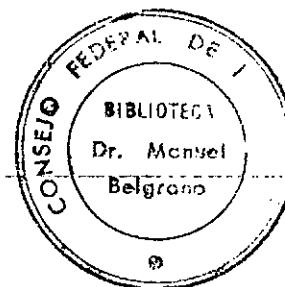


D/H 222/2

B II

IV



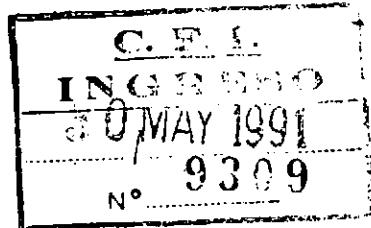
34925

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD
DEL APROVISIONAMIENTO
DE GAS NATURAL COMPRIMIDO (GNC)
EN LOCALIDADES ALEJADAS
DE LA RED DE GASODUCTOS.
PROVINCIA DE BUENOS AIRES

INFORME FINAL

Dr. Jorge H. BARRERA

Mayo 1991. —



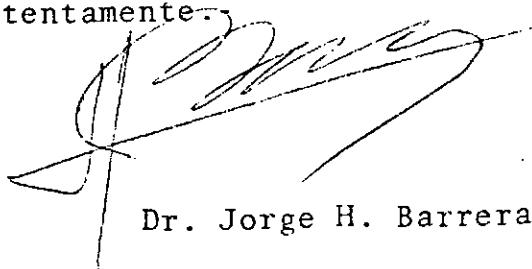
LA PLATA, mayo 29 de 1991.-

Señor Secretario General
Consejo Federal de Inversiones.-
Ing. JUAN J. CIACERA
S / D

REF: Informe Final Estudio de factibilidad del aprovisionamiento de Gas Natural Comprimido (GNC) en localidades alejadas de la red de gasoductos".

Tengo el agrado de dirigirme a Ud. a efectos de elevar a su consideración el Informe Final y Anexo I del "Estudio de Factibilidad del Aprovisionamiento del Gas Natural Comprimido (GNC) en localidades alejadas de la red de gasoductos, Provincia de Buenos Aires".-

Sin otro particular hago propicia la oportunidad para saludarle muy atentamente.



Dr. Jorge H. Barrera.

I N D I C E

T O M O I

INFORME FINAL

	Pág.
1. INTRODUCCION.....	1
2. PLANEO DE LAS SOLUCIONES POSIBLES PARA EL ABASTECIMIENTO DE ENERGIA CALORICA.....	3
2.1. Solución "gasoducto".....	7
2.2. Solución G.N.C.....	8
2.2.1. Sistema U.R.S.S.....	8
2.2.2. Sistema nacional (175 Bar de presión)....	10
2.2.3. Sistema nacional (60 Bar).....	11
2.2.4. Sistema canadiense (200 Bar).....	12
3. DESARROLLO DE UN METODO DE EVALUACION DE LAS SOLUCIONES Y ALTERNATIVAS TECNOLOGICAS.....	13
3.1. Características generales del método propuesto..	13
3.2. Formalización.....	15
3.2.1. Enfoque general.....	15
3.2.2. Efectos directos.....	17
3.2.3. Efectos indirectos.....	17
3.2.4. Indicadores de evaluación.....	19
3.2.5. Tasa de actualización.....	23
3.2.6. Horizonte de planeamiento.....	26
3.3. Información necesaria y procedimientos de cálculo.....	27
3.3.1. Características de la información.....	27
3.3.2. Procedimientos alternativos de cálculo...	28
4. ESTIMACION DE LA DEMANDA ESPERADA DE GAS NATURAL EN LOCALIDADES DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES.....	34
4.1. Enfoque conceptual.....	34
4.2. Evolución esperada del número de usuarios de la localidad.....	36

4.2.1. Usuarios potenciales totales.....	36
4.2.2. Ritmo de incorporación de usuarios al consumo.....	37
4.3. Evolución esperada del consumo por usuario de la localidad.....	39
4.3.1. Consumo medio inicial por usuario y evolución esperada del mismo.....	39
4.3.2. La estacionalidad en el consumo.....	40
5. PREDICCION DE LA EVOLUCION ESPERADA DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN LOCALIDADES POR APLICACION DE LOS CRITERIOS E HIPOTESIS ADOPTADAS.....	44
5.1 Números de usuarios.....	44
5.2 Consumos por usuario.....	44
5.3 Consumo por localidad.....	45
6. APLICACION DE LA METODOLOGIA PROPUESTA AL ANALISIS DEL ABASTECIMIENTO DE ENERGIA CALORICA A UNA LOCALIDAD TIPICA DE LA PROVINCIA.....	53
6.1. Hipótesis generales adoptadas.....	53
6.2. El modelo desarrollado: características.....	58
6.2.1. Desarrollo del programa.....	58
6.2.2. Diagrama de Programación.....	59
6.2.3. Matriz de Coeficientes Técnicos.....	61
6.3. Hipótesis adoptadas para la estimación de los // costos de cada tecnología.....	63
6.4. Resultados obtenidos.....	64
6.4.1. Valor Agregado Suplementario (VANA).....	64
6.4.2. Costos Totales Actualizados (CTA).....	66
6.4.3. Consideración conjunta de ambos indicadores.....	67



1. INTRODUCCION

Buenos Aires es la Provincia de mayor consumo energético en el país; se estima que alcanza a poco menos del 40% del total de requerimientos de energía final del país, es decir aproximadamente 12.000.000 t.e.p./año. El consumo de esta energía está fuertemente concentrado tanto sectorial como regionalmente: la industria y el transporte en conjunto representarían más del 70% del total, y el Aglomerado bonaerense y Gran La Plata superarían la mitad de dicho total provincial.

La Provincia es importadora neta de energía primaria: no posee reservas significativas de hidrocarburos líquidos y gaseosos, ni riquezas uraníferas o carboníferas, tampoco un potencial hidráulico muy importante. La magnitud y calidad de flujos de energías renovables (biomasa forestal, eólico, solar) no son muy significativos, y sólo pueden ser utilizados localmente. Por lo tanto, una gran parte del consumo de energía final se realiza sobre la base de la importación de recursos energéticos primarios y en muy menor medida productos energéticos secundarios o derivados. La contrapartida de estas "importaciones" es una salida de importantes recursos financieros; de allí la necesidad de la racionalización del consumo y de un programa de economías de energía.

La Provincia posee en su territorio grandes centros de transformación de energía: destilerías en Ensenada, Gran Buenos Aires y Campana, una central termonuclear de gran potencia y otra en construcción, una central térmica convencional de 620 MW en Bahía Blanca, centrales eléctricas turbovapor y con máquinas turbogas en otras localidades, plantas de tratamiento de gas, como la de General Cerri, etc. Adicionalmente existe una importantísima y costosa infraestructura de transporte y distribución de energía que la vinculan con los respectivos centros de producción: gasoductos troncales y secundarios, líneas de alta tensión que la integran al Sistema Interconectado Nacional y otras correspondientes al Sistema Provincial operado por DEBA.

La importancia de la actividad de estos centros de transformación, cuya producción de energías secundarias o netas superan las necesidades provinciales, genera saldos "exportables" a otras provincias. Estas "exportaciones" de energías netas toman importancia en lo que hace a electricidad y derivados intermedios y livianos de petróleo y son destinadas básicamente a satisfacer los requerimientos de las provincias del centro y noreste del país.

Existe también en la Provincia un elevado número de industrias energo-intensivas, la mayoría de las cuales son fuertes demandantes de electricidad o gas natural. También dos polos petroquímicos que demandan altas cantidades de productos energéticos como materia prima de sus procesos productivos.

En resumen desde el punto de vista energético, la Provincia de Buenos Aires es altamente significativa. Existen problemas importantes en este sector: ineficiencia en la utilización en casi todos los tipos de usuarios, un sector transporte extremadamente gastador, restricciones estacionales en la oferta de algunos productos energéticos, un sistema de precios y tarifas de energéticos no alineados con los costos reales de los servicios, etc.

A esto se agrega un conocimiento parcial e insuficiente sobre las magnitudes de los flujos energéticos, que proviene de la falta de información o del hecho de que la que existe no está disponible donde se la necesita.

2. PLANTEO DE LAS SOLUCIONES POSIBLES PARA EL ABASTECIMIENTO DE ENERGIA CALORICA.

Los Balances Energéticos Nacionales de 1974 y 1986, muestran que la política de sustitución de derivados de petróleo por gas natural ha dado muy buenos resultados. Ella se ha asentado en el fuerte incremento operado en las reservas de gas natural que casi duplican a las de petróleo.

En 1974 el gas distribuido por redes representaba el 16% del total del consumo de energía final o neta. En 1986 esa proporción ascendía al 27% y hoy supera levemente el 30% de dicho consumo total a nivel del país.

Especialmente a partir del segundo shock petrolero (1979-1980), las autoridades energéticas nacionales han implementado un conjunto de decisiones para incrementar la oferta de hidrocarburos gaseosos en los principales mercados y han adecuado las políticas de precios para incentivar su consumo.

La idea central ha sido promover la generación de calor doméstico e industrial a partir del gas natural, reemplazando al kerosene y gas licuado en cilindros o garrafas en las viviendas, y al fuel-oil en las industrias. Para permitirlo, se ha construido una importante red de gasoductos troncales y de derivación y una extendida infraestructura de distribución urbana por cañerías en las localidades cercanas a los ductos de transporte.

En la Provincia de Buenos Aires se ha operado un proceso de sustitución de los combustibles líquidos por gas natural, similar al acontecido en el nivel nacional.

En la actualidad el consumo del gas por redes de dicha Provincia representa poco menos del 45% de los volúmenes consumidos a nivel del país.

En los consumos residenciales el gas se utiliza para abastecer usos calóricos de bajas temperaturas como son la calefacción de viviendas y locales, el calentamiento de agua y la cocción de alimentos. En la industria, en cambio, dicho combustible es utilizado básicamente en la producción de calor y vapor del proceso, que en gran parte requieren medianas y eventualmente altas temperaturas.

Cada uno de estos usos tiene una modalidad particular de consumo que lo caracteriza y que incide sobre la economicidad

del servicio.

Los consumos de tipo residencial, que prevalecen en aquellas localidades de la Provincia que aún no disponen del servicio de gas natural por redes, tienen una gran variación estacional. Se puede afirmar que, en promedio, los requerimientos de un usuario típico en un mes de invierno quintuplican o sextuplican sus necesidades estivales.

A título de ejemplo, según la información publicada por Gas del Estado en sus Boletines Estadísticos de 1987 y 1988, un usuario doméstico en la Provincia de Buenos Aires consume en promedio 2,8 m³/día (1.020 m³/año). Sin embargo este valor medio esconde una fuerte variabilidad estacional de dicho consumo. El consumo promedio por usuario durante un mes de verano es de 1,4 m³/día, valor que se eleva a 7,6 m³/día en los dos meses más fríos del año. Adicionalmente este consumo diario invernal no se reparte igualitariamente a lo largo del día. El requerimiento máximo de estos usuarios residenciales alcanza a 0,7 m³/hora. Esta demanda horaria de pico se produce al fin de la tarde cuando aumentan las necesidades de calefacción coincidiendo con el uso cocción de alimentos.

Indudablemente la infraestructura para el abastecimiento de gas a una población debe ser dimensionada para cubrir esta demanda máxima, con la fuerte ociosidad de las instalaciones durante gran parte del año que esto implica.

Los consumos industriales son por lo general más estables a lo largo del tiempo (al menos en días laborables), y por lo tanto influyen en el sentido de mejorar la economicidad de los servicios.

Por otro lado, el volumen de ventas anuales de gas natural por unidad de inversión en redes de distribución y conexiones, es mucho mayor en el caso de los usuarios industriales que en el de los clientes residenciales. Esta realidad también incide en los costos del abastecimiento de gas natural a una localidad y por lo tanto en la rentabilidad de un servicio.

El planteo de las soluciones alternativas para abastecer de gas natural a localidades bonaerenses, deberá tener en cuenta además de los aspectos técnico-económicos, aquéllos otros de tipo institucional que condicionarán la solución elegida.

Conviene entonces, describir el escenario más probable en el cual deberán tomarse las decisiones en materia de abastecimiento de gas natural.

En un plazo no muy largo se concretará la transformación de la

organización institucional y empresaria del subsector hidrocarburífero. Independientemente del tipo que la misma tome, y aún si eventualmente no se produjera este cambio institucional, es deseable esperar al menos las siguientes modificaciones en el tema gas natural, que cuentan con suficiente consenso.

- La empresa Gas del Estado o la que la suceda, tendrá como funciones principales: el acondicionamiento del gas en yacimientos (plantas separadoras de gases licuables); el transporte de los hidrocarburos gaseosos desde dichas plantas hasta los centros de consumo, lo cual supone la operación y mantenimiento de los gasoductos troncales existentes y la construcción por sí o por terceros de nuevos ductos de transporte; y la importación de volúmenes procedentes de los yacimientos bolivianos.
- Dicha empresa no construirá nuevas redes de distribución, ni tomará bajo su responsabilidad la prestación de nuevos servicios.

La Resolución n°385/88 de la Secretaría de Energía (Anexo n°1) en su artículo 1º autoriza a "Cooperativas, agrupaciones vecinales, empresas y organismos provinciales o municipales a construir, operar y explotar comercialmente mediante financiación propia redes domiciliarias de distribución, sus correspondientes plantas de regulación de presión y conductos de alimentación desde gasoductos troncales para el suministro de gas natural a núcleos poblacionales de consumo doméstico, comercial y aquellas industrias que se abastezcan de la red".

El artículo 2º también faculta a los mismos entes a efectuar el abastecimiento por medio del sistema de Gas Natural Comprimido (GNC) o a presión, o mediante el almacenamiento y distribución por redes de propano-butano.

Es probable además, que en algún momento la empresa nacional o federal comience a transferir a empresas provinciales, municipios o Cooperativas los servicios de distribución en localidades que actualmente atiende.

- Existe consenso en la Provincia de Buenos Aires de que el rol de la misma y de su empresa debe incrementarse en relación al pasado. El trabajo "Prestación del servicio de distribución de gas natural por redes en la Provincia" del Dr. José Ucín refleja un punto de vista en este sentido (Anexo n°2). En términos del servicio es probable que en el mediano plazo, la empresa provincial

de gas construya y opere los gasoductos de derivación o secundarios, como así también las estaciones de reducción de presión. En este caso la empresa provincial comprará el gas natural a Gas del Estado en los ductos troncales y lo vendería a las Cooperativas o empresas distribuidoras en la cabecera de los sistemas de distribución en cada localidad. Eventualmente en alguna de estas podría, si las circunstancias lo exigieran, realizar la distribución y atención de los usuarios finales (residenciales, comerciales, industriales, oficiales).

La transformación institucional del sector energético provincial actualmente en marcha posibilitará esta modificación en las funciones.

Este será entonces, el probable escenario institucional en que deberá realizarse la comparación de las tecnologías para abastecer de gas natural a las localidades alejadas de la red de gasoductos.

Muchas de ellas, situadas básicamente en el noreste y centro oeste de la Provincia y en la zona de la costa centro este (ver mapa de gasoductos), están actualmente abastecidas por gas licuado envasado en cilindros y garrafas, y parte de los sectores de menores ingresos aún utilizan el kerosene como combustible principal.

Existen dos soluciones técnicas alternativas para la provisión de gas por redes a estas localidades: la construcción de un gasoducto de derivación y el transporte de gas natural comprimido (GNC) por carretera hasta la localidad a servir.

La primera de las soluciones presupone una tecnología simple y muy difundida; la segunda si bien aún no ha sido utilizada en nuestro país, (excepto en la ciudad de Chemical en La Rioja que está en ejecución), sí lo ha sido en otros como la Unión Soviética, Canadá, Japón y Países Bajos.

En síntesis, ella consiste en comprimir el gas natural disminuyendo varias veces su volumen, cargarlo en recipientes especiales para su transporte en camiones y luego volverlo a la presión necesaria para su inyección en las redes de distribución de la ciudad a servir.

Por lo tanto este sistema se integra con los siguientes componentes:

- a) Estación de compresión en el punto de succión del

- gasoducto, con una o varias unidades de compresión y facilidades para la operación de camiones.
- b) Uno o varios equipos de transporte, que comprenden camión tractor y semiremolque.
 - c) Estación de regulación para reducción de presión en el centro de consumo.

Es deseable aclarar que las cañerías que componen las redes de distribución en las localidades, como así también las conexiones y medidores, son comunes a ambas tecnologías por lo tanto no serán consideradas en la comparación de las mismas.

Dentro de la solución GNC existen varias alternativas tecnológicas que se diferencian por las intensidades de la compresión del gas de cada una y por lo tanto por la magnitud, complejidad y costos de las plantas de compresión; por el tipo, forma y capacidades de los envases contenedores para el transporte; y por los sistemas de descompresión en cabecera de la red urbana. Todas estas diferencias implican necesariamente niveles de economicidad diferentes.

El Anexo n°8 muestra en detalle todas las características técnicas de los sistemas de compresión alternativos. No se ha incluido información técnica de la solución "gasoducto" porque considerárselo necesario dado la gran difusión que ella tiene.

A continuación se resumen las principales características técnicoréconómicas de cada solución y alternativa.

