



COMISION REGULADORA DE ENERGIA

## ANEXO 6

# COMPROMISOS ECONOMICOS



COMISION REGULADORA  
DE ENERGIA  
SECRETARIA EJECUTIVA



COMISION REGULADORA DE ENERGIA

## ANEXO 6

### COMPROMISOS ECONOMICOS

- Apéndice 6.1 Valor del ingreso máximo y cálculo del mismo.
- Apéndice 6.2 Lista de Tarifas
- Apéndice 6.3 Compromiso de inversión.
- Apéndice 6.4 Base de activos y estado de resultados proforma.
- Apéndice 6.5 Proyección de la demanda.





COMISION REGULADORA DE ENERGIA

Este anexo contiene la propuesta económica presentada por el permisionario, el cual deberá desarrollar el sistema de transporte conforme a los compromisos económicos contenidos en dicha propuesta.

Los valores propuestos por la empresa son los siguientes:

Ingreso Máximo	0.94105 Dólares de EE.UU. por Gigacaloría
Monto de la inversión, año 2003	\$436,498,000 Dólares de EE.UU.





COMISION REGULADORA DE ENERGIA

**ANEXO 6**

**COMPROMISOS ECONOMICOS**

Apéndice 6.1 Valor del ingreso máximo y cálculo del mismo.



**INGRESO MÁXIMO INICIAL (P<sub>0</sub>)  
INGRESO POR UNIDAD ESTIMADO**

Se solicita a la Comisión Reguladora de Energía un ingreso máximo inicial, P<sub>0</sub>, para el Sistema Nacional de Gasoductos de 0.94105 dólares por gigacaloría, equivalente al promedio de los cinco primeros años de Regulación. El ingreso máximo inicial propuesto se estima con base en la capacidad del Sistema, siempre y cuando la evaluación a la que se refieren las disposiciones 6.53, 6.54, 6.55, 6.56, 6.57, 6.59, 6.78, 6.79, 6.80, 6.81, 6.82 y 6.85 de la Directiva sobre la Determinación de Precios y Tarifas se realice con base en la capacidad reservada en el Sistema y no con base en el volumen promedio.

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
Energía conducible (Gcal por año) (A)	421,525,944	445,293,576	445,293,576	459,536,679	459,536,679	459,536,679	459,536,679	459,536,679
Requerimiento de ingresos (Miles de Dólares) (B)	427,123	416,911	435,350	419,034	401,250	401,250	401,250	401,250
Ingreso por unidad estimado (Dólares/Gcal) (B/A)	1.01	0.94	0.98	0.91	0.87	0.87	0.87	0.87





COMISION REGULADORA DE ENERGIA

## ANEXO 6

### COMPROMISOS ECONOMICOS

Apéndice 6.2 Lista de Tarifas.





COMISION REGULADORA DE ENERGIA

**Lista de Tarifas y Trayectos del SNG**

**I. SERVICIO EN BASE FIRME**

**Cargo por Capacidad (Dólares por Gigacaloría) (diario)**

Zonas de Extracción	Zonas de Inyección							
	Cárdenas	Minatitlán	Mendoza	Veracruz	Madero	Reynosa	Monclova	Chih. Impor
Cárdenas	0.21701							
Minatitlán	0.48091	0.22966						
Mendoza	0.97102		0.27780	0.41479				
Veracruz	0.70697			0.28373				
Madero	N.D.*				0.13352	0.68634		
Reynosa	N.D.				N.D.	0.28574		
Reynosa Exportación						N.D.		
Monterrey	N.D.				N.D.	0.47031		
Torreón	N.D.				N.D.	1.19792		
Chihuahua Sur	N.D.				N.D.	1.66485		N.D.
Chihuahua Norte	N.D.				N.D.	1.84842		0.74444
Chihuahua Importación								0.15184
Poza Rica	N.D.				0.31927	0.86973		
Guadalajara	2.56247				2.01506	2.56064		
Salamanca	2.02868				1.50153	2.04893		
Centro	1.62863		0.70618	0.77746	0.98817	1.54104		
Lázaro Cárdenas	2.94597				2.39104	2.93528		
Monclova	N.D.				N.D.	0.77447	0.12676	
Anáhuac	N.D.				N.D.	N.D.		0.94686

**Cargo por Uso (Dólares por Gigacaloría) (diario)**

Zonas de Extracción	Zonas de Inyección							
	Cárdenas	Minatitlán	Mendoza	Veracruz	Madero	Reynosa	Monclova	Chih. Impor
Cárdenas	0.00113							
Minatitlán	0.00425	0.00128						
Mendoza	0.01007		0.00185	0.00341				
Veracruz	0.00693			0.00192				
Madero	N.D.				0.00202	0.01200		
Reynosa	N.D.				N.D.	0.00190		
Reynosa Exportación						N.D.		
Monterrey	N.D.				N.D.	0.00411		
Torreón	N.D.				N.D.	0.01242		
Chihuahua Sur	N.D.				N.D.	0.01780		N.D.
Chihuahua Norte	N.D.				N.D.	0.02004		0.00709
Chihuahua Importación								0.00036
Poza Rica	N.D.				0.00664	0.01637		
Guadalajara	0.02882				0.02781	0.03736		
Salamanca	0.02237				0.02192	0.03156		
Centro	0.01786		0.00692	0.00761	0.01626	0.02614		
Lázaro Cárdenas	0.03343				0.03212	0.04161		
Monclova	N.D.				N.D.	0.00772	0.00007	
Anáhuac	N.D.				N.D.	N.D.		





