las derivaciones primarias, permitió establecer la configuración básica que figura en el gráfico adjunto como la más económica, verificándose prima facie la factibilidad técnica del tendido.

El eje troncal se desarrolla desde Yacimientos a través de la RN N° 81 sobre territorio formoseño hasta proximidades de Pirané, desde allí por la RN N° 90 y RN N° 11 hasta Resistencia.

En la versión internacional, atraviesa el Río Paraná y sigue por Corrientes paralelo a la RN N° 12 hasta Ituzaingó, atravesando desde allí en dirección SE hasta la frontera con Brasil en Santo Tomé-Sao Borja.

Los principales ramales son a Formosa-Clorinda-Asunción, Presidencia R. S. Peña y zona de influencia y Misiones (Posadas-Oberá-Eldorado).

d) Las configuraciones más convenientes según los niveles de de manda establecidos son:

Para un caudal de exportación a Brasil de $2,5 \times 10^6$ m³/día, el diámetro troncal se estableció en 22" requiriendo dos plantas compresoras, con lo que el presupuesto alcanza a 320 millones de dólares.

Para un caudal de exportación a Brasil de $4,5 \times 10^6$ m³/día, el diámetro troncal establecido es de 24" con tres plantas compresoras y un costo total de 367 millones de dólares.

Estos costos comprenden la red troncal y los ramales mencionados y excluyen derivaciones secundarias y las redes de distribución.

e) Se estimó, sobre la base de los costos de explotación de YPF más beneficios y regalías, que el precio de compra podía fluctuar entre 20 y 30 milésimos de dólar por metro cúbico.

A su vez, los costos de transporte, calculados conservativamente en relación a un servicio de la deuda de capital durante diez años, oscilan entre 25 y 30 milésimos de dólar por metro cúbico, respectivamente para las variantes de mayor y menor venta a Brasil.

Para la alternativa exclusivamente local, este costo trepa sobre los 40 milésimos de dólar por metro cúbico.

INDICE

1. INTRODUCCION

- 1.1 Conceptos Generales
- 1.2 Antecedentes
- 1.3 Objetivos del Informe
- 1.4 Conclusiones principales

2. RESERVAS

- 2.1 Enfoque General
- 2.2 Plan Energético Nacional
- 2.3 Reservas Cuenca Noroeste
- Anexo Estudio del Yacimiento Ramos (Pluspetrol)

3. MERCADO

- 3.1 Introducción
- 3.2 Mercado del NEA
 - 3.2.1 Mercado de la Pcia. de Formosa
 - 3.2.2 Mercado de la Pcia. de Chaco
 - 3.2.3 Mercado de la Pcia. de Corrientes
 - 3.2.4 Mercado de la Pcia. de Misiones
- 3.3 Mercado Doméstico General del NEA
- 3.4 Previsiones de Consumo sistema del NEA
- 3.5 Mercado Externo
 - 3.5.1 Estudios del sur de Brasil
 - 3.5.2 Paraguay
- 3.6 Mercado global y demanda

4. EVALUACION TECNICA

- 4.1 Análisis de trazas
 - 4.1.1 Revisión de lo realizado
 - 4.1.2 Incremento de consumo a Roque Saenz Peña
- 4.2 Prediseño. Evaluación de configuraciones alternativas
 - 4.2.1 Niveles de oferta y parámetros a optimizar
 - 4.2.2 Variantes de predimensionamiento
 - 4.2.3 Presupuesto de las variantes
 - 4.2.4 Comparación de resultados
- 4.3 Trazas propuestas
 - 4.3.1 Tramo Inicial
 - 4.3.2 Tramo Medio
 - 4.3.3 Cruce del Río Paraná
 - 4.3.4 Tramo Inferior
 - 4.3.5 Distancias adoptadas
 - 4.3.6 Anexo: Variantes en la Pcia. de Misiones
 - 4.3.7 Anexo: Trazá tentativa en el Brasil
- 4.4 Dimensionamiento del ducto y plantas compresoras
 - 4.4.1 Aspectos técnicos
 - 4.4.2 Variantes de la traza y caudales
 - 4.4.3 Análisis para cada alternativa

5. EVALUACION ECONOMICA

- 5.1 Costos de Inversión
- 5.2 Costos de Explotación
- 5.3 Costos unitarios de transporte

1. INTRODUCCION

El presente Informe responde a las pautas oportunamente seleccionadas por el CFI respecto de las posibilidades que se abren para las provincias del noreste argentino de contar con un gasoducto troncal y ramales principales de derivación a las localidades más importantes de las provincias que, perteneciendo al Norte Grande, están involucradas en la idea inicial. Las provincias en cuestión son: Formosa, Chaco, Corrientes y Misiones.

Las pautas básicas, que responden al esquema surgido de la gestión y concepción de la Junta permanente de ex-gobernadores de las provincias del Norte Grande, presupone asumir la posibilidad de disponer de los reservorios de gas con que cuenta la provincia de Salta.

1.1 CONCEPTOS GENERALES

Atento a que la zona del Noreste Argentino corresponde a una porción del territorio nacional que albergará hacia el año 2000, aproximadamente, tres millones de habitantes y no cuenta en la actualidad con ramales y/o gasoductos troncales que permitan pensar que, en un lapso más o menos breve, se pudiera contar con dicho servicio, se infiere que dicha zona dispone de un perfil energético en el que la demanda de servicios ligados con el recurso están cubiertos con las alternativas tales como gas oil, fuel oil, querosene o propano/butano.

Esta particularidad determina que, sumado a otros factores económicos, la imposibilidad de aprovechamiento de un recurso que la región dispone, presiona, distorsiona y condiciona los esfuerzos de desarrollo y progreso de la comunidad regional en sí.

La no disponibilidad de facilidades que permitan la utilización de esa fuente de energía, considerada normal en cualquier economía de la sociedad moderna, provoca que vastas áreas del país, como la que se trata en este caso, languidezcan en las penumbras de un mundo avanzado sin echar mano a un bien que el país y la región reconocen disponer con cierta abundancia.

Esta situación es, sin duda, atentatoria de los más importantes intereses regionales y, por añadidura, provinciales y nacionales, habida cuenta que tienen estrecha ligazón con la infraestructura regional.

Sobre la base de lo brevemente expuesto, es menester considerar que la situación descrita se debe revertir para lo que se deberán tomar decisiones que requerirán fundamentos que van desde lo económico hasta lo político-social.

Consecuentemente con lo arriba dicho, el informe pretende recoger los parámetros explicitados por la Comisión Permanente de ex-Gobernadores que llevan a considerar la provisión de gas natural a Brasil y Paraguay, con lo que técnica y económicamente el proyecto asume pautas más atractivas que hacen a su viabilidad. En tal sentido, se contemplaron alternativas que reflejan las posibilidades que se pueden esperar del proyecto en función de satisfacer requerimientos para la exportación a los países limítrofes antes señalados.

1.2 ANTECEDENTES

En la elaboración del presente Informe, se han tenido en cuenta los siguientes trabajos:

- Seminario realizado en la ciudad de Tucumán en Octubre de 1987.
- Plan Energético Nacional 1985-2000.
- Informes de la provincia de Salta y de Pluspetrol S.A.
- Informes y consideraciones de YPF (Gcia. de Producción y Destilería de Campo Durán).
- Informes y consideraciones de Gas del Estado (Gcia. de Planeamiento).

Por otra parte, la participación activa del grupo de expertos en las reuniones técnicas de trabajo realizadas en Jujuy (17 al 20 de Febrero), en Resistencia (7 y 8 de Marzo) y Salta, convocadas por la Comisión de ex-Gobernadores, permite asumir que la temática, así como la filosofía con la que se ha ido nutriendo el proyecto, forman parte y sustento de lo que el presente informe expresa.

1.3 OBJETIVO DEL INFORME

El trabajo responde a los lineamientos que, a través del CFI, fueron fijados por la Comisión de ex-Gobernadores.

Es objetivo del Informe reunir y analizar los elementos de juicio existentes que tienden a estudiar los alcances, posibilidades y limitaciones técnico-económicas del proyecto.

Es oportuno destacar que, buena parte de la tarea acometida, estuvo destinada a intentar definir el perfil más conveniente del proyecto, tarea

//

ésta que requiere el tránsito por senderos que, entre lo técnico y político, permitió acotar y encaminar las variables que han ido conformando la ecuación que posiblemente mejor exprese el abanico de posibilidades para el proyecto. En ese marco, la elección de un par de escenarios alternativos es la aproximación mejor que la coyuntura permite.

En definitiva, el objetivo de proponer alternativas técnicas viables ha sido logrado asumiendo y resumiendo que la provisión de gas a las provincias del NEA desde los Yacimientos de Salta, se asegura en la tesitura de que una venta del fluido a Brasil y Paraguay, completan de la mejor manera la ecuación del emprendimiento. No obstante, uno de los escenarios analizados presume que la obra sea realizada para el consumo interno, más Paraguay, con exclusión de Brasil.

1.4 CONCLUSIONES PRINCIPALES

A modo de explicitación de resultados y conclusiones del Informe, se destacan los siguientes aspectos:

- a) La prefactibilidad técnico-económica del Gasoducto para la alternativa mínima que considera suministrar gas a las cuatro provincias del Nea y Paraguay, es viable aunque con estrechez desde el punto de vista del retorno de la inversión.
 - b) Las reservas de gas natural son suficientes para alentar el suministro a la zona NEA más Paraguay y Brasil, considerando un envío de 4,5 MM m³/día a Brasil y de 0,5 MM m³/día a Paraguay.
 - c) Existe interés por parte de Brasil para lograr acuerdos con Argentina. Específicamente, los estados del sur, Paraná, Santa Catarina
- //

y Río Grande do Sul, son los que más se beneficiarían. Para ello, es necesario que dichos Estados logren la decisión y apoyo de sus propios organismos federales (Petrobrás).

d) Es conveniente y necesario profundizar los aspectos técnicos planteados en el presente informe, sobre todo, en lo atinente a trazas, reservas, mercado, aspectos financieros e institucionales y precisión mayor sobre costos de inversión, compatible con las exigencias que un proyecto de tal envergadura requiere. Cubrir estos requerimientos al nivel adecuado ayudará a su viabilidad por la vía del mayor consenso, teniendo en cuenta que sus características empiezan a ser de categoría de proyecto internacional. Entre lo existente y lo necesario, existen etapas que pueden ser cubiertas con los recursos técnicos internos que dispone el CFI. Para ello se acompaña una propuesta de profundización para que el CFI evalúe y en consecuencia defina los futuros cursos de acción.

e) La información analizada y tomada como base para la elaboración del informe y sus conclusiones, corresponde a datos oficiales disponibles. Para el capítulo de Reservas, se ha utilizado información actualizada que en algunos casos no ha cumplido aún los requisitos definidos para su aceptación oficial, lo que está a cargo de YPF. No obstante, las fuentes consultadas son lo suficientemente serias como para que en esta etapa formen parte de los supuestos asumidos, y que el avance del proyecto se encargará de ir legitimando en forma paulatina.

2. RESERVAS

2.1 ENFOQUE GENERAL

La disponibilidad de volúmenes de gas natural, o la certidumbre que el mismo está asegurado, en concordancia con los requerimientos del proyecto, integra un presupuesto básico del análisis que sobre el tema se ha realizado para el presente informe.

Este punto reviste una importancia especial, habida cuenta que, como se ha dicho en el capítulo de introducción, no siempre la información sobre reservas probables y/o comprobadas reviste la categoría de oficializada. En consecuencia, la consideración de los datos disponibles se debe de adecuar al estadio o nivel que corresponde al estudio o informe de que se trata.

En la particular circunstancia del presente informe, es oportuno destacar que se ha investigado en sectores y dependencias oficiales y privadas, reconocidas por su seriedad, por lo que se estima que las conclusiones y consideraciones emergentes de tal circunstancia, cumplen los supuestos necesarios para que su valor y fiabilidad estén de acuerdo con el grado de desarrollo del proyecto de gasoducto que, con salida a países limítrofes, impulsa la Comisión Permanente de ex-Gobernadores del Norte Grande.

Esto es así, porque en una realidad energética como la que caracteriza a la Argentina, en el marco de escasez de recursos económicos que también integra los condicionantes de cualquier proyecto, la certeza del horizonte del recurso gas está asociada con el desarrollo de pozos y la inversión que ello implica. Obviamente, de lo anterior se desprende la necesidad de avanzar par y paso con la implementación de medidas que

confirmen y aseguren las disponibilidades en consonancia con los requerimientos concretos de utilización. No debe de olvidarse considerar también, que la mayor extracción de gas repercute sobre el cuadro de distribución de petróleo con el que viene asociado.

Es por ello que para la elaboración del Informe, se ha tomado como base la argumentación y opiniones de los expertos de compañías privadas y oficiales, como ya se ha dicho, que a juicio de los expertos que participen de la elaboración del trabajo son más que suficiente referencia en función de la etapa que transita el proyecto que la Comisión permanente de ex-Gobernadores propone.

2.2 PLAN ENERGETICO NACIONAL

La consideración de las previsiones contempladas en el Plan Energético 1984-2000, permiten reafirmar las expectativas que para la disponibilidad de reservas se requiere por parte del proyecto.

Tanto es así que, en el plan mencionado, en el capítulo correspondiente a gas natural, destaca la decisión de incrementar de manera "sustancial la disponibilidad de reservas de gas de la cuenca del noroeste", en función de las previsiones de consumo interno y de exportación.

La explicitación de tales objetivos, son de por sí demostrativas de las expectativas oficiales existentes, las que a su vez están respaldadas por los estudios y referencias sin las que no hubiese sido prudente dicha programación.

15

En el Programa Energético Nacional se advierte que la incorporación total de reservas prevista es de $1283 \times 10^9 \text{ m}^3$, distribuidas en $409 \times 10^9 \text{ m}^3$ durante 1986-1990; $392 \times 10^9 \text{ m}^3$ en 1991-1995 y $477 \times 10^9 \text{ m}^3$ para 1996-2000.

Con respecto a la participación de las distintas cuencas en el total de reservas a incorporar, se destaca el rol preponderante previsto para la Cuenca Noroeste (47,3% del total), así como el aporte de las Cuencas Neuquina (20,9%), Costa Afuera (16,8%) y Austral (12,5%).

Asimismo, corresponde señalar que el volumen total de reservas a incorporar durante el período 1986-2000 prácticamente duplica el nivel registrado a fines de 1985.

Por último, cabe puntualizar que las recomendaciones generales mencionadas para la exploración petrolera son válidas para el conjunto de los hidrocarburos, y por consiguiente su cumplimiento también constituye una precondition para la concreción de los objetivos de incorporación de reservas de gas natural.

2.3 RESERVAS CUENCA NOROESTE

En un marco expuesto, y teniendo en cuenta los datos recogidos en YPF y Pluspetrol principalmente, se estima que con criterio conservador es atribuible a la zona de Aguarague y circundantes a ella una reserva del orden de los 60.000 MM m^3 . Esta cantidad, sumada a la que se calcula representa la reserva del Yacimiento de Ramos (aproximadamente 108.000 MM m^3) cubre una demanda como la prevista para este proyecto, durante no menos de quince años.

15

Esta presunción surge de considerar los consumos que se verificarían hacia el futuro, asumiendo una hipótesis de suministro de gas desde Bolivia que se interrumpe en 1992 y la contraparte de que esto no se verifique.

Si como se ha convenido para la presente etapa del proyecto, se considera un despacho invernal de $14,2 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{día}$ durante 183 días, y un despacho en verano de $12,0 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{día}$ durante 185 días, se obtendría un total anual de $4.782,6 \times 10^6 \text{ m}^3/\text{año}$. Durante los quince años asumidos, el requerimiento total sería de $72.739 \times 10^6 \text{ m}^3$. El total anterior incluye al gas proveniente de Bolivia.

En la tesitura que el gas del proyecto de la Comisión de ex-Gobernadores del Norte Grande demande un caudal de $7 \text{ MM m}^3/\text{día}$, que representa por año una cantidad igual a $2,701 \times 10^6 \text{ m}^3$, concluiríamos en que en los quince años del estudio, representaría un total de $40.515 \times 10^6 \text{ m}^3$.

De este modo, para dicho lapso se demandarían en total $112.254 \times 10^6 \text{ m}^3$ (1)

Por otra parte, si se asume que el gasoducto entrará en operación en el año 1991, se debe considerar, para efectuar un balance de reservas coherente, el consumo del país hasta ese momento, lo que es igual a $7.778,8 \times 10^6 \text{ m}^3$ (2). Esta cantidad corresponde solamente al gas argentino, descontado en el suministro global el proveniente de Bolivia.

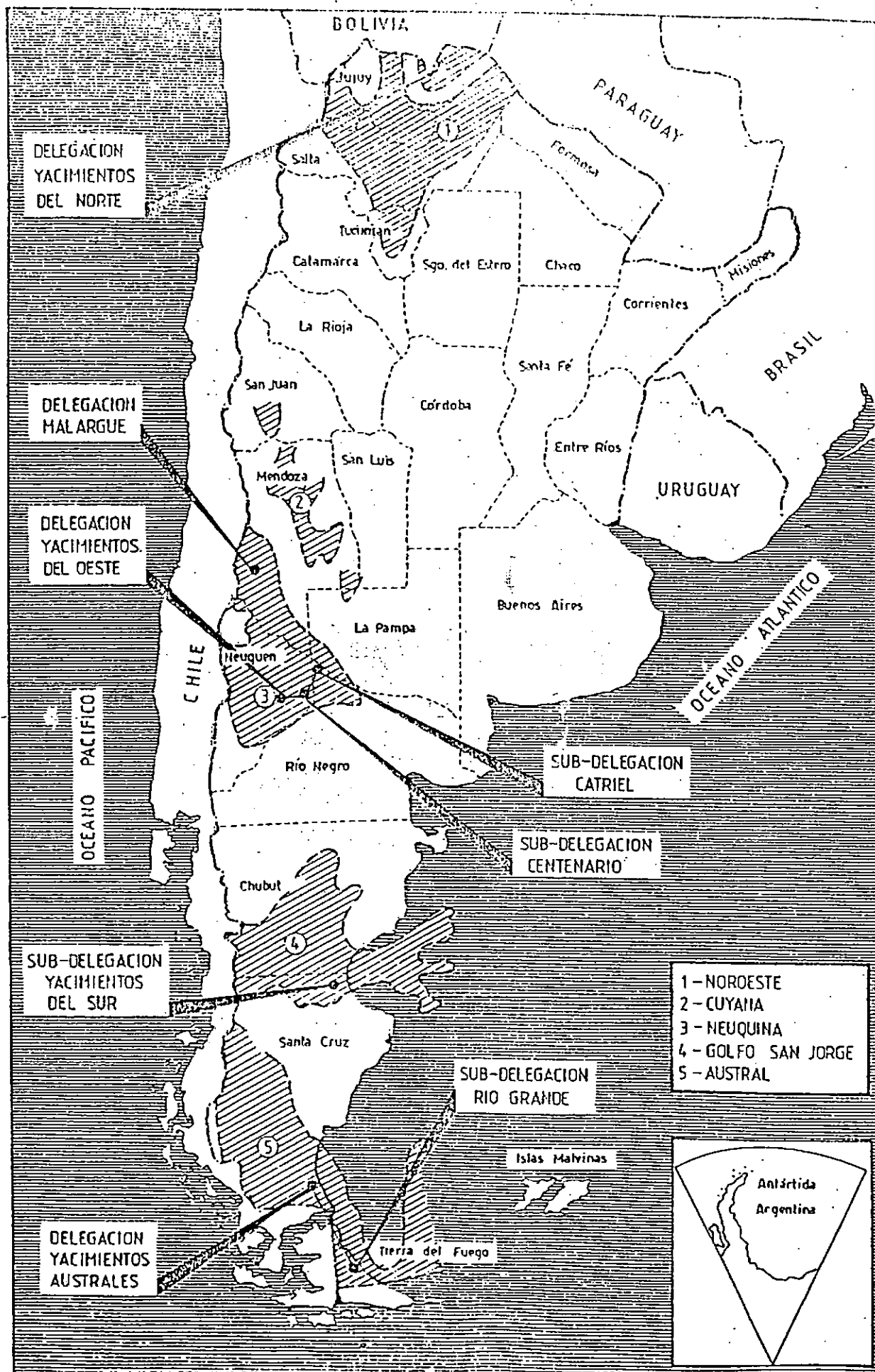
La suma de lo requerido, (1), más lo que se consumirá hasta 1991, (2), deberá ser coherente con las estimaciones de reservas. Para ello, también se ha considerado que el total (1) + (2) que es igual a $120.032 \times 10^6 \text{ m}^3$, representa el 80% de lo que sería el total de las reservas mínimas que se requerirían, con lo que las mismas deberán estar en $150.040 \times 10^6 \text{ m}^3$ (3).