2.1. Solución "gasoducto"

Costos de inversión típicos expresados en U\$S de julio de 1990:

- para presiones de trabajo de 60-70 kg/cm² M =
= 8 U\$S/pulgada/metro

- para presiones de 10-25 kg/cm² M =
= 8,5 U\$S/pulgada/metro

- planta reductora para abastecer las necesidades localidad con 2.500 usuarios (219.000 m³/día) de
= U\$S 55.000.

- redes de distribución = U\$S 250/usuario.
- medidores domiciliarios = U\$S 60.

Este implica que el abastecimiento a una localidad del tamaño enunciado, localizada a 50 km. del gasoducto troncal (o derivador), con un ducto de 4" de diámetro útil, demandaría una inversión total de:

gasoducto	= U\$S 1.700.000
planta reductora	= U\$S 55.000
red de distribución	= U\$S 625.000
medidores	= U\$S 150.000
TOTAL	= U\$S 2.530.000

Esto es, aproximadamente U\$S 1.000/usuario.

Obviamente este valor crecerá con la distancia al punto de succión, con la magnitud de la demanda pico por usuario y con la menor densidad de usuarios por unidad de longitud de la red de distribución.

2.2. Solución G.N.G.

2.2.1. Sistema U.R.S.S.

Este sistema de GNG ó GNP (gas natural presión) comprime el gas natural a una presión de 320 kg/cm².

El tiempo de carga de las 12 esferas, que permiten almacenar 3.700 m³ (a presión normal), es de aproximadamente 3 horas.

El volumen de descarga (nominal) es de 920 m³/hora por lo que el tiempo de descarga por camión es de 4 horas. El semiremolque tiene incorporado una planta de desregulación de 320 a 40 bar.

¿Cuál debería ser el equipamiento mínimo para una localidad de 2.500 usuarios que consumiera en el pico 7,75 m³/usuario día, o sea 19.375 m³/día para la localidad en conjunto?

Se supone, que la distancia entre el punto de succión y de descarga equivalente a 150 minutos de viaje del camión.

El equipamiento (número de motocompresores y de equipos de transporte) debe ser dimensionado para esta demanda máxima de invierno, garantizando que se abastecen los volúmenes demandados a lo largo de las 24 horas del día.

Demandas máximas día de invierno

Localidad de 2.500 usuarios.

Consumo diario máximo: 7,75 m³/usuario día.

Bloques horarios	Consumo por usuario total de horarios /hora	Consumo localizado por usuarios horarios	Consumo acumulado por bloques horarios	Consumo en bloque el día horario	Abastec. por el día	Abastec. acumulado en el día
	(m ³)	(m ³ /hora)	(m ³)	(m ³)	(m ³)	(m ³)
0 - 7	0,15	375	2.625	2.625	6.440	6.440
7 - 14	0,4	1.000	7.000	9.625	6.440	12.880
14 - 16	0,15	375	750	10.375	1.840	14.720
16 - 18	0,4	1.000	2.000	12.375	1.840	16.560
18 - 21	0,7	1.750	5.250	17.625	2.760	19.320
21 - 22	0,4	1.000	1.000	18.625	920	20.240
22 - 24	0,15	375	750	19.375	1.840	22.080
TOTAL	7,75		19.375		22.080	

Puede observarse que aún con esta demanda diaria de pico el abastecimiento excede en todo momento al consumo.

Se puede probar que cada equipo de transporte carga y descarga dos veces al día (total 14 horas) y hace 2 viajes de ida y vuelta (2,5 horas/viaje x 4 viajes = 10 horas). Esto implica que si se decidiera no tener reservas en equipo de compresión y de almacenamiento-transporte, sería necesario un motocompresor y 3 tractocamiones semirremolques. Durante los meses no invernales el equipamiento mencionado trabajaría con una gran capacidad ociosa.

El costo de inversión de los equipamientos soviéticos incluyendo los seguros y fletes serían en una primera aproximación:

• estación de compresión	U\$S 390.000
• 3 semirremolques completos	U\$S 660.000
• red de distribución	U\$S 625.000
• 2.500 medidores	U\$S 150.000
TOTAL	U\$S 1.825.000

que equivalen a una inversión total por usuario de U\$S 720.

2.2.2. Sistema nacional (175 bar de presión).

Este sistema de fabricación nacional bajo licencia extranjera consiste en una planta de compresión que puede succionar gas a una presión de 40-60 kg/cm² y la eleva a 175 bar.

El transporte se realiza en camiones equipados con 50 tubos cilíndricos que almacenan en conjunto aproximadamente 10.000 m³ de gas a presión normal.

Debido a que la capacidad de carga de tubos de la estación compresora es de 5.000 m³/hora, el completamiento de la carga de un camión demora dos horas.

En el centro de consumo se instala una planta reductora que lleva la presión de 175 bar a 6 kg/cm² o 1,5 kg/cm² según la presión de operación de la red de distribución.

Debe hacerse notar que con los valores de demanda máxima invernal tomados en el hipotético caso anterior, que alcanzaban a un consumo diario de 19.375 m³, puede afirmarse que el volumen transportado por sólo dos equipos de

transporte sería suficiente.

Esta circunstancia implica que para esta localidad de 2.500 usuarios el tiempo de funcionamiento de la planta de compresión en invierno sería de poco más de 4 horas, utilización que disminuiría en época estival.

De allí la posibilidad y la conveniencia de vincular esta planta al abastecimiento de otras localidades circundantes, secaderos de granos u otras industrias o estaciones de servicio (utilización para la cual será necesario incrementar la presión a 200-220 kg/cm² M).

Los costos estimados para el equipamiento de esta tecnología son:

- planta compresora	U\$S	500.000
- 2 tubo trailer (10.000 m ³)	U\$S	360.000
- 2 unidades tractoras	U\$S	80.000
- planta reductora	U\$S	20.000
- red de distribución	U\$S	625.000
- 2.500 medidores	U\$S	150.000
TOTAL	U\$S	1.735.000

o sea algo menos de U\$S 700/usuario.

Actualmente, mayo de 1991, el representante técnico-comercial de esta tecnología ha dejado de operar en el mercado, por lo tanto los equipamientos descriptos no están disponibles.

2.2.3. Sistema nacional (60 Bar).

Esta tecnología cuyos componentes también son de fabricación nacional opera a una presión similar a la que existe en los gasoductos troncales. Sin embargo existiría la opción de una presión de envasado variable entre 70 y 270 bar a 220°C.

La presión de consumo es de 1,2 - 1,5 kg/cm².

El transporte se realiza sobre tanques montados sobre trailer y la tecnología supone el almacenamiento de volúmenes en los centros de consumo.

Las capacidades de los principales componentes del equipamiento son:

- planta compresora : 85 HP = 450 m₃/hora.
- estación reductora : caudal 4.000 m₃/día.
- semiremolque con 10 cilindros: 1.500 m₃ N

Estos valores diferenciados de los componentes marca la necesidad de optimizar la configuración del equipamiento sobre la base de los volúmenes de gas a entregar a los centros de consumo.

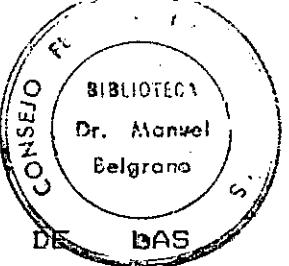
2.2.4. Sistema canadiense (200 Bar de presión).

Este sistema consiste en una estación de carga para comprimir el gas a 200 Bar. El transporte se realiza en tubos cilíndricos especiales que se asientan en chasis fabricados en serie.

La conexión entre trailers y compresor se realiza mediante un sistema de acople rápido, con dos islas de carga interconectadas para permitir la operación continua con dos unidades.

La estación de descarga está dotada de un intercambiador de calor para calentar el gas y reducir la presión del mismo a 15 Bar.

Las especificaciones técnicas básicas de las tecnologías a analizar están contenidas en el Anexo 3.



3. DESARROLLO DE UN METODO DE EVALUACION DE SOLUCIONES Y ALTERNATIVAS TECNOLOGICAS.

3.1. Características generales del Método Propuesto.

El objetivo principal de la evaluación ex-ante de un proyecto es demostrar que la asignación de recursos humanos y de capital al desarrollo del mismo es conveniente. En otras palabras, se trata de probar que el conjunto de beneficios monetarios y no monetarios que generará la implementación del proyecto a lo largo de su vida útil, será mayor que todos los costos que origina.

El resultado de la evaluación usualmente constituye el elemento más importante para la toma de la decisión final sobre la asignación de recursos al proyecto en estudio y no a otro, o su postergación o descarte definitivo.

El método básico que aquí se propone para valorar las alternativas tecnológicas para el abastecimiento de energía calórica a localidades, es el "de los efectos", desarrollado por Marc Chervel y Michel Le Gall.

El mismo tiene la ventaja, que permite tener en cuenta todas las repercusiones de la adopción de una tecnología sobre la cadena de relaciones intersectoriales.

Pero el método de los efectos tiene virtudes adicionales que lo destacan para esta aplicación, a saber:

- a. Obliga a un examen detallado de los efectos de la ejecución y funcionamiento del proyecto, permitiendo su tratamiento por separado.
- b. La evaluación se convierte en un proceso de profundización en el conocimiento de la magnitud de los impactos esperables.
- c. Las repercusiones del proyecto podrían, desagregarse sectorial o regionalmente, o por tipo de agente o tramo de ingresos, si se definen correctamente las categorías y agentes beneficiarios del aumento del nivel de actividad.
- d. Los resultados de la evaluación pueden ser expresados mediante uno o dos indicadores económicos sintéticos (Valor Agregado Neto Actualizado o Tasa Interna de Retorno) que serán complementados por un conjunto de informaciones útiles que permitirán calificar mejor y

de una manera integral las tecnologías que se comparan. Esto también podría realizarse utilizando otro método, pero los procedimientos de cálculo de éste facilitan la presentación de los resultados en la forma descripta.

- e. El método de los efectos no necesita del cálculo de "precios de referencia", tema que si bien ha sido extensamente tratado en la literatura de la teoría del cálculo económico, no ha obtenido pleno consenso a la hora de aplicar el concepto y encontrar el valor para la comunidad de la mano de obra calificada o de las divisas, por ejemplo.

En este método todas las operaciones se valoran a los precios de mercado y bajo el supuesto de constancia de los mismos, lo cual facilita su aplicación.

De todas maneras debe decirse que el método de los efectos puede tener algunas características que podrían dificultar, aunque no impedir, su aplicación.

Ello es así porque ha sido desarrollado para la selección de proyectos industriales y por ende las hipótesis y procedimientos a veces están concebidos para analizar este tipo de casos.

Los puntos siguientes permiten exemplificar lo afirmado:

- Uno de los supuestos es que se conoce o se puede estimar razonablemente la demanda final interior a mediano plazo del bien o servicio a producir por el proyecto. En los casos que se trate de estimar la demanda esperada de gas natural en localidades que están siendo abastecidas por gas licuado envasado en cilindros o garrafas, aquélla deberá ser inferida a partir de consumos observados en localidades similares de la Provincia.
- El método ha sido desarrollado para poner en evidencia los efectos "aguas arriba" del proyecto en estudio, que son los que más importancia tienen en los proyectos industriales a través de sus repercusiones por compras de insumos. En este aspecto requeriría una adaptación, ya que en algunos casos los efectos de los cambios tecnológicos analizados podrían producirse en actividades que estén "aguas abajo" en la cadena de relaciones interindustriales. Sin embargo no es de esperar que estas repercusiones sean cuantitativamente significativas.
- Por otro lado, la aplicación del método en forma completa para evaluar proyectos, requerirá disponer de

un cúmulo grande de información. Cabe aclarar, sin embargo, que esto no es una exigencia privativa del método de los efectos, sino que es compartida tanto por los recomendados por la Organización de Naciones Unidas para el Desarrollo Industrial (ONUDI) como por la Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económico (OCDE).

En realidad, la necesidad de operar con no poca información en gran parte es el resultado de la complejidad de evaluar proyectos que, pueden tener repercusiones muy difundidas en el aparato productivo.

En el presente caso, la no consideración de los efectos llamados secundarios -que probablemente serían poco significativos como incrementadores del valor agregado suplementario del proyecto- disminuirá sustancialmente la cantidad de información requerida, especialmente la concerniente a la estructura del gasto por tipo de agente receptor del valor agregado distribuido por el proyecto.

Dicha información no existe en el país y su estimación es muy difícil.

3.2. Formalización.

3.2.1. Enfoque general.

El objetivo central de la evaluación es la determinación del valor agregado suplementario generado por el proyecto respecto a la situación de referencia.

Valor agregado (VA) es, por convención, la diferencia entre el valor bruto de producción (VBP) y la suma de las materias primas, insumos intermedios y servicios comprados, para la realización del proceso productivo.

Estas materias primas, insumos y servicios pueden ser de origen local o extranjero. Por lo tanto:

$$CIT = CI + M \quad (3.1)$$

$$\text{y} \quad VA = VBP - CIT - M \quad (3.2)$$

dónde:

CIT, total de consumos intermedios.

CI , valor de los consumos intermedios de origen nacional.

M , valor de las importaciones.

Respecto de la situación de referencia, debe decirse que representa la situación alternativa con la cual debe compararse el proyecto.

En términos generales, en los análisis de proyectos industriales se presentan tres tipos de situaciones de referencia:

- la importación, cuando se trata de un proyecto de sustitución de las mismas.
- la técnica antigua o tradicional, cuando se trata de modernización tecnológica.
- no hacer nada, o sea congelar la situación al momento actual, cuando se trata de un proyecto de exportación.

En el primer caso el valor agregado está representado por los montos en concepto de derechos y tasas aduaneras más el generado por algunos servicios como la descarga, el almacenaje, los seguros y despacho a plaza; en el tercer caso el citado valor agregado tiene un valor nulo; mientras que una técnica antigua o artesanal originará un valor que será la suma de los salarios pagados, los impuestos, amortizaciones y excedentes netos del empresario.

El método aquí propuesto clasifica las repercusiones de un proyecto en efectos primarios y secundarios. Los primarios a su vez se dividen en directos e indirectos.

- Los efectos directos son aquellas primeras repercusiones sobre el valor agregado por la economía, imputables a la ejecución y funcionamiento del proyecto.
- Los indirectos representan las repercusiones operadas sobre el valor agregado de los distintos eslabones de la cadena de relaciones intersectoriales, como resultado de la ejecución y funcionamiento del proyecto original.
- Los efectos secundarios son las repercusiones sobre el valor agregado global inducidas por el gasto del valor agregado directo e indirecto distribuido por el proyecto en sus etapas de ejecución y funcionamiento.

3.2.2. Efectos Directos.

La determinación de los efectos directos de la ejecución implica desagregar el monto de la inversión en sus componentes de importaciones, consumos intermedios locales y valor agregado. A su vez, el monto de importaciones se debe descomponer en el valor CIF de las mismas y en los derechos aduaneros y tasas portuarias que se sumarán al valor agregado original.

El valor agregado de la etapa de ejecución se conforma por los salarios directos y cargas sociales pagados en concepto de montajes y otros servicios, y eventualmente los beneficios obtenidos por el empresario encargado de esta etapa de ejecución.

La cuantificación de los efectos directos de la etapa de operación o funcionamiento implica obtener la misma apertura en consumos intermedios de origen local o extranjero (importaciones) y valor agregado, para los sucesivos años de dicha operación, o para el año típico si existiera tal representatividad.

Se recuerda que el valor agregado puede obtenerse como diferencia entre el valor bruto de producción y los consumos intermedios de origen nacional y extranjero.

A título de ejemplo los ítem que compondrán los consumos intermedios serán materias primas, combustibles, energía eléctrica, otros insumos físicos y servicios tales como mantenimientos, fletes, almacenamientos, embalajes, etc.

El valor agregado en esta etapa de funcionamiento se integrará con los salarios y cargas sociales pagados, tasas e impuestos, amortizaciones del capital fijo y los beneficios netos (o pérdidas) del empresario.

La suma de los valores agregados por las etapas de realización de las inversiones y funcionamiento de las mismas, a la cual debe restarse el valor agregado que se estima para la situación de referencia (sin proyecto), dará como resultado el total de efectos primarios directos netos imputables al proyecto (VAD_t).

3.2.3. Efectos Indirectos y Secundarios.

La determinación de los efectos primarios indirectos requiere conocer cuáles serán las actividades que deberán incrementar su producción para abastecer los consumos intermedios que

demandará el proyecto; posteriormente saber cuáles serán las nuevas actividades que deberán incrementar su nivel de producción para abastecer los consumos intermedios de las anteriores, y así sucesivamente hasta que estos incrementos sean ya suficientemente pequeños.

La suma de los valores agregados por todos los incrementos de producción en toda la cadena de relaciones intersectoriales, a la cual se le resta el valor agregado indirecto de la situación de referencia, pondrá en evidencia la magnitud de los efectos indirectos netos del proyecto. (VAI_t)

En la práctica la determinación de este tipo de efectos consistirá en desagregar los consumos intermedios de origen local (CI) "aguas arriba" del proyecto, en sus componentes N, nuevo CI, y VA, y volver a realizar esta operación hasta que el valor de CI sea pequeño.

Esta tarea, como M. Chervel y M. Le Gall lo indican, puede ser realizada a través de dos procedimientos: el que ellos llaman "ascender las cadenas de relaciones interindustriales" y mediante la utilización de la Matriz de coeficientes Insumo-Producto (MIP).