COMISION REGULADORA DE ENERGIA

**II. SERVICIO EN BASE INTERRUMPIBLE**

**Cargo por Servicio Interrumpible (Dólares por Gigacaloría) (diario)**

Zonas de Extracción	Zonas de Inyección							
	Cárdenas	Minatitlán	Mendoza	Veracruz	Madero	Reynosa	Monclova	Chih. Impor
Cárdenas	0.21600							
Minatitlán	0.48040	0.22867						
Mendoza	0.97147		0.27690	0.41409				
Veracruz	0.70689			0.28285				
Madero	1.21212				0.13421	0.69154		
Reynosa	1.91782				0.42037	0.28481		
Reynosa Exportación						0.15017		
Monterrey	1.96469				0.46731	0.46976		
Torreón	2.64538				1.14800	1.19849		
Chihuahua Sur	3.07085				1.57347	1.66617		0.94843
Chihuahua Norte	3.31104				1.81366	1.85016		0.74416
Chihuahua Importación								0.15070
Poza Rica	1.05004				0.32275	0.87749		
Guadalajara	2.56593				2.02292	2.57265		
Salamanca	2.03096				1.50859	2.06020		
Centro	1.63037		0.70611	0.77737	0.99465	1.55193		
Lázaro Cárdenas	2.95023				2.39948	2.94783		
Monclova	2.17344				0.67606	0.77453	0.12557	
Anáhuac	3.51382				2.01644	2.03894		0.94724

**III. TARIFA MINIMA (Dólares por Gigacaloría) (diario) \***

Zonas de Extracción	Zonas de Inyección							
	Cárdenas	Minatitlán	Mendoza	Veracruz	Madero	Reynosa	Monclova	Chih. Impor
Cárdenas	0.00113							
Minatitlán	0.00425	0.00128						
Mendoza	0.01007		0.00185	0.00341				
Veracruz	0.00693			0.00192				
Madero	0.02213				0.00202	0.01200		
Reynosa	0.03816				0.00626	0.00190		
Reynosa Exportación						0.00031		
Monterrey	0.03880				0.00696	0.00411		
Torreón	0.04772				0.01589	0.01242		
Chihuahua Sur	0.05329				0.02146	0.01780		0.00988
Chihuahua Norte	0.05644				0.02461	0.02004		0.00709
Chihuahua Importación								0.00036
Poza Rica	0.01749				0.00664	0.01637		
Guadalajara	0.02882				0.02781	0.03736		
Salamanca	0.02237				0.02192	0.03156		
Centro	0.01786		0.00692	0.00761	0.01626	0.02614		
Lázaro Cárdenas	0.03343				0.03212	0.04161		
Monclova	0.04153				0.00970	0.00772	0.00007	
Anáhuac	0.05910				0.02727	0.02226		0.00976

\* Equivale al Cargo por Uso en conformidad con la Directiva de Precios y Tarifas







COMISION REGULADORA DE ENERGIA

IV. CARGOS MISCELANEOS

Cargo por Gas Combustible (% del volumen pedido diario) (factura mensual) \*

Zonas de Extracción	Zonas de Inyección							
	Cárdenas	Minatitlán	Mendoza	Veracruz	Madero	Reynosa	Monclova	Chihuahua Import.**
Cárdenas	0.30							
Minatitlán	0.30	0.30						
Mendoza	0.62		0.30	0.30				
Veracruz	0.62			0.30				
Madero	1.07				0.30	0.71		
Reynosa	1.07				0.30	0.30		
Reynosa Exportación						0.30		
Monterrey	1.65				0.30	0.49		
Torreón	3.04				1.24	1.20		
Chihuahua Sur	3.36				1.57	1.59		0.91
Chihuahua Norte	3.54				1.75	1.74		0.91
Chihuahua Importación								0.30
Poza Rica	0.91				0.30	0.84		
Guadalajara	1.81				0.44	1.61		
Salamanca	1.49				0.41	1.41		
Centro	1.23		0.30	0.30	0.38	1.20		
Lázaro Cárdenas	2.59				0.97	2.30		
Monclova	1.65				0.30	0.49	0.30	
Anáhuac	3.54				1.75	1.74		1.10

\* De acuerdo con las Condiciones Generales

\*\* El porcentaje de gas combustible para el gas inyectado en Chihuahua Importación y extraído en Chihuahua Norte, Chihuahua Sur o Anáhuac, será de 0.30% hasta en operación la estación de compresión Samalayuca, aplicándose a partir de entonces los porcentajes definidos en esta tabla.

Cargo por estacionamiento en ductos y préstamo de gas \*

1.11755 dólares de EEUU por Gigacaloría

\* De acuerdo con las Condiciones Generales





COMISION REGULADORA DE ENERGIA

**V. TARIFAS TEMPORALES DE TRANSPORTE EN ZONAS URBANAS\*****Cargo diario por uso en Base Firme**

Zona Urbana	Dólares por Gigacaloría
Ciudad Juárez	0.04641
Guadalajara-El Salto	0.17432
Orizaba-Cd. Mendoza	0.11096
Monclova	0.00440
San Luis Potosí	0.99729
Puebla-Tlaxcala	0.07224
Torreón-Gómez Palacio-Cd. Lerdo	0.41577
Veracruz	0.09588

\* Vigentes desde la entrada en vigor de la Lista de Tarifas y Trayectos hasta que sean desincorporados los activos correspondientes de PGPB.

**Notas a la Lista de Tarifas y Trayectos del SNG**

1. En los diferentes cuadros, los espacios en blanco significan que no existe el trayecto, mientras que No Disponible (N.D.) implica que para dicho trayecto no se dispone de tarifa en la modalidad de servicio correspondiente.
2. Las tarifas no incluyen IVA.
3. Las tarifas y el ingreso máximo expresados en dólares de EEUU serán convertidos a pesos mexicanos, al tipo de cambio publicado por el Banco de México en el *Diario Oficial de la Federación* al día siguiente que surta efecto la notificación de la presente Resolución.