Tal como surge del análisis, si la estimación realizada sobre la base de lo expuesto en el ítem 2.1 nos ha dado reservas que, entre Ramos y las áreas que opera YPF, suman aproximadamente $168.000 \times 10^6 \text{ m}^3$, la confrontación de este valor con lo explicitado más arriba, esto es, $150.040 \times 10^6 \text{ m}^3$, concluimos en que se dispone del suficiente recurso como para atacar etapas superiores al alcance del presente Informe.

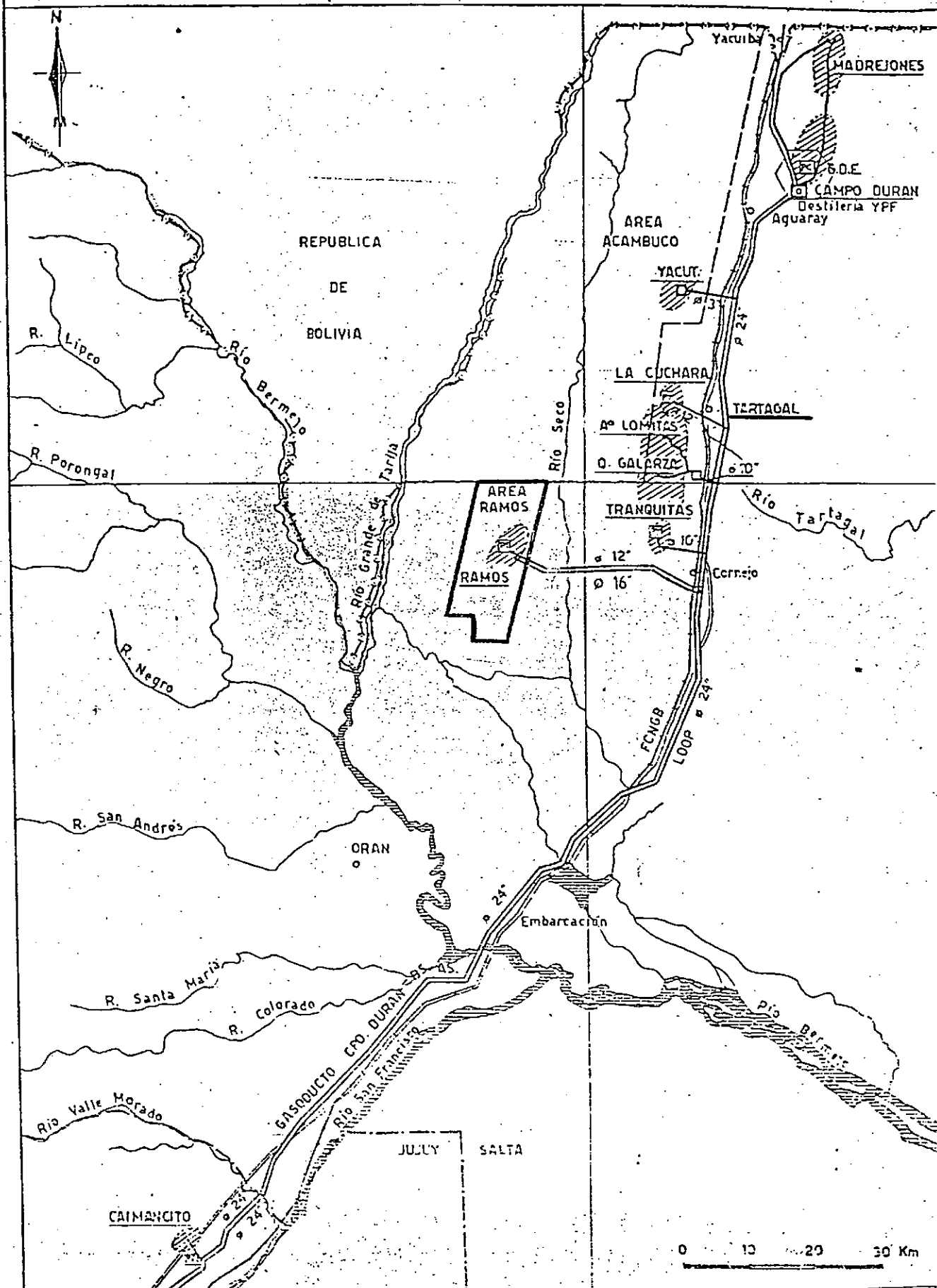
Si por otro lado pasamos a considerar que el contrato de suministro de gas desde Bolivia continúa también durante el período de 15 años estudados, el nivel de exigencia para disponibilidad de reservas por parte de Argentina en el N.O. serían sustancialmente menores, con lo que se reafirmarían las seguridades de cobertura.

Bajo los supuestos antedichos, bastaría que el nivel de reservas comprometidas para el proyecto por parte del N.O., fueran de sólo $108.977 \times 10^6 \text{ m}^3$.

El análisis realizado, la información disponible, y las posibilidades del mercado, por el grado de coincidencia logrado, permiten afirmar que desde el punto de vista de las reservas probadas y probables, el proyecto estará ampliamente cubierto y asegurado.



SISTEMA DE CAPTACION CUENCA NOROESTE



3. MERCADO

3.1 INTRODUCCION

La cuantificación del mercado a abastecer, es el requisito básico que, siendo consistente con la disponibilidad de reservas, determinará el diseño adecuado de las obras que serán requeridas para satisfacer la demanda. La estimación del costo de inversión necesario, asumida la magnitud de tal demanda, se verifica en relación directa.

Los datos e informaciones que se han adoptado para cuantificar el mercado a considerar en la presente etapa, surgen de la información básica contenida en el Censo de 1980 y por aplicación de proyecciones que prevén un aumento poblacional de la región a razón de una tasa anual acumulativa del 2,2% y un incremento anual acumulativo del 3,2% para la proyección del consumo doméstico de la subregión.

Asimismo, solo se consideraron como susceptibles de acceder al uso del gas natural a localidades que a 1990 tengan, según valores proyectados, un mínimo de 500 usuarios potenciales. Se ha seguido como método para determinar número probable de usuarios, el que utiliza Gas del Estado para evaluar factibilidades, y que implica considerar como mercado probable para cada localidad, una posibilidad de penetración inicial del cincuenta por ciento de los usuarios potenciales con adhesión inmediata del 70%.

En general, se puede decir que el consumo probable de gas natural para las diferentes localidades que integran la región, supone la ponderación del combustible equivalente que se utiliza para sostener el ritmo cotidiano de vida que la población requiere para la satisfacción de sus necesidades diarias, y en torno de la cual, gira la actividad que caracteriza a los pueblos y ciudades del NEA.

Supone además, la valoración del nivel de dicha actividad, lo que, a pesar del componente altamente subjetivo que de por sí contiene, es una herramienta que facilita la elección de un umbral de mínimo consumo que exprese una razonable expectativa en torno a la proporcionalidad entre la instalación a proponer y la utilización efectiva que de ella se hará. Como siempre, será posible plantear una opción optimista y otra pesimista, entre medio de las cuales se supone se ubicará la máxima probabilidad de la opción que se ha de verificar por parte de la realidad.

Si bien aún no se ha desarrollado sobre el terreno específico -pueblos y ciudades- una tarea que permita una estimación directa sobre la receptividad y niveles socioeconómicos de la población, se asume, basado en experiencia concreta al respecto, que para la etapa actual del proyecto, el grado de aproximación es suficiente. Con posterioridad, se considera necesaria la profundización por medio de censos y encuestas, con lo que se logrará acotar la información a un grado de aproximación acorde con las exigencias finales del proyecto.

El objetivo perseguido y las conclusiones generales obtenidas, provienen de las exigencias que plantea la experiencia para la determinación de instalaciones que suministren el fluido gaseoso a cualquier localidad, donde es importante cuidar de evitar tanto la generalización grosera, como la búsqueda minuciosamente detallista, por cuanto ambas pueden conducir a soluciones alejadas de las reales y verdaderas necesidades que se pretende cubrir con la implementación de los proyectos a elaborar.

En tal sentido, se ha compuesto la función demanda (o mercado) argentina, atendiendo a una subdivisión por provincias para las cuatro que integran la subregión del NEA. A ello se agrega una cuantificación del mercado externo compuesto por Brasil y Paraguay. La cuantificación asumida, se basa en los propios requerimientos de los representantes de ambos países

a través de los contactos mantenidos por la comisión de ex-Gobernadores del Norte Grande. En el caso de Brasil, se han aportado estudios preliminares que permiten una base inicial creíble y razonable para encarar la definición del perfil final del proyecto.

3.2 MERCADO DEL NEA

De una manera general, se explicitan los valores estimados para el mercado doméstico de las cuatro provincias incluidas en el mercado asumido por el Informe. En dicha cuantificación se han adoptado tasas de crecimiento anual acumulativo de 2,2% para proyectar el incremento poblacional y de viviendas, en una proporción del orden de los cuatro habitantes por vivienda. En cambio, el incremento anual acumulativo para la demanda de gas natural, en m³/día, se asume que será equivalente a un 3,2% a.a.

Esta estructura metodológica, se ha utilizado para estudiar las cuatro provincias.

3.2.1 PROVINCIA DE FORMOSA

El Cuadro Nº 2.1.1 consigna la proyección a 1990 de la población urbana y número de viviendas que se tendrá. De ellas se asume que un cincuenta por ciento pasarán a disponer de gas natural. La estimación es para el consumo doméstico.

CUADRO 2.1.1

Pvcia. de Formosa - Población y Viviendas

Localidad	Población urbana (1990)	Número viviendas urbanas (1990)
Ing. Juárez	4.599	968
Las Lomitas	4.972	1.081
Pozo del Tigre	2.860	621
E. del Campo	3.232	675
Ibarreta	6.589	1.433
Cmte. Fontana	5.594	1.216
Palo Santo	3.730	800
Pirané	11.312	2.427
Formosa	118.096	24.809
Clorinda	26.105	5.328
Laguna Blanca	4.351	888
Espinillo	2.610	754
Gral. Belgrano	2.735	595
El Colorado	9.324	2.001
Subtotal	206.109	42.596

El Cuadro 2.1.2 representa el volumen en m³/día que se presume demandará la provincia en los 15 años que se plantea analizar.

CUADRO 2.1.2

Prov. de Formosa - Proyección del consumo doméstico (m³/día)

Localidad	0 (1990)	5 (1995)	10 (2000)	15 (2005)
Ing. Juárez	1.211	1.418	1.659	1.942
Las Lomitas	1.351	1.581	1.851	2.167
Pozo del Tigre	776	908	1.063	1.245
E. del Campo	844	988	1.156	1.354
Ibarreta	1.791	2.096	2.454	2.873
Cmte. Fontana	1.520	1.779	2.083	2.438
Palo Santo	999	1.169	1.369	1.602
Pirané	3.034	3.552	4.157	4.866
Formosa	31.022	36.314	42.508	49.758
Clorinda	6.662	7.798	9.129	10.686
Laguna Blanca	1.110	1.299	1.521	1.780
Espinillo	942	1.103	1.291	1.511
Gral. Belgrano	743	870	1.018	1.192
El Colorado	2.503	2.930	3.430	4.015
Total	54.508	60.875	74.689	87.429

3.2.2. PROVINCIA DEL CHACO

En el Cuadro N° 2.2.1 se detalla la proyección a 1990 de la población y número de viviendas en la provincia. Al igual que para el caso de la provincia de Formosa, se asume como usuarios domésticos el cincuenta por ciento de las viviendas calculadas.

CUADRO 2.2.1

Provincia del Chaco - Población y Viviendas

Localidad	Población urbana (1990)	Número de viviendas urbanas (1990)
Barranqueras		
Pto. Vilelas	271.353	65.255
Resistencia		
Makalle	2.201	555
Pcia. Plaza	6.109	1.656
Machagai	10.909	2.920
Quitipili	12.399	3.308
Saenz Peña	61.337	16.879
Castelli	8.118	1.987
Tres Isletas	6.254	1.566
Avia Terai	2.598	524
Campo Largo	4.260	898
Corzuela	4.638	1.234
Las Breñas	11.756	3.202
Charata	17.088	4.498
Villa Angela	31.797	7.512
Lapachito	359	81 (*)
Tirol	5.501	1.183
La Escondida	2.711	570
La Verde	2.116	490
Las Palmas y Leonesa	13.023	3.186
Gral. San Martín	18.806	4.265
Gral. Vedia	1.153	340 (*)

CUADRO 2.2.2

Pvcia. del Chaco - Proyección del consumo doméstico (m³/día)

Localidad	0 (1990)	5 (1990)	10 (2000)	15 (2005)
Gran Resistencia	81.594	95.512	111.803	130.874
Makalle	693	811	950	1.112
Pcia. Plaza	2.070	2.423	2.836	3.320
Machagai	3.651	4.274	5.003	5.856
Quitipili	4.136	4.841	5.667	6.639
Saénz Peña	21.105	24.705	28.919	33.852
Castelli	2.483	2.907	3.402	3.983
Tres Isletas	1.957	2.291	2.682	3.139
Avia Terai	656	768	899	1.052
Campo Largo	1.132	1.313	1.534	1.800
Corzuela	1.543	1.806	2.114	2.475
Las Breñas	4.004	4.687	5.486	6.422
Charata	5.624	6.583	7.706	9.021
Villa Angela	9.393	10.995	12.871	15.066
Lapachito	101	118	138	162
Tirol	1.480	1.732	2.028	2.374
La Escondida	713	835	977	1.144
La Verde	612	716	839	982
Las Palmas y Leonesa	3.984	4.664	5.459	6.390
Gral. San Martín	5.358	6.272	7.342	8.594
Gral. Vedia	424	496	581	680
Pto. Bermejo	671	785	919	1.076
Margarita Belén	727	851	996	1.166
Colonia Benítez	238	279	326	382
Roca	626	733	858	1.004
Total	154.965	181.398	212.339	248.559

... Continuación Cuadro 2.2.2

Localidad	Población urbana (1990)	Número de Viviendas urbanas (1990)
Puerto Bermejo	1.935	537
Margarita Belén	2.215	582
Colonia Benítez	843	190
Roca	2.180	501
Total	488.750	123.939

(*) Susceptibles de no ser consideradas si la traza del gasoducto finalmente no pasa lo suficientemente cerca al núcleo urbano.

En el Cuadro Nº 2.2.2 se explicita el caudal diario estimado que demandará la provincia, localidad por localidad, en los quince años bajo análisis. Los pueblos y ciudades considerados son los que más probabilidad de adhesión tienen y que justifican una traza del troncal acorde con los requerimientos.

3.2.3 PROVINCIA DE CORRIENTES

El Cuadro Nº 2.3.1 muestra para 1990 la expectativa de población y número de viviendas de las diferentes localidades provinciales.

CUADRO 2.3.1

Pvcia. de Corrientes - Población y Viviendas

Localidad	Población urbana (1990)	Número de viviendas urbanas (1990)
Corrientes	224.520	50.493
Paso de la Patria	1.757	439
Itatí	4.068	947
Itaibate	2.450	612
Ituzaingó	10.735	2.654
Goya	58.918	14.171
Total	302.499	69.316

El Cuadro Nº 2.3.2 nos ilustra acerca de la expectativa de demanda de gas natural de la provincia de Corrientes durante el período analizado.

CUADRO 2.3.2

Pvcia. de Corrientes - Proyección de consumo doméstico

Localidad	0 (1990)	5 (1995)	10 (2000)	15 (2005)
Corrientes	63.136	73.905	86.512	101.268
Paso de la Patria	549	643	752	881
Itatí	1.184	1.386	1.622	1.899
Itaibate	765	895	1.048	1.227
Ituzaingó	3.319	3.885	4.548	5.324
Goya (*)	17.720	20.743	24.281	28.422
Total	86.673	101.457	118.763	139.021

(*) Susceptible de no ser considerada por la eventualidad de distancias a la traza definitiva del troncal.

3.2.4 PROVINCIA DE MISIONES

En el Cuadro Nº 2.4.1 se observa para la provincia de Misiones la proyección a 1990 de población y número de viviendas.

CUADRO 2.4.1

Pvcia. de Misiones - Población y Viviendas

Localidad	Población urbana (1990)	Número de viviendas urbanas (1990)
Posadas	178.869	43.650
Candelaria	4.916	1.312
Santa Ana	1.926	482
San Ignacio	4.280	1.082
Gdor. Roca	1.591	353
Oberá	34.750	8.970
Jardín América	9.799	2.445
Leoni	443	91
Puerto Rico	10.144	2.539
Capiovi	1.564	415
Garupé	1.088	259
Monte Carlo	7.659	1.973
Puerto Piray	6.007	1.440
Eldorado	28.730	7.254
Esperanza (*)	5.539	2.322
Wanda (*)	2.485	581
Pto. Iguazú (*)	11.375	2.905
Total	310.165	78.073

(*) Susceptibles de no ser consideradas en virtud de la traza definitiva.

En el Cuadro N° 2.4.2, se observa para el período investigado, la estimación de demanda de las diferentes localidades de la provincia y el total provincial consecuente.