Cabe hacer una aclaración. La magnitud de las repercusiones indirectas dependerá del nivel de utilización de la capacidad instalada de cada uno de los sectores o actividades vinculadas, a través de la compra de insumos con el proyecto original. Así, si en todas existiera capacidad de producción parcialmente ociosa, el efecto que se produciría sería el conocido como "multiplicador". Este será el caso más frecuente, debido a la particular situación de ociosidad del aparato productivo.

Si eventualmente en algún sector que debiera aumentar su producción para abastecer al proyecto existiera utilización plena de su capacidad instalada, la disyuntiva sería, o invertir para ampliar dicha capacidad o aumentar las importaciones. En el primer caso actúa el efecto denominado "acelerador de la inversión" y será necesario estimar el incremento del valor agregado que él genera.

Por último, para cuantificar los efectos secundarios o inducidos se hace necesario conocer la repartición por tipo de agentes del nuevo valor agregado directo e indirecto distribuido por el proyecto, y la forma en que cada uno de ellos gasta ese ingreso adicional.

Por lo tanto hará falta disponer de información sobre la estructura del gasto de cada grupo de beneficiarios, especialmente su propensión media a los consumos nacionales o

importados y su propensión a ahorrar (o invertir, según sea el caso).

Como es obvio, esto implica el manejo de mucha información no-disponible en la Argentina actual y de muy dificultosa estimación.

Afortunadamente en la gran mayoría de los proyectos a evaluar no es esperable que estos efectos secundarios sean cuantitativamente significativos, por lo tanto sólo serían considerados en los pocos casos en que pudiera presumirse su importancia.

Resumiendo, al final de la aplicación del método de los efectos a un proyecto, cualquiera sea éste, se tendrá:

- una suma de valores agregados directos e indirectos (a lo largo de todas las cadenas), para cada uno de los años analizados, e incluyendo las etapas de ejecución y funcionamiento y
- una suma de importaciones directas e indirectas (o disminución de exportaciones), esperadas para cada uno de los años de su funcionamiento.

En ambos casos estos serán valores netos de aquéllos correspondientes a la situación "sin proyecto" o también llamado "de referencia".

3.2.4. Indicadores de Evaluación.

El objetivo de la evaluación por el método propuesto es determinar la serie anual del diferencial del valor agregado respecto a la situación de referencia. Estos valores anuales son ya una primera aproximación a las "ventajas" asociadas a la implementación del proyecto.

Para expresar la "rentabilidad" del proyecto en forma de indicadores sintéticos, los autores utilizan el Valor Agregado Neto Actualizado (VANA) y la Tasa Interna de Retorno (TIR).

Siendo:

$$VANA = \sum_{t=1}^n \frac{VA_t - I_t}{(1 + r)^t} \quad (3.3)$$

donde:

VAt , valor agregado suplementario de cada año t (directo e indirecto).

I_t , total de inversión directa e inducida en cada año t .

n , horizonte de análisis del proyecto en años (a veces se le hace coincidir con la vida útil de la inversión).

r , tasa de actualización de los flujos monetarios (se suele utilizar un valor estimado del costo de oportunidad del capital).

El VANA es un número positivo o negativo que da una idea de las ventajas netas de un proyecto, al menos de todos los efectos expresables en unidades monetarias.

El criterio de aceptabilidad de un proyecto será:

$$VANA \geq 0$$

La TIR es el valor particular de la tasa de actualización (r^*) que anula el VANA en la expresión (3.3). Esta tasa expresa el nivel medio de rentabilidad interna de un proyecto a lo largo de su vida útil, calculado sobre todos los flujos (costos e ingresos) expresables en unidades monetarias.

El criterio de aceptabilidad será:

$$r^* \geq r$$

o de otra manera, que la tasa interna de rentabilidad del proyecto sea al menos igual a la tasa externa estimada para la economía (o fijada por la instancia de Planificación del país).

Para estimar la magnitud de los componentes del valor agregado suplementario, VAt de la expresión (3.3) se procede como se plantea en adelante, previo definir los distintos conceptos de valor agregado a utilizar. Estos son:

VAD^{Pe}_t : Valor agregado directo de la etapa de ejecución del proyecto, para cada año t .

VAI^{Pe}_t : Valor agregado indirecto de la etapa de ejecución del proyecto, para cada año t .

VAD^{Ft}_t : Valor agregado directo de la etapa de funcionamiento del proyecto, para cada año t .

VAI^{Ft}_t : Valor agregado indirecto de la etapa de funcionamiento del proyecto, para cada año t .

VAD^R_{t+1} : Valor agregado directo de la etapa de funcionamiento del proyecto de "referencia", para cada año t .

$VAIR_{t+1}$: Valor agregado indirecto de la etapa de funcionamiento del proyecto de "referencia", para cada año t .

La magnitud de los efectos directos de la ejecución del proyecto estará determinada por la composición de los diversos elementos que integran la inversión, y su distribución temporal.

En este caso a la inversión se la supone integrada por un monto de importaciones, un valor para hacer frente a los consumos intermedios de origen local, y cantidades en concepto de salarios a pagar, impuestos y utilidades esperadas.

Por lo tanto

$$I_t = M_it + CI_{it} + w L_{it} + u K_{it} + b (u K_{it}) \quad (3.4)$$

subíndice i : 1º reperCUSión

subíndice t : tiempo (año en que se produce)

donde:

I_t , monto total de inversiones en cada año t en P.

M_it , monto de importaciones en bienes de capital o de consumo durable destinados a la inversión.

CI_{it} , consumos intermedios de provisión nacional destinados a la inversión.

Tanto M_it como CI_{it} pueden estar conformados por bienes de capital, equipamientos, instrumental e insumos básicos o intermedios.

$w L_{it}$, monto de salarios a pagar durante la etapa de inversiones.

donde:

w , tasa media de salarios.

L_{it} , mano de obra ocupada en la ejecución del proyecto.

$u K_{it}$, monto de utilidades esperadas.

donde:

w , tasa de ganancia empresarial sobre capital invertido.

K_{It} , stock de capital involucrado.

$b.(w.K_{It})$, valor del impuesto a las utilidades a pagar.

donde:

b , tasa impositiva.

El valor agregado directo de la inversión es, la diferencia entre el monto de inversiones y las erogaciones realizadas para pagar los consumos intermedios de origen local o importado.

$$VAD^P_{It} = I_t - M_{It} - C_{It}$$

Por lo cual reemplazando en (3.4)

$$VAD^P_{It} = w.L_{It} + u.K_{It} \cdot (1 + b) \quad (3.5)$$

Los efectos indirectos de la ejecución se relacionan con los incrementos en el valor agregado nacional producidos por las sucesivas repercusiones de los consumos intermedios de origen local.

El abastecimiento de los bienes de consumo intermedio puede dar lugar a nuevas importaciones, a incrementos en la demanda de otros bienes intermedios nacionales y a pagos en concepto de nuevos salarios, utilidades e impuestos.

$$C_{It} = M_{It} + C_{It} + w.L_{It} + u.K_{It} + b.(w.K_{It})$$

A su vez:

$$C_{It} = M_{It} + C_{It} + w.L_{It} + u.K_{It} + b.(w.K_{It})$$

$$C_{(s-1)t} = M_{It} + C_{It} + w.L_{It} + u.K_{It} + b.(w.K_{It})$$

Esta operación de descomponer las sucesivas repercusiones de los consumos intermedios debe realizarse hasta que C_{It} sea suficientemente pequeña.

$$C_{It} = \sum_{g=2}^s M_{gt} + w \sum_{g=2}^s L_{gt} + (1+b).u \sum_{g=2}^s K_{gt}$$

donde el subíndice g representa el número de la repercusión.

Para estimar las repercusiones indirectas (vía consumos

intermedios) sobre la economía nacional, debe deducirse el total de incrementos en los gastos de importación, ya que ellos constituyen "filtraciones" que repercuten fuera del país. En otras palabras, el valor agregado indirecto de la etapa de ejecución (VAIE_{tE}) será igual a la suma de los incrementos en salarios e impuestos pagados y en nuevas utilidades del empresario.

$$VAIE_{tE} = w \sum_{q=2}^s L_{qt} + (1+b) u \sum_{q=2}^s K_{qt} \quad (3.6)$$

Los efectos sobre la economía del funcionamiento y operación del proyecto también se pueden diferenciar en directos e indirectos.

Para estimar los primeros, es necesario conocer la magnitud y composición del valor bruto de producción de cada uno de los años de operación del proyecto o más simplemente, de un año típico o representativo de la producción "en régimen".

$$VBP_t = m_t + c_i t + w_l t + u_k t \quad (3.7)$$

donde:

VBP_t , valor bruto de producción en el año t.

Los términos del segundo miembro de la igualdad (m, c_i, l, k) tienen el mismo significado que sus homólogos en letras mayúsculas, pero referidos a la etapa de funcionamiento del proyecto.

Para simplificar se ha supuesto que no se realizan pagos en concepto de impuestos.

Por otro lado, dado que VA = VBP - m - c_i

Por lo tanto, reemplazando en (3.7):

$$VADP_{tE} = w_l t + u_k t \quad (3.8)$$

Para estimar los efectos indirectos del funcionamiento es necesario conocer el monto de erogaciones en materias primas e insumos intermedios de origen local o importado, y los montos totales de salarios a pagar y utilidades esperadas.

Los consumos intermedios realizados para efectuar la producción pueden ser descompuestos así:

$$c_{lit} = m_{lt} + c_{ilt} + w_{lbt} + u_{kbt}$$

$$c_{i(t)} = m_{it} + c_{ist} + w \cdot l_{it} + u \cdot k_{it}$$

$$c_{i(s-1)t} = m_{it} + c_{ist} + w \cdot l_{it} + u \cdot k_{it}$$

Por lo tanto:

$$c_{it} = \sum_{g=2}^s m_{igt} + w \cdot \sum_{g=2}^s l_{igt} + u \cdot \sum_{g=2}^s k_{igt}$$

El **valor agregado indirecto** del funcionamiento del proyecto en la economía nacional para el año t , se obtiene deduciéndose el monto de importaciones; en este caso, aquél se reduce a la suma de salarios y utilidades.

$$VAI^P_{tF} = w \sum_{g=2}^s l_{igt} + u \sum_{g=2}^s k_{igt} \quad (3.9)$$

Ahora se está en condiciones de obtener el total de los efectos directos e indirectos originados en la situación "con proyecto".

El **valor agregado directo imputable al proyecto** (VAD^P_t), para cada año t , se obtiene sumando las ecuaciones (3.5) y (3.8).

$$VAD^P_t = VAD^P_{tE} + VAD^P_{tF} \quad (3.10)$$

De la misma manera, el **valor agregado indirecto** (VAI^P_t) será el resultado de la suma de las ecuaciones (3.6) y (3.9).

$$VAI^P_t = VAI^P_{tE} + VAI^P_{tF} \quad (3.11)$$

El **valor agregado total** en la situación "con proyecto" será:

$$VAP_t = VAD^P_t + VAI^P_t \quad (3.12)$$

Por otro lado el **valor agregado total** en la situación de "referencia" o "sin proyecto", para cada año t , será igual a:

$$VAR_t = VAD^R_{tF} + VAI^R_{tF} \quad (3.13)$$

Debe aclararse que estos dos términos del segundo miembro de la igualdad se calculan de la misma manera que sus homólogos en la situación "con proyecto".

Restando los valores obtenidos en (3.12) y (3.13), se arriba al **diferencial del valor agregado** del proyecto respecto a la situación de referencia, para cada año t .

$$VAt = VAP_t - VAR_t \quad (3.14)$$

De esta manera ya se tienen todos los elementos que permiten aplicar la fórmula general de actualización explicitada en (3.3).

Por lo tanto, el valor agregado neto actualizado será, como ya ha sido mencionado:

$$VANA = \sum_{t=1}^n \frac{VA_t - I_t}{(1+r)^t}$$

3.2.5. Tasa de Actualización

La determinación de la tasa de actualización (r) de los flujos monetarios no es neutral respecto a los resultados de la evaluación económica; tasas altas desalentarán proyectos con inversiones de largos períodos de maduración, o de otra manera, tasas bajas favorecerán relativamente más a aquellos que presentan sus corrientes de ingresos netos positivos más alejadas en el tiempo.

Como puede verse esta tasa cumple la función de arbitrar la asignación de fondos entre consumo presente e inversión o consumo futuro.

Conceptualmente la tasa óptima de actualización deberá ser aquella que refleje el costo de oportunidad del capital en la economía. Este costo, en condiciones de competencia perfecta, estaría determinado por la productividad marginal del capital, es decir, por el valor del producto que podría generar una unidad adicional de capital en la economía.

Entre otras varias razones, la inexistencia de movilidad perfecta de capitales impide tal coincidencia. En la práctica existen múltiples apartamientos tanto respecto a las condiciones de competencia perfecta, como a las de monopolio puro. Esta situación dificulta la determinación de una tasa de actualización única, cuando ésta no ha sido fijada centralmente.

En el límite cada evaluador de proyecto podría estimar la propia, lo cual haría que los resultados de dichas evaluaciones (específicamente los VANA) no fueran comparables entre sí.

En el presente caso, la definición de una tasa de actualización requiere tener en cuenta dos objetivos aparentemente contradictorios. Por un lado, el objetivo de la política energética de incentivar el consumo de gas natural en los usos calóricos, sustituyendo a los derivados de

petróleo (y eventualmente al gas envasado o al gas licuado de petróleo indiluido en redes).

El más rápido cumplimiento de este objetivo requeriría la elección de tasas de descuento bajas, de manera de alentar las inversiones en conducción o compresión y transporte de hidrocarburos gaseosos.

Sin embargo, la escasez de recursos de capital que caracteriza al conjunto de la economía nacional y al sector energético en particular, indicarían la conveniencia de utilizar tasas de actualización más altas, para que dichos recursos escasos sólo pudieran ser utilizados en los proyectos de mayor rentabilidad esperada.

El valor de "r", que significa también el rendimiento mínimo que se le exige a los fondos que se destinan al proyecto, deberá expresar un compromiso entre estos dos objetivos.

Por ello se propone utilizar el 8% como tasa básica, que es un valor intermedio y debe interpretarse como una tasa anual en términos reales, es decir, depurada de efectos inflacionarios.

Si fuera necesario podrán realizarse análisis de sensibilidad de los citados indicadores de rentabilidad ante variaciones en dichas tasas (entre 7% y 10% por ejemplo), para conocer la criticidad del parámetro básico definido.

3.2.6. Horizonte de Planeamiento.

En relación al horizonte de planeamiento, duración del período en el cual se considera razonable considerar los flujos monetarios del proyecto, se propone una extensión de 15 años.

Este valor de $n = 15$ es suficientemente prolongado como para abarcar la vida útil de la gran mayoría de los componentes de las inversiones.

Cuando los elementos integrantes de la inversión tuvieran una vida útil esperada muy superior a los 15 años, como es el caso de un gasoducto, se considerará el valor residual del mismo a esa fecha, como un flujo monetario positivo adicional a los valores agregados.

3.3. Información necesaria y procedimientos de cálculo.

3.3.1. Características de la información.

En general la evaluación de proyectos como los que aquí se analizan demandará un volumen importante de información debido a sus características especiales.

Los resultados de la evaluación dependerán en gran medida de la cantidad y calidad de la información que se obtenga; el proceso de colección de la misma cobra así una gran importancia.

Dicha información tendrá, en términos generales, las siguientes particularidades:

- Será específica para cada una de las fases del proyecto. Deberán ser obtenidos los montos anuales de inversión; adicionalmente cada uno de esos valores deberá poder desagregarse en sus componentes (valor agregado directo y distintos consumos intermedios de origen local o importado). Asimismo, el valor bruto de producción (VBP) del funcionamiento anual del proyecto y del de referencia también deberán ser particionados en los mismos componentes (VA, CI, M), respectivamente.
- Como consecuencia del punto anterior los informantes serán, por lo general, varios y diferentes. Profesionales y técnicos de empresas nacionales o provinciales dedicadas a la conducción y prestación del servicio público de gas por redes (Gas del Estado, DEBA-GAS, etc); empresarios, profesionales y representantes técnicos o comerciales de las tecnologías de GNC disponibles en el país; cooperativas o municipios prestadores del servicio de distribución domiciliaria de gas natural; proveedores de materias primas o insumos para la construcción de gasoductos y la fabricación de las plantas de compresión-descompresión, envases para GNC y medios de transporte, serán las fuentes de información a relevar.
- Esto implica que, por lo común, la información estará dispersa.
- Exceptuando la información vinculada al proyecto de referencia, la casi totalidad de la información restante serán estimaciones (erogaciones y flujos monetarios futuros, como presupuestos de inversiones y gastos de la fase de funcionamiento) e información cualitativa.

Debido a estas características de la información y de los informantes, será necesario diseñar oportunamente modalidades y procedimientos diversos para su búsqueda y recolección, las que deberán basarse en entrevistas individuales a los informantes calificados y permitirán el cruzamiento y confrontación de información proveniente de distintas fuentes. Entrevistas adicionales o reuniones conjuntas permitirán resolver las divergencias que pudieran existir entre aquéllas.

La tarea más dificultosa de este proceso de "toma de información y opiniones" será, sin dudas, la de motivar e interesar a los consultados para que les sea posible transmitir su experiencia y sus expectativas fundadas.