COMISION REGULADORA DE ENERGIA

**ANEXO 6**

**COMPROMISOS ECONOMICOS**

Apéndice 6.3 Compromiso de inversión.



**COMISION REGULADORA  
DE ENERGIA  
SECRETARIA EJECUTIVA**



COMISION REGULADORA DE ENERGIA

**ANEXO 6**

**COMPROMISOS ECONOMICOS**

Apéndice 6.5 Proyección de la demanda.





COMISION REGULADORA DE ENERGIA

## ANEXO 6

### COMPROMISOS ECONOMICOS

Apéndice 6.4 Base de activos y estado de resultados proforma.



## BASE DE ACTIVOS (Cifras acumuladas en miles de dólares)

Activo	Año 0	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7
Terrenos	14,871	-	-	-	-	-	-	-
Derechos de Vía	11,378	-	-	-	-	-	-	-
Equipo de regulación y medición	54,451	2,933	1,767	-	-	-	-	-
Ductos	3,406,602	13,232	45,652	5,966	-	-	-	-
Equipo de compresión	147,713	11,980	43,008	25,322	18,096	-	-	-
Edificios y otras construcciones	32,155	1,323	503	-	-	-	-	-
Rectificadores	6,309	-	-	-	-	-	-	-
Trampas	43,566	-	-	-	-	-	-	-
Válvulas	31,689	-	-	-	-	-	-	-
Equipo de transporte	10,443	-	-	-	-	-	-	-
Bienes	7,754	8,847	6,253	-	-	-	-	-
Empaque	15,156	(469)	957	-	-	-	-	-
SIMEGA	879	-	-	-	-	-	-	-
SCTD	2,844	-	-	-	-	-	-	-
SAP	-	5,750	-	-	-	-	-	-
SCADA	-	-	-	107,676	-	-	-	-
Factor de inversión	-	-	26,873	28,722	27,756	26,910	-	-
<b>Total de activos</b>	<b>3,785,810</b>	<b>3,829,406</b>	<b>3,954,479</b>	<b>4,122,165</b>	<b>4,168,018</b>	<b>4,194,928</b>	<b>4,194,928</b>	<b>4,194,928</b>
- Depreciación acumulada	2,549,932	2,674,721	2,800,314	2,914,112	3,036,814	3,156,574	3,156,574	3,156,574
<b>Valor neto de activos fijos</b>	<b>1,235,879</b>	<b>1,154,684</b>	<b>1,154,165</b>	<b>1,208,054</b>	<b>1,131,204</b>	<b>1,038,354</b>	<b>1,038,354</b>	<b>1,038,354</b>
+ Capital de trabajo	7,846	7,878	8,013	8,013	8,032	8,122	8,122	8,122
<b>Total Base de Activos</b>	<b>1,243,724</b>	<b>1,162,562</b>	<b>1,162,178</b>	<b>1,216,067</b>	<b>1,139,235</b>	<b>1,046,476</b>	<b>1,046,476</b>	<b>1,046,476</b>

1/ Valores al inicio del período

2/ Se refiere sólo a activos operativos



## ESTADO DE RESULTADOS PROFORMA (Miles de dólares)

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
<b>Ingresos</b>	<b>292,218</b>	<b>290,030</b>	<b>333,524</b>	<b>355,370</b>	<b>366,174</b>	<b>366,174</b>	<b>366,174</b>	<b>366,174</b>
4110 Ingresos por capacidad tarifas reguladas	289,165	286,974	330,028	351,593	362,283	362,283	362,283	362,283
4115 Ingresos por capacidad tarifas convencionales	-	-	-	-	-	-	-	-
4120 Ingresos por uso tarifas reguladas	3,053	3,057	3,497	3,777	3,891	3,891	3,891	3,891
4125 Ingresos por uso tarifas convencionales	-	-	-	-	-	-	-	-
4130 Ingresos por servicios	-	-	-	-	-	-	-	-
4150 Rebajas, devoluciones o bonificaciones	-	-	-	-	-	-	-	-
4240 Ingresos por otros servicios	-	-	-	-	-	-	-	-
4310 Efectos en la actualización de cuentas de ingresos	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Costos y gastos</b>	<b>221,439</b>	<b>211,295</b>	<b>220,200</b>	<b>217,477</b>	<b>216,104</b>	<b>216,104</b>	<b>216,104</b>	<b>216,104</b>
5011 Costo del servicio de transporte	95,846	97,497	97,497	97,717	98,815	98,815	98,815	98,815
5012 Mantenimiento de activos fijos de transporte	-	-	-	-	-	-	-	-
5015 Depreciación del ejercicio de equipos de transporte	125,593	113,798	122,702	119,760	117,290	117,290	117,290	117,290
5199 Efectos de actualización	-	-	-	-	-	-	-	-
5410 Gastos de venta	-	-	-	-	-	-	-	-
5510 Gastos de administración	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>UAI</b>	<b>70,779</b>	<b>78,735</b>	<b>113,325</b>	<b>137,893</b>	<b>150,070</b>	<b>150,070</b>	<b>150,070</b>	<b>150,070</b>
6010 Costo integral de financiamiento por servicio de transporte	-	-	-	-	-	-	-	-
6030 Otros ingresos financieros	-	-	-	-	-	-	-	-
7010 Otros ingresos y gastos por servicios de transporte	-	-	-	-	-	-	-	-
7030 Otros ingresos	-	-	-	-	-	-	-	-
<b>Utilidad antes de Impuestos</b>	<b>70,779</b>	<b>78,735</b>	<b>113,325</b>	<b>137,893</b>	<b>150,070</b>	<b>150,070</b>	<b>150,070</b>	<b>150,070</b>
8000 Impuestos	24,773	27,557	39,664	48,263	52,525	52,525	52,525	52,525
<b>Utilidad neta</b>	<b>46,007</b>	<b>51,178</b>	<b>73,661</b>	<b>89,630</b>	<b>97,546</b>	<b>97,546</b>	<b>97,546</b>	<b>97,546</b>
<b>Retorno neto sobre inversión</b>	<b>3.96%</b>	<b>4.40%</b>	<b>6.06%</b>	<b>7.87%</b>	<b>9.32%</b>	<b>9.32%</b>	<b>9.32%</b>	<b>9.32%</b>
Valor neto de reposición de los activos fijos	1,162,562	1,162,178	1,216,067	1,139,235	1,046,476	1,046,476	1,046,476	1,046,476
Escenario proyectado de demanda (Gcal/día)	843,860	887,171	1,020,271	1,097,348	1,130,712	1,130,712	1,130,712	1,130,712