CUADRO 2.4.2

Pvcia. de Misiones - Proyección del consumo doméstico (m³/día)

Localidad	0 (1990)	5 (1995)	10 (2000)	15 (2005)
Posadas	54.580	63.890	74.788	87.545
Candelaria	1.641	1.921	2.249	2.632
Santa Ana	603	706	826	967
San Ignacio	1.354	1.585	1.855	2.172
Gdor. Roca	441	516	604	707
Oberá	11.216	13.129	15.369	17.990
Jardín América	3.057	3.578	4.189	4.903
Leoni	113	132	155	181
Pto. Rico	3.174	3.715	4.349	5.091
Capiovi	519	608	711	832
Garupé	323	378	442	518
Monte Carlo	2.467	2.888	3.380	3.957
Pto. Pyray	1.780	2.084	2.439	2.855
Eldorado	9.070	10.617	12.428	14.548
Esperanza (*)	2.903	3.398	3.978	4.656
Wanda (*)	726	850	995	1.164
Pto. Iguazú (*)	3.632	4.252	4.977	5.826
Total	97.599	114.247	133.734	156.546

(*) Susceptibles de no ser consideradas en virtud de la traza definitiva.

3.3 MERCADO DOMESTICO GENERAL DEL NEA

Atendiendo a los valores explicitados en los Cuadros N° 2.1.2; 2.2.2; 2.3.2 y 2.4.2 se ha compuesto el Cuadro General de Previsión Doméstica de gas que se muestra como Cuadro N° 3.3.1

CUADRO 3.3.1

	0 (1990)	5 (1995)	10 (2000)	15 (2005)
Totales (m ³ /d)	393.745	457.977	539.525	631.555

3.4 PREVISIONES DE CONSUMO SISTEMA INTERCONECTADO DEL NORESTE

El Cuadro N° 3.4.1 ilustra sobre las usinas y su participación en el esquema general bajo análisis.

CUADRO 3.4.1

Previsiones del Sistema Interconectado Nordeste

Año	CONSUMOS GAS NATURAL EQUIVALENTES (m ³ /día)			
	Barranqueras	Corrientes	Santa Catalina	Formosa
1990	501.558	120.180	238.263	68.736
1991	553.038	141.789	274.062	79.437
1992	607.422	170.760	336.942	95.622
1993	629.703	188.870	440.613	105.723
1994	209.394	--	--	--
1995	209.394	--	--	--

3.5 MERCADO EXTERNO

De acuerdo a lo ya expresado en el ítem Introducción del presente capítulo, existen avances para incorporar a la previsión de transporte de gas un sustancial caudal con destino a países limítrofes; en particular, Paraguay y Brasil, lo que en conjunto conforma el panorama que tiende a asegurar para el proyecto, una ecuación técnico-económica razonable.

3.5.1 MERCADO DEL PARAGUAY

En atención a que la dilucidación más precisa de los verdaderos parámetros de consumo están siendo iniciados por el gobierno de Paraguay, según lo informado por la Pcia. de Formosa, se mantienen las previsiones hechas en los antecedentes contemplados para la elaboración del presente Informe, sin perjuicio de que, al momento de disponer de mejores y mayores precisiones, se practiquen los ajustes que correspondan.

Se ha asumido para el mercado del vecino país una previsión de 500.000 m³/día.

No obstante, se hace constar que la previsión asumida es razonablemente conservadora, lo que no significa que se espere una desviación, fundamentalmente en exceso, que pueda distorsionar la previsión realizada.

3.5.2 MERCADO DEL BRASIL

Con referencias al mercado Brasileño, las precisiones relativas son notablemente mejores que para con el Paraguay. Ello se debe a un estado avanzado de consultas y reuniones en el marco de la gestión de la Comisión permanente de ex-Gobernadores del Norte Grande.

Merced a ello, se ha contado con la presencia de una comisión técnica previa a la reunión que, colateralmente con la del CRECENEA (que entien- de problemas comunes entre los tres estados del Sur de Brasil con nues- tras provincias limítrofes del NEA), han mantenido los gobernadores del Norte Grande con los gobernadores de los estados sureños de Paraná, San- ta Catarina y Río Grande do Sul de la República Federativa de Brasil.

En tal marco de relaciones políticas, se han recibido aportes técnicos preliminares del Brasil, que aseguran las necesidades iniciales requeri- das en el orden de los 4,5 MM m³/día. Este caudal responde a trabajos desarrollados por los propios brasileños en el marco de CODESUL, corpo- ración que integra los intereses de los tres estados sureños arriba mencionados. La información correspondiente se adjunta como Anexo de este capítulo al Informe que se presenta.

3.6 MERCADO GLOBAL Y DEMANDA

De una manera general, se concluye que para la presente etapa, a efec- tos de asumir una dimensión de mercado que sirva de hipótesis básica de trabajo, es posible considerar una necesidad de satisfacer una demanda de 6,5 MM m³/día, compuesta de la siguiente manera:

NEA	2,0 MM m ³ /día
Brasil	4,5 MM m ³ /día
Total	6,5 MM m ³ /día

El Cuadro Nº 6.1 explicita la demanda proyectada estimada para el perío- do 1990/2005, donde se acopla Asunción y Brasil, que se compadece con la argumentación hasta aquí expuesta.

GASODUCTO DEL NORESTE

Cuadro N° 6.1

DEMANDA PROYECTADA ESTIMADA PARA EL NEA, ASUNCION Y SUR DE BRASIL

(PROGASNE)

Variante Basica

04/02/86

En miles de metros cúbicos / día																		Tasa
AÑOS	Base	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Anual
Coef. de Penetración		0.73	0.80	0.87	0.90	1.00												
FORMOSA		177	202	232	253	137	143	149	155	162	169	176	183	191	200	208	217	
Residencial (1)	55	40	48	57	65	79	81	84	87	89	92	95	98	101	105	108	111	1.032
Industrial (2)	37	27	32	36	40	58	61	65	69	72	76	81	85	90	95	100	106	1.056
Centrales (4)		110	122	138	149													
CHACO		673	745	822	860	510	520	531	543	554	567	579	592	606	620	635	650	
Residencial	155	113	128	144	153	176	181	187	193	199	206	212	219	226	233	241	249	1.032
Industrial	100	73	83	94	102	118	123	128	133	139	145	151	157	164	171	178	185	1.042
Centrales (4)		487	534	584	605	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	216	
CORRIENTES		465	538	641	712	271	281	292	303	315	327	339	353	366	380	395	410	
Residencial	87	63	72	80	86	98	101	105	108	112	115	119	123	126	131	135	139	1.032
Industrial (3)	98	71	81	92	99	172	180	187	195	203	212	221	230	240	250	260	271	1.042
Centrales (4)		331	385	469	527													
MISIONES		432	473	516	548	540	562	584	607	632	656	683	710	739	769	799	831	
Residencial	98	71	81	90	97	111	114	118	122	126	130	134	138	142	147	152	157	1.032
Industrial	228	167	190	216	233	269	281	292	305	317	331	345	359	374	390	406	423	1.042
Centrales (5)		194	202	210	219	160	167	174	181	189	196	205	213	222	232	241	251	
TOTAL NEA		1748	1958	2211	2374	1457	1506	1556	1608	1663	1718	1778	1838	1902	1969	2037	2108	
ASUNCION	500					365	400	435	450	500	500	500	500	500	500	500	500	
NEA + ASUN (Mill. m3/día)		1.7	2.0	2.2	2.4	1.8	1.9	2.0	2.1	2.2	2.2	2.3	2.3	2.4	2.5	2.5	2.6	
SUR DE BRASIL	4.5	3.3	3.6	3.9	4.1	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	4.5	
TOTAL (Mill. m3/día)		5.0	5.6	6.1	6.4	6.3	6.4	6.5	6.6	6.7	6.7	6.8	6.8	6.9	7.0	7.0	7.1	

(1) Hasta 1994, incrementa 6% anual adicional por ingresos puntuales

(2) En 1994, incrementa 25% anual adicional por ingreso puntual

(3) En 1994, incrementa 50% anual adicional por ingreso puntual

(4) Segun previsiones de AyE. Desde la habilitacion de Yacyreta solo se despacha la TV-Barranqueras

(5) Segun previsiones de EMSA. Desde la habilitacion de Yacyreta solo se despacha el Ciclo Combinado

Como se observa, el caudal final suponiendo un contrato fijo para Brasil de 4,5 millones de m³/día hasta el año 2005, se llega a un total máximo de 7,3 millones de m³/día, valor a tener en cuenta para la ampliación final del gasoducto.

No obstante, se reconoce como una variante aproximada en función del estado actual de la información y que obviamente, en la medida que se profundicen los contactos y se inicien negociaciones, sufrirá las modificaciones que permitan arribar al perfil definitivo de proyecto final. Este puede modificarse seriamente con la variación o el incremento del consumo brasileño.

4. EVALUACION TECNICA

4.1 ANALISIS DE TRAZAS

4.1.1 REVISION DE LO REALIZADO

Para el proyecto NEA + Asunción se analizó el estudio de las trazas realizado en Tucumán y expuesto en el informe correspondiente. Se efectuaron consideraciones técnicas, geográficas y económicas.

Las conclusiones arribadas confirman aún más la traza seleccionada en dicho estudio del grupo técnico del NEA y denominada Alternativa II.

Esta se diferencia en que luego de pasar por Ibarreta sigue hacia Palo Santo o Pirané y desde allí se vuelca hacia El Colorado y Gral. San Martín, para enfilar hacia Resistencia.

4.1.2 EVALUACION ADICIONAL DE TRAZA CON EL INCREMENTO DE CONSUMO A ROQUE SAENZ PEÑA

Dicho incremento se fundamenta con la incorporación de una turbina de gas de 16 MW que actúa como respaldo y soporte operativo del sistema eléctrico interconectado. (Información de la Secretaría de Obras y Servicios Públicos de la Provincia de Chaco).

Se asume, como máximo, un funcionamiento de 6 horas diarias en el pico. A un rendimiento de $0,4 \text{ m}^3/\text{Kwh}$ obtendremos un caudal promedio diario de 36.000 m^3 de gas natural.

Asimismo, se ha evaluado la posibilidad eventual de una carga de 24 horas lo que llevaría a diseñar un caño con la capacidad de 150.000 m³/día adicionales a la carga ya evaluada en el estudio preliminar de Tucumán (1987).

La carga evaluada contemplaba no sólo los usuarios domésticos e industriales de Roque Saenz Peña sino también de las ciudades y localidades aledañas tales como Villa Angela, Charata, Quitipili, Presidencia de la Plaza, etc.

Considerando especialmente probables proyectos agroindustriales, se conviene finalmente en conformar un diseño del caño para un caudal no menor de 250.000 m³/día.

Para el caso del pasaje del troncal por Roque Saenz Peña no resulta necesario ningún ajuste de diseño.

Para el caso de alimentarse la región desde Gral. San Martín o desde Resistencia, el diámetro razonable (para presiones de entrada media del orden de 45 a 55 Kg/cm²) resulta de 6". (Capacidad máxima: 350.000 m³/d)

La capacidad de transporte en 8" resulta para presiones de entrada de 50 Kg/cm² y llegada en 25 Kg/cm², del orden de los 500.000 m³/día.

Si se requiere mayor seguridad de provisión a la zona, es decir con un diámetro de 10", llegamos a valores cercanos a 860.000 m³/día.

La diferencia de costos entre estas alternativas se halla en los 2 millones de dólares, aproximadamente.

Para el ramal Gral. San Martín-R. Saenz Peña en 6" se estiman 4.790.000 dólares.

4.2 PREDISEÑO. EVALUACION DE CONFIGURACIONES ALTERNATIVAS

4.2.1 NIVELES DE OFERTA Y PARAMETROS A OPTIMIZAR

En una primera aproximación al problema de la demanda potencial a abastecer por el Gasoducto del Noreste y, habiendo establecido en los análisis precedentes niveles probables de consumo provincial, regional e internacional para el período 1990-2009, pueden definirse tres niveles de oferta:

- Un nivel exclusivamente regional, con baricentro de consumo en el nudo Resistencia-Corrientes, abasteciendo a las cuatro provincias del NEA y, adicionalmente, a la ciudad de Asunción, con una demanda durante el período de 2 a 2,5 millones de metros cúbicos diarios.

- Idem pero incluyendo un nivel de exportación al sur de Brasil a través de un punto próximo a Santo Tomé/Sao Borja, con un nivel exportable del orden de 2 a 2,5 millones de metros cúbicos diarios.

- Idem. idem con un nivel exportable del orden de 4 a 5 millones de metros cúbicos diarios.

De ese modo, se establecen otros tantos niveles de abastecimiento a estudiar del orden de 2,5; 4,5 y 7,0 millones de metros cúbicos diarios promedio.

Dentro de ese amplio rango de oferta, aparece un elevado número de configuraciones técnicamente posibles aptas para suministrar los niveles establecidos, según los parámetros que se fijen:



Variantes de traza para alcanzar los puntos de abastecimiento locales y externos (punto fronterizo).

Diámetro de la red troncal compatible con los niveles de demanda a suministrar.

Cantidad de plantas compresoras a lo largo de la red troncal para mantener la presión de transporte entre niveles aceptables.

De este modo se plantea un sistema con más incógnitas que ecuaciones, de modo que, dentro de ciertos límites, es posible fijar a priori alguno de los parámetros para establecer los restantes.

Sin embargo, el propósito es optimizar dicho sistema minimizando el costo para cada nivel posible de oferta. Como se trata de un problema no lineal y además los parámetros a optimizar toman valores discretos (diámetros estándar, distancias acotadas entre plantas y unas pocas variantes de traza) el sistema se resolvió planteando la mayor cantidad de alternativas representativas compatibles con el nivel de suministro, comparando luego sus costos.

4.2.2 VARIANTES DE PREDIMENSIONAMIENTO

Para reducir el número de alternativas a analizar se hizo una preselección previa de la traza adoptándose la variante que en el estudio preliminar de Tucumán (1987) arrojó la menor inversión.

Confirmada prima facie la factibilidad técnica del recorrido y su comparabilidad económica por kilómetro con las restantes variantes ofrecidas, quedan pocas dudas sobre su marcada conveniencia en relación al costo total de la obra, de modo que se tomó como base para la configuración de

41

variantes de diseño.

Se trata de la traza en que el tramo troncal sigue la RN Nº 81 hasta proximidades de Pirané (Palo Santo) desviándose allí hacia el SE hasta la RN Nº 90, por ésta atraviesa El Colorado (Formosa) y Gral San Martín (Chaco) hasta empalmar con la RN Nº 11, alcanzando Resistencia, Gráfico Nº 1

Los principales ramales son:

- A Formosa, Clorinda y Asunción por RN Nº 81 y RN Nº 11.

- A Presidenté R. S. Peña y zona de influencia.

- A Misiones (Posadas. Oberá y Eldorado) por RRNN Nº 12 y 14.

En la versión internacional con suministro a Brasil, la troncal cruza el Río Paraná a la altura de Resistencia-Corrientes y sigue por la RN Nº 12 hasta poco después de Ituzaingó, desviándose allí en dirección SE hasta Gobernador Virasoro donde, en algunos casos, se ubicará una planta compresora.

Desde ese punto continúa la troncal hacia el cruce fronterizo (Santo Tomé-Sao Borja) y el ramal a Misiones hacia Apóstoles donde se abre a Posadas y Oberá.

Sobre esa traza básica se confeccionarán los Cuadros Nº 4.1 a 4.4 para otras tantas alternativas de diámetro troncal, respectivamente de 18, 20, 24 y 30 pulgadas. Fijando una presión mínima de 30 Kg/cm² se calculó el caudal máximo transportable hasta Resistencia con una única planta compresora en este punto. A continuación se fue incrementando en cada caso

"GASODUCTO NORTE GRANDE" (Recorrido General)

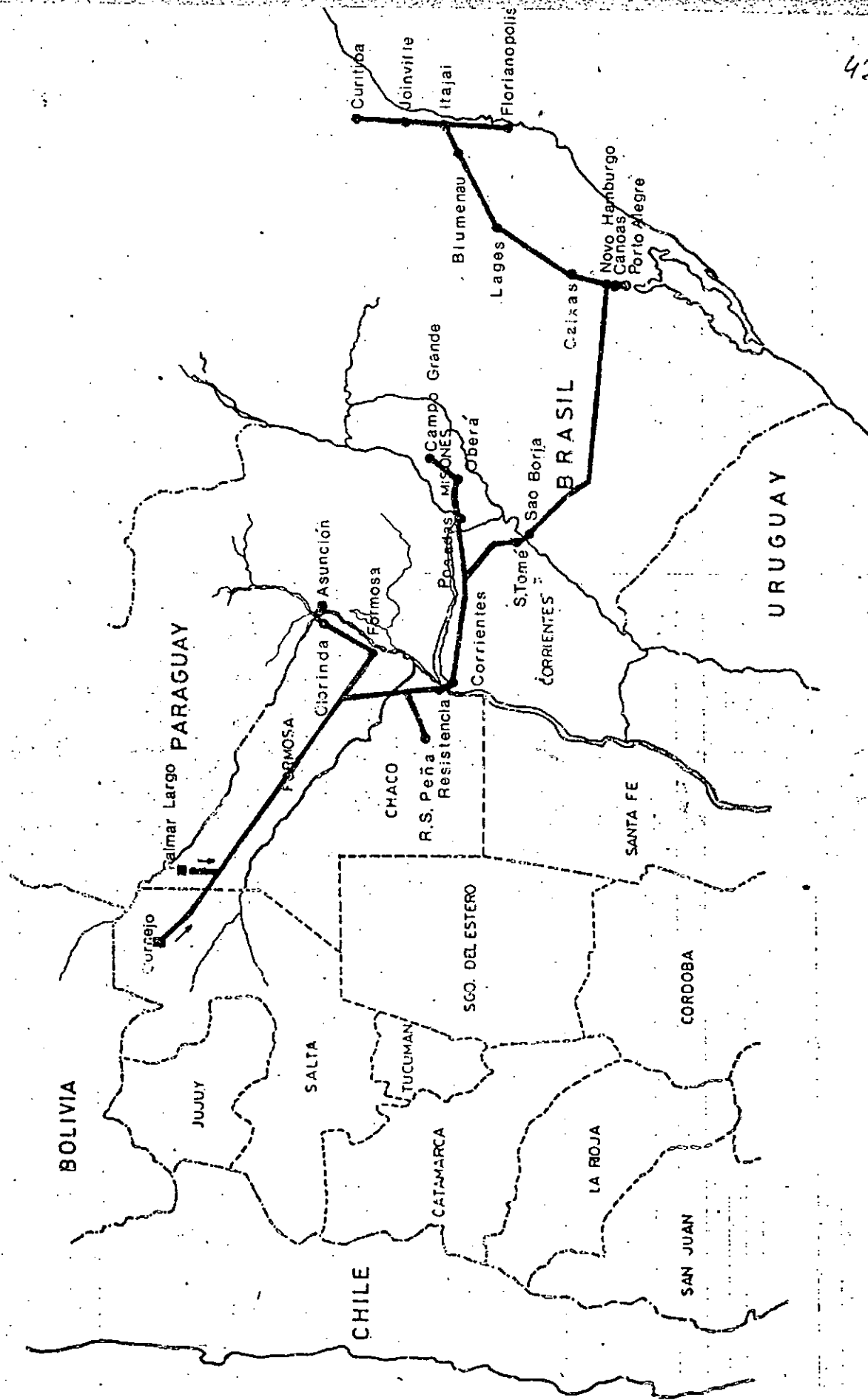


GRAFICO Nº 1

m

el nivel de equipamiento multiplicando la cantidad de plantas compresoras equidistantes, hasta un máximo definido por una distancia mínima entre plantas del orden de 200 Km. Desde luego, esta distribución es puramente teórica y requiere a posteriori una localización más ajustada.