3.3.2. Procedimientos alternativos de cálculo.

En relación con la forma de aplicación del método, existen dos procedimientos alternativos posibles: el de ascender las cadenas de relaciones interindustriales y el de utilizar la información contenida en la Matriz de Insumo Producto (MIP).

La primera de ellas consiste en obtener toda la información necesaria para la estimación de los valores agregados suplementarios (directos e indirectos) de las fuentes primarias involucradas en cada caso.

Este implica obtener anualmente para cada fase de la ejecución y para el funcionamiento del proyecto:

-El presupuesto detallado de todas las erogaciones corrientes y de capital. El grado de detalle será suficiente cuando permita identificar los valores de todos los consumos intermedios de origen local o extranjero. Por simple diferencia, se podrá obtener el valor agregado directo imputable a dicha fase del proyecto (VAD^P_{1tE} , VAD^P_{1tF}).

-La individualización de los proveedores más probables de cada uno de los consumos intermedios de origen nacional (materias primas, insumos, combustibles, electricidad, maquinarias y equipos, etc.).

-La descomposición del valor de cada tipo de consumo intermedio nacional, informada por cada uno de dichos eventuales proveedores, en valor agregado, importaciones y nuevos consumos intermedios locales. La suma de todos esos valores agregados constituirán el valor agregado indirecto imputable a la primera repercusión de la fase respectiva (VAI^P_{1tE} , VAI^P_{1tF}).

-La identificación de los proveedores más probables de los nuevos consumos intermedios de origen local correspondientes ahora a la segunda repercusión.

-La descomposición del valor de cada uno de estos nuevos consumos intermedios en valor agregado, importaciones y otros nuevos consumos intermedios de provisión nacional. La suma de todos estos valores agregados constituirá el valor agregado indirecto imputable a la segunda repercusión "hacia atrás" en la cadena de relaciones interindustriales(VAI^P, VAI^E, VAI^F, ...).

-La continuación de este proceso de búsqueda, hasta la última repercusión que incorpore valores agregados que se consideren significativos.

Puede observarse la laboriosidad de la tarea que se habla de supone, habida cuenta de la necesidad de recortar cadenas de ramas industriales que se ramifican exclusivamente aún en las primeras repercusiones. A modo de ejemplo, si se supusiera que cada bien de consumo intermedio nacional se descompone en otros seis nuevos insumos intermedios locales y se debiera considerar solamente hasta la tercera repercusión, se debería obtener 216 valores agregados indirectos parciales que implicarían la consideración de 1296 bienes o servicios de consumo intermedio.

El cálculo del valor agregado indirecto de la fase "ejecución", para un año determinado, supondría un número de entrevistas que, en el peor de los casos, podría alcanzar también las 216. Aunque varias ramas industriales estuvieran involucradas en más de una repercusión, aquéllas y por lo tanto el número de entrevistas, quedarían aún por encima de la tarea materialmente posible. Esta tarea se vuelve además multiplicada al considerar los otros años y luego la fase "funcionamiento" del proyecto.

Pero aunque la recolección de datos fuera realizable ésto no garantizaría la bondad de la estimación del valor agregado indirecto. La razón es que los potenciales informantes no siempre conocen o son capaces de valorar las magnitudes de los insumos intermedios que requerirá y los valores que agregarán su propio subsector o rama.

Por estas razones, la utilización de los coeficientes de la Matriz Insumo - - Producto para la estimación de las repercusiones indirectas, aparece como una vía interesante, que ahorra mucho trabajo facilitando la operatoria y permite aproximaciones razonables al valor buscado.

Esquintamente, la Tabla de flujos insumo producto representa

el conjunto de las transacciones de bienes y servicios de una economía expresadas a través de los correspondientes flujos monetarios entre sectores, las ventas de éstos a los consumidores nacionales e extranjeros y las magnitudes de la inversión bruta anual de cada uno de aquellos sectores.

En otras palabras, el conjunto de los flujos monetarios de la tabla son una representación de la estructura económica de un país, que pone en evidencia las interdependencias entre sectores y sus vinculaciones con los consumidores finales y con el sector externo. Adicionalmente permite conocer la magnitud de los valores agregados por los sectores locales productores de bienes y servicios y su repartición entre remuneración a los trabajadores y excedente bruto de la producción.

El cuadro nº 3.01 muestra esquemáticamente los flujos intersectoriales; un conjunto de simples ecuaciones lineales permite expresar las vinculaciones ya mencionadas:

$$CI_j = \sum_{j=1}^n A_{ij}$$

$$VBF_j = CI_j + M_j + VA_j$$

$$DI_i = \sum_{j=1}^n A_{ij}$$

$$DF_i = C_i + X_i + FBC_i + VS_i$$

$$D_i = DI_i + DF_i$$

$$PNB = \sum_{i=1}^n DF_i = \sum_{j=1}^n VA_j$$

dónde:

A_{ij} , flujos intersectoriales (compras del sector j al sector i).

- C_{ij} , total consumos intermedios de origen local del sector j .
 M_j , importaciones del sector j .
 VA_j , valor agregado por el sector j .
 D_{ij} , demanda intermedia al sector i (venta del sector i a los demás sectores).
 C_i , consumo final de la producción del sector i (ventas de este sector a los consumidores finales).
 X_j , exportaciones del sector j .
 FBC_i , formación bruta de capital del sector i .
 VSt_i , variación de stocks y errores estadísticos (+ o -).
 DF_i , demanda final al sector i .
 D_i , demanda total (intermedia más final) al sector i (o producción de dicho sector).
 PNB , producto nacional bruto.

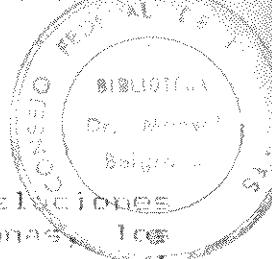
La estimación de los valores agregados indirectos de un proyecto mediante la utilización de esta herramienta requiere previamente la transformación de la citada tabla de flujos insumo producto en otra, derivada de la anterior, y denominada tabla de coeficientes técnicos intersectoriales.

Estos coeficientes, expresados en partes por mil se calculan del modo siguiente:

$$\alpha_{ij} = \frac{A_{ij}}{VBP_j} \times 1000 \quad \text{coeficientes técnicos intersectoriales.}$$

$$m_j = \frac{M_j}{VBP_j} \times 1000 \quad \text{coeficientes de importación.}$$

$$va_j = \frac{VA_j}{VBP_j} \times 1000 \quad \text{tasas de valor agregado.}$$



La matriz de los coeficientes técnicos expresa las relaciones tecnológicas de la producción. Observada por columnas, los a_{ij} expresan las cantidades de insumos comprendidos por el sector j a cada sector i (incluyendo a sí mismo) en relación a cada mil unidades de su valor bruto de producción. Por definición se tiene que:

$$c_{ij} = \sum_{j=1}^n a_{ij}$$

y

$$vbp_j = 1000 = c_{ij} + m_j + vaj$$

Esta nueva tabla permite, ahora si, la estimación de la magnitud de los valores agregados indirectos de cualquier fase de un proyecto, analizando sus repercusiones "hacia atrás" vía los coeficientes de consumo intermedio (expresados por los a_{ij}).

Sin embargo conviene tener presente los supuestos que subyacen a la utilización de la tabla de coeficientes técnicos intersectoriales. Ellos son:

-Subempleo de las capacidades de producción en todas las ramas de actividad, o lo que es lo mismo, la producción de éstas puede aumentar sin necesidad de nuevas inversiones netas. En la actualidad este es un supuesto absolutamente realista.

-Sistema de precios relativos aproximadamente constante a lo largo del tiempo.

-Crecimiento homotético de todas las ramas de la economía o lo que es lo mismo, igualdad de los coeficientes técnicos marginales y medios, y estabilidad de dichas relaciones tecnológicas.

Obviamente, éstas son abstracciones de la realidad que no se verifican estrictamente en la economía real, especialmente en el caso del segundo de los supuestos mencionados. El valor de los coeficientes técnicos que se toman como relativamente estables en el tiempo puede modificarse por varias razones, como el nacimiento y mortalidad de empresas de una rama o el cambio tecnológico que pudiera producirse en alguna de ellas.

Sin embargo, es posible decir que, a los fines de la

estimación de la magnitud de los valores agregados indirectos, la adopción de estos supuestos no introducirá errores significativos.

En efecto, de acuerdo a la mayoría de los estudios de caso realizados aún en las economías de mayor dinamismo tecnológico la modificación que experimentan los coeficientes técnicos ha sido –y se espera continue siendo– gradual y paulatina.

Es por ello que se considera válido en el presente caso, la utilización de esta vía para la estimación de la magnitud de las repercusiones indirectas de un proyecto, especialmente por el hecho que podrá disponerse de la tabla de flujos de insumo producto de la economía argentina correspondiente a la situación de 1984, y el progreso técnico no ha sido una característica de nuestra economía en los últimos años.

Resumiendo, para estimar la magnitud de los valores agregados de cualquier fase del proyecto se propone utilizar:

- información primaria detallada suministrada por los propios informantes calificados, cuando se trate de los valores agregados directos (VAD^P_{tE} , VAD^P_{tF}).
- la tabla de coeficientes técnicos intersectoriales para calcular los indirectos de cualquier año (VAI^P_{tE} , VAI^P_{tF} , VAT^P_{tE} , VAT^P_{tF}).

Esta combinación de los dos métodos de cálculo permitirá obtener una buena aproximación al "diferencial del valor agregado del proyecto respecto a su situación de referencia".

Cabe hacer notar que el método desarrollado va a seleccionar como más conveniente aquella que demuestre generar un mayor valor agregado nacional, que es un objetivo central de la política económica. Sin embargo, dicha tecnología puede no ser la que permite obtener el mínimo costo total (inversión y funcionamiento) actualizado.

Si C.E.I. lo considerara necesario se podría diseñar un indicador compuesto que retenga los dos objetivos por partes iguales o en proporciones diferentes que fijaría dicho organismo o la Provincia de Buenos Aires. Este objetivo combinado mejoraría la posición relativa de aquellas tecnologías con mayor componente importado.

TABLA DE FLUJOS INSUMO-PRODUCTO
(en unidades monetarias)

SECTORES CONSUMIDORES (C)		DEMANDA INTERMEDIA		DEMANDA FINAL		PRODUCCION							
SECTORES VENTADORES (V)													
SECTORES CONSUMIDORES (C)		C ₁		C ₂		C ₃		C ₄		C ₅		C ₆	
SECTORES VENTADORES (V)		A ₁₁₁		A ₁₁₂		A ₁₁₃		A ₁₁₄		A ₁₁₅		A ₁₁₆	
		A ₂₁₁		A ₂₁₂		A ₂₁₃		A ₂₁₄		A ₂₁₅		A ₂₁₆	
		A ₃₁₁		A ₃₁₂		A ₃₁₃		A ₃₁₄		A ₃₁₅		A ₃₁₆	
		A ₄₁₁		A ₄₁₂		A ₄₁₃		A ₄₁₄		A ₄₁₅		A ₄₁₆	
		A ₅₁₁		A ₅₁₂		A ₅₁₃		A ₅₁₄		A ₅₁₅		A ₅₁₆	
		A ₆₁₁		A ₆₁₂		A ₆₁₃		A ₆₁₄		A ₆₁₅		A ₆₁₆	
CONSUMO INTERMEDIO CI _j		CI ₁		CI ₂		CI ₃		CI ₄		CI ₅		CI ₆	
IMPORTACIONES M _j		M ₁		M ₂		M ₃		M ₄		M ₅		M ₆	
VALOR AGREGADO VA _j		VA ₁		VA ₂		VA ₃		VA ₄		VA ₅		VA ₆	
VALOR BRUTO PRODUCCION VBP _j		VBP ₁		VBP ₂		VBP ₃		VBP ₄		VBP ₅		VBP ₆	
BALANCE													

4. ESTIMACION DE LA DEMANDA ESPERADA DE GAS NATURAL EN LOCALIDADES DE LA PROVINCIA DE BUENOS AIRES.

4.1. Enfoque conceptual.

Interesa aquí definir un método adecuado para predecir el comportamiento más probable del consumo de gas natural en localidades pequeñas o medianas de la Provincia de Buenos Aires, entendiendo por tales a aquellas cuyo número de usuarios potenciales se haya comprendido entre 500 y 7.500. A pesar de ello, el mismo podrá ser utilizado en localidades de otras provincias de escala y características similares.

Conviene entonces destacar algunas de estas características que condicionan el método de análisis a aplicar.

- En primer lugar se trata de poblaciones no abastecidas hasta el presente con gas natural por redes. Los usos calóricos residenciales han sido satisfechos básicamente con gas envasado en cilindros o garrafas.

Este hecho que implica la inexistencia de información histórica sobre consumos en las propias localidades, impide el uso de métodos econométricos puros.

- Los consumos de gas envasado en esas poblaciones no son útiles como indicador, dado la sustancial diferencia de precios por kilocaloría que éste tiene y ha tenido respecto al gas distribuido por redes. Una proyección sobre aquellos datos subvaloraría los consumos futuros de éste.
- Sabido es que toda utilización de energía se realiza a través de un equipamiento, por más simple que éste sea. El hecho que en la gran mayoría de las localidades esté difundido el uso de gas licuado envasado, implica que los consumidores ya poseen los equipos necesarios para realizar los consumos (cocinas, estufas, calefones, termotanques, etc.). Este hecho sin duda tendrá influencia en una más rápida incorporación de los usuarios al pleno consumo.
- El tamaño pequeño o mediano de las poblaciones está fuertemente asociado a una prevalencia de la actividad terciaria, (comercio y servicios personales y a la actividad agropecuaria, que suele ser la más significativa en el Área de influencia), junto a pequeñas industrias de transformación o actividades artesanales. Estas no se caracterizan por la utilización intensiva del gas natural como fuente de energía y mucho menos como materia prima de proceso. Sólo en unas pocas localidades pequeñas o medianas existen algunos grandes consumidores (Parker, Baradero, San Pedro y Tornquist).

Es por ello que no se hace necesario un tratamiento diferenciado de los consumos industriales. Su tratamiento conjunto con las utilizaciones residenciales y comerciales sólo tendrá el efecto de elevar el consumo por usuario, previsiblemente de manera poco significativa y en horas fuera de pico.

- El precio del gas natural ha sido hasta el presente relativamente bajo en la Argentina. Para consumos residenciales, según el momento y la magnitud del consumo, su precio incluidos los impuestos, ha variado entre 0,07 y 0,12 U\$S/m³ de 9300 kilocalorías y en algunos momentos menos aún. Por ello el monto mensual pagado por el servicio de gas por las familias, generalmente no ha sido muy significativo respecto a los ingresos familiares. De allí que la adopción del precio del gas como variable independiente en una función de consumo no sea adecuada. La evolución de los consumos domésticos de gas natural ha sido casi totalmente independiente de las fluctuaciones experimentadas por los precios de dicho producto energético.
- De la misma manera puede afirmarse que tampoco ha habido, en las localidades con servicio, una alta correlación entre consumos de gas y nivel de actividad económica local, expresada ésta por cualquier indicador. En la última década la actividad productiva ha estado estancada en casi todas las localidades pequeñas o medianas de la provincia, y aún en muchas de ellas se ha experimentado un retroceso; sin embargo el consumo de gas natural por usuario y total se ha incrementado. De allí que tampoco sea correcto utilizar un indicador de nivel de actividad local como variable explicativa de la evolución de los consumos de gas distribuido por redes.
- Otra característica destacable es que, excluidas las poco numerosas localidades "industriales" que por lo común exceden los 10.000 usuarios de gas, las demás tienen patrones típicos de consumo similares, a tamaños o número de habitantes o usuarios equivalentes.

La verificación de esta regularidad permitirá la utilización de datos observados en las localidades con servicio, para obtener parámetros que permitan predecir el comportamiento de aquéllas de escala similar que aún no lo tengan.

- También es conocido que en casos de productos energéticos distribuidos por redes fijas -como la electricidad y el gas natural- muchas veces el incremento del consumo se ve limitado por la extensión de la red. Cuando se producen expansiones de la misma, que es necesariamente un proceso discontinuo, se incrementa significativamente el número de usuarios y por lo tanto el consumo de la localidad. El consumo medio por usuario, en cambio, tiene una evolución temporal mucho más pareja y continua.

Por estas razones se postula un análisis independiente de los dos componentes del consumo total: número de usuarios y consumo por usuario.

. Por último, como ya ha sido expresado, una característica específica del consumo de gas, en tanto está destinado a satisfacer las necesidades de calor que se incrementan en los períodos invernales, es su fuerte variabilidad estacional y aún horaria.

Evidentemente, la infraestructura del abastecimiento debe estar dimensionada para atender los consumos de pico, que ocurren al fin de la tarde de los días laborables más fríos. Es por ello que también se postula el análisis de este consumo horario máximo invernal para garantizar el abastecimiento durante todo el año.

En síntesis, el método propuesto tiene en cuenta las características particulares del consumo de gas natural y de las localidades a abastecer, utiliza información secundaria existente y publicada, y es de simple aplicación. El consumo de gas natural, en dicho método es el resultado de la combinación de la evolución esperada del número de usuarios y del consumo por usuario.