6  
004  
003COMISION REGULADORA  
DE ENERGIA  
SECRETARIA EJECUTIVA

G/061/TRA/99

## CÁLCULO DEL INGRESO NECESARIO (Miles de dólares)

Conceptos	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5	Año 6	Año 7	Año 8
<b>Ingreso Necesario</b>	<b>427,123</b>	<b>416,911</b>	<b>435,350</b>	<b>419,034</b>	<b>401,250</b>	<b>401,250</b>	<b>401,250</b>	<b>401,250</b>
Costos de administración, operación y mantenimiento	95,846	97,497	97,497	97,717	98,815	98,815	98,815	98,815
Depreciación en el período	125,593	113,798	122,702	119,760	117,290	117,290	117,290	117,290
Rendimiento sobre la inversión	133,695	133,650	139,848	131,012	120,345	120,345	120,345	120,345
Base de activos	1,162,562	1,162,178	1,216,067	1,139,235	1,046,476	1,046,476	1,046,476	1,046,476
Costo promedio ponderado del capital	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%	11.5%
ISRP	71,989	71,966	75,303	70,545	64,801	64,801	64,801	64,801

6 003 002



## CÁLCULO DEL INGRESO NECESARIO VALOR DE LAS INVERSIONES PROYECTADAS (Miles de dólares)<sup>1</sup>

### Año 0

Tipo de activo	Valor de adquisición <sup>2/</sup>	Vida útil	Tasa de depreciación	Depreciación anual
Sistema de Medición de Gas Natural (SIMEGA)	879	4	25%	220
Sistema Comercial de Transporte por Ducto (SCTD)	2,844	4	25%	711
Mantenimientos mayores (Centro)	58	25	4%	2
Mantenimientos mayores (Norte)	36	30	3%	1
Modernización de las casetas de medición de CFE (13 casetas)	130	15	7%	9
Instalación de Sistemas de Tierra en Venta de Carpio	1,151	15	7%	77
Paso de regulación gasoducto 8" y 10"	2	30	3%	0
Centro de Operación y Mantenimiento en Valtierra, Guanajuato	3,059	30	3%	102
Centro de Operación y Mantenimiento en Apizaco	169	30	3%	6
Adaptación de Oficinas, Paso del Toro, Veracruz	325	30	3%	11
Centro de Operación y Mantenimiento en Cd. Madero, Veracruz	75	30	3%	3
Centro de Operación y Mantenimiento Sector Poza Rica, Veracruz	39	30	3%	1
Estudios de preinversión para gas natural	272	25	4%	11
Desarrollo de ingeniería para estaciones de compresión	571	20	5%	29
Rehabilitación, mantenimiento y supervisión de la Red Nacional de Ductos	18,113	25	4%	725
Rehabilitación estaciones de medición	147	15	7%	10
<b>Total</b>	<b>27,869</b>			<b>1,916</b>

1/ El plan de negocios esta supeditado a la realización de los proyectos de los clientes actuales y potenciales en el Sistema Nacional de Gasoductos.

2/ Se refiere a la inversión programada más los intereses generados durante la construcción



## Año 1

Tipo de activo	Valor de adquisición <sup>2/</sup>	Vida útil	Tasa de depreciación	Depreciación anual
Sistema Institucional R/3 (SAP)	5,750	8	13%	719
Rehabilitación y reacondicionamiento de la estación de compresión Cárdenas	2,354	20	5%	118
Rehabilitación y reacondicionamiento de la estación de compresión Chinameca	1,880	20	5%	94
Estudios de preinversión para gas natural	010	25	4%	25
Desarrollo de ingeniería para estaciones de compresión	435	20	5%	22
Rehabilitación, mantenimiento y supervisión de la Red Nacional de Ductos	927	25	4%	37
Rehabilitación estaciones de medición	2,933	15	7%	196
Conservación y mantenimiento de estaciones de compresión a Nivel Nacional	2,688	20	5%	134
Construcción de la estación de compresión Valtierra	4,623	20	5%	231
Inspección Interior a Base de Fuga de Flujo Magnético en Ductos de Gas Natural (Mantenimiento integral línea 1)	489	25	4%	20
Mantenimiento integral a instalaciones (Renglón 310)	11,200	25	4%	448
16 casas habitación	1,323	40	3%	33
Adquisición de bienes muebles e inmuebles (Renglón 318)	8,847	10	10%	885
<b>Total</b>	<b>44,064</b>			<b>2,960</b>

2/ Se refiere a la inversión programada más los intereses generados durante la construcción