El tramo exportador Resistencia-Santo Tomé en ningún caso requirió plantas compresoras adicionales a la supuesta en Gdor. Virasoro ya que se verifica un caudal exportable mucho mayor que el correspondiente al caudal total compatible con cada alternativa. Por ejemplo, la variante de 20" con dos plantas compresoras intermedias entre Cornejo y Resistencia, permite una oferta total de 5 millones de metros cúbicos diarios, de los que 2,5 corresponden al NEA, de modo que puede exportar otro tanto, mientras que el tramo exportador permite conducir 4,31 millones en condiciones de presión adecuadas (incluyendo la demanda misionera) sin compresión adicional.

Esto sugiere la posibilidad de ajustar el cálculo en una posterior etapa en aquellas variantes en que se verifica un excedente, estableciendo un diámetro menor para dicho tramo exportador o bien reduciendo la potencia de compresión en Virasoro.

Los resultados del anterior análisis son los siguientes, en metros cúbicos por día:

a) Para las configuraciones más simples, sin plantas compresoras intermedias:

- . Con 18" la oferta es de 2,2 millones, exclusivamente local.
- . Con 20" la oferta alcanza casi a 3 millones, aún de orden local.
- . Con 24" llega a 4,5 millones, tornándose exportadora.
- . Con 30" asciende a 8 millones.

b) Para las configuraciones de máximo equipamiento las ofertas respectivas se duplican casi exactamente, tornándose exportadoras en todos los casos.

4.2.3 PRESUPUESTO DE LAS VARIANTES

El Cuadro Nº 4.5 corresponde a los presupuestos de las diferentes variantes dimensionadas según cada diámetro base de la red troncal y sus niveles de equipamiento intermedio, incluidos los principales ramales, sin red de distribución.

Previamente, se realizó un análisis de costos unitarios basados en informaciones de Gas del Estado y de proveedores del sector, al 1º/1/1988.

Para las tuberías se estimó un costo "llave en mano" por metro de recorrido según diámetros:

Diámetro (")	Costo U\$S	Diámetro (")	Costo U\$S
6	50	18	190
10	90	20	210
12	110	24	240
14	140	30	290

Para las plantas compresoras, sobre la base de presupuestos concretos de obras de diversa magnitud se estableció una fórmula aproximada con un costo fijo y un componente variable, amortiguado por economías de escala que resultó expresada en miles de dólares, de:

$$\text{Costo Planta} = 500 + 2,6 (\text{Potencia [HP]})^{0.9}$$

que varía entre 1800 U\$/HP para plantas pequeñas del orden de 1000 HP y 1000 U\$/HP para plantas mayores de 10.000 HP.

En la última columna de la derecha del Cuadro se observa el costo total por variante. Como síntesis resulta que:

. Las variantes tienen costos totales en un rango comprendido entre algo menos de 250 y algo más de 500 millones de dólares.

. Entre variantes extremas de diámetro la diferencia de costos es de un 70% para niveles de equipamiento análogos (30" con relación a 18").

. Para un mismo diámetro la diferencia de costos variando el grado de equipamiento fluctúa entre más del 20% y menos del 40%, según el caso.

4.2.4 COMPARACION DE RESULTADOS

El Cuadro N° 4.6 permite comparar costos de variantes para diferentes niveles de oferta, por interpolación lineal de valores en relación a los resultados del Cuadro de presupuestos.

a) El nivel de abastecimiento local se obtiene con diámetros de 18" y 20" y bajo o nulo nivel de equipamiento intermedio. El mínimo costo corresponde al diámetro menor y es de 250 millones de dólares.

- 4-
- b) El nivel de exportación menor se produce con
- . 18" y máximo nivel de equipamiento, sin posible ampliación adicional.
 - . 20" y regular equipamiento intermedio, con posibilidades de ampliación del orden del 50%.
 - . 24" y sin plantas intermedias, con ampliación potencial del 100%.

La alternativa más conveniente es la de 20" pues corresponde al menor costo con más reserva potencial para el futuro.

- c) El nivel de exportación máximo se resuelve con 24" y 30", respectivamente con 50 y 100% de ampliabilidad. El costo mínimo corresponde a la variante de 24" de diámetro.

Se analizó un nivel de exportación intermedio (6 millones de metros cúbicos diarios de oferta máxima) que puede obtenerse con 20" y 24" sin reserva y con 50% de reserva, ambas de igual costo.

En condiciones de imprecisión respecto del nivel de demanda de exportación, resultaría más conveniente centrar el análisis sobre la variante de 20" de diámetro con dos plantas compresoras intermedias entre Cornejo y Resistencia ya que:

- . Permite abastecer una demanda de 4,5 millones de metros cúbicos diarios, 2 millones de los cuales son exportables.

- . Es la de mínimo costo de su nivel.

- . Permite duplicar la oferta exportadora por sobreequipamiento.

CUADRO N° 4.1

GASODUCTO DEL NORESTE

DIMENSIONAMIENTO SEGUN CONFIGURACIONES VARIANTES

VARIANTE: 18

FULGADAS

P MINIMA

30 kg/cm²

Niveles de Equipamiento	Diametro (")	Tramos Segun Configuracion			Presion Salida (kg/cm2)	Presion Arribo (kg/cm2)	Factores de Calculo			CAUDAL 10 ⁶ m3/dia	Potencia Plantas (HP)
		desde	hasta	(km)			f	z	a		
A. TRAMO TRONCAL											
1. Sin PC intermedia	18	Cornejo	Resistencia	780	68	30	0.003	0.9	0.0242	2.22	4671
.....											
2. Una PC intermedia	18	Cornejo	Ibarreta	390	68	30	0.003	0.9	0.0242	3.14	6606
	18	Ibarreta	Resistencia	390	68	30	0.003	0.9	0.0242	3.14	6606
.....											
3. Dos PPCC	18	Cornejo	Juarez	260	68	30	0.003	0.9	0.0242	3.84	8090
	18	Juarez	Pirane	260	68	30	0.003	0.9	0.0242	3.84	8090
	18	Pirane	Resistencia	260	68	30	0.003	0.9	0.0242	3.84	8090
	18	Resistencia	Santo Tome	350	68	30	0.003	0.9	0.0242	3.31	6973
.....											
4. Tres PPCC	18	Cornejo	Fraga	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	4.44	9342
	18	Fraga	Las Lomitas	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	4.44	9342
	18	Las Lomitas	Pirane	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	4.44	9342
	18	Pirane	Resistencia	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	4.44	9342
	18	Resistencia	Santo Tome	350	68	30	0.003	0.9	0.0242	3.31	6973
.....											
B. RAMALES											
Configuracion: 1	14	Pirane	Asuncion	200	40	30	0.003	0.9	0.0242	1.01	
2	12			200	50	30	0.003	0.9	0.0242	1.04	
3 y 4	10			200	68	30	0.003	0.9	0.0242	1.01	
	6	San Martin	RS Peña	135	35	30	0.003	0.9	0.0242	0.10	
Mercado Regional	10	Corrientes	Obera	430	68	30	0.003	0.9	0.0242	0.69	
Mercado Total	10	Ituzaingo	Obera	180	68	30	0.003	0.9	0.0242	1.06	1400

CUADRO Nº 4.2

GASODUCTO DEL NORESTE
DIMENSIONAMIENTO SEGUN CONFIGURACIONES VARIANTES

VARIANTE: 20 PULGADAS P MINIMA 30 kg/cm2

Niveles de Equipamiento	Diametro (")	Tramos Segun Configuración			Presión Salida (kg/cm2)	Presión Arribo (kg/cm2)	Factores de Cálculo			CAUDAL 10 ⁶ m3/día	Potencia Plantas (HP)
		desde	hasta	(km)			f	z	a		
A. TRAMO TRONCAL											
1. Sin PC intermedia	20	Cornejo	Resistencia	780	68	30	0.003	0.9	0.0242	2.89	6079
.....											
2. Una PC intermedia	20	Cornejo	Ibarreta	390	68	30	0.003	0.9	0.0242	4.08	8596
	20	Ibarreta	Resistencia	390	68	30	0.003	0.9	0.0242	4.08	8596
.....											
3. Dos PPCC	20	Cornejo	Juarez	260	68	30	0.003	0.9	0.0242	5.00	10528
	20	Juarez	Pirane	260	68	30	0.003	0.9	0.0242	5.00	10528
	20	Pirane	Resistencia	260	68	30	0.003	0.9	0.0242	5.00	10528
	20	Resistencia	Santo Tome	350	68	30	0.003	0.9	0.0242	4.31	9074
.....											
4. Tres PPCC	20	Cornejo	Fraga	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	5.78	12157
	20	Fraga	Las Lomitas	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	5.78	12157
	20	Las Lomitas	Pirane	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	5.78	12157
	20	Pirane	Resistencia	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	5.78	12157
	20	Resistencia	Santo Tome	350	68	30	0.003	0.9	0.0242	4.31	9074
.....											
B. RAMALES											
Configuración: 1	14	Pirane	Asunción	200	40	30	0.003	0.9	0.0242	1.01	
2	12			200	50	30	0.003	0.9	0.0242	1.04	
3 y 4	10			200	68	30	0.003	0.9	0.0242	1.01	
	6	San Martín	RS Peña	135	35	30	0.003	0.9	0.0242	0.10	
Mercado Regional	10	Corrientes	Obera	430	68	30	0.003	0.9	0.0242	0.69	
Mercado Total	10	Ituzaingo	Obera	180	68	30	0.003	0.9	0.0242	1.06	1400

GASODUCTO DEL NORESTE
DIMENSIONAMIENTO SEGUN CONFIGURACIONES VARIANTES

CUADRO Nº 4.3

VARIANTE: 24 PULGADAS P MINIMA 30 kg/cm2

Niveles de Equipamiento	Diametro ('')	Tramos Segun Configuracion			Presion Salida (kg/cm2)	Presion Arribo (kg/cm2)	Factores de Calculo			CAUDAL 10^6 m3/dia	Potencia Plantas (HP)
		desde	hasta	(km)			f	z	a		
A. TRAMO TRONCAL											
1. Sin PC intermedia	24	Cornejo	Resistencia	780	68	30	0.003	0.9	0.0242	4.56	9589
2. Una PC intermedia	24	Cornejo	Ibarreta	390	68	30	0.003	0.9	0.0242	6.44	13560
	24	Ibarreta	Resistencia	390	68	30	0.003	0.9	0.0242	6.44	13560
3. Dos PPCC	24	Cornejo	Juarez	260	68	30	0.003	0.9	0.0242	7.89	16608
	24	Juarez	Pirane	260	68	30	0.003	0.9	0.0242	7.89	16608
	24	Pirane	Resistencia	260	68	30	0.003	0.9	0.0242	7.89	16608
	24	Resistencia	Santo Tome	350	68	30	0.003	0.9	0.0242	6.80	14314
4. Tres PPCC	24	Cornejo	Fraga	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	9.11	19177
	24	Fraga	Las Lomitas	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	9.11	19177
	24	Las Lomitas	Pirane	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	9.11	19177
	24	Pirane	Resistencia	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	9.11	19177
	24	Resistencia	Santo Tome	350	68	30	0.003	0.9	0.0242	6.80	14314
B. RAMALES											
Configuracion: 1 2 3 y 4	14	Pirane	Asuncion	200	40	30	0.003	0.9	0.0242	1.01	
	12			200	50	30	0.003	0.9	0.0242	1.04	
	10			200	63	30	0.003	0.9	0.0242	1.01	
	6	San Martin	RS Peña	135	35	30	0.003	0.9	0.0242	0.10	
Mercado Regional	10	Corrientes	Obera	430	68	30	0.003	0.9	0.0242	0.69	
Mercado Total	10	Ituzaingo	Obera	180	68	30	0.003	0.9	0.0242	1.06	1400

CUADRO Nº 4.4

GASODUCTO DEL NORESTE
DIMENSIONAMIENTO SEGUN CONFIGURACIONES VARIANTES

VARIANTE: 30		PULGADAS		P MINIMA		30 kg/cm2							
Niveles de Equipamiento	Diametro (")	Tramos Segun Configuracion			Presion Salida (kg/cm2)	Presion Arriba (kg/cm2)	Factores de Calculo			CAUDAL 10 ⁶ m3/dia	Potencia Plantas (HP)		
		desde	hasta	(km)			f	z	a				
A. TRAMO TRONCAL													
1. Sin PC intermedia	30	Cornejo	Resistencia	780	68	30	0.003	0.9	0.0242	7.96	16750		
.....													
2. Una PC intermedia	30	Cornejo	Ibarreta	390	68	30	0.003	0.9	0.0242	11.25	23689		
	30	Ibarreta	Resistencia	390	68	30	0.003	0.9	0.0242	11.25	23689		
.....													
3. Dos PPCC	30	Cornejo	Juarez	260	68	30	0.003	0.9	0.0242	13.78	29013		
	30	Juarez	Pirane	260	68	30	0.003	0.9	0.0242	13.78	29013		
	30	Pirane	Resistencia	260	68	30	0.003	0.9	0.0242	13.78	29013		
	30	Resistencia	Santo Tome	350	68	30	0.003	0.9	0.0242	11.88	25006		
.....													
4. Tres PPCC	30	Cornejo	Fraga	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	15.92	33501		
	30	Fraga	Las Lomitas	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	15.92	33501		
	30	Las Lomitas	Pirane	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	15.92	33501		
	30	Pirane	Resistencia	195	68	30	0.003	0.9	0.0242	15.92	33501		
	30	Resistencia	Santo Tome	350	68	30	0.003	0.9	0.0242	11.88	25006		
.....													
B. RAMALES													
Configuracion: 1	14	Pirane	Asuncion	200	40	30	0.003	0.9	0.0242	1.01			
2	12			200	50	30	0.003	0.9	0.0242	1.04			
3 y 4	10			200	68	30	0.003	0.9	0.0242	1.01			
	6	San Martin	RS Peña	135	35	30	0.003	0.9	0.0242	0.10			
Mercado Regional	10	Corrientes	Obera	430	68	30	0.003	0.9	0.0242	0.69			
Mercado Total	10	Ituzaingo	Obera	180	68	30	0.003	0.9	0.0242	1.06	1400		

CUADRO Nº 4.5

GASODUCTO DEL NORESTE
PRESUPUESTO SEGUN CONFIGURACIONES VARIANTES

				PLANTAS COMPRESORAS	TUBERIA	DIAMETRO (")	COSTO (U\$S/m)
				(10 ³ U\$S)			
				FIJO + VARIABLE			
Presiones de Trabajo: (kg/cm ²)	Salida, P1	68				6	50
	Arribo, P2	30				10	90
						12	110
						14	140
						18	190
						20	210
						24	240
				500	2.6 x P ^{0.9}	30	290

Niveles de Equipamiento	Diametro (")	CAUDAL 10 ⁶ m ³ /d	Longitud (km)	P Compresoras		Derivaciones Principales			COSTO (10 ⁶ U\$S)	
				Cant	(HP)	Destino	D (")	L (km)	PC (HP)	Parcial Total
1. Sin PC intermedia	18	2.50	780	1	5300	Asuncion	14	200		183 235
2. Una PC intermedia	18	3.00	780	2	6300	Asuncion	12	200		185 238
3. Dos PPCC	18	4.00	1130	4	8400	Asuncion	10	200		270 301
4. Tres PPCC	18	4.50	1130	5	9500	Asuncion	10	200		285 315
						PRS Peña	6	135		7
						Obera(L)	10	430		39
						Obera(E)	10	180	(*)	16
						Eldorado	6	150		8
1. Sin PC intermedia	20	3.00	780	1	6300	Asuncion	14	200		199 252
2. Una PC intermedia	20	4.00	1130	2	8400	Asuncion	12	200		278 308
3. Dos PPCC	20	5.00	1130	4	10500	Asuncion	10	200		301 331
4. Tres PPCC	20	6.00	1130	5	12600	Asuncion	10	200		322 352
						PRS Peña	6	135		7
						Obera(L)	10	430		39
						Obera(E)	10	180	(*)	16
						Eldorado	6	150		8
1. Sin PC intermedia	24	4.50	1130	1	9500	Asuncion	14	200		310 340
2. Una PC intermedia	24	6.50	1130	2	13700	Asuncion	12	200		322 352
3. Dos PPCC	24	7.50	1130	4	15800	Asuncion	10	200		354 384
4. Tres PPCC	24	9.00	1130	5	18900	Asuncion	10	200		383 414
						PRS Peña	6	135		7
						Obera(E)	10	180	(*)	16
						Eldorado	6	150		8
1. Sin PC intermedia	30	7.50	1130	1	15800	Asuncion	14	200		372 402
2. Una PC intermedia	30	11.00	1130	2	23200	Asuncion	12	200		395 425
3. Dos PPCC	30	14.00	1130	4	29500	Asuncion	10	200		457 488
4. Tres PPCC	30	16.00	1130	5	33700	Asuncion	10	200		503 533
						PRS Peña	6	135		7
						Obera(E)	10	180	(*)	16
						Eldorado	6	150		8

(*) Costo incluido en una unica planta en las proximidades de Gdor. Vinassoro previa exportacion

COMPARACION ECONOMICA DE CONFIGURACIONES DE IGUAL OFERTA

CASO	CAUDAL 10 ⁶ m ³ /d	COSTO DE LAS ALTERNATIVAS DE TUBERIA TRONCAL (10 ⁶ U\$S)			
		D = 18"	D = 20"	D = 24"	D = 30"
A	3.00	240 1 PC	250 1 PC		
B	4.50	320 3 PC	320 2 PC	340	
C	6.00		350 3 PC	350 1 PC	
D	7.50			380 2 PC	400

4.3 TRAZAS PROPUESTAS

4.3.1 TRAMO INICIAL (Cornejo-Ibarreta)

El arranque se hallaría en las cercanías de la localidad de Cornejo en la provincia de Salta, a 25 Km al sur de la ciudad de Tartagal.

A dicha zona deberían concurrir las cañerías del sistema de captación del Yacimiento de Ramos (eventualmente también Aguarague y Acambuco) y la interconexión, por razones de confiabilidad, con el Gasoducto del Norte.

A partir de Cornejo la traza se orienta hacia el sudoeste, hacia la localidad de Dragones, sobre la ruta N° 81.

Luego la traza sigue paralela a esta ruta 81 y pasa por las localidades de Ing. Juárez, Laguna Yema, Las Lomitas e Ibarreta.

Todo este tramo no ofrece mayores dificultades para el paso del Gasoducto. Es una zona seca con terreno accesible.