Eventualmente en alguna localidad que a priori pudiera pensarse que tiene patrones de consumo diferentes, podrá recurrirse a la generación de información primaria específica mediante una encuesta a parte de los potenciales usuarios.

4.2. Evolución esperada del número de usuarios de la localidad.

La determinación de la evolución esperada de este parámetro requiere en primer lugar la estimación del total de usuarios potenciales que tendrá la localidad y luego, del ritmo de incorporación de los mismos al servicio.

4.2.1. Usuarios potenciales totales.

Existe un parámetro que muestra una gran regularidad o baja dispersión alrededor de su media en todas las localidades urbanas con población estable cuyos servicios tengan un buen número de años (chocho o diez, por ejemplo): la relación habitantes por usuario, que en las pequeñas o medianas localidades de la provincia se aproxima a un valor de tres. Se entiende por usuario a todo aquél que está conectado a la red y es titular de un medidor individual, sea residencial, comercial, industrial o público.

Conociendo el número de habitantes de una localidad a una fecha reciente o una estimación de la población futura, podrá entonces determinarse el número de usuarios potenciales a esa fecha.

Sin embargo, para el presente caso, se ha decidido utilizar una herramienta y una información más analítica, aprovechando el resultado de un relevamiento exceditivo realizado por la Subgerencia de Proyectos y Obras de Gas de la Empresa Social de Energía de Buenos Aires (ESEBA), en base al número de viviendas ocupadas.

El mismo se resume en un listado de 43 localidades. (Cuadro N°4.1) la gran mayoría de ellas integrantes de la región noroeste y centro oeste provincial que aún no han sido beneficiadas con el abastecimiento de gas natural a través de un ducto. Puede comprobarse que sólo 4 de las 43 localidades superan el número de 2.500 usuarios potenciales, lo cual demuestra que casi todas las localidades medianas ya han sido vinculadas por gasoductos.

Cabe acotar que la otra región sin infraestructura de transporte de gas natural, la zona costera centro este, seguramente será abastecida por un gasoducto que está en estudio, y que además de servir a las ciudades existentes proveerá de gas natural a los tres turbogases localizados en la Central Mar de Ajó (casi 50 MW de potencia total). Por esta razón se la excluye del presente análisis de factibilidad del abastecimiento con G.N.C. Adicionalmente este gasoducto en estudio permitirá la provisión del fluido a una red de estaciones de servicio, que permitan incrementar el consumo de G.N.C. en el transporte y la consiguiente sustitución de combustibles líquidos.

También es necesario decir que a la fecha de este informe ha sido contratada la construcción de la infraestructura de transporte de gas a las localidades de Suipacha, Chivilcoy, Salliqueló, Henderson, Pehuajó, Carlos Casares y 25 de Mayo. Algunas de estas localidades ya casi han finalizado el tendido de su red de distribución y planta de regulación de presión. Por esta razón las mismas han sido excluidas del listado de localidades potencialmente abastecibles con G.N.C.

Se ha supuesto que el número de usuarios potenciales es constante en el horizonte temporal analizado, mientras no se esperen ampliaciones de la red de distribución. Se podría pensar que en función de un cierto incremento de la propiedad horizontal (varios usuarios por frente) este número podría crecer levemente; sin embargo dicha circunstancia parece poco relevante en las localidades analizadas y por lo tanto no invalida el supuesto adoptado.

4.2.2. Ritmo de incorporación de usuarios al consumo.

La conexión de los frentistas beneficiados por una nueva red de distribución, como se ha dicho, es gradual. El ritmo de esta incorporación efectiva depende de varios factores que a su vez son variables en el tiempo.

Los más significativos son el costo de la conexión, la existencia de favorables condiciones de financiación de la misma y el monto del ahorro mensual esperado por sustitución del combustible utilizado hasta el presente.

Se ha analizado la evolución del número de usuarios totales respecto de aquéllos potencialmente servibles en 31 localidades pequeñas y medianas de la provincia, que cuentan como mínimo cuatro años de servicio (Anexo N° 6).

Dieciocho de ellas tenían a diciembre de 1990, entre 500 y 2.500 usuarios totales; diez estaban comprendidas entre 2.501 y 5.000 usuarios; y las tres restantes entre 5.001 y 7.500.

El detalle de las mismas figura a continuación, clasificadas en los 3 grupos mencionados.

Barker	Juarez	Cnel. Suarez
Carhué	Cnel. Pringles	Pedernales
Daireaux	C. Patagones	Balcarce
Laprida	Pigué	
Médanos	Bragado	
Fuan	Las Flores	
Saavedra	Lobos	
Tornquist	Baradero	
Brandsen	San Pedro	
Cañuelas	Avacucho	
Chascomús		
Gral. Belgrano		
Navarro		
Saladillo		
S. M. del Monte		
Miramar		
Rauch		
González Chaves		

Se ha comprobado que el ritmo de incorporación de usuarios es bastante similar en todas las localidades y por lo tanto independiente del tamaño de las mismas.

De la citada observación se postula que las futuras localidades a abastecer podrán tener un ritmo de incorporación de usuarios igual al promedio del observado en las que fueron analizadas. Por otro lado, este supuesto es coherente con la hipótesis de conexión que ESEBA utiliza en sus estimaciones.

La misma se expresa en porcentaje de usuarios conectados sobre el número de usuarios potenciales, al fin de cada período.

\ bimestre	1	2	3	4	5	6
Año \						
1er.	7	13	18	22	26	30
2º	34	38	41	44	47	50
3º						65
4º						75
5º						80
6º						85
7º						90

4.3. Evolución esperada del consumo por usuario de la localidad.

La determinación de la evolución de este parámetro requiere, en una primera etapa, la estimación del consumo medio inicial por usuario y luego la adopción de una hipótesis de comportamiento de este consumo unitario a lo largo del tiempo.

Posteriormente y a fin de mejorar el análisis este consumo medio anual por usuario deberá desagregarse en requerimientos bimestrales, retomando la característica de fuerte estacionalidad que caracteriza la demanda de este producto destinado a satisfacer las necesidades de calor.

Por último, se intentará cuantificar la magnitud de la demanda máxima horaria para utilizarla en el dimensionamiento de las alternativas de abastecimiento.

4.3.1. Consumo medio inicial por usuario y evolución esperada del mismo.

Se ha tenido en cuenta la asociación positiva que en general existe entre tamaño de las poblaciones (y número de usuarios potenciales) y consumo por usuario.

Por otro lado, se ha supuesto que las localidades a incorporar al servicio de gas natural, tendrán el mismo consumo medio por usuario que el observado en aquéllas de su mismo tamaño.

En consecuencia, se ha calculado dicho consumo promedio anual en el trienio 1987-89 para cada uno de los tres grupos de ciudades ya enunciados, excluidos los grandes consumos (G.C.). La información básica para estos cálculos ha sido elaborada y publicada por Gas del Estado y se ha incluido en los Anexos Nº 5 y 6.

El resultado de estos cálculos se resume en el Cuadro N° 4.2.

Adicionalmente se ha postulado que estos consumos unitarios crecerán al mismo ritmo que lo han hecho en el pasado reciente los de las localidades de tamaño equivalente.

De allí que la tasa anual media de crecimiento del consumo esperada en cada grupo de localidades está también contenida en el Cuadro N°4.2.

4.3.2. La estacionalidad en el consumo.

Como se ha dicho los requerimientos residenciales, comerciales y aún de entidades oficiales de gas natural están fuertemente vinculados a satisfacer las necesidades de calor. Estas, como es obvio, se incrementan fuertemente en los meses invernales por la calefacción de ambientes; las necesidades de energía para cocción de alimentos y calentamiento de agua sanitaria, en cambio, son más estables a lo largo del año.

En la mayor parte de los casos, los requerimientos de gas por parte de la industria tienen menos variaciones a lo largo del año, especialmente cuando el proceso productivo demanda calor o vapor.

El Anexo N° 7 muestra los consumos mensuales y por categoría de usuarios, observados en todas las localidades de entre 500 y 10.000 usuarios, desde enero de 1986 hasta los meses del invierno de 1990.

La observación de la información del citado Anexo permite hacer una hipótesis razonable sobre los consumos bimestrales de gas natural como porcentajes de la demanda anual.

De acuerdo a ella, se supondrá que el consumo se repartirá aproximadamente así:

Bimestre	% del consumo anual
1	5
2	15
3	27
4	29
5	18
6	6
	100

Esta distribución temporal implica que durante los meses de julio y agosto, tomados en conjunto, se consume 4,8 veces más que en enero y febrero. Cabe acotar que las localidades costeras o serranas que reciben un aporte turístico importante durante el verano, tienen un perfil temporal del consumo muy diferente al postulado en la tabla anterior.

Por otro lado, la información explicitada en ese mismo Anexo N° 7, permite comprobar que en algunas localidades los muy grandes consumidores (GC) requieren volúmenes muy superiores a la demanda para uso doméstico.

Los datos correspondientes a agosto de 1990 por ejemplo, muestran que incluyendo a los (GC) los consumos industriales del conjunto de las localidades representan el 49,4% del consumo total. Esta participación relativa desciende al 11,2% cuando se excluyen los seis (GC). En este caso, la suma del consumo residencial y comercial asciende al 80%. Esta situación se repite a lo largo de todo el periodo analizado por lo cual se verifica la corrección de las hipótesis adoptadas.

El capítulo N° 5 de este trabajo resume los resultados alcanzados en la estimación de la demanda futura de gas natural de las 43 localidades analizadas.

CUADRO N°4.1.

LISTADO PRELIMINAR DE LOCALIDADES CON MAS DE 800 VIVIENDAS SEGUN CENSO/80 Y/O QUE HAYAN INICIADO LA BUSQUEDA DE ALTERNATIVAS TENDIENTES A EJECUCION DE OBRAS DE GAS, SIN ALIMENTAR A TRAVES DE GASODUCTO.

LOCALIDAD	PARTIDO	USUAR. POTENCIALES ESTIM. PARA 1990.	LUNG. RED DE DISTRIBUC. (m)
30 DE AGOSTO	T. LAUQUEN	762	19820
AMEGHINO	GRAL. PINTO	728	18939
ARRIBENOS	GRAL. ARENALES	679	17650
ASCENCION	GRAL. ARENALES	813	21130
COLON	COLON	4692	79764
C. TEJEDOR	C. TEJEDOR	1269	33700
DARREGUEIRA	PUAN	1786	45440
GRAL. ARENALES	GRAL. ARENALES	1002	26050
GRAL. LAMADRID	GRAL. LAMADRID	1541	40070
GRAL. O'BRIEN	BRAGADO	592	15390
GRAL. PINTO	GRAL. PINTO	1000	26000
GRAL. VIAMONTE	G. VIAMONTE	2000	50000
GRAL. VILLEGRAS	GRAL. VILLEGRAS	3339	76800
GUAMINI	GUAMINI	706	18346
HUANGUELEN	C. SUAREZ	1375	35750
J. B. ALBERDI	L. N. ALEM	769	19984
J. J. PASO	PEHUajo	648	16850
LA EMILIA	SAN NICOLAS	958	24098
LINCOLN	LINCOLN	5547	94299
LOS CARDALES	EX. DE LA CRUZ	697	18120
L. N. ALEM	L. N. ALEM	737	19162
MAGDALENA	MAGDALENA	2050	51800
MONES CAZON	PEHUajo	670	17200
MONTE HERMOSO	MONTE HERMOSO	3000	60000
M. BURATOVICH	VILLARINO	930	24170
N DE LA RIESTRA	25 DE MAYO	687	17854
ORIENTE	CNEL. DORREGO	706	18325
PEDRO LURO	VILLARINO	867	22550
PELLEGRINI	PELLEGRINI	1166	30320
PEREZ MILLAN	RAMALLO	539	14005
RIVADAVIA	RIVADAVIA	2176	50050
ROBERTS	LINCOLN	646	16790
SAN CAYETANO	SAN CAYETANO	1911	49690
STROEDER	PATAGONES	525	19300
TRES LOMAS	TRES LOMAS	1714	44560
URDAMPILLETA	BOLIVAR	764	19860
VEDIA	L. N. ALEM	1859	49340
VERONICA	MAGDALENA	1400	36000
VILLA IRIS	PUAN	619	16093
TOTAL: 43 LOCALIDADES		55398	1327936

Fuente: Estimación de ESEBA S.A.

CUADRO N°4.2

CONSUMO POR USUARIO Y TASA DE CRECIMIENTO DEL MISMO EN CONJUNTOS DE LOCALIDADES AGRUPADAS POR NUMERO DE USUARIOS.

Grupo de Localidades	(1) Consumo por usuario 1987-1989 (en $\text{m}^3/\text{año}$)	Tasa anual de crecimiento del consumo/usuario. Período 1983/89 (en %)
A. 500-2500 us.	1.750	0,5
B. 2501-5000 us.	1.960	1,6
C. 5001-7500 us.	2.010	2,0

(1) Incluye consumos industriales.

Fuente: Elaboración en base a: Gas del Estado S.E., Anuarios Estadísticos, varios números (Anexos N° 5 y 6).

5. PREDICCIÓN DE LA EVOLUCIÓN ESPERADA DEL CONSUMO DE GAS NATURAL EN LOCALIDADES POR APLICACIÓN DE LOS CRITERIOS E HIPÓTESIS ADOPTADAS.

5.1. Número de usuarios.

El cuadro N° 5.1. muestra los resultados alcanzados en cuanto a la evolución del número de usuarios, en función de la metodología adoptada.

Se ha previsto, tal como irrefutablemente demuestra la observación de las localidades con servicios, una relativamente rápida incorporación de usuarios al principio y un posterior ritmo decreciente hasta arribar a un 90% del total de usuarios potenciales al fin del séptimo año. Esto último refleja el hecho largamente verificado que nunca se alcanza a conectar a todos los frenistas potencialmente vinculables a la red; mientras no se produzcan expansiones de la misma y por lo tanto de los usuarios potenciales, el número de usuarios efectivos se mantendrá constante a partir del octavo año.

Como ya se ha explicitado, se ha postulado un mismo ritmo de incorporación de usuarios al servicio, cualquiera sea el tamaño de la localidad. Este supuesto ha sido el resultado de la observación de la "historia" de las localidades provinciales (excluido el Gran Buenos Aires) con gas natural por redes.

Los resultados del Cuadro N° 5.1. permiten afirmar que todas las localidades analizadas estarán comprendidas entre los 500 y 5000 usuarios efectivos al fin del séptimo año, valores que en principio son compatibles con tamaños de servicios en los cuales las tecnologías de GNC o GNP pueden ser competitivas.

Cabe acotar que se ha considerado que el bimestre número 1 se inicia cuando está habilitada y con servicio la primera conexión; a efectos de simplificar se ha supuesto que este primer bimestre coincide con los meses de enero y febrero.

5.2. Consumos por usuario.

El Cuadro N° 5.2. refleja la estimación del comportamiento del consumo anual por usuario para cada grupo de localidades clasificadas según su tamaño.

Como se ha dicho, tanto los valores iniciales como las tasas de crecimiento del consumo son más altos en las localidades de mayor población. Esto se explica por el hecho de que dentro del "número de usuarios" están comprendidos los industriales y



éstos, por lo general, tienen una mayor significación en las ciudades más pobladas, lo cual elevaría el consumo medio de las mismas. Igualmente, y de acuerdo a estas estimaciones, en el séptimo año de servicios el diferencial de consumo por usuario no superaría el 25%.

Las localidades más pequeñas, que son la gran mayoría, pasarían de consumos unitarios de 1750 a 1800 m³/año durante el periodo de siete años; Lincoln, la más poblada, incrementaría su consumo medio por conexión de 2000 a 2250 m³/año en el mismo periodo, que equivale a un 12%.

5.3. Consumo por localidad.

El Cuadro N° 5.3. muestra la evolución esperada del consumo en cada una de las localidades.

Para hallar estos valores se ha multiplicado, año a año, el consumo medio por usuario por el número de los mismos al final de cada año, lo cual implica una sobrevaloración del consumo de la localidad, especialmente en los primeros años de los servicios. Esta sobreestimación no parece muy importante e incluso podría ser compensada por una más rápida incorporación de conexiones.

La observación del citado cuadro permite afirmar que las localidades más pequeñas tendrían consumos del orden de los 300.000-400.000 m³/año durante el primer año de servicios alcanzando 1.100.000-1.200.000 m³/año al final del periodo. Lincoln, ciudad con más de 5000 usuarios potenciales, godría demandar valores cercanos a 3.300.000 m³/año y 11.300.000 m³/año durante el primero y séptimo año, respectivamente.

Estos valores implican una tasa de crecimiento anual media del consumo equivalente al 22,5%. Sin embargo esta tasa promedio es el resultado de incrementos decrecientes del consumo anual que alcanzan el 70% al principio y sólo al 7,8% en el último año.

Como ha quedado dicho, una gran parte del aumento de la demanda esperada de gas natural se originará en la incorporación de nuevos usuarios.

El Cuadro N° 5.4. muestra la desagregación bimestral de los consumos anuales.

El primer año se ha calculado íntegramente; a partir del segundo sólo se han explicitado los consumos correspondientes al cuarto bimestre (julio-agosto), que se espera sean los de máxima demanda.

El grupo de ciudades de entre 500 y 2500 usuarios, ha sido representado por tres localidades típicas.

La comparación de los Cuadros N° 5.3. y 5.4. permite concluir que el consumo bimestral máximo del séptimo año es equivalente al consumo de todo el primer año.