## Año 2

Tipo de activo	Valor de adquisición <sup>2/</sup>	Vida útil	Tasa de depreciación	Depreciación anual
Construcción de la estación de compresión Los Ramones	7,043	20	5%	352
Rehabilitación y Modernización de Instalaciones para incrementar la Capacidad de Transporte de Gas Natural	32,550	20	5%	1,627
Desarrollo de ingeniería para estaciones de compresión	155	20	5%	8
Conservación y mantenimiento de estaciones de compresión a Nivel Nacional	3,260	20	5%	163
Rehabilitación del gasoducto de 30" x 3.2 Km. de Cactus a la Estación de Medición	2,285	20	5%	114
Rehabilitación del gasoducto Valtierra - Lázaro Cárdenas	16,453	25	4%	658
Rehabilitación del gasoducto de 24"x12 Km. entre el CPQ Reynosa y la estación de medición No. 2	2,892	30	3%	96
Ducto Bordo - Argüelles 24" x 2.4 Km	2,791	30	3%	93
Ducto Bordo - Reynosa 24"	1,600	30	3%	53
Estudios de preinversión para gas natural	207	25	4%	8
Inspección Interior a Base de Fuga de Flujo Magnético en Ductos de Gas Natural (Mantenimiento integral línea 1)	8,949	25	4%	358
Mantenimiento integral a instalaciones (Reglón 310)	10,474	25	4%	419
Rehabilitación estaciones de medición	1,035	15	7%	69
Adecuación de la estación de importación/exportación No. 2	732	15	7%	49
Centro de Operación y Mantenimiento Sector Venta de Carpio	563	30	3%	19
Adquisición de bienes muebles e inmuebles (Reglón 318)	6,253	10	10%	625
Factor de inversión	26,873	25	4%	1,075
<b>Total</b>	<b>124,116</b>			<b>5,788</b>

6  
013  
005

## Año 3

Tipo de activo	Valor de adquisición <sup>2/</sup>	Vida útil	Tasa de depreciación	Depreciación anual
Sistema SCADA	107,676	12	8%	8,973
Rehabilitación de la Estación de Compresión Cempoala	25,322	20	5%	1,266
Construcción del gasoducto 18" x 13 Km Reynosa - Canal de Anzaldúas	5,966	30	3%	199
Factor de inversión	20,722	25	4%	1,149
<b>Total</b>	<b>167,687</b>			<b>11,587</b>

2/ Se refiere a la inversión programada más los intereses generados durante la construcción

## Año 4

Tipo de activo	Valor de adquisición <sup>2/</sup>	Vida útil	Tasa de depreciación	Depreciación anual
Factor de inversión	27,756	25	4%	1,110
Construcción de la estación de compresión Samalayuca	18,096	20	5%	905
<b>Total</b>	<b>45,852</b>			<b>2,015</b>



**Año 5**

Tipo de activo	Valor de adquisición <sup>2/</sup>	Vida útil	Tasa de depreciación	Depreciación anual
Factor de inversión	26,910	25	4%	1,076
<b>Total</b>	<b>26,910</b>			<b>1,076</b>

2/ Se refiere a la inversión programada más los intereses generados durante la construcción

6 003 007

COMISION REGULADORA  
DE ENERGIA  
SECRETARIA EJECUTIVA



G/061/TRA/99

### Escenarios de Oferta-Demanda en el sistema nacional de gasoductos de Pemex-Gas.

El nuevo marco regulatorio promoverá el uso del gas natural en el país. La apertura del mercado reconoce el hecho de que la demanda en México se caracterizará por un patrón de crecimiento dinámico en los próximos años, para lo cual la industria del transporte de gas natural requerirá inyecciones de capital privados para construir la infraestructura necesaria.

La economía mexicana experimentará un mayor consumo de gas natural:

- Los precios relativos favorecen el consumo de gas natural con respecto a otros combustibles, así como la eliminación de subsidios.
- La introducción de la nueva norma ecológica inducirá una sustitución del combustóleo por gas natural.
- Los planes de expansión del sector eléctrico dan mayor prioridad a las inversiones en plantas de ciclo combinado, que cuentan con una tecnología más eficiente.
- Existen mercados con un amplio potencial de crecimiento: por ejemplo las nuevas redes urbanas de distribución, que la propia Comisión Reguladora de Energía se ha encargado de promover activamente.

Estos factores han sido incorporados en el análisis de la evolución esperada del mercado de gas natural en México, que constituye la base para elaborar el programa de inversiones en transporte por ductos de Pemex-Gas. Debe aclararse que, el análisis que se desarrolla en esta sección considera únicamente los mercados que están conectados al sistema nacional de gasoductos de Pemex-Gas. Estos, en conjunto, definen el mercado relevante y determinan de manera natural el programa de inversiones que requerirá el sistema para satisfacer su demanda de transporte en los próximos 10 años. Por esta razón, no se toman en cuenta los mercados como Tijuana, Mexicali o Naco, porque su evolución no influye en las decisiones operativas o de inversión en el Sistema Nacional de Gasoductos.<sup>3</sup>

<sup>3</sup> En este sentido los términos oferta y demanda de gas natural se refieren exclusivamente a los flujos que habrán de ser transportados en el sistema nacional de gasoductos de Pemex-Gas.



El escenario<sup>4</sup> de oferta está respaldado por el programa de inversiones de Pemex-Exploración y Producción (PEP) y toma en cuenta la última información confirmada sobre los sitios donde se ubican yacimientos explorados, con altas probabilidades de éxito.

Este escenario ha sido la base de un ejercicio de planeación dentro de Petróleos Mexicanos, ya que las decisiones de producción de petróleo crudo afectan a todas las subsidiarias, incluyendo a Pemex-Gas. Los planes de PEP se basan, principalmente, en una mayor producción de crudo, derivado del proyecto Cantarell, y de un incremento en la producción de gas no asociado en la cuenca de Burgos, en el norte del país. Ambos proyectos son los más importantes y sobre ellos se apoya la evolución prevista en la disponibilidad de gas en los próximos años.