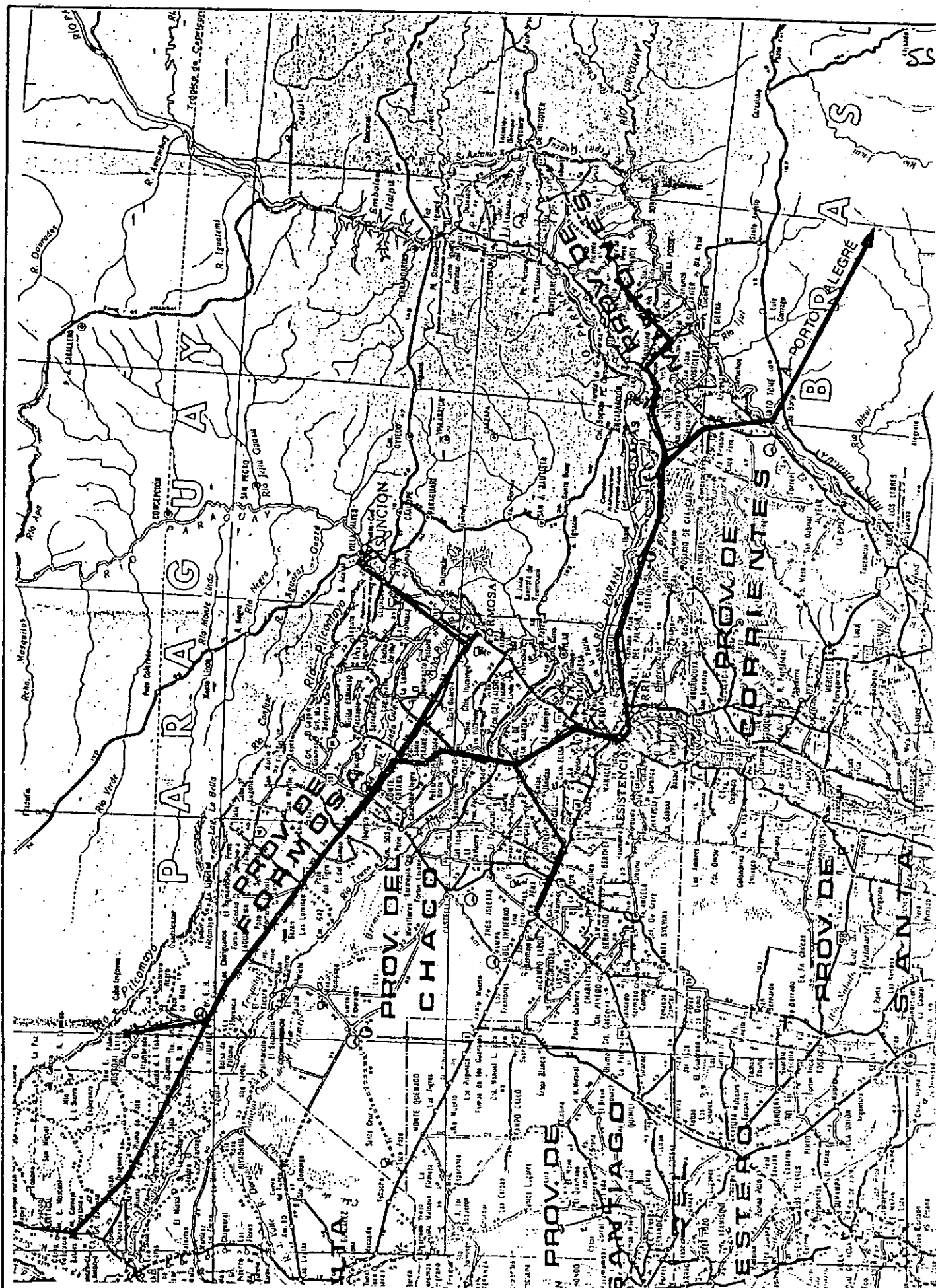
4.3.2 TRAMO MEDIO (Ibarreta-Resistencia)

Desde Ibarreta, las opciones de recorrido -tal como se ha visto en el estudio del grupo técnico en Tucumán (Oct. 87)- son:

Variante a) Girar hacia el sur y pasar por Roque Saenz Peña y de aquí a Resistencia.

Variante b) Continuar hasta Palo Santo (o Pirané) y girar hacia El Colorado y Gral. San Martín para enfilar por último a Resistencia

"TRAZA GASODUCTO NORTE GRANDE" (Troncal y ramales principales)



Variante c) Continuar por la ruta 81 hasta Formosa y desde aquí a Resistencia.

En el Cuadro 4.7 se indican las distancias relativas para cada variante y los costos diferenciales para diámetros del troncal de 18", 20" y 24".

Como se observa en todos los casos, la mejor propuesta es la Variante b).

Para el caso de extender un gasoducto de 20" de diámetro el ahorro de inversión resulta en más de 11 millones de dólares.

Cabe aclarar la necesidad de recorrer a fondo estas trazas e introducir las variables de mayor costo por dificultades del terreno. Para el caso de salir por Palo Santo, si bien la traza sigue cercana a rutas de tierra, éstas recorren extensas zonas de bañados que obviamente entorpecen e incrementan los costos de la instalación.

A favor de la traza elegida se halla el hecho de que el cruce del Río Bermejo por la zona El Colorado resultaría en mejores condiciones que por la zona de la ruta 85 (Perín) proveniente de Ibarreta.

Se ha contemplado, como se puede observar en el Cuadro 4.7, que el caudal de diseño del gasoducto a Roque Saenz Peña y alrededores contemple consumos de más de 300.000 m³/día.

El diámetro adoptado resulta de 8" que es capaz de transportar cerca del doble del consumo arriba indicado.

La zona ofrece, como ya se indicó, áreas cubiertas de bañados que requieren, en particular entre Gral. San Martín y Resistencia, un cuidado especial en la definición del recorrido y la evolución de costos.

CUADRO 4.7

Variante	Tramos Troncal (Km)	Ramales ppales. (Km)	COSTOS (x 10 ⁶ US)		
			Troncal	Ramales	Total
(a) (Por R.S.Peña)	Ibarreta-R.S.Peña = 193 Km	Ibarreta-Formosa (10") 200 Km	(18") 66.7	23.1	89.8
	R.S.Peña-Resisten. = 160 Km	Pirané-San Martín (6") 120 Km	(20") 70.6		93.7
	Total 352 Km		(24") 84.7		107.8
(b) (Por G.San Martín)	Ibarreta-P. Santo* = 67 Km	P. Santo-Formosa (10") 133 Km	(18") 58.2	20.7	78.9
	P.Santo-G.S.Martín = 126 Km	S.Martín-R.S.Peña (8") 136 Km	(20") 61.6		82.3
	G.S.Martín-Resist. = 115 Km		(24") 73,9		94.6
(c)	Total 308 Km				
	Ibarreta-Formosa = 200 Km	Resisten-R.S.Peña (8") 160 Km	(18") 68.8	14.5	83.3
	Formosa-Resisten. = 164 Km	La Leonesa-S.Martín(6") 78 Km	(20") 72.8		87.3
	Total 364 Km		(14") 87.3		101.8

Costos adoptados: Para 6" : 4.800 U\$/Km; 8" : 6.800 U\$/Km; 10" : 8.700 U\$/Km; 18" : 18.900 U\$/Km y 20" y 24" : 10 U\$ /

* Con ajuste mejor de traza que pasando por Pirané.

Cabe acotar una leve ventaja para las variantes b) y c) que es el pasaje de la troncal cerca de la localidad de La Leonesa en cuyas proximidades se halla el ingenio Las Palmas, potencial consumidor importante de gas en sustitución del fuel oil que actualmente consume.

El ramal desde Palo Santo (o Pirané si no resulta posible dicho ajuste) hacia Formosa y hacia Clorinda no ofrece mayores dificultades.

La entrada a las ciudades normalmente se la ubica en las afueras (plantas reductoras de presión).

En el caso particular de Resistencia cabe evaluar varias posibilidades en función por donde irá el cruce a la ciudad de Corrientes.

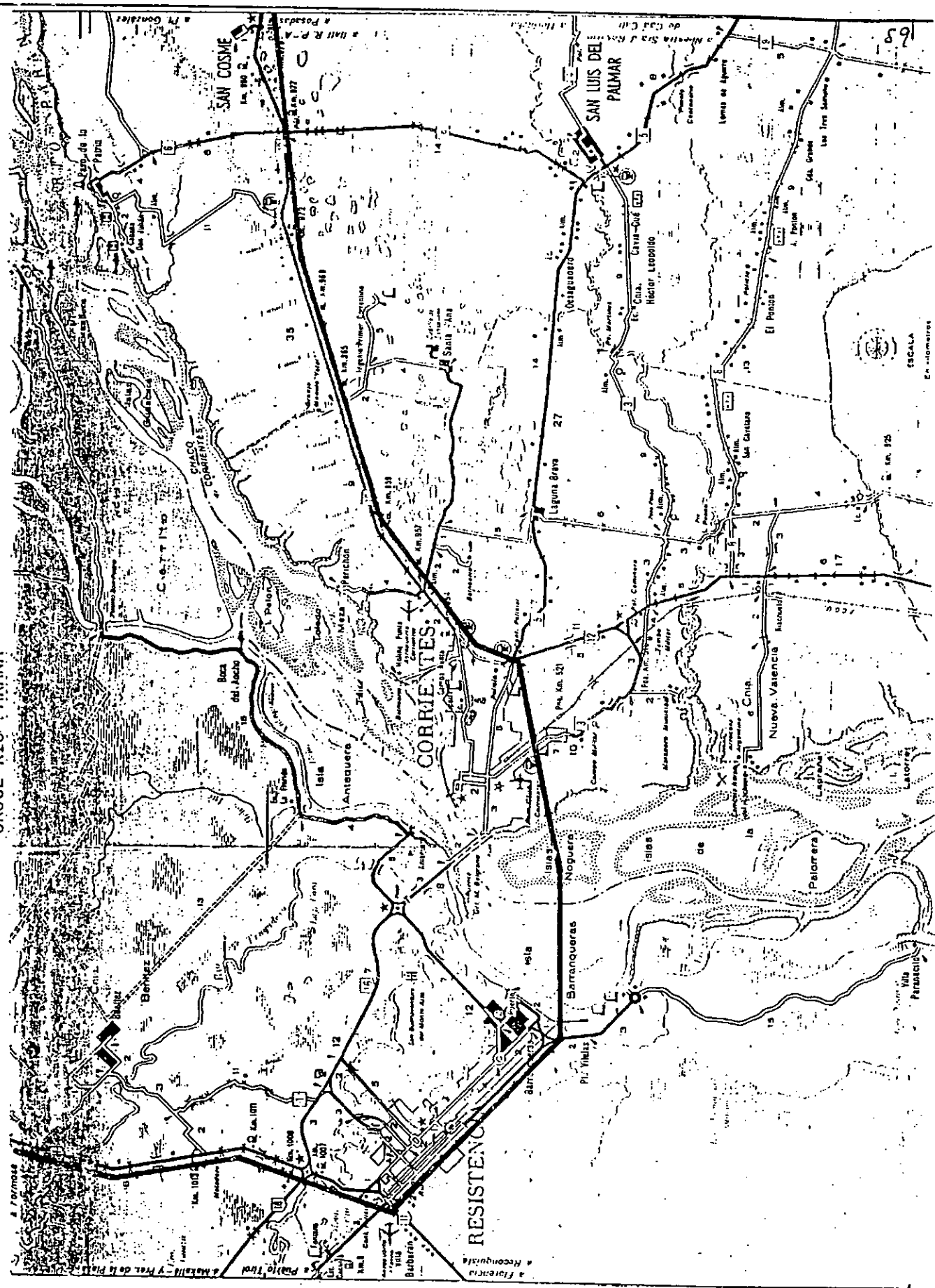
4.3.3 CRUCE DEL RIO PARANA (Resistencia-Corrientes)

Aquí resulta necesario realizar un estudio detallado del lugar y condiciones del cruce.

Es una obra de gran envergadura (similar a la ya realizada recientemente entre Santa Fe y Paraná) y requiere excavaciones de varios metros por debajo del lecho del río.

La traza, al provenir por la Ruta 11 y para seguir paralela a la ruta de puente por el lado norte, se topa en la orilla chaqueña con un bañado de difícil acceso y en la orilla opuesta del Paraná con el centro de la ciudad de Corrientes.

"CRUCE RIO PARANA"



Por ello se ha evaluado el recorrido del gasoducto troncal pasando por las cercanías de la rotonda sureña de Barranqueras y girando allí hacia el río, para pasar por las cercanías de la Central Termoeléctrica de Barranqueras, donde hay una turbina de vapor que continuará funcionando. Desde allí se encara el cruce del Río Paraná hacia la isla de Barranqueras y de allí cruzar el brazo principal del Paraná hacia la provincia de Corrientes para arribar en las cercanías de la otra Central Térmica -la de Santa Catalina- donde eventualmente se podría construir la estación reductora para la ciudad de Corrientes. La distancia del cruce así especificada asciende a 14 Km.

La planta reductora de presión para Resistencia y Barranqueras podrá entonces ubicarse en las cercanías de la Central de Barranqueras.

Dentro de los términos escuetos de este informe no caben introducir otras variantes ni detalles técnicos hasta no conformar un estudio específico y profundo de este cruce.

La obra es de gran envergadura y si bien la isla Barranqueras ofrece un terreno firme y facilita los trabajos del cruce, el costo estimado es no menor de los 10 millones de dólares.

4.3.4 TRAMO INFERIOR (Corrientes-Posadas y frontera con Brasil)

Ya a la salida de Corrientes y siguiendo de cerca por la Ruta Nº 12 hacia la ciudad de Ituzaingó, observamos nuevamente bañados que requieren un cuidadoso detalle del proyecto ejecutivo de la traza.

A partir de unos pocos kilómetros de Ituzaingó, en particular en el cruce o derivación de la ruta a Gobernador Virasoro, se nos presentan algunas variantes para la troncal.

6/

a) Si de ningún modo el gasoducto iría a Brasil el recorrido con tinúa paralelo a la Ruta 12 y en dirección a Posadas. De allí, como ya se estudió en detalle, la orientación es hacia Oberá y zonas de influencia, para continuar luego hacia el norte con diámetros menores para llegar hasta Eldorado o Puerto Iguazú en una etapa posterior.

b) Si el caudal de compra de Brasil fuera de 2,5 millones de $m^3/día$, con centro de consumo en Porto Alegre, el camino más corto resulta en una traza saliendo desde 20 Km de Ituzaingó, pasando por Gobernador Virasoro y llegando a Santo Tomé para allí efectuar el cruce del Río Uruguay y enfilarse, prácticamente en línea recta, a Porto Alegre.

c) La alternativa de un caudal de 4,5 millones de m^3 para Brasil indica centros de consumo adicionales, tanto en el Estado de Paraná como de Santa Catarina.

Dichos centros de consumo -en particular Curitiba y la zona industrial de Joinville y Blumenau- hacen correr el centro de gravedad de la carga hacia el norte.

Resulta en estas condiciones interesante analizar la salida hacia Brasil por San Javier (Misiones) y Puerto Lucena (Brasil).

Ello permitiría una traza pasando por Santa Angela hasta Vacaria, ciudad que se halla sobre la ruta que une a Curitiba con Porto Alegre y a 140 Km de esta última.

En el anexo figuran las trazas planteadas para Brasil con los respectivos diámetros y distancias y las variantes para la Pcia. de Misiones.

4.3.5 . . DISTANCIAS ADOPTADAS

A los efectos de esta evaluación preliminar se han adoptado las distancias entre localidades indicadas en el Cuadro Nº 3.2.

6/

CUADRO Nº 4.8

DISTANCIAS ENTRE LOCALIDADES

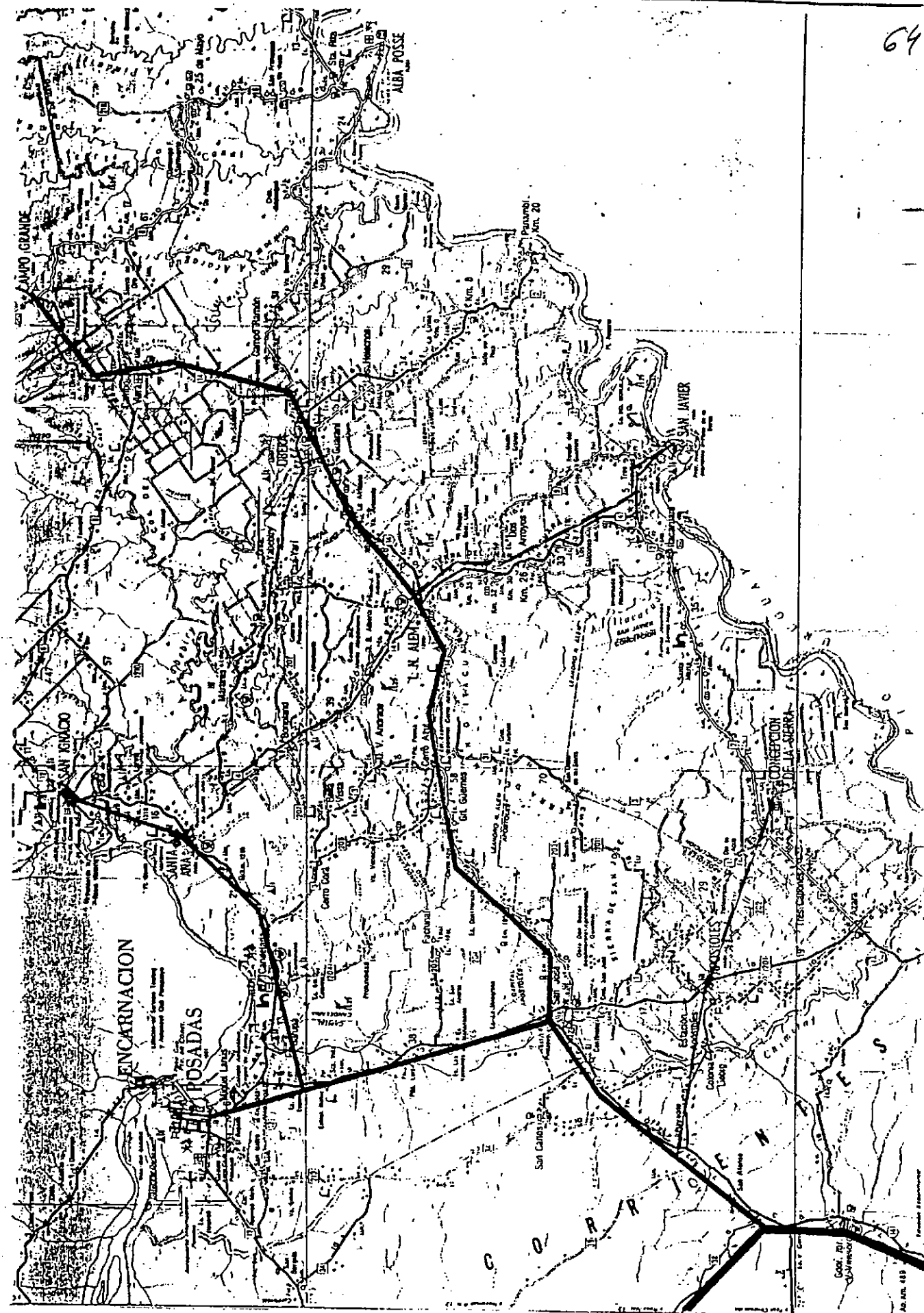
	Dist. parcial (Km)	Acumulada (Km)
1) Cornejo-Ing. Juárez	235	235
2) Ing. Juárez-Las Lomitas	156	391
3) Las Lomitas-Ibarreta	94	485
4) Ibarreta-Palo Santo	67	552
(Ibarreta-Pirané = 100 Km)		
5) Palo Santo-Gral. San Martín	126	678
(Pirané-Gral. San Martín = 107 Km)		
6) Gral. San Martín-Resistencia	115	793
(Cornejo-Resistencia, pasando por Pirané, = 807 Km)		
7) Cruce Resistencia-Corrientes	14	807
8) Corrientes-Cruce Ituzaingó	250	1.057
9) Cruce Ituzaingó-Posadas	70	1.127
10) Posadas-L.N. Alem	87	1.214
11) L.N. Alem-San Javier (Cr. Brasil)	40	1.239
12) L.N. Alem-Oberá	25	1.254
13) Cruce Ituzaingó-Santo Tomé (Cr. Brasil)	120	1.177
(Resistencia-Posadas = 334 Km)		
(Resistencia-Santo Tomé = 384 Km)		
(Resistencia-San Javier = 461 Km)		
14) Cornejo-Santo Tomé (x Pirané)		1.191