Esta situación dará amplias ventajas a aquéllas tecnologías de abastecimiento que puedan "acompañar" mejor el crecimiento de la demanda y de marcada estacionalidad, minimizando la ociosidad de los distintos equipamientos.

Por último, en el Cuadro N° 5.5. se ha estimado el consumo medio diario y el máximo horario por usuario, ambos en período invernal.

Los valores obtenidos, que se aproximan a $9 \text{ m}^3/\text{día}$ por conexión y $0,7\text{--}0,8 \text{ m}^3$ en las horas más cargadas de los días laborables más fríos, permiten verificar la razonabilidad de las hipótesis adoptadas.

Este consumo máximo horario será supuesto constante a lo largo del período de análisis; esto implica pensar que los incrementos de la utilización de gas de cada usuario se realizan fuera de las horas de pico, lo cual parece bastante lógico si se piensa en la inercia asociada al uso calefacción de ambientes.

CUADRO N° 5.1.

ESTIMACION DE LA EVOLUCION DEL NUMERO DE USUARIOS POR LOCALIDAD AL FINAL DE CADA AÑO.

Localidad	Años							
		1	2	3	4	5	6	7
A. Grupo 500-2500 us.								
30 DE AGOSTO	228	381	495	571	610	647	690	
AMEGHINO	218	364	473	546	592	618	660	
ARRIBEROS	203	339	441	509	543	577	610	
ASCENSION	244	406	528	609	650	691	730	
CARLOS TEJEDOR	380	634	824	951	1015	1078	1140	
DARREGUEIRA	535	893	1161	1339	1428	1518	1610	
GRAL. ARENALES	300	501	650	751	801	851	900	
GRAL. LAMADRID	462	770	1001	1155	1232	1309	1390	
GRAL. O'BRIEN	177	296	384	444	473	503	530	
GRAL. PINTO	306	500	650	750	800	850	900	
GRAL. VIAMONTE	600	1000	1300	1500	1600	1700	1800	
GUAMINI	211	353	459	529	564	600	640	
HUANGUELEN	412	687	893	1031	1100	1168	1240	
J. B. ALBERDI	236	384	500	576	615	653	690	
J. J. PASO	194	324	421	486	518	550	580	
LA EMILIA	287	479	622	718	766	814	860	
LOS CARDALES	209	348	453	522	557	592	630	
L. N. ALEM	221	368	479	552	589	626	660	
MAGDALENA	615	1025	1332	1537	1640	1742	1850	
MONES CAZON	201	335	435	502	536	569	600	
M. BURATOVICH	279	465	604	697	744	790	840	
N. DE LA RIESTRA	206	343	446	515	549	584	620	
ORIENTE	211	353	459	529	564	600	640	
PEDRO LUJO	260	433	563	650	693	737	780	
PELLEGRINI	349	583	758	874	932	991	1050	
PEREZ MILLAN	161	269	350	404	431	458	490	
RIVADAVIA	652	1088	1414	1632	1740	1849	1960	
ROBERTS	193	323	420	484	516	549	580	
SAN CAYETANO	573	955	1242	1433	1528	1624	1720	
STROEDER	160	267	347	401	428	454	480	
TRES LOMAS	514	857	1114	1285	1371	1457	1540	
URDAMPILLETA	229	382	496	573	611	649	690	
VEDIA	557	929	1208	1394	1487	1580	1670	
VERONICA	420	700	910	1050	1120	1190	1260	
VILLA IRIS	185	309	402	464	495	526	560	
B. Grupo 2501-5000 us.								
COLON	1.407	2346	3049	3519	3753	3988	4220	
GRAL. VILLEGRAN	1.001	1669	2170	2504	2671	2838	3010	
MONTE HERMOSO	900	1500	1950	2250	2400	2550	2700	
C. Más de 5000 us.								
LINCOLN	1.664	2773	3605	4160	4437	4715	4990	

Fuente: Elaboración en base a Cuadro N° 4.1 e hipótesis del punto 4.2.2.

CUADRO N° 5.2.

ESTIMACION DE LA EVOLUCION DEL CONSUMO MEDIO POR USUARIO
POR GRUPO DE LOCALIDADES.

(en $m^3/año$)

Grupos de Localidades	Años						
	1	2	3	4	5	6	7
A. Grupo 500-2500 us.	1750	1759	1767	1776	1785	1794	1800
B. Grupo 2501-5000 us	1960	1991	2023	2056	2088	2122	2150
C. Más de 5001 us.	2010	2050	2091	2133	2175	2219	2260

Fuente: Elaboración en base a Cuadro N°4.2.

CUADRO N° 5.3.

ESTIMACION DE LA EVOLUCION DEL CONSUMO ANUAL POR LOCALIDAD
 (en miles de m³ de 9300 Kcal)

Localidad \ Años	Años						
	1	2	3	4	5	6	7
A. Grupo 500-2500 us.							
30 DE AGOSTO	399	670	875	1014	1089	1161	1240
AMEGHINO	381	640	836	970	1039	1109	1190
ARRIAGADOS	355	596	779	904	969	1035	1100
ASCENSION	427	714	933	1082	1160	1240	1310
CARLOS TEJEDOR	665	1115	1456	1689	1812	1934	2050
DARREGUEIRA	936	1571	2051	2378	2549	2723	2900
GRAL. ARENALES	525	881	1149	1334	1430	1527	1620
GRAL. LAMADRID	809	1354	1769	2051	2199	2348	2500
GRAL. O'BRIEN	310	521	679	789	844	902	950
GRAL. PINTO	525	880	1149	1332	1428	1525	1620
GRAL. VIAMONTE	1050	1759	2297	2664	2856	3050	3240
GUAMINI	369	621	811	940	1007	1076	1150
HUANGUELEN	721	1208	1578	1831	1964	2095	2230
J. B. ALBERDI	403	675	884	1023	1098	1171	1240
J. J. PASO	340	570	744	863	925	987	1040
LA EMILIA	502	843	1099	1275	1367	1460	1550
LOS CARDALES	366	612	800	927	994	1062	1130
L.N. ALEM	387	647	846	980	1051	1123	1190
MAGDALENA	1076	1803	2354	2730	2927	3125	3330
MONES CAZON	352	589	769	892	957	1021	1080
M. BURATOVICH	488	818	1067	1238	1328	1417	1510
N. DE LA Riestra	361	603	788	915	980	1049	1120
ORIENTE	369	621	811	940	1007	1076	1150
P. LURO	455	762	995	1154	1227	1322	1400
PELLEGRINI	611	1025	1339	1552	1664	1778	1890
PEREZ MILLAN	282	473	618	718	769	822	880
RIVADAVIA	1141	1914	2499	2898	3106	3317	3530
ROBERTS	338	568	742	860	921	985	1040
SAN CAYETANO	1003	1680	2195	2545	2727	2913	3100
STROEDER	280	470	613	712	764	814	860
TRES LOMAS	900	1507	1968	2282	2447	2614	2770
URDAMPILLETA	401	672	876	1018	1091	1164	1240
VEDIA	975	1634	2135	2476	2654	2835	3010
VERONICA	735	1231	1608	1865	1999	2135	2270
VILLA IRIS	324	544	710	824	884	944	1010
B. Grupo 2501-5000 us							
COLON	2758	4671	6168	7235	7836	8463	9070
GRAL. VILLEGRAS	1962	3323	4390	5148	5577	6022	6470
C. Más de 5000 us.							
LINCOLN	3345	5685	7538	8873	9650	10463	11280

Fuente: Elaboración en base a Cuadros N° 5.1 y 5.2.

CUADRO N° 5.4.

ESTIMACION DEL CONSUMO BIMESTRAL POR LOCALIDAD
(en miles de m³ de 9300 Kcal).

Localidades	BIMESTRES DEL AÑO 1					
	1	2	3	4	5	6
A. Grupo 500-2500 us.						
Ascención	21,4	64,1	115,3	123,8	76,9	25,6
C. Tejedor	33,3	99,8	179,6	192,9	119,7	39,3
Gral. Viamonte	52,5	157,5	283,5	304,5	189,0	63,0
B. Grupo 2501-5000 us						
Colón	137,9	413,7	744,7	799,8	496,4	165,5
Gral. Villegas	98,1	294,3	529,7	569,0	353,2	117,7
C. Más de 5000 us.						
Lincoln	167,3	501,8	903,2	970,1	602,1	200,7

Fuente: Elaborado en base a Cuadro N° 5.G. e hipótesis del punto 4.B.2.

CUADRO N° 5.4.

**ESTIMACION DEL CONSUMO BIMESTRAL POR LOCALIDAD
(en miles de m³ de 9300 Kcal).**

Localidades \ Períodos	4º BIMESTRE DEL AÑO					
	2	3	4	5	6	7
A. Grupo 500-2500 us.						
Ascensión	207,1	270,6	313,8	336,4	359,6	390
C. Tejedor	323,4	422,2	489,8	525,5	560,9	595
Gral. Viamonte	510,1	666,1	772,6	828,2	884,5	940
B. Grupo 2501-5000 us						
Colón	1354,6	1788,7	2098,2	2272,4	2454,3	2630
Gral. Villegas	963,7	1273,1	1492,9	1617,3	1746,4	1876
C. Más de 5000 us.	1648,7	2186,0	2673,2	2798,5	3034,3	3271

Fuente: Elaborado en base a Cuadro N° 5.3. e hipótesis del punto 4.3.2.

CUADRO N° 5.5.

**ESTIMACION DEL CONSUMO MEDIO DIARIO INVERNAL Y EL MAXIMO
HORARIO DE INVIERNO POR USUARIO.
(en m^3 de 9300 Kcal).**

Localidades \ Consumos por usuario	Medio diario invernal (laborable)	Máximo horario invernal (18-21 hs)
A. 500-2500 us.	8,18	0,7
B. 2501-5000 us.	9,16	0,8
C. Más de 5000 us.	9,40	0,8

Fuente: Elaborado en base a Cuadros N° 5.4. y 5.1.

6. APLICACION DE LA METODOLOGIA PROPUESTA AL ANALISIS DEL ABASTECIMIENTO DE ENERGIA CALORICA A UNA LOCALIDAD TIPICA DE LA PROVINCIA.

6.1. Hipótesis generales adoptadas.

Se ha seleccionado a la localidad de Gral. Viamonte como caso piloto para verificar el comportamiento del método de "los efectos", del modelo computacional que lo formaliza, y comprobar la razonabilidad de los resultados.

Los Cuadros nº 5.1 a 5.5 explicitan las características de la demanda de gas natural de la citada localidad.

Ellos se resumen a continuación:

Conceptos	Años						
	1	2	3	4	5	6	7
Número de usuarios	600	1000	1300	1500	1600	1700	1800
Consumo medio por usuario. ($m^3/año$)	1750	1759	1767	1776	1785	1794	1800
Consumo anual de la localidad. ($miles m^3/año$)	1050	1759	2297	2664	2856	3050	3240
Consumo máximo bimestral; 4ºbiestre ($miles m^3/año$)	304,5	510,1	666,1	772,6	828,2	884,5	940
Consumo medio diafrío invernal. (m^3)	8,18	-	-	-	-	-	-
Consumo máximo diafrío invernal (m^3)	0,7	-	-	-	-	-	-

Fuente: Cuadros nº 5.1 a 5.5.

En función de los crecimientos esperados de la demanda máxima, se han dimensionado las instalaciones de compresión y transporte del gas natural para cada tecnología, y subsiguientemente los costos de operación y mantenimiento de las mismas. En los años en que el abastecimiento era insuficiente se postuló la incorporación de capacidad adicional de compresión y transporte. Se ha considerado crecimientos del número de usuarios y de los consumos por usuario hasta el séptimo año inclusive, suponiendo la demanda constante a partir del octavo año. Este supuesto tiene poca incidencia en los resultados finales, dado el mecanismo de actualización de los flujos monetarios aplicado.

Debe hacerse notar que habiendo dimensionado las instalaciones para atender la demanda horaria máxima, el funcionamiento de las mismas se ha simulado afectándolas por un factor de estacionalidad de 0,7 que permite tener en cuenta la variación del consumo a lo largo del año. La inversión y erogaciones en redes de distribución en la localidad, no han sido tenidas en cuenta, ya que se suponen idénticas en todos los casos a analizar.

Las magnitudes de costos de inversión y operación utilizados como así también su desaurección, provienen de la información insertada en el Anexo 3, y de la relevada en entrevistas a los responsables de cada tecnología. Todas han sido expresadas en Australes de abril de 1990 (en ese momento 1 U\$S = 5.000 A).

Para el cálculo del Valor Agregado Neto Actualizado (o suplementario) se han restado sólo los valores agregados directos e indirectos del funcionamiento del proyecto de referencia (VAD_{tf} y VAI_{tf}), no incluyéndose los de la etapa de ejecución.

Esta hipótesis no introduce errores en los resultados de la comparación entre tecnologías del sistema GNC, ya que las beneficia a todas por igual.

La tasa de actualización de los flujos, de acuerdo a lo ya argumentado, ha sido el 8% (o sea $r=0,08$). Cualquier tasa mayor que esa hubiera favorecido a aquellas tecnologías que generan más valor agregado en la etapa de ejecución o en los primeros años del funcionamiento, y a la inversa con una tasa inferior.

En caso que el indicador de comparación de "ventajas relativas" fuera el Costo Total Actualizado, una tasa superior al 8% habría beneficiado a los proyectos de mayor o más tardía inversión.

El período de análisis adoptado fue de 15 años ($n=15$). Este período coincide con la extensión de la vida útil de gran parte de los componentes de la inversión en equipos de compresión y transporte. De este modo se facilitan los cálculos ya que se hace innecesario incluir el valor residual de los citados equipamientos.

Como ya también ha sido expresado, la magnitud de las repercusiones indirectas sobre el valor agregado, han sido estimadas utilizando la matriz de coeficientes técnicos de las relaciones intersectoriales. Se ha considerado todas las repercusiones cuyo valor agregado adicional fuera igual o mayor que el 10% del valor agregado directo. Esto garantiza un excelente cubrimiento del total de efectos esperados.

Como forma de ampliar la información que debe disponer quien toma decisiones, se han comparado también las tecnologías alternativas de GNC (o GNP) desde el punto de vista de sus costos.

El criterio es el del Costo Total Actualizado (CTA) de cada una de ellas; aquella tecnología que tenga un menor CTA será más económica, a igualdad de servicios prestados.

La fórmula es la siguiente:

$$CTA = \sum_{t=1}^n \frac{I_t + C_t}{(1+r)^t}$$

donde:

I_t : magnitudes de las inversiones iniciales y ampliaciones en capacidad de compresión, transporte y regulación.

C_t : costos de operación y mantenimiento del equipamiento a lo largo del tiempo (energía eléctrica para la compresión, combustibles para el transporte, personal, servicios, etc).

r : tasa de actualización ($r=0,08$).

n : periodo de análisis ($n=15$ años).

El Cuadro n°6.1 explicita cada uno de los valores encontrados para las tecnologías comparadas. En el punto n°6.4.2, se analizan los resultados de la aplicación de este criterio.

CUADRO N°6. 1.

COMPARACION DE COSTOS DE EJECUCION Y FUNCIONAMIENTO.
(en miles de Australes.)