Con el fin de poder manejar la mayor producción de gas, Pemex-Gas deberá invertir en ampliar la capacidad de:

- Proceso de gas húmedo y amargo.
- Fraccionamiento de líquidos.
- Tecnologías recuperadoras de azufre.
- Manejo (incluye ductos, tanques criogénicos y terminales marítimas o terrestres) de líquidos del gas natural.
- Transporte por ductos de gas natural.

El escenario de producción de PEP requiere de una solución integral, que de salida a la mayor producción de los derivados del petróleo crudo. Esto considerando que el proceso de gas es continuo, cuya interrupción tiene un alto costo económico, porque obliga a detener la producción de crudo. En este contexto, las inversiones en el sistema nacional de gasoductos, son sólo una parte de una estrategia conjunta.

Por el lado de la demanda se utilizó un ejercicio interno, en el que participaron diversas áreas de la empresa, cuyas principales premisas son las siguientes:

---

<sup>4</sup> Este escenario se conoce internamente como "98-08" y es la base del escenario de oferta del documento de propectiva de gas natural publicado por la Secretaría de Energía.



- La demanda del sector eléctrico se basa en el programa de inversiones de CFE, quien será el principal usuario del sistema. Se estima que la demanda de gas natural para generar electricidad llegará a representar alrededor del 32 por ciento del total en el año 2003. Este programa tiene un impacto trascendente en las inversiones que requerirá el sistema nacional de gasoductos, al influir en la definición de los proyectos y en su calendario de ejecución.
- En el caso del sector industrial se utilizó la demanda revelada de los clientes actuales y futuros de Pemex-Gas, los cuales han hecho explícitos sus requerimientos de gas natural para los próximos tres años. Esta consulta fue necesaria para verificar la viabilidad técnica de los planes de consumo. Después del año 2000 se supuso que la demanda del sector industrial crecerá de manera consistente con la evolución prevista de la economía mexicana.
- Con relación al crecimiento de las redes de distribución, se hicieron varios supuestos sobre su ritmo de crecimiento y se consideró el calendario que ha definido la CRE para los procesos de licitación de las zonas geográficas de distribución. A partir de ahí se tomó como demanda potencial el consumo actual de gas licuado y se determinó una sustitución razonable por el gas natural.

### 1.1.5 Oferta de gas natural disponible en Pemex

La oferta de gas natural disponible en Pemex se le denomina también como gas seco entregado a ductos, con el objeto de separar aquella parte de la producción que se regresa a PEP<sup>5</sup> o que se maneja fuera del sistema nacional de gasoductos. Como ya se mencionó este concepto difiere del gas natural efectivamente producido por Pemex-Exploración y Producción, pero refleja claramente el volumen de gas que se va a comercializar en el mercado.

---

<sup>5</sup> Para ser utilizada, principalmente, como bombeo neumático en la extracción de crudo.





**Cuadro 6.**  
**Origen del gas natural inyectado a ductos**  
**millones de metros cúbicos por día**

	1999	2000	2001	2002	2003
Total	99.63	107.55	114.32	117.43	124.02
Tasa de Crecimiento, porcientos	17.9%	7.9%	6.3%	2.7%	5.6%
Sur	64.54	65.73	69.03	72.18	78.26
Centro	6.36	7.25	7.93	8.16	8.70
Norte	28.73	34.57	37.36	37.09	37.06
Exportación	7.25	0.29	-20.98	-29.05	-28.53

Fuente: Escenario PEP 98-08

La oferta de gas disponible de Pemex crecerá a una tasa de crecimiento promedio anual de 4.5 por ciento en el periodo 1999-2003 como resultado, principalmente, de los proyectos de Cantarell y Burgos.

Nuevo Pemex y Cactus seguirán siendo los centros productores de oferta disponible más importantes, ya que el centro procesador de Cd. Pemex operará, prácticamente, para satisfacer la demanda interna de Pemex y la CFE en Yucatán.

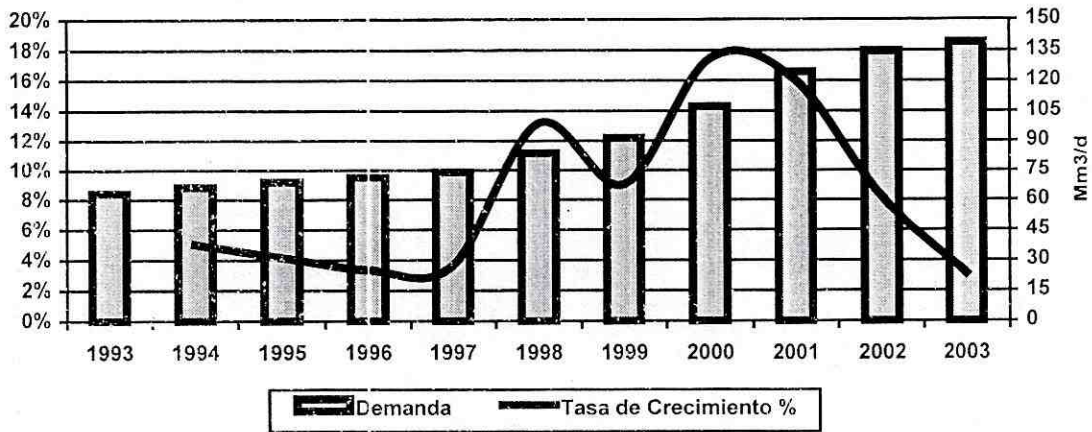
#### 1.1.6 Demanda de gas natural

La demanda total de gas natural en el sistema de Pemex-Gas mantendrá una tasa de crecimiento promedio anual de 11.0 por ciento<sup>6</sup>.

<sup>6</sup> En adelante las tasas de crecimiento que se citan en el texto, se refieren a tasas de crecimiento promedio anual en el periodo que se indique.