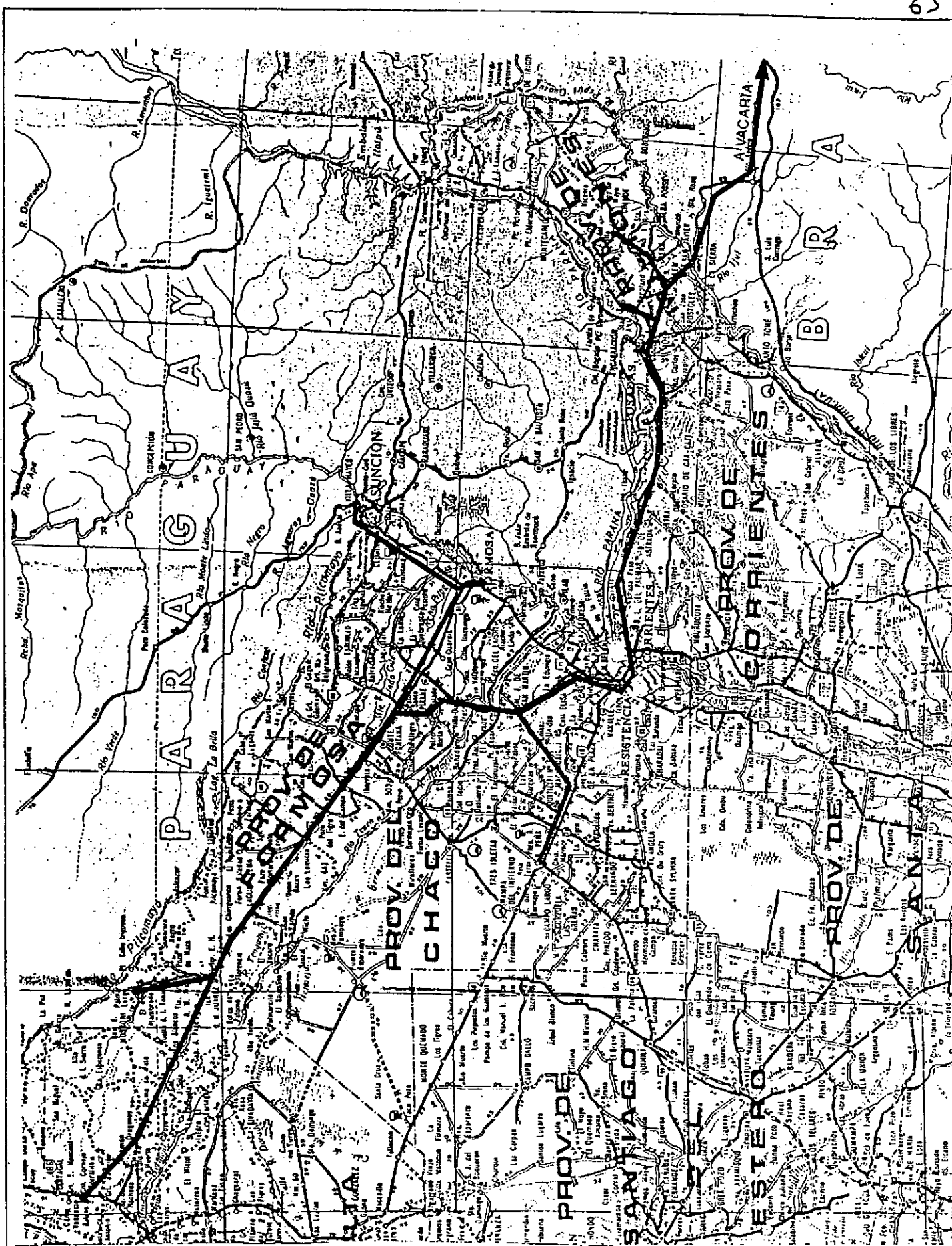
4.3.6 ANEXO: VARIANTES EN LA Pcia. DE MISIONES

El recorrido básico es el descripto en el capítulo de la traza, pero resultaría importante analizar la variante que se indica en el mapa anexo y donde la alimentación hacia la provincia de Misiones sale desde las cercanías de la ciudad de Gobernador Virasoro.

El troncal se interna de esta manera por el medio de la provincia enfilando hacia L.N. Alem, Oberá y Campo Grande. Es a partir de esta traza central que se deriva hacia Posadas el ramal correspondiente.

Resulta necesario efectuar un recorrido por ambas variantes, ajustar el diseño y finalmente evaluar económicamente las mismas para finalizar en la propuesta definitiva.





4.3.7 ANEXO: TRAZA TENTATIVA EN EL BRASIL

A pesar de no contar con información precisa ni relevamiento del territorio de los tres estados del sur de Brasil, se ha efectuado una traza tentativa del Gasoducto.

La premisa de tal traza es la salida desde el punto internacional Santo Tomé-Sao Borja y el recorrido por las cercanías de los principales centros de consumo de dichos estados. Es así que se asumen las siguientes distancias con los respectivos diámetros y caudales de diseño.

	Km	Ø
Sao Borja-Novo Hamburgo	530	20"
Novo Hamburgo-Porto Alegre	30	18"
Novo Hamburgo-Caixas do Sul	100	18"
Caixas do Sul-Vacaria	111	18"
Vacaria-Lages	106	18"
Lages-Blumenau	207	18"
Blumenau-Itajaí	53	18"
Itajaí-Joinville	84	16"
Joinville-Curitiba	133	16"
Itajaí-Florianópolis	109	10"

Este desarrollo resulta en 530 Km de cañería en 20"; 607 Km de cañería en 18"; 217 Km de cañería en 16" y 109 Km de cañería de 10" y el costo total asciende a 275 millones de dólares. Con un monto cercano a 25 millones de dólares para plantas compresoras, el monto total del desarrollo para los tres estados se estima en 300 millones de dólares.

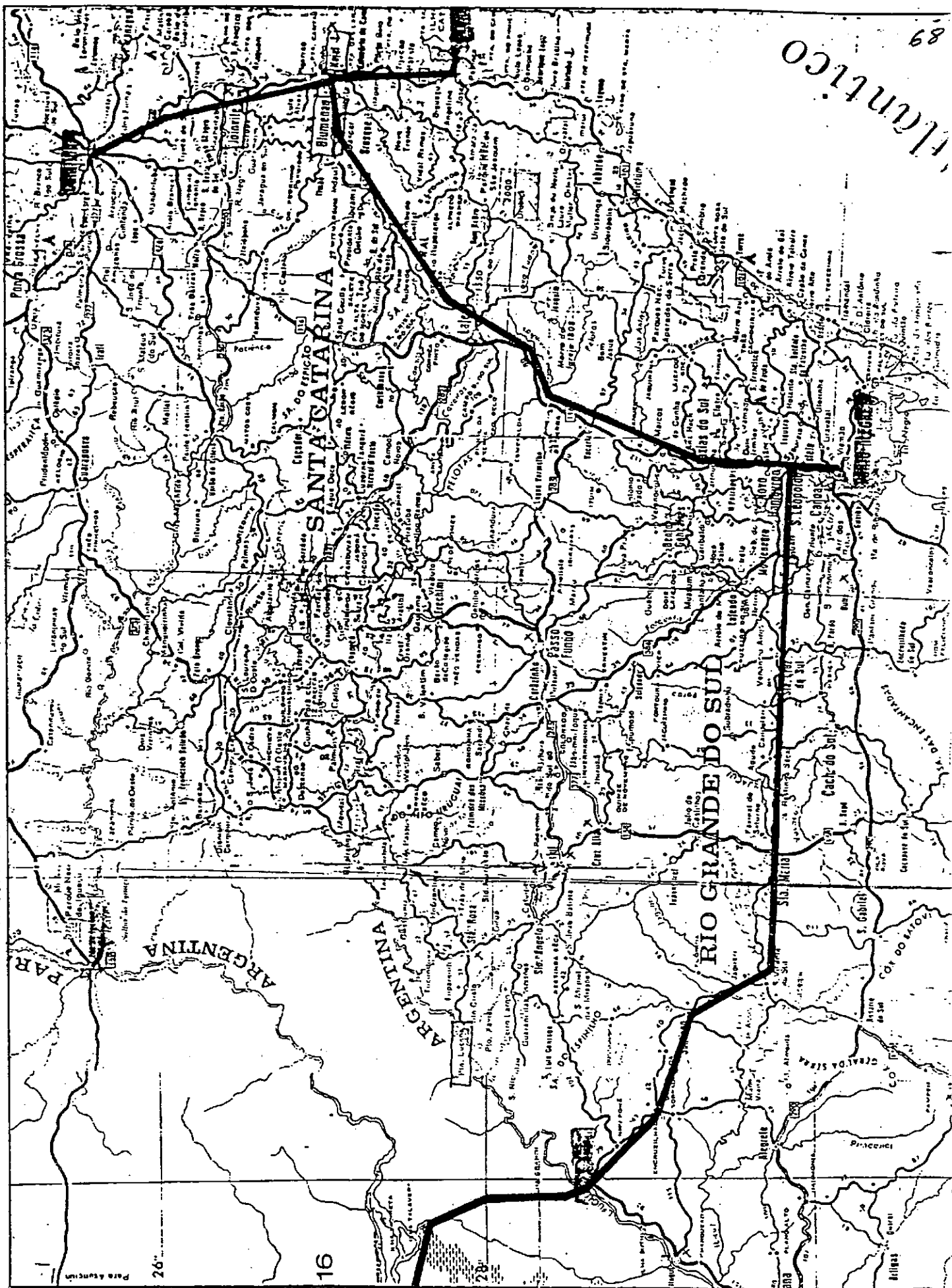
Tal monto de inversión se justifica dado que permite una carga unitaria en concepto de costos de transporte global para un caudal de consumo de 4,5 millones de m^3 /día y para un servicio de la deuda a 10 años de plazo y 10% de interés de no más de 0,0297 u\$/ m^3 de gas.

Este costo de transporte corresponde en términos de un gas de 9.300 cal m^3 a un valor de 0,8 u\$ por millón de BTU. Con el agregado de los costos operativos dicha incidencia sería del orden de los 0,85 u\$/MBTU.

La traza arriba esbozada tiene un diseño holgado con capacidad para un incremento del caudal de transporte en más del 50%.

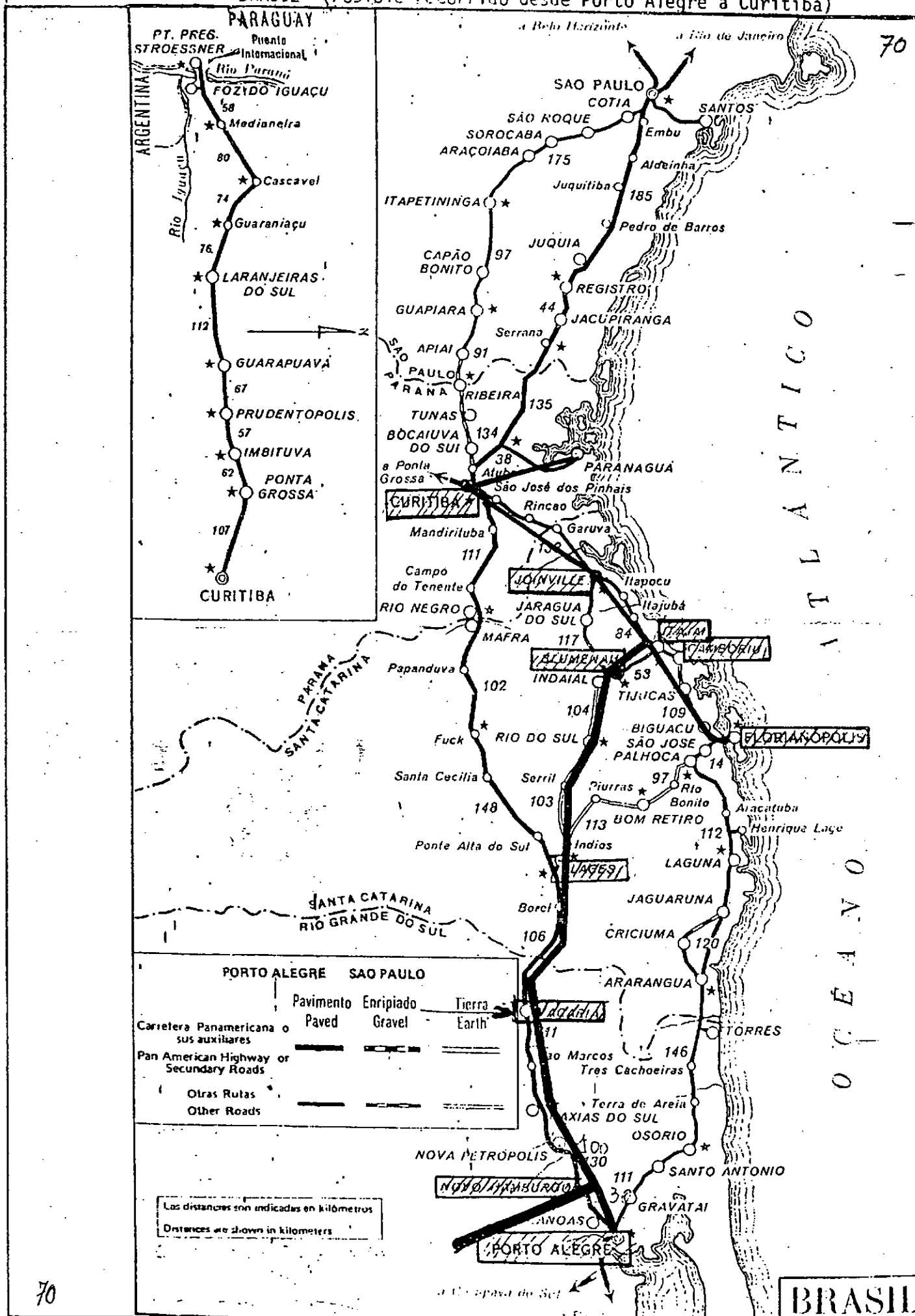
Cabe acotar que todos los recorridos de la traza se han basado sobre apreciaciones nuestras, no interviniendo la contraparte brasileña a la que cabe naturalmente definir la misma. Los costos unitarios utilizados son iguales a los indicados para la parte argentina.

Se adjuntan tres planos a los efectos de ilustrar el recorrido.





BRASIL (Posible recorrido desde Porto Alegre a Curitiba)



4.4 DIMENSIONAMIENTO DEL DUCTO Y PLANTAS COMPRESORAS

4.4.1 ASPECTOS TECNICOS

A partir del dimensionamiento previo realizado para efectuar un avance y obtener un panorama global, se realizaron varios cálculos y ajustes.

Estos fueron efectuados mediante el uso de un programa computacional que optimiza los respectivos diámetros y la ubicación de la planta compresora en la progresiva del Gasoducto.

Dicho programa contempla, para cada caso, el cálculo del factor de compresibilidad "z" y el factor de fricción "f" contemplados en las ecuaciones de Weymouth, usualmente utilizados en los dimensionamientos de los gasoductos troncales y subtroncales argentinos.

Para el cálculo de la potencia de las plantas se tomó como premisa que la presión de entrada sea, aproximadamente, el 50% de la presión de salida.

Para todos los casos se ha tomado como presión máxima de salida en Cornejo 70 Kg/cm^2 y para las plantas 68 Kg/cm^2 . Ello responde a presiones de trabajo normales para cañerías standar de alta presión (normas API 5 L en grado x 60). Para la evaluación de costo se estimó el uso de dicha calidad de acero.

4.4.2 VARIANTES DE LA TRAZA Y CAUDALES

El punto de partida de este Gasoducto será la localidad de Cornejo. Este punto fue seleccionado por la posibilidad de tomar gas de los Yacimientos

Ramos y Aguarague, dado que es posible vincular la cabecera del Gasoducto Noreste al colector que construirá YPF.

Esta conexión evitará extraer el volumen del Gasoducto del Norte con la consiguiente reducción de su capacidad de transporte.

Luego de analizar distintas trazas se adoptó para el estudio técnico la que se desarrolla pasando por Pirané (resulta levemente superior al desvío por Palo Santo y condiciona un dimensionamiento físico más amplio). El recorrido es: Cornejo-Fraga-Pirané-San Martín-Resistencia-Corrientes-Posadas-Santo Tomé o San Javier (según el caudal de salida a Brasil).

Los ramales serían:

- a) Pirané-Formosa ~~para~~ caso de exportación al Paraguay, un ramal Formosa-Clorinda-Asunción.
- b) San Martín-Saenz Peña, permitirá suministrar gas a la zona central del Chaco.
- c) Ing. Juárez-Palmar Largo, con este ramal se captará el gas producido por el Yacimiento Palmar Largo que actualmente se ventea.
- d) Posadas-Oberá-Campo Grande, este conducto servirá como distribuidor para la provincia de Misiones (en segunda etapa, llegando a Puerto Iguazú).

El costo del cruce del Río Paraná entre Resistencia y Corrientes se estimó en 10 MM de dólares, dado que se deben realizar estudios para determinar si es factible pasar por el puente existente (caso de 10") o bien se deberá cruzar por el lecho del río (caso de diámetros mayores).

En el cálculo se realizaron dos alternativas básicas:

- a) Salida del ducto a Brasil por Santo Tomé.
- b) Salida del ducto a Brasil por San Javier.

Para cada una de ellas se evaluó una inversión para flujos iniciales de transporte variables.

El subíndice I de la alternativa tiene en cuenta, básicamente, un diseño para un caudal a Brasil de 2,5 millones de $m^3/día$ (ducto principal en 22") y el subíndice II, el diseño para caudales de 4,5 millones de $m^3/día$ (ducto principal en 24").