Años	Tecnología Nacional			Tecnología Soviética		
	It	CtF	It+Ct	It	CtF	It+Ct
1	4.371.498	644.896	5.015.894	3.234.000	551.420	3.785.420
2	-	740.920	740.920	-	551.420	551.420
3	1.752.315	1.104.292	2.856.607	-	551.420	551.420
4	129.770	1.104.292	1.234.062	591.875	771.035	1.362.910
5	-	1.237.716	1.237.716	-	771.035	771.035
6	1.752.315	1.237.716	2.990.031	-	771.035	771.035
7	-	1.371.140	1.371.140	-	771.035	771.035
8	-	1.371.140	1.371.140	-	771.035	771.035
9	-	1.371.140	1.371.140	-	771.035	771.035
10	-	1.371.140	1.371.140	-	771.035	771.035
11	-	1.371.140	1.371.140	-	771.035	771.035
12	-	1.371.140	1.371.140	-	771.035	771.035
13	-	1.371.140	1.371.140	-	771.035	771.035
14	-	1.371.140	1.371.140	-	771.035	771.035
15	-	1.371.140	1.371.140	-	771.035	771.035

CUADRO N°6.1. (continuación)

COMPARACION DE COSTOS EN EJECUCION Y FUNCIONAMIENTO
(en miles de Australes)

Tecnología Canadiense

Costos Años	I _t	C _{tF}	I _t +C _t
1	11.100.000	343.876	11.443.876
2	—	435.536	435.536
3	—	435.536	435.536
4	—	558.096	558.096
5	—	558.096	558.096
6	1.125.000	594.996	1.719.996
7	—	594.996	594.996
8	—	594.996	594.996
9	—	594.996	594.996
10	—	594.996	594.996
11	—	594.996	594.996
12	—	594.996	594.996
13	—	594.996	594.996
14	—	594.996	594.996
15	—	594.996	594.996

6.2. El Modelo desarrollado: características.

6.2.1. Desarrollo del Programa.

El programa de cálculo de los Valores Agregados Directos e Indirectos, fue desarrollado en Lenguaje QUICK BASIC Versión 2.0.-

El programa, se encuentra grabado en el diskette adjunto, con el nombre VALAGREG.EXE.-

Los datos de entrada correspondientes a la MATRIZ DE COEFICIENTES TECNICOS, fueron convertidos a Código ASCII, dado que originalmente se encontraban en formato LOTUS 123.-

Dicho archivo, se encuentra en el diskette mencionado, con el nombre COEF.-

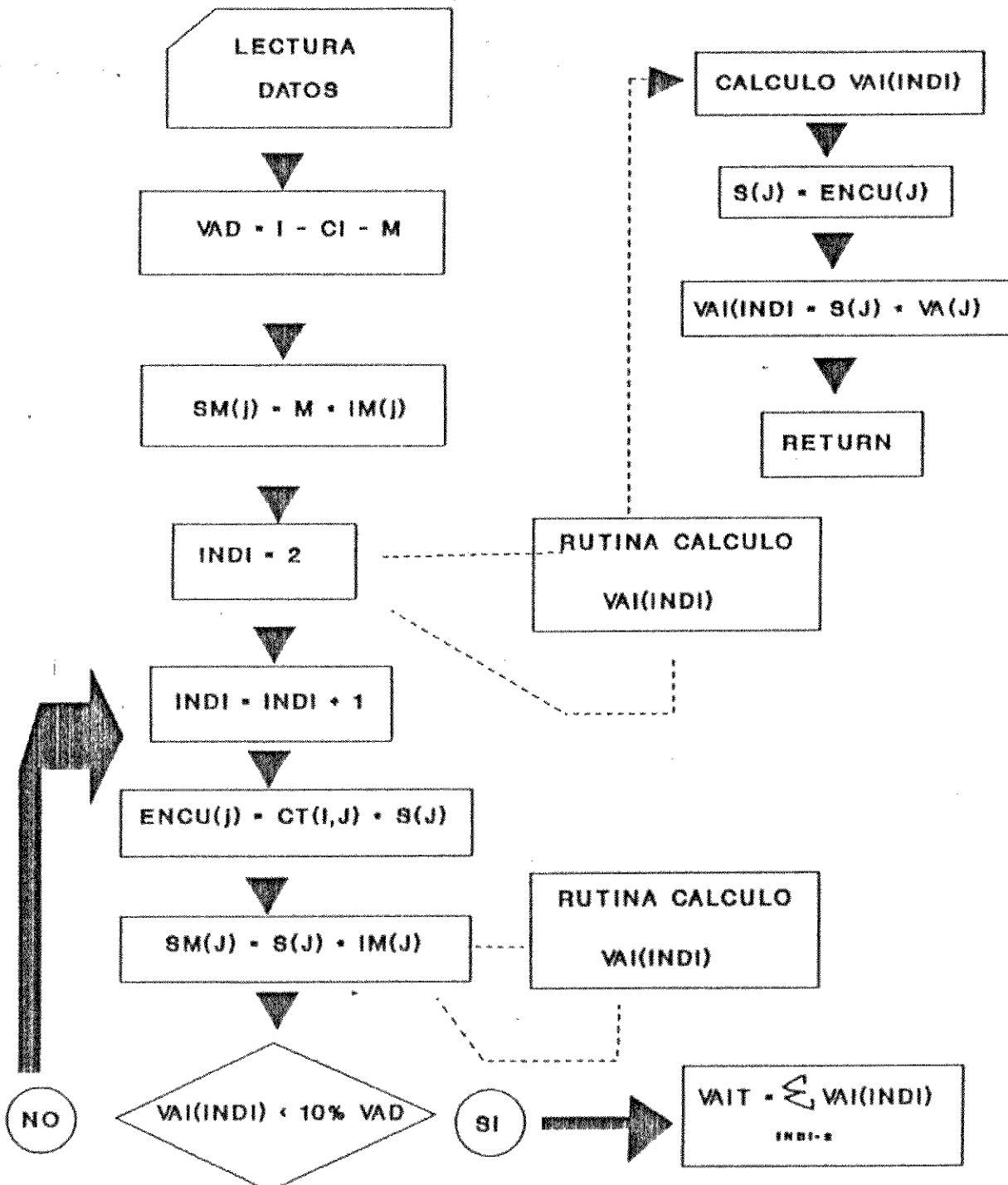
El desarrollo del programa en QUICK BASIC, permite en forma interactiva, a través de LINEAS DE DIALOGO, por pantalla, la carga de datos complementaria.-

La salida del programa en forma impresa, provee el VALOR AGREGADO DIRECTO, los VALORES AGREGADOS INDIRECTOS, para cada repercución, y el VALOR AGREGADO INDIRECTO TOTAL.-

La segunda parte del proceso, que contiene la DESAGREGACION DEL PROCESO POR TECNOLOGIA, se calculó mediante Hojas de Cálculo LOTUS 123, que se encuentran en los archivos TECNAC.WK1 y TECSOV.WK1, para las tecnologías nacionales y soviéticas respectivamente.-

6.2.2. -DIAGRAMA DE FLUJO

CALCULO DE VALOR AGREGADO DIRECTO E INDIRECTO

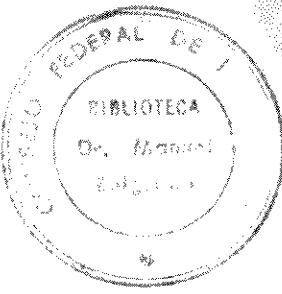


REFERENCIAS : VARIABLES DEL PROGRAMA

<u>VARIABLE</u>	<u>DESCRIPCION</u>
VAD	Valor Agregado Directo.-
VAI	Valor Agregado Indirecto.-
INDI	Indice de la Repercusión.-
VAIT	Valor Agregado Indirecto Total.-
I	Monto Total de Inversión.-
CI	Monto de Consumos Intermedios.-
M	Monto de Importaciones.-
J	Indice de Columna.-
n	Número de Filas y Columnas.-
CT	Matriz de Coeficientes Técnicos ($n \times n$).-
IM	Matriz de Importaciones ($1 \times n$).-
VA	Matriz de Valor Agregado ($1 \times n$).-
SM	Matriz de las Importaciones para cada Repercusión ($1 \times n$).-
ENCU	Datos Encuestados.-

6.2.3. -MATRIZ DE COEFICIENTES TECNICOS

	31	101	103	114	121	124	126	135	137	150	157	168	169	174	175	194	201	213 4001 215 7,8,	
31	0.00205	0	0	0.001127	0	0	0.00058	0.0001	0	0.07763	0.005286	0	0.000303	0	0	0	0		
101	0.000269	0.062221	0.202801	0	0	0	0	0	0	0	0.000819	0	0.045330	0.000199	0	0	0		
103	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000353	0.000819	0	0	0	0	0		
114	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
121	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
124	0	0	0	0	0	0	0.3682	0.0352	0.0006	0	0	0	0	0	0	0	0		
126	0	0	0.002799	0.000047	0.000109	0.001995	0.024	0.0001	0.009999	0	0.000286	0	0.000093	0.010593	0.006101	0	0.000295		
135	0.07283	0.0124	0	0.009575	0.210835	0.018851	0.0338	0.0501	0.019897	0.046574	0.012874	0.002912	0.001496	0.011798	0.000883	0.007799	0.001499	0.002726	
137	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.066050	0.005413	0.001100	0.000292	0.007386	0.007141	0.076699	0.006087		
150	0.000030	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
157	0.000440	0	0	0.000077	0	0	0.0014	0	0.004646	0	0.15731	0.371023	0.264316	0.16702	0.023787	0.208126	0.259262	0.0007 0.001419	
168	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
169	0	0	0.0832	0	0.005328	0.000599	0	0.0014	0	0	0.000212	0.007210	0.059307	0.027596	0.000000	0.002111	0.007789	0	0.000019
174	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0		
193	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.011905	0	0	0	0.00064 0.000339		
194	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000744	0	0.0449	0	0.000079 0.00131		
201	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.000040	0.3568864	0.032828	0	0.000159 0.00775	
213 4001 0.01335	0.0174	0.015399	0.012668	0.013472	0.0199	0.0063	0.0014	0.009000	0.185312	0.022971	0.018730	0.01511	0.0089	0.000700	0.012338	0.009711	0.0604 0.021184		
IMPQ	0.006738	0.089663	0	0.055385	0.031168	0.0729	0.0692	0.0311	0.07243	0.022004	0.11735	0.064339	0.0886	0.0337	0.086632	0.077060	0.026 0.07998		
VALOR AGRO. 845941	0.453315	0.4054	0.378619	0.491155	0.331529	0.467934	0.240011	0.580449	0.421663	0.473196	0.497207	0.437305	0.693117	0.810212					
TOTAL	0.967309	0.701200	0.775099	0.569765	0.951066	0.954726	0.857197	0.331415	0.865296	0.881550	0.922739	0.973548	0.840457	0.850981	0.892453	0.867871	0.957208 0.933676		



REFERENCIAS DE CODIGOS**Matriz de Coeficientes Técnicos**

<u>CODIGO</u>	<u>DESCRIPCION</u>
31	Piedra, arena y arcilla.-
101	Aserraderos y otros talleres para preparar madera.-
103	Viviendas prefabricadas.-
114	Otros artículos de papel y cartón.-
121	Sustancias petroquímicas industriales básicas.-
124	Plásticos y resinas sintéticas.-
126	Pinturas, barnices y lacas.-
135	Refinerías de petróleo.-
137	Fabricación de cámaras y cubiertas.-
150	Cemento.-
157	Hierro y acero.-
168	Tejidos de alambre.-
169	Otros productos metálicos.-
174	Maquinarias y equipos especiales para la industria.-
193	Fabricación y armado de automotores.-
194	Autopartes.-
201	Resto de material de transporte.-
213	Electricidad y gas.-
215	Servicios.-

6.3. Hipótesis adoptadas para la estimación de los costos de cada tecnología.

Se adoptaron las siguientes hipótesis de trabajo:

- Todos los costos están expresados en Australes de Abril/90.
- El camión tractor se alquila, a un precio de 2600 A/Km, incluido su costo de mantenimiento.
- Se supone que el camión tractor posee la misma potencia y el mismo consumo de combustible para ambas tecnologías: 12 litros de gas oil cada 100 Km. y la distancia recorrida es de 150 Km. por viaje (ida y vuelta).
- El mantenimiento de los equipamientos de carga y regulación está incluido en el ítem servicios.
- Para la determinación de la mano de obra se consideró un salario medio industrial, incluidas las caroas sociales y 30% por tarea riesposa.
- El costo de la energía eléctrica se calculó en base a la potencia de los equipos y la cantidad de horas de funcionamiento, tomando un precio medio de 309 A/kWh.

Tecnología Nacional:

- No se consideró componente importado directo.
- Para el primer año de funcionamiento, fueron afectadas 4 personas a carga y regulación y 3 personas al transporte. Para el resto de los años en estudio, se fue adicionando personal, llegando al 79 año con 11 personas, en función de la evolución del consumo.
- Idéntico criterio se adoptó para las ampliaciones de capacidad, comenzando el primer año con una estación de carga, 2 estaciones reguladoras, 2 semiremolques y un camión tractor.

Tecnología Soviética:

- La tecnología es totalmente importada. Los costos de nacionalización (seguros, derechos de aduana, tasas, despachantes, manipuleo, etc) están incluidos en Valor Acregado Directo.
- Para el primer año se consideró la utilización de 2 semiremolques y un tracto-camión y al comienzo del 40 año se adiciona un semiremolque.

- Respecto a la cantidad de personal para el primer año de funcionamiento: 7 personas; al 4º año se incluyen 2 personas más. La afectación de las mismas es similar a la adoptada para la tecnología nacional.

Tecnología Canadiense:

- Esta tecnología comprende la provisión del equipamiento importado de la estación de carga, los trailers para el transporte y la planta de regulación y descarga.
- Las construcciones civiles, materiales, montajes y servicios de ingeniería son de provisión nacional.
- En el 6º año se hace necesaria la incorporación de un tercer trailer.
- Se supuso que en la etapa de funcionamiento, el tractor-camión es alquilado, y que tiene la misma potencia y gasto de combustibles por viaje que las otras dos tecnologías.
- El gasto de energía eléctrica se estimó en base a la potencia y tiempo de funcionamiento de los compresores.
- Se supuso que durante los primeros años sólo serían necesarias 5 personas, que se incrementan en una persona en los años 4º y 6º.

Gasoductos:

- Para el costo de funcionamiento se consideró un vehículo que realiza un viaje por semana (120 Km), incluyendo el seguro y costo anual de capital en concepto de amortización.
- La cantidad de personas es la siguiente: una para atención del vehículo y 2 para atención de mediciones, punto de venta, etc.

6.4. Resultados obtenidos.

6.4.1. Valor Agregado Subplementario (VANA)

La aplicación de la fórmula explicitada en el punto n°3.2.4, permite valorar la magnitud de los efectos directos e indirectos sobre el valor agregado nacional de cada una de las tecnologías.

Estas repercusiones son mayores en aquellos sistemas tecnológicos que están más relacionados con la estructura productiva nacional, a través de la compra de insumos.

En el presente caso, esto sucede con la tecnología denominada "nacional"; por ello sus repercusiones directas e indirectas superan a las de la tecnología importada.

La suma de dichas repercusiones están representadas a través de un indicador sintético: el Valor Añadido Neto Actualizado. El mismo da idea de la magnitud del diferencial de valor agregado respecto a la situación de referencia y permite comprobar si estas "ventajas netas" compensan los "sacrificios" que la comunidad realiza para asignar recursos a este proyecto y no a otro.

A continuación se explicitan los resultados obtenidos. Su desagregación en efectos directos e indirectos, y en ejecución y funcionamiento permite comprobar la afirmación ya realizada: la tecnología nacional tiene un mayor efecto para dinamizar el nivel de actividad económica local.

Los valores obtenidos son los siguientes:

VANA_N: 6.306.100.000

VANA_G: 2.323.100.000

VANA_P: -4.087.000.000

Los dos primeros son mayores que cero, pero el de la tecnología nacional es más de una vez y media superior al otro; el de la tecnología canadiense es negativo, por lo tanto la misma debería ser descartada.

Si el objetivo fuera "maximizar el valor agregado nacional" quedaría ninguna duda sobre la tecnología a seleccionar. Como se visto, a veces puede presentarse la necesidad de satisfacer más un objetivo a la vez, y estos ser parcialmente contradictorios.

Cabe agregar que, como puede comprobarse en los resultados obtenidos, en la mayor parte de los casos los efectos indirectos superan en magnitud a los directos; de allí la importancia de su cuantificación.

6.4.2. Costes Totales Actualizados (CTA).

La aplicación de la fórmula explicitada en el punto nº6.1, a los costos calculados, permitió encontrar los siguientes resultados:

$$CTA_N = 17.904.810$$

$$CTA_S = 10.220.213$$

$$CTA_C = 16.780.046$$

de donde se deduce que la tecnología de origen soviético es un 39% más "económica" que la canadiense y un 43% más "económica" que la nacional.

Este es el resultado de dos causas diferentes:

- a) los costos de inversión de la tecnología nacional son superiores, especialmente porque los equipos tienen menores capacidades de tratamiento (compresión, transporte y reducción de presión) y requiere ampliaciones para atender la demanda. Estas ampliaciones, implican subutilizaciones de capacidad, a veces importantes, especialmente durante los meses cálidos del año.
- b) debido a la menor compresión del gas de esta tecnología (60 - 70 bar en la tecnología nacional, 200 bar en la canadiense y 320 bar en la soviética), el volumen transportado por viaje es inferior en la primera y por lo tanto implica una diferencia sustancial en el costo de combustibles requeridos para el transporte desde el gasoducto hasta la estación reductora ubicada en las proximidades de la localidad a abastecer. Sin embargo debe decirse que el equipamiento nacional consume mucha menos energía eléctrica que los extranjeros, y esto puede ser una ventaja importante.

Si la decisión debiera tomarse solamente en función del nivel de costos de una y otra tecnología, la misma favorecería al enjuinamiento soviético. Sin embargo, la consideración de los efectos sobre el nivel de actividad de la economía nacional, implicaría la selección de la tecnología local.

La decisión final dependerá entonces de la importancia relativa que se asigne a cada uno de los dos criterios.

6.4.3. Consideración conjunta de ambos indicadores.

La combinación de ambos indicadores (VANA y CTA) en otro que podríamos llamar "bicriterio", requiere la aceptación de algunas convenciones.

En primer lugar, sólo es posible sumarlos, restarlos u operar con ellos, a través de números índice, dado el distinto significado y magnitud relativa de cada uno de ellos.

En segundo lugar, debe definirse a priori la importancia relativa que se desea asignar a cada uno de los criterios considerados.

En el presente caso, de acuerdo a lo acordado con CPI, se asigna la misma importancia a ambos objetivos: maximizar el valor agregado suplementario y minimizar los costos totales.

El indicador "bicriterio" se lo expresa como la resta de los números índice de ambos indicadores; aquella tecnología que obtenga un mayor valor para la expresión $V = VANA - CTA$ será la más conveniente.

Debe aclararse que en algunos casos "V" podrá ser negativa, dependiendo de la magnitud del valor agregado del proyecto de referencia. En este caso el criterio de comparación sigue siendo válido y se deberá considerar como más conveniente aquella tecnología que obtenga un "V" menos negativo (o sea mayor, como había sido definido). Sin embargo, lo que de ninguna manera puede ser negativo es el VANA. En los casos que así sucediera el proyecto debe ser considerado inaceptable.