**Gráfica 1**  
**Demanda total de gas natural en el sistema de Pemex-Gas y tasa de crecimiento anual**  
**Por cientos**



Esta etapa de alto dinamismo se atribuye a los proyectos de la Comisión Federal de Electricidad (CFE), cuya demanda crecerá a una tasa de 19 por ciento en el periodo 1999-2003, elevando su participación en la demanda total de 21 a 32 por ciento. El desempeño de CFE es determinante en la evolución esperada de la demanda, ya que tiene una gran influencia en su dinamismo y distribución geográfica; adicionalmente, es el factor principal que determina el programa de nuevas inversiones en el sistema nacional de gasoductos PGPB y en el balance oferta-demanda, en los próximos años.



**Cuadro 7**  
**Demanda de gas natural en ductos: estructura porcentual por tipo de usuario**  
 Por cientos

	1997	2002	2007
Total	100	100	100
CFE	20	25	32
Industrial	38	34	29
Cogeneración	0	5	5
PEMEX	38	33	28
VEHICULAR	0	0	1
Distribución	4	3	5

Por otro lado, se estima que el desarrollo de redes de distribución tendrá un crecimiento acelerado, pero su importancia dentro del total se mantendrá en alrededor del 4 por ciento. A su vez, el sector industrial mantendrá un crecimiento en el consumo consistente con el del país en el periodo considerado.

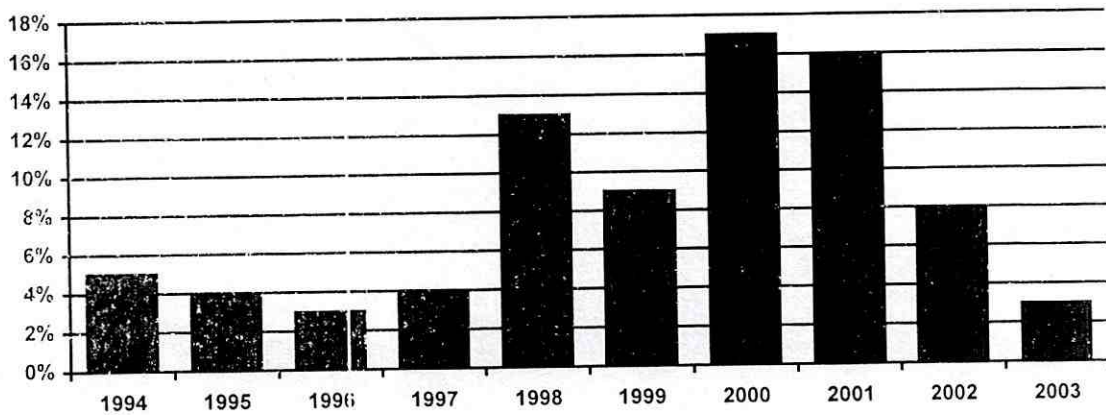
**Cuadro 8**  
**Demanda de gas natural: tasas de crecimiento anual por tipo de usuario**  
 Por cientos

	1994-1997	1997-2003
CFE	7	17
Industrial	5	5
Cogeneración		76
PEMEX	1	5
VEHICULAR		51
Distribución	1	13



En términos regionales se dará una redistribución geográfica en la demanda de gas natural. Las regiones<sup>7</sup> noreste y noroeste del país registrarán un crecimiento del 12 y 18 por ciento, respectivamente, en el lapso 1999-2003, principalmente por los proyectos de CFE. Hacia el año 2003, estas dos regiones representarán el 36 por ciento del mercado.

**Gráfica 2**  
**Tasas de crecimiento promedio anual nacional**  
**Por cientos**

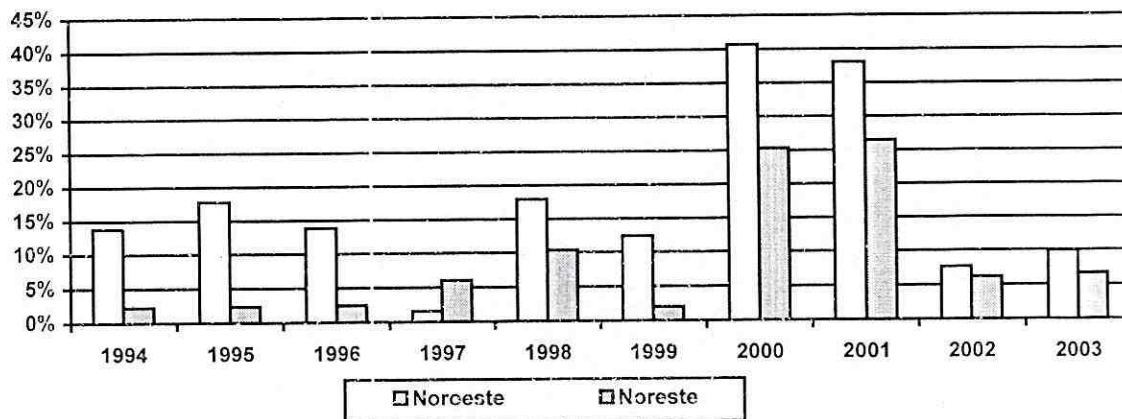


<sup>7</sup> Los puntos de entrega de gas natural contenidos en cada región se especifican en el cuadro 6