Es así que podemos sintetizar

Salida a Brasil	Caudal a Brasil	
	Mill. $m^3/día$	Denomin. Variante
Por Santo Tomé	2,5	A.I.1
	1,5	A.I.2
	2,0	A.I.3
	4,5	A.II.1
	1,5	A.II.2
	2,5	A.II.3
	3,5	A.II.4
Por San Javier	4,5	B.II.1
	2,5	B.I.1

4.4.3 ANALISIS PARA CADA ALTERNATIVA

a) Alternativa A-I-1 (Ver cuadro adjunto para cada caso)

En esta alternativa el dimensionamiento del conducto fue realizado para un caudal final de exportación de 2,5 MM de m³/día por Santo Tomé.

Son necesarias dos plantas compresoras ubicadas en las progresivas 505 y 906 Km y con una potencia de 7.150 y 5.000 HP respectivamente, dentro de esta potencia está incluido un 25% de reserva.

Adoptando un costo global de maquinaria e infraestructura de 1.500 u\$s el HP instalado, tenemos una inversión de:

Gasoductos mas ramales	u\$s	301.660.000
Plantas Compresoras	u\$s	18.170.574
Total	u\$s	319.830.574

b) Alternativa A-I-2

En este caso se adopta el dimensionamiento de la alternativa A-I-1 y se verificó que para transportar 3,5 MM de m³/día, 1,5 MM de m³/día para exportar a Brasil, es necesario instalar una sola planta compresora de 3.500 HP entre Corrientes e Ituzaingó.

La inversión que podría considerarse como inversión inicial, sería:

Gasoductos mas ramales	u\$s	301.660.000
Planta Compresora	u\$s	5.236.868
Total	u\$s	306.896.868
Quedando como ampliación futura	u\$s	12.933.705

c) Alternativa A-I-3

Esta alternativa es una ampliación de la capacidad de transporte a 2,0 MM-
m³/día, para Brasil.

En este caso es necesario instalar la planta compresora de Juárez con
una potencia de 3.800 HP y un costo de 5.671.000 de u\$s.

d) Alternativa A-II-1

Esta alternativa contempla la exportación final a Brasil de 4,5 MM de
m³/día y una capacidad de transporte del sistema de 6,5 MM m³/día.

Para llegar a la capacidad de transporte total es necesario la instala-
ción de tres plantas compresoras, en las progresivas 390, 670 y 926 con
una potencia de 10.600, 10.300 y 8.300 HP respectivamente.

La inversión será:

Gasoducto mas ramales	u\$s	323.200.000
Plantas Compresoras 29.200 HP	u\$s	43.800.000
Total	u\$s	<u>370.000.000</u>

e) Alternativa A-II-2

Con el mismo diseño de la alternativa A-II-1 se verificó el volumen posi-
ble a transportar sin plantas compresoras en una primera etapa y con una
presión de llegada en Santo Tomé del orden de los 40 Kg/cm².

Este volumen es de 1,5 MM de m³/día e implica obviamente una inversión
diferida de u\$s 43.800.000.

76

f) Alternativa A-II-3

Una segunda verificación, con un caudal de 2,5 MM de $m^3/día$ para Brasil y un volumen total a transportar de 4,5 MM de $m^3/día$, determina que es necesaria la planta compresora N°2 en la progresiva 691.

La potencia inicial de esta planta es de 6.200 HP y un costo de 9,4 millones de dólares.

g) Alternativa A-II-4

Este caso es una verificación del sistema con un volumen para Brasil de 3,5 MM de $m^3/día$.

Para transportar 5,5 MM de $m^3/día$ son necesarias las tres plantas compresoras con 12.500 HP y un costo de 18.750.000 dólares.

h) Alternativa B

Esta alternativa analiza el dimensionamiento necesario para transportar 2,5 MM y 4,5 MM de $m^3/día$ por San Javier.

Esto implica un mayor recorrido del gas para llegar a la frontera y por tal motivo un diámetro mayor en el último tramo, con una mayor inversión inicial de aproximadamente 10 MM de dólares.

ALTERNATIVA = A-I-1

BRASIL 2.5 MM M3/D. POR SANTO TOME

PRESION EN CORNEJO (KG/CM2) = 70

GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS = .69

TEMPERATURA DEL GAS (OC) = 25

PROGRESIVA PLANTA COMP. No 1 KM= 505 - POTENCIA HP= 7146

PROGRESIVA PLANTA COMP. No 3 KM= 906 - POTENCIA HP= 4967

LONGITUD CORNEJO-SANTO TOME KM= 1191

COSTO PLANTA COMPRESORA No 1 (U\$S)	10719840
COSTO PLANTA COMPRESORA No 3 (U\$S)	7450734

COSTO TOTAL PLANTAS (U\$S)	18170574
COSTO GASODUCTOS Y RAMALES (U\$S)	301660000

INVERSION TOTAL GASODUCTOS MAS PLANTAS COMPRESORAS U\$S= 319830574

TRAMO	PRESION KG/CM2	CAUDAL M3/DIA	DIAMETRO PULGADAS	LONGITUD KM	COSTO U\$S
CORNEJO - JUAREZ	58	4400000	22	235	1517000
JUAREZ- P.COM. No 1	35	4500000	22	270	1594000
P.COM. No 1- PIRANE	63	4500000	22	80	1176000
PIRANE - P.COM. No 2	58	4350000	22	85	1187000
P.COM. No 2-S. MARTIN	56	4350000	22	22	484000
S. MARTIN-RESISTENC.	48	4250000	22	115	1253000
RESISTENC.-CORRIENT.	47	3650000	22	14	308000
CORRIENT.-P.COM. No 3	35	3100000	18	85	1161500
P.COM. No 3- ITUZAINI	53	3100000	18	165	1313500
ITUZAINGO-POSADAS	49	600000	10	70	630000
POSADAS - SANTA ANA	47	240000	8	50	350000
S. ANA - L. ALEM	42	220000	6	37	185000
L. ALEM - OBERA	40	190000	6	25	125000
OBERA - C. GRANDE	38	140000	6	35	175000
L. ALEM - SAN JAVIER	0	0	4	0	0
PIRANE - FORMOSA	58	600000	10	103	927000
FORMOSA - CLORINDA	53	500000	10	105	945000
S. MARTIN- S. PE#A	27	350000	6	93	465000
P. LARGO - FRAGA	69	100000	4	80	272000
ITUZAINGO-S. TOME	43	2500000	18	120	1228000

ALTERNATIVA : A-I-2

BRASIL 1.5 MM M3/D. POR SANTO TOME

PRESION EN CORNEJO (KG/CM2) = 70

GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS = .69

TEMPERATURA DEL GAS (OC) = 25

PROGRESIVA PLANTA COMP. N° 3 KM= 906 - POTENCIA HP= 3491

LONGITUD CORNEJO-SANTO TOME KM= 1191

COSTO PLANTA COMPRESORA N° 3 (U\$S) 5236868

COSTO TOTAL PLANTAS (U\$S) 5236868

COSTO GASODUCTOS Y RAMALES (U\$S) 301660000

INVERSION TOTAL GASODUCTOS MAS PLANTAS COMPRESORAS U\$S= 306896868

TRAMO	PRESION KG/CM2	CAUDAL M3/DIA	DIAMETRO PULGADAS	LONGITUD KM	COSTO U\$S
CORNEJO - JUAREZ	63	3400000	22	235	15170000
JUAREZ- P.COM. N° 1	53	3500000	22	270	15940000
P.COM. N° 1- PIRANE	49	3500000	22	80	11760000
PIRANE - P.COM. N° 2	44	3350000	22	85	11870000
P.COM. N° 2-S. MARTIN	43	3350000	22	22	484000
S. MARTIN-RESISTENC.	36	3250000	22	115	12530000
RESISTEN.-CORRIENT.	35	2650000	22	14	308000
CORRIENT.-P.COM. N° 3	28	2100000	18	85	11615000
P.COM. N° 3- ITUZAINI	47	2100000	18	165	13135000
ITUZAINGO-POSADAS	42	600000	10	70	630000
POSADAS - SANTA ANA	40	240000	8	50	350000
S. ANA - L.ALEM	35	220000	6	37	185000
L.ALEM - OBERA	32	190000	6	25	125000
OBERA - C. GRANDE	29	140000	6	35	175000
L.ALEM - SAN JAVIER	0	0	4	0	
PIRANE - FORMOSA	41	600000	10	103	927000
FORMOSA - CLORINDA	35	500000	10	105	945000
S. MARTIN- S. PE#A	23	250000	6	93	465000
P. LARGO - FRAGA	74	100000	4	80	272000
ITUZAINGO-S. TOME	43	1500000	18	120	12280000

ALTERNATIVA : A-I-3

BRASIL 2.0 MM M3/D. POR SANTO TOME

PRESION EN CORNEJO (KG/CM2) = 70

GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS = .69

TEMPERATURA DEL GAS (OC) = 25

PROGRESIVA PLANTA COMP. No 1 KM= 505 - POTENCIA HP= 3781

PROGRESIVA PLANTA COMP. No 3 KM= 906 - POTENCIA HP= 2511

LONGITUD CORNEJO-SANTO TOME KM= 1191

COSTO PLANTA COMPRESORA No 1 (U\$S) 5671979

COSTO PLANTA COMPRESORA No 3 (U\$S) 3766998

COSTO TOTAL PLANTAS (U\$S) 9438977

COSTO GASODUCTOS Y RAMALES (U\$S) 301660000

INVERSION TOTAL GASODUCTOS MAS PLANTAS COMPRESORAS U\$S= 311098977

TRAMO	PRESION KG/CM2	CAUDAL M3/DIA	DIAMETRO PULGADAS	LONGITUD KM	COSTO U\$S
CORNEJO - JUAREZ	61	3900000	22	235	15170000
JUAREZ- P.COM. No 1	45	4000000	22	270	15940000
P.COM. No 1- PIRANE	64	4000000	22	80	11760000
PIRANE - P.COM. No 2	60	3850000	22	85	11870000
P.COM. No 2-S.MARTIN	59	3850000	22	22	484000
S.MARTIN-RESISTENC.	53	3750000	22	115	12530000
RESISTEN.-CORRIENT.	52	3250000	22	14	308000
CORRIENT.-P.COM. No 3	45	2600000	18	85	11615000
P.COM. No 3- ITUZAIN	58	2600000	18	165	13135000
ITUZAINGO-POSADAS	54	600000	10	70	630000
POSADAS - SANTA ANA	52	240000	8	50	350000
S.ANA - L.ALEM	48	220000	6	37	185000
L.ALEM - OBERA	46	190000	6	25	125000
OBERA - C. GRANDE	44	140000	6	35	175000
L.ALEM - SAN JAVIER	0	0	4	0	
PIRANE - FORMOSA	59	600000	10	103	927000
FORMOSA - CLORINDA	55	500000	10	105	945000
S.MARTIN- S.PE#A	32	350000	6	93	465000
P.LARGO - FRAGA	71	100000	4	80	272000
ITUZAINGO-S.TOME	52	2000000	18	120	12280000

ALTERNATIVA : A-II-1

BRASIL 4.5 MM M3/D. POR SANTO TOME

PRESION EN CORNEJO (KG/CM2) = 70

GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS = .69

TEMPERATURA DEL GAS (°C) = 25

PROGRESIVA PLANTA COMP. NO 1 KM= 390 - POTENCIA HP= 10594

PROGRESIVA PLANTA COMP. NO 2 KM= 670 - POTENCIA HP= 10264

PROGRESIVA PLANTA COMP. NO 3 KM= 926 - POTENCIA HP= 8300

LONGITUD CORNEJO-SANTO TOME KM= 1191

COSTO PLANTA COMPRESORA NO 1 (U\$S)	15891254
COSTO PLANTA COMPRESORA NO 2 (U\$S)	15396200
COSTO PLANTA COMPRESORA NO 3 (U\$S)	12450594

COSTO TOTAL PLANTAS (U\$S)	43738048
COSTO GASODUCTOS Y RAMALES (U\$S)	323260000

INVERSION TOTAL GASODUCTOS MAS PLANTAS COMPRESORAS U\$S= 366998048

TRAMO	PRESION KG/CM2	CAUDAL M3/DIA	DIAMETRO PULGADAS	LONGITUD KM	COSTO U\$S
CORNEJO - JUAREZ	52	6400000	24	235	15640000
JUAREZ- P.COM. NO 1	34	6500000	24	155	13720000
P.COM. NO 1- PIRANE	50	6500000	24	195	14680000
PIRANE - P.COM. NO 2	34	6350000	22	85	11870000
P.COM. NO 2-S. MARTIN	65	6350000	22	22	484000
S. MARTIN-RESISTENC.	50	6250000	22	115	12530000
RESISTENC.-CORRIENT.	48	5650000	22	14	308000
CORRIENT.-P.COM. NO 3	34	5100000	22	105	12310000
P.COM. NO 3- ITUZAIN	56	5100000	22	145	13190000
ITUZAINGO-POSADAS	52	600000	10	70	630000
POSADAS - SANTA ANA	50	240000	8	50	350000
S. ANA - L. ALEM	46	220000	6	37	185000
L. ALEM - OBERA	44	190000	6	25	125000
OBERA - C. GRANDE	42	140000	6	35	175000
L. ALEM - SAN JAVIER	0	0	4	0	
PIRANE - FORMOSA	43	600000	10	103	927000
FORMOSA - CLORINDA	37	500000	10	105	945000
S. MARTIN- S. PE#A	44	350000	6	93	465000
P. LARGO - FRAGA	65	100000	4	80	272000
ITUZAINGO-S. TOME	38	4500000	20	120	12520000

ALTERNATIVA : A-II-2

BRASIL 1.5 MM M3/D. POR SANTO TOME

PRESION EN CORNEJO (KG/CM2) = 70

GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS = .69

TEMPERATURA DEL GAS (OC) = 25

LONGITUD CORNEJO-SANTO TOME KM= 1191

COSTO TOTAL PLANTAS (U\$S) 0
 COSTO GASODUCTOS Y RAMALES (U\$S) 323260000

INVERSION TOTAL GASODUCTOS MAS PLANTAS COMPRESORAS U\$S= 323260000

TRAMO	PRESION KG/CM2	CAUDAL M3/DIA	DIAMETRO PULGADAS	LONGITUD KM	COSTO U\$S
CORNEJO - JUAREZ	67	3400000	24	235	15640000
JUAREZ- P.COM.No 1	63	3500000	24	155	13720000
P.COM.No 1- PIRANE	52	3500000	24	195	14680000
PIRANE - P.COM.No2	55	3350000	22	85	11870000
P.COM.No 2-S.MARTIN	54	3350000	22	22	484000
S.MARTIN-RESISTENC.	49	3250000	22	115	12530000
RESISTEN.-CORRIENT.	48	2650000	22	14	308000
CORRIENT.-P.COM.No3	46	2100000	22	105	12310000
P.COM.No 3- ITUZAIN	43	2100000	22	145	13190000
ITUZAINGO-POSADAS	37	600000	10	70	630000
POSADAS - SANTA ANA	34	240000	8	50	350000
S.ANA - L.ALEM	28	220000	6	37	185000
L.ALEM - OBERA	24	190000	6	25	125000
OBERA - C. GRANDE	20	140000	6	35	175000
L.ALEM - SAN JAVIER	0	0	4	0	0
PIRANE - FORMOSA	52	600000	10	103	927000
FORMOSA - CLORINDA	48	500000	10	105	945000
S.MARTIN- S.PE#A	21	350000	6	93	465000
P.LARGO - FRAGA	76	100000	4	80	272000
ITUZAINGO-S.TOME	40	1500000	20	120	12520000

ALTERNATIVA = A-II-3

BRASIL 2.5 MM M3/D. POR SANTO TOME

PRESION EN CORNEJO (KG/CM2) = 70

GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS = .69

TEMPERATURA DEL GAS (OC) = 25

PROGRESIVA PLANTA COMP. NO 2 KM= 670 - POTENCIA HP= 5612

LONGITUD CORNEJO-SANTO TOME KM= 1191

COSTO PLANTA COMPRESORA NO 2 (U\$S) 8417859

COSTO TOTAL PLANTAS (U\$S) 8417859

COSTO GASODUCTOS Y RAMALES (U\$S) 323260000

INVERSION TOTAL GASODUCTOS MAS PLANTAS COMPRESORAS U\$S= 331677859

TRAMO	PRESION KG/CM2	CAUDAL M3/DIA	DIAMETRO PULGADAS	LONGITUD KM	COSTO U\$S
CORNEJO - JUAREZ	63	4400000	24	235	15640000
JUAREZ- P.COM.NO 1	57	4500000	24	155	13720000
P.COM.NO 1- PIRANE	47	4500000	24	195	14680000
PIRANE - P.COM.NO2	39	4350000	22	85	11870000
P.COM.NO 2-S.MARTIN	67	4350000	22	22	4840000
S.MARTIN-RESISTENC.	60	4250000	22	115	12530000
RESISTEN.-CORRIENT.	59	3650000	22	14	3080000
CORRIENT.-P.COM.NO3	56	3100000	22	105	12310000
P.COM.NO 3- ITUZAINI	50	3100000	22	145	13190000
ITUZAINGO-POSADAS	45	600000	10	70	6300000
POSADAS - SANTA ANA	43	240000	8	50	3500000
S.ANA - L.ALEM	38	220000	6	37	1850000
L.ALEM - OBERA	36	190000	6	25	1250000
OBERA - C. GRANDE	33	140000	6	35	1750000
L.ALEM - SAN JAVIER	0	0	4	0	0
PIRANE - FORMOSA	39	600000	10	103	9270000
FORMOSA - CLORINDA	32	500000	10	105	9450000
S.MARTIN- S.PE#A	46	350000	6	93	4650000
P.LARGO - FRAGA	73	100000	4	80	2720000
ITUZAINGO-S.TOME	44	2500000	20	120	12520000

ALTERNATIVA : A-II-4

BRASIL 3.5 MM M3/D. POR SANTO TOME

PRESION EN CORNEJO (KG/CM2) = 70

GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS = .67

TEMPERATURA DEL GAS (OC) = 25

PROGRESIVA PLANTA COMP. No 1 KM= 390 - POTENCIA HP= 4398
 PROGRESIVA PLANTA COMP. No 2 KM= 670 - POTENCIA HP= 4753
 PROGRESIVA PLANTA COMP. No 3 KM= 926 - POTENCIA HP= 3419

LONGITUD CORNEJO-SANTO TOME KM= 1191

COSTO PLANTA COMPRESORA No 1 (U\$S) 6596252
 COSTO PLANTA COMPRESORA No 2 (U\$S) 7129816
 COSTO PLANTA COMPRESORA No 3 (U\$S) 5129075