Por último, debe establecerse una regla adicional para calcular los números índice de cada indicador.

Para el caso del VANA, se le asigna valor 100 al de la tecnología que haya obtenido el menor valor de dicho indicador. Se aclara que la tecnología canadiense al tener un VANA negativo, no puede ser analizada con este indicador compuesto.

En el caso del CTA, por el contrario se asigna valor 100 a aquel sistema tecnológico que hubiera tenido el mayor valor de este indicador.

En ambos casos,* entonces, se le da valor 100 a las tecnologías que se presentan como menos convenientes de acuerdo a cada indicador, comparándose las otras en relación a éstas.

En el presente caso, los números índice de ambos criterios para tecnología toman los siguientes valores:

$$V_{ANAN} = 271$$

$$CTAN = 100$$

$$V_{ANAS} = 100$$

$$CTAS = 57$$

$$V_{ANAO} < 0$$

$$CTAO = 94$$

De allí que, de acuerdo al indicador "bicriterio", cada tecnología obtenga el siguiente mérito relativo:

$$V_H = 271 - 100 = 171$$

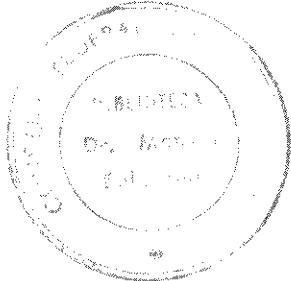
$$V_S = 100 - 57 = 43$$

La tecnología nacional, puede comprobarse, satisface mejor la consideración conjunta de ambos objetivos. Ella debería ser la seleccionada.

Si quien tomara decisiones privilegiara la consideración de uno de los dos objetivos, bastaría con afectar el respectivo indicador por un coeficiente superior a la unidad. Cuanto mayor fuere el mismo más sería la importancia relativa que se le estaría otorgando a dicho objetivo.

El método propuesto y el indicador "V" como representación de la bondad total del proyecto respecto a otro, seguirían siendo válidos.

TECNOLOGIA NACIONAL
VALOR AGREGADO DIRECTO
SITUACION CON PROYECTO



VADE	VADF			
8.47240E+08	2.58300E+08	VADP(1)	=	1.1055E+09
0.00000E+00	2.58300E+08	VADP(2)	=	2.5830E+08
3.09180E+08	3.32100E+08	VADP(3)	=	6.4128E+08
2.15600E+07	3.32100E+08	VADP(4)	=	3.5366E+08
0.00000E+00	3.69000E+08	VADP(5)	=	3.6900E+08
3.09180E+08	3.69000E+08	VADP(6)	=	6.7818E+08
0.00000E+00	4.05900E+08	VADP(7)	=	4.0590E+08
0.00000E+00	4.05900E+08	VADP(8)	=	4.0590E+08
0.00000E+00	4.05900E+08	VADP(9)	=	4.0590E+08
0.00000E+00	4.05900E+08	VADP(10)	=	4.0590E+08
0.00000E+00	4.05900E+08	VADP(11)	=	4.0590E+08
0.00000E+00	4.05900E+08	VADP(12)	=	4.0590E+08
0.00000E+00	4.05900E+08	VADP(13)	=	4.0590E+08
0.00000E+00	4.05900E+08	VADP(14)	=	4.0590E+08
0.00000E+00	4.05900E+08	VADP(15)	=	4.0590E+08

TECNOLOGIA NACIONAL
VALOR AGREGADO INDIRECTO
SITUACION CON PROYECTO

VAIE	VAIF			
2.494997E+09	3.300225E+08	VAIP(1)	=	2.8250E+09
0.000000E+00	4.125281E+08	VAIP(2)	=	4.1253E+08
1.003996E+09	6.600449E+08	VAIP(3)	=	1.6640E+09
7.340059E+07	6.600449E+08	VAIP(4)	=	7.3345E+08
0.000000E+00	7.425506E+08	VAIP(5)	=	7.4255E+08
1.003996E+09	7.425506E+08	VAIP(6)	=	1.7465E+09
0.000000E+00	8.250562E+08	VAIP(7)	=	8.2506E+08
0.000000E+00	8.250562E+08	VAIP(8)	=	8.2506E+08
0.000000E+00	8.250562E+08	VAIP(9)	=	8.2506E+08
0.000000E+00	8.250562E+08	VAIP(10)	=	8.2506E+08
0.000000E+00	8.250562E+08	VAIP(11)	=	8.2506E+08
0.000000E+00	8.250562E+08	VAIP(12)	=	8.2506E+08
0.000000E+00	8.250562E+08	VAIP(13)	=	8.2506E+08
0.000000E+00	8.250562E+08	VAIP(14)	=	8.2506E+08
0.000000E+00	8.250562E+08	VAIP(15)	=	8.2506E+08

TECNOLOGIA NACIONAL
VALOR AGREGADO TOTAL
SITUACION CON PROYECTO

VAP(1)	=	3.930560E+09
VAP(2)	=	6.708281E+08
VAP(3)	=	2.305321E+09
VAP(4)	=	1.087105E+09
VAP(5)	=	1.111551E+09
VAP(6)	=	2.424727E+09
VAP(7)	=	1.230956E+09
VAP(8)	=	1.230956E+09
VAP(9)	=	1.230956E+09
VAP(10)	=	1.230956E+09
VAP(11)	=	1.230956E+09
VAP(12)	=	1.230956E+09
VAP(13)	=	1.230956E+09
VAP(14)	=	1.230956E+09
VAP(15)	=	1.230956E+09

TECNOLOGIA NACIONAL
VALOR AGREGADO TOTAL
PROYECTO DE REFERENCIA

VADE	VAIF		
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(1)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(2)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(3)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(4)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(5)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(6)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(7)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(8)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(9)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(10)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(11)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(12)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(13)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(14)	= 1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR(15)	= 1.2027E+08

TECNOLOGIA NACIONAL
DIFERENCIAL (VAP - VAR)

INVERSIONES

VA-I

VA(1) =	3.8103E+09	4.3715E+09	-5.6120E+08
VA(2) =	5.5056E+08	0.0000E+00	5.5056E+08
VA(3) =	2.1851E+09	1.7523E+09	4.3274E+08
VA(4) =	9.6684E+08	1.2977E+09	8.3707E+08
VA(5) =	9.9128E+08	0.0000E+00	9.9128E+08
VA(6) =	2.3045E+09	1.7523E+09	5.5215E+08
VA(7) =	1.1107E+09	0.0000E+00	1.1107E+09
VA(8) =	1.1107E+09	0.0000E+00	1.1107E+09
VA(9) =	1.1107E+09	0.0000E+00	1.1107E+09
VA(10) =	1.1107E+09	0.0000E+00	1.1107E+09
VA(11) =	1.1107E+09	0.0000E+00	1.1107E+09
VA(12) =	1.1107E+09	0.0000E+00	1.1107E+09
VA(13) =	1.1107E+09	0.0000E+00	1.1107E+09
VA(14) =	1.1107E+09	0.0000E+00	1.1107E+09
VA(15) =	1.1107E+09	0.0000E+00	1.1107E+09

VALOR AGREGADO NETO ACTUALIZADO

VANA_H = 6.3061E+09

TECNOLOGIA SOVIETICA
VALOR AGREGADO DIRECTO
SITUACION CON PROYECTO

VADE	VADF		
9.54000E+08	2.58300E+08	VADP(1)	= 1.2123E+09
0.00000E+00	2.58300E+08	VADP(2)	= 2.5830E+08
0.00000E+00	2.58300E+08	VADP(3)	= 2.5830E+08
1.91875E+08	3.32100E+08	VADP(4)	= 5.2398E+08
0.00000E+00	3.32100E+08	VADP(5)	= 3.3210E+08
0.00000E+00	3.32100E+08	VADP(6)	= 3.3210E+08
0.00000E+00	3.32100E+08	VADP(7)	= 3.3210E+08
0.00000E+00	3.32100E+08	VADP(8)	= 3.3210E+08
0.00000E+00	3.32100E+08	VADP(9)	= 3.3210E+08
0.00000E+00	3.32100E+08	VADP(10)	= 3.3210E+08
0.00000E+00	3.32100E+08	VADP(11)	= 3.3210E+08
0.00000E+00	3.32100E+08	VADP(12)	= 3.3210E+08
0.00000E+00	3.32100E+08	VADP(13)	= 3.3210E+08
0.00000E+00	3.32100E+08	VADP(14)	= 3.3210E+08
0.00000E+00	3.32100E+08	VADP(15)	= 3.3210E+08

TECNOLOGIA SOVIETICA
VALOR AGREGADO INDIRECTO
SITUACION CON PROYECTO

VAIE	VAIF		
3.019096E+08	2.449430E+08	VAIP(1)	= 5.4685E+08
0.000000E+00	2.449430E+08	VAIP(2)	= 2.4494E+08
0.000000E+00	2.449430E+08	VAIP(3)	= 2.4494E+08
0.000000E+00	3.668225E+08	VAIP(4)	= 3.6682E+08
0.000000E+00	3.668225E+08	VAIP(5)	= 3.6682E+08
0.000000E+00	3.668225E+08	VAIP(6)	= 3.6682E+08
0.000000E+00	3.668225E+08	VAIP(7)	= 3.6682E+08
0.000000E+00	3.668225E+08	VAIP(8)	= 3.6682E+08
0.000000E+00	3.668225E+08	VAIP(9)	= 3.6682E+08
0.000000E+00	3.668225E+08	VAIP(10)	= 3.6682E+08
0.000000E+00	3.668225E+08	VAIP(11)	= 3.6682E+08
0.000000E+00	3.668225E+08	VAIP(12)	= 3.6682E+08
0.000000E+00	3.668225E+08	VAIP(13)	= 3.6682E+08
0.000000E+00	3.668225E+08	VAIP(14)	= 3.6682E+08
0.000000E+00	3.668225E+08	VAIP(15)	= 3.6682E+08

TECNOLOGIA SOVIETICA
 VALOR AGREGADO TOTAL
 SITUACION CON PROYECTO

VAP (1)	=	1.759153E+09
VAP (2)	=	5.032430E+08
VAP (3)	=	5.032430E+08
VAP (4)	=	8.907975E+08
VAP (5)	=	6.989225E+08
VAP (6)	=	6.989225E+08
VAP (7)	=	6.989225E+08
VAP (8)	=	6.989225E+08
VAP (9)	=	6.989225E+08
VAP (10)	=	6.989225E+08
VAP (11)	=	6.989225E+08
VAP (12)	=	6.989225E+08
VAP (13)	=	6.989225E+08
VAP (14)	=	6.989225E+08
VAP (15)	=	6.989225E+08

TECNOLOGIA SOVIETICA
 VALOR AGREGADO TOTAL
 PROYECTO DE REFERENCIA

VADF	VAIF	VAR (1)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (2)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (3)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (4)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (5)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (6)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (7)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (8)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (9)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (10)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (11)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (12)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (13)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (14)	=	1.2027E+08
1.1070E+08	9.5662E+06	VAR (15)	=	1.2027E+08

TECNOLOGIA SOVIETICA
DIFERENCIAL VA=VAP - VAR

INVERSIONES
I

VA-I

VA(1)	=	1.6389E+09	3.2340E+09	-1.5951E+09
VA(2)	=	3.8298E+08	0.0000E+00	3.8298E+08
VA(3)	=	3.8298E+08	0.0000E+00	3.8298E+08
VA(4)	=	7.7053E+08	5.9188E+08	1.7866E+08
VA(5)	=	5.7866E+08	0.0000E+00	5.7866E+08
VA(6)	=	5.7866E+08	0.0000E+00	5.7866E+08
VA(7)	=	5.7866E+08	0.0000E+00	5.7866E+08
VA(8)	=	5.7866E+08	0.0000E+00	5.7866E+08
VA(9)	=	5.7866E+08	0.0000E+00	5.7866E+08
VA(10)	=	5.7866E+08	0.0000E+00	5.7866E+08
VA(11)	=	5.7866E+08	0.0000E+00	5.7866E+08
VA(12)	=	5.7866E+08	0.0000E+00	5.7866E+08
VA(13)	=	5.7866E+08	0.0000E+00	5.7866E+08
VA(14)	=	5.7866E+08	0.0000E+00	5.7866E+08
VA(15)	=	5.7866E+08	0.0000E+00	5.7866E+08

VALOR AGREGADO NETO ACTUALIZADO

VANA ζ = 2.3231E+09

TECNOLOGIA CANADIENSE
VALOR AGREGADO DIRECTO
SITUACION CON PROYECTO

VADE	VADE		
3.500000E+09	1.845000E+08	VADE (1)	= 3.684500E+09
0.000000E+00	1.845000E+08	VADE (2)	= 1.845000E+08
0.000000E+00	1.845000E+08	VADE (3)	= 1.845000E+08
0.000000E+00	2.214000E+08	VADE (4)	= 2.214000E+08
0.000000E+00	2.214000E+08	VADE (5)	= 2.214000E+08
3.750000E+08	2.583000E+08	VADE (6)	= 6.333000E+08
0.000000E+00	2.583000E+08	VADE (7)	= 2.583000E+08
0.000000E+00	2.583000E+08	VADE (8)	= 2.583000E+08
0.000000E+00	2.583000E+08	VADE (9)	= 2.583000E+08
0.000000E+00	2.583000E+08	VADE (10)	= 2.583000E+08
0.000000E+00	2.583000E+08	VADE (11)	= 2.583000E+08
0.000000E+00	2.583000E+08	VADE (12)	= 2.583000E+08
0.000000E+00	2.583000E+08	VADE (13)	= 2.583000E+08
0.000000E+00	2.583000E+08	VADE (14)	= 2.583000E+08
0.000000E+00	2.583000E+08	VADE (15)	= 2.583000E+08

TECNOLOGIA CANADIENSE
VALOR AGREGADO INDIRECTO
SITUACION CON PROYECTO

VAIE	VAIE		
4.564739E+08	1.375031E+08	VAIE (1)	= 5.939770E+08
0.000000E+00	2.024236E+08	VAIE (2)	= 2.024236E+08
0.000000E+00	2.024236E+08	VAIE (3)	= 2.024236E+08
0.000000E+00	2.673441E+08	VAIE (4)	= 2.673441E+08
0.000000E+00	2.673441E+08	VAIE (5)	= 2.673441E+08
0.000000E+00	2.673441E+08	VAIE (6)	= 2.673441E+08
0.000000E+00	2.673441E+08	VAIE (7)	= 2.673441E+08
0.000000E+00	2.673441E+08	VAIE (8)	= 2.673441E+08
0.000000E+00	2.673441E+08	VAIE (9)	= 2.673441E+08
0.000000E+00	2.673441E+08	VAIE (10)	= 2.673441E+08
0.000000E+00	2.673441E+08	VAIE (11)	= 2.673441E+08
0.000000E+00	2.673441E+08	VAIE (12)	= 2.673441E+08
0.000000E+00	2.673441E+08	VAIE (13)	= 2.673441E+08
0.000000E+00	2.673441E+08	VAIE (14)	= 2.673441E+08
0.000000E+00	2.673441E+08	VAIE (15)	= 2.673441E+08

TECNOLOGIA CANADIENSE

VALOR AGREGADO TOTAL

SITUACION CON PROYECTO

VAP(1)	=	4.278477E+09
VAP(2)	=	3.869236E+08
VAP(3)	=	3.869236E+08
VAP(4)	=	4.887441E+08
VAP(5)	=	4.887441E+08
VAP(6)	=	9.006441E+08
VAP(7)	=	5.256441E+08
VAP(8)	=	5.256441E+08
VAP(9)	=	5.256441E+08
VAP(10)	=	5.256441E+08
VAP(11)	=	5.256441E+08
VAP(12)	=	5.256441E+08
VAP(13)	=	5.256441E+08
VAP(14)	=	5.256441E+08
VAP(15)	=	5.256441E+08

TECNOLOGIA CANADIENSE

VALOR AGREGADO TOTAL

PROYECTO DE REFERENCIA

VADE	VAIF			
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(1)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(2)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(3)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(4)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(5)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(6)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(7)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(8)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(9)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(10)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(11)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(12)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(13)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(14)	=	1.202662E+08
1.107000E+08	9.566200E+06	VAR(15)	=	1.202662E+08

TECNOLOGIA CANADIENSE
DIFERENCIAL VA=VAP - VAR

INVERSIONES
I

VA(1) =	4.158211E+09	1.110000E+10
VA(2) =	2.666574E+08	0.000000E+00
VA(3) =	2.666574E+08	0.000000E+00
VA(4) =	3.684779E+08	0.000000E+00
VA(5) =	3.684779E+08	0.000000E+00
VA(6) =	7.803779E+08	1.125000E+09
VA(7) =	4.053779E+08	0.000000E+00
VA(8) =	4.053779E+08	0.000000E+00
VA(9) =	4.053779E+08	0.000000E+00
VA(10) =	4.053779E+08	0.000000E+00
VA(11) =	4.053779E+08	0.000000E+00
VA(12) =	4.053779E+08	0.000000E+00
VA(13) =	4.053779E+08	0.000000E+00
VA(14) =	4.053779E+08	0.000000E+00
VA(15) =	4.053779E+08	0.000000E+00

VALOR AGREGADO NETO ACTUALIZADO

VANA = -1.0070E+09