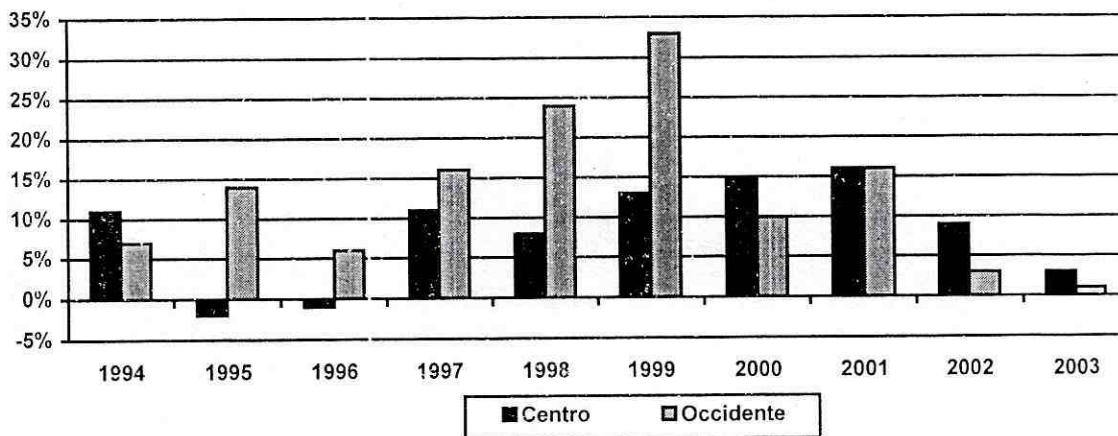
Gráfica 3

Tasas de crecimiento promedio anual región Noroeste y Noreste  
Por cientos



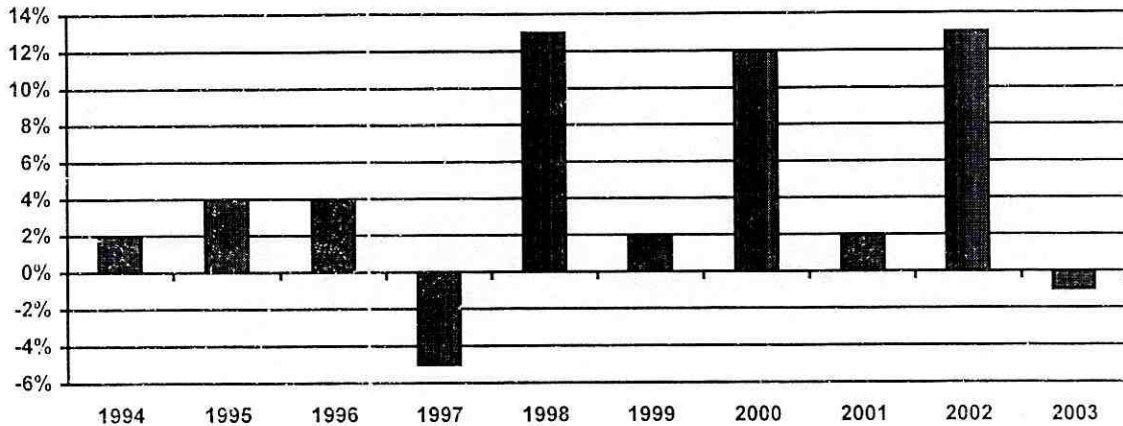
Gráfica 4

Tasas de crecimiento promedio anual región Centro y Occidente  
Por cientos



Gráfica 5

Tasas de crecimiento promedio anual región Sur  
Por cientos



En la región noreste, la CFE multiplicará su consumo promedio por 3.3 veces, de 3.85 Mm<sup>3</sup>/d a 12.66 Mm<sup>3</sup>/d, en el periodo 1999-2003, asimismo duplicará su participación relativa en el mercado regional de gas. Como resultado de su programa de inversiones en las plantas de Huinalá, Rio Bravo, Monterrey y Altamira. En esta región Pemex también elevará su utilización de gas natural, básicamente, por la ampliación de sus instalaciones de proceso de gas en el área de Reynosa.

Por su parte, en la región noroeste CFE multiplicará su consumo por 3.27 veces, de 3.15 Mm<sup>3</sup>/d a 10.30 Mm<sup>3</sup>/d, en el periodo 1999-2003.



## Volúmenes de inyección y extracción

En las siguientes tablas se muestran los volúmenes de inyección y de extracción en cada uno de los nodos que fueron considerados en el cálculo de la capacidad de transporte, en millones de pies cúbicos por día, para el periodo 1999 al 2003 y se hacen referencia a los volúmenes históricos de 1997 (promedio diario anual).

Nodo	Demanda Histórica 1997	Demanda Permiso	Oferta Histórica 1997	Oferta Permiso
Alcalde mayor	4	40		
Km. 100	124	400		
Cactus			1383	2365
Cd. Pemex			195	440
Río Tonala	33	60		
Minatitlán (Nuevo Teapa, Río Coatzacoalcos, Jáltipan)	592	1165	86	
Agua dulce				
La Venta			291	350
Est. Cárdenas	53	45		
Est. Chinameca	5	5		
Est. 4 - Río Tuxtla				
Matapionche			107	120
Tierra Blanca	6	5	28	20
Cd. Mendoza	33	40		
Esperanza				
Puebla	13	30		
San Martín Texmelucan	71	82		
Venta de Carpio, Valle de México	282	343		
Toluca	23	27		
Tlaichinol				
Santa Ana				
Tula	144	107		
Palmitas				
San Juan del Río	50	80		
Querétaro	21	30		
San Luis Potosí (y San Luis de la Paz)	7	10		
Celaya	9	15		
Salamanca	74	75		
Valtierra				
Lázaro Cárdenas	100	130		
Aracipú				
El Castillo				
Guadalajara	58	60		
Matapionche				
Veracruz	71	100		
Paso del Toro				
Est. Lerdo	4	4		
Cempoala				
Emiliano Carranza	1	1		
Punta de Piedra				
Poza Rica CPQ	34	40		
Los Cobos				
Catalina	3	6		
Sahagún	3	5		
Río Cucharas				
Madero (Altamira)	39	50		
El Pipila			2	5
Los Ramones				
Imp/Exp. Reynosa	38		32	320
Matamoros (Río Bravo)	43	100		
Miguel Alemán			10	25
Argüelles			11	135
Reynosa