COSTO TOTAL PLANTAS (U\$S) 18855143
 COSTO GASODUCTOS Y RAMALES (U\$S) 323260000

INVERSION TOTAL GASODUCTOS MAS PLANTAS COMPRESORAS U\$S= 342115143

TRAMO	PRESION KG/CM2	CAUDAL M3/DIA	DIAMETRO FULGADAS	LONGITUD KM	COSTO U\$S
CORNEJO - JUAREZ	58	5400000	24	235	15640000
JUAREZ- P.COM. No 1	48	5500000	24	155	13720000
P.COM. No 1- PIRANE	56	5500000	24	195	14680000
PIRANE - P.COM. No 2	46	5350000	22	85	11870000
P.COM. No 2-S. MARTIN	66	5350000	22	22	484000
S. MARTIN-RESISTENC.	56	5250000	22	115	12530000
RESISTENC.-CORRIENT.	55	4650000	22	14	308000
CORRIENT.-P.COM. No 3	47	4100000	22	105	12310000
P.COM. No 3- ITUZAINI	60	4100000	22	145	13190000
ITUZAINGO-POSADAS	57	600000	10	70	630000
POSADAS - SANTA ANA	55	240000	8	50	350000
S. ANA - L.ALEM	51	220000	6	37	185000
L.ALEM - OBERA	49	190000	6	25	125000
OBERA - C. GRANDE	48	140000	6	35	175000
L.ALEM - SAN JAVIER	0	0	4	0	0
PIRANE - FORMOSA	49	600000	10	103	927000
FORMOSA - CLORINDA	44	500000	10	105	945000
S. MARTIN- S. PE#A	45	350000	6	93	465000
P. LARGO - FRAGA	69	100000	4	80	272000
ITUZAINGO-S. TOME	51	3500000	20	120	12520000

ALTERNATIVA = B-I-1

BRASIL 2.5 MM M3/D. POR SAN JAVIER

PRESION EN CORNEJO (KG/CM2) = 70

GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS = .65

TEMPERATURA DEL GAS (OC) = 25

PROGRESIVA PLANTA COMP. NO 1 KM= 505 - POTENCIA HP= 7147

PROGRESIVA PLANTA COMP. NO 3 KM= 1041 - POTENCIA HP= 4759

LONGITUD CORNEJO-SAN JAVIER KM= 1298

COSTO PLANTA COMPRESORA NO 1 (U\$S) 10719840
COSTO PLANTA COMPRESORA NO 3 (U\$S) 7137933

COSTO TOTAL PLANTAS (U\$S) 17857773
COSTO GASODUCTOS Y RAMALES (U\$S) 315940000

INVERSION TOTAL GASODUCTOS MAS PLANTAS COMPRESORAS U\$S= 333797773

TRAMO	PRESION KG/CM2	CAUDAL M3/DIA	DIAMETRO PULGADAS	LONGITUD KM	COSTO U\$S
CORNEJO - JUAREZ	58	4400000	22	235	15170000
JUAREZ- P.COM.NO 1	35	4500000	22	270	15940000
P.COM.NO 1- PIRANE	63	4500000	22	80	11760000
PIRANE - P.COM.NO2	57	4350000	22	100	12200000
P.COM.NO 2-S.MARTIN	56	4350000	22	7	154000
S.MARTIN-RESISTENC.	48	4250000	22	115	12530000
RESISTENC.-CORRIENT.	47	3650000	22	14	308000
CORRIENT.-P.COM.NO3	35	3100000	22	220	14840000
P.COM.NO 3- ITUZAIN	63	3100000	18	60	11140000
ITUZAINGO-POSADAS	56	3100000	18	70	11330000
POSADAS - SANTA ANA	54	2240000	18	50	950000
S.ANA - L.ALEM	50	2720000	18	37	703000
L.ALEM - OBERA	48	190000	6	25	125000
OBERA - C. GRANDE	47	140000	6	35	175000
L.ALEM - SAN JAVIER	45	2500000	16	40	660000
PIRANE - FORMOSA	58	600000	10	103	927000
FORMOSA - CLORINDA	53	500000	10	105	945000
S.MARTIN- S.FE#A	27	350000	6	93	465000
P.LARGO - FRAGA	69	100000	4	80	272000
ITUZAINGO-S.TOME	0	0	4	0	0

ALTERNATIVA = B-II-1

BRASIL 4.5 MM M3/D. POR SAN JAVIER

PRESION EN CORNEJO (KG/CM2) = 70

GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS = .69

TEMPERATURA DEL GAS (OC) = 25

PROGRESIVA PLANTA COMP. No 1 KM= 375 - POTENCIA HP= 9542
 PROGRESIVA PLANTA COMP. No 2 KM= 685 - POTENCIA HP= 9206
 PROGRESIVA PLANTA COMP. No 3 KM= 1011 - POTENCIA HP= 8175

LONGITUD CORNEJO-SAN JAVIER KM= 1268

COSTO PLANTA COMPRESORA No 1 (U\$S) 14313600
 COSTO PLANTA COMPRESORA No 2 (U\$S) 13809641
 COSTO PLANTA COMPRESORA No 3 (U\$S) 12262443

COSTO TOTAL PLANTAS (U\$S) 40385683
 COSTO GASODUCTOS Y RAMALES (U\$S) 332920000

INVERSION TOTAL GASODUCTOS MAS PLANTAS COMPRESORAS U\$S= 373305683

TRAMO	PRESION KG/CM2	CAUDAL M3/DIA	DIAMETRO PULGADAS	LONGITUD KM	COSTO U\$S
CORNEJO - JUAREZ	52	6400000	24	235	15640000
JUAREZ- P.COM. No 1	36	6500000	24	140	13360000
P.COM. No 1- PIRANE	49	6500000	24	210	15040000
PIRANE - P.COM. No 2	37	6350000	24	100	12400000
P.COM. No 2-S. MARTIN	67	6350000	24	7	168000
S. MARTIN-RESISTENC.	58	6250000	24	115	12760000
RESISTENC.-CORRIENT.	57	5650000	22	14	308000
CORRIENT.-P.COM. No 3	35	5100000	22	190	14180000
P.COM. No 3- ITUZAIN	63	5100000	22	60	11320000
ITUZAINGO-POSADAS	57	5100000	22	70	11540000
POSADAS - SANTA ANA	52	4240000	20	50	11050000
S. ANA - L. ALEM	46	4720000	20	37	777000
L. ALEM - OBERA	44	190000	6	25	125000
OBERA - C. GRANDE	42	140000	6	35	175000
L. ALEM - SAN JAVIER	39	4500000	20	40	8400000
PIRANE - FORMOSA	41	600000	10	103	927000
FORMOSA - CLORINDA	35	500000	10	105	945000
S. MARTIN- S. FE#A	47	350000	6	93	465000
P. LARGO - FRAGA	65	100000	4	80	272000
ITUZAINGO-S. TOME	0	0	4	0	

5. EVALUACION ECONOMICA Y FINANCIERA

5.1 COSTOS DE INVERSION

Estos se han calculado en base a montos usados en Gas del Estado para la evaluación de los proyectos de nuevos gasoductos y teniendo en cuenta las últimas licitaciones internacionales.

Los costos de materiales e instalación de cada tramo del gasoducto de cada alternativa están indicados en la última columna de las salidas impresas correspondientes a cada una de las alternativas (indicadas desde A-I-1 a B-II-1).

Ello conforma un espectro de montos debido básicamente a diseños con diámetros distintos.

En las mismas alternativas se hallan indicados los costos de las plantas compresoras.

5.2 COSTOS DE EXPLOTACION

Se realizó un análisis sobre la incidencia financiera sobre los costos del transporte del gas natural desde los yacimientos y a cada uno de los centros de consumo y a la frontera.

Conociendo el precio o el costo de la materia prima y el costo de explotación (operación, mantenimiento y administración) resulta posible evaluar el costo en frontera.

El costo de explotación anual en base a antecedentes diversos del sistema troncal y subtroncal de gasoductos, se ha estimado cercano al 0,85% de la inversión total.

Con estos datos se han confeccionado las cargas anuales para las distintas alternativas.

Se desarrollaron los cuadros para la Alternativa A-II-1 -la más interesante y probable- y la A-I-1, con caudales a Brasil de sólo 2,5 millones de m³/día.

Se ha supuesto un costo de capital, o interés "i", de 8% y 10% anual con plazos de créditos de 10 años y amortizaciones de 20 años, dando ello indicadores valiosos del servicio anual del capital.

CARGAS ANUALES - ALTERNATIVA A-1-1
(4,5 millones de m³/día, traza por Santo Tomé)

Item	Territorio argentino	Territorio brasilero (estimado a P. Alegre y alrededores)	Total
<hr/>			
I	INVERSIONES (en millones de u\$)		
	<hr/>		
a)	Gasoducto y ramales 301,6	230	531,6
b)	P. compresora 18,2	10	28,2
c)	Total 319,8	240	559,8
	<hr/>		
II	CARGA ANUAL (en millones de u\$)		
	<hr/>		
a)	Operación y Mantén. 2,7	20	
b)	Servicio del capital a un i= 8% anual		
	período 10 años 47,6	35,7	
	20 años 32,3	24,2	
c)	Servicio del capital a un i= 10% anual		
	período 10 años 52,0	39,1	
	20 años 37,5	28,1	
d)	Carga anual		
	i= 8% 10 años 50,3	37,7	
	i 20 años 37,5	28,1	
	i= 10% 10 años 54,7	41,1	
	20 años 40,2	30,1	

CARGAS ANUALES - ALTERNATIVA A-II-1
(6,5 millones de m³/día, traza por Santo Tomé)

Item	Territorio Argentino	Territorio Brasileiro	Total
I INVERSIONES (x 10⁶ u\$)			
a) Gasoducto y ramales	323	275	598
b) Plantas Compresoras	44	25	69
c) Total	367	300	667
II GASTOS ANUALES (x 10⁶ u\$)			
a) Operación y Mantenim.	3	2,5	
b) Servicio anual del capital (para i= 8%)			
crédito 10 años	54,6	44,7	
amortiz. 20 años	37,0	30,5	
c) Servicio anual del capital (para i= 10%)			
crédito 10 años	59,7	48,8	
amortiz. 20 años	43,0	35,2	
d) Carga anual			
i= 8% 10 años	57,6	47,2	
20 años	40,0	33,0	
i= 10% 10 años	62,7	51,3	
20 años	46,0	65,7	

5.3 COSTOS UNITARIOS DE TRANSPORTE

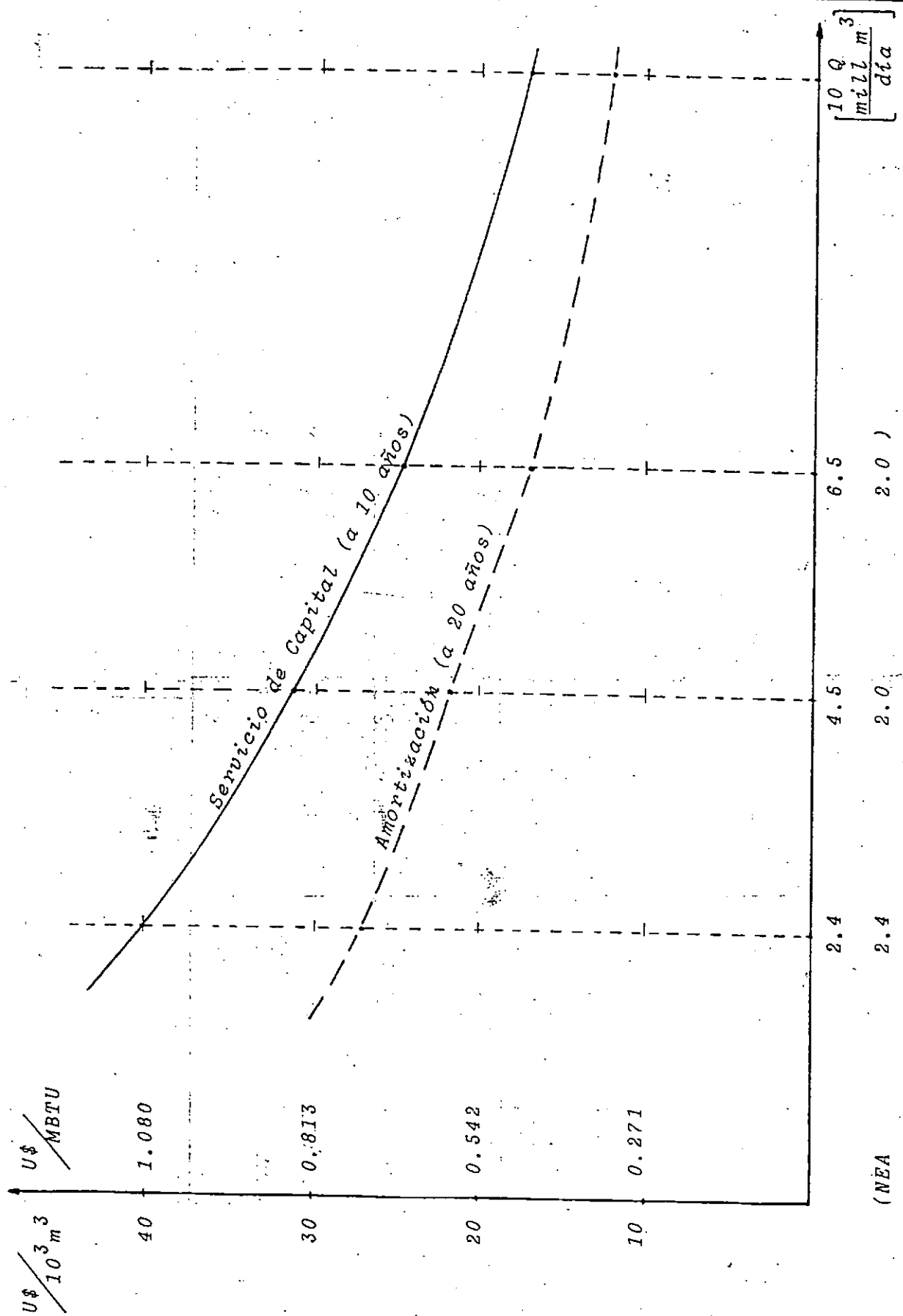
A los efectos de visualizar los distintos costos unitarios, se han trazado sendos gráficos para costos de capital de 8% y 10%. En cada uno de ellos se trazan, en función del caudal a transportar una curva de costos unitarios considerando un repago crediticio a 10 años y también los valores unitarios en base al período de amortización de 20 años.

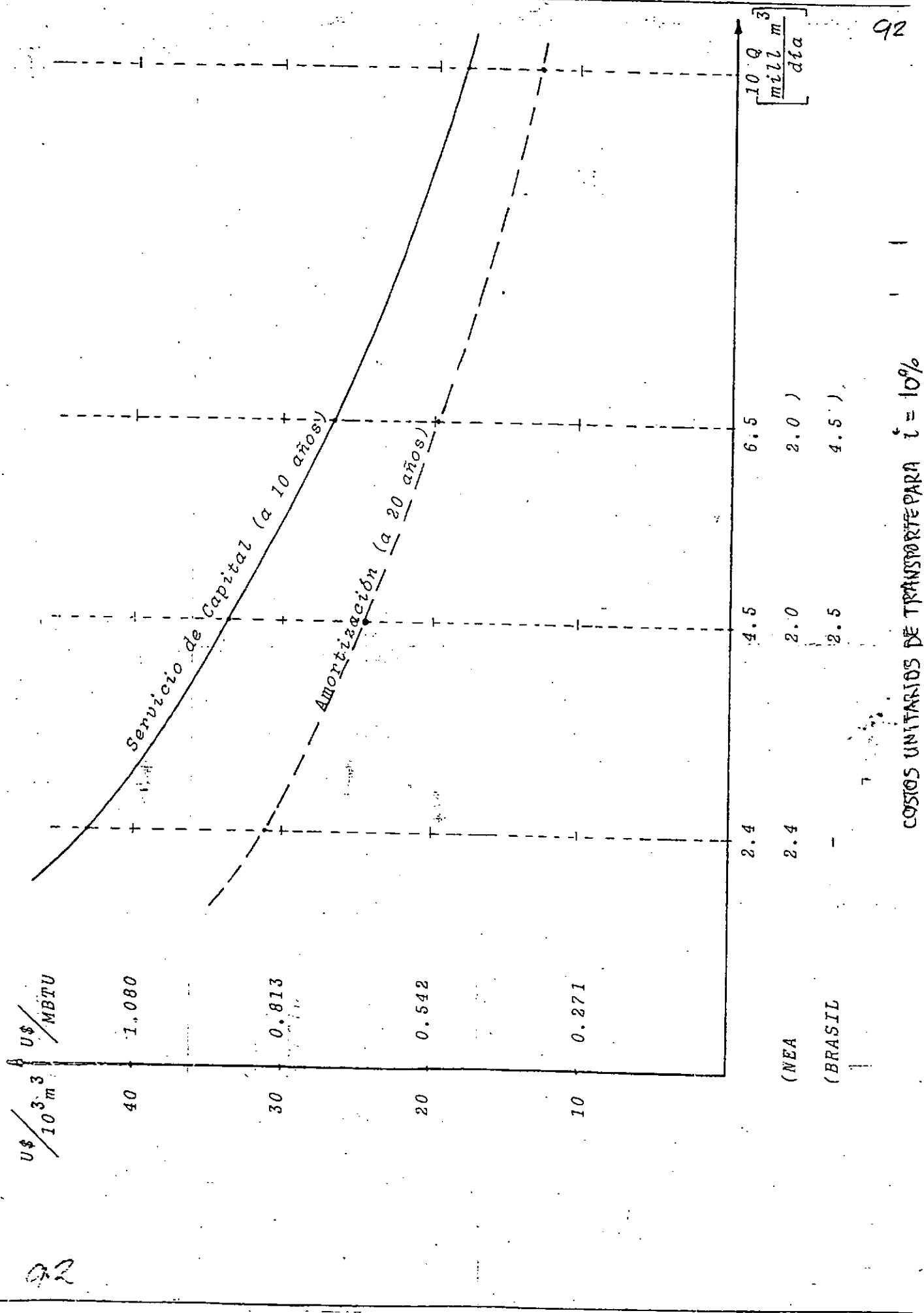
Es así que obtenemos el Cuadro 5.1 de valores de costos unitarios de transporte y las curvas correspondientes a los costos unitarios para el territorio argentino.

CUADRO Nº 5.1 Costos unitarios de transporte (lado argentino)

Q Mill m ³ día	i = 8%				i = 10%			
	10 años		20 años		10 años		20 años	
	u\$/m ³	u\$/MBTU	u\$/m ³	u\$/MBTU	u\$/m ³	u\$/MBTU	u\$/m ³	u\$/MBTU
2,4	0.040	1.08	0,027	0,73	0.043	1.16	0,031	0.84
4,5	0,031	0,84	0,021	0,57	0,0337	0,91	0,0248	0,67
6,5	0.024	0,65	0.017	0,46	0,0267	0.72	0,0196	0,53
10	0,017	0.46	0.012	0,32	0.018	0.48	0.013	0,35

Como comentario respecto a la variante de 6,5 millones de m³/día, cabe acotar la conveniencia de trabajar con valores de transporte cercanos a 0.026 u\$/m³ de gas que cubren distintos aspectos o imprevistos que pudieran encontrarse. Este valor sumado al costo de compra en Yacimiento permite apreciar un costo sin beneficios en frontera.





COSTOS UNITARIOS DE TRANSPORTE PARA $i = 10\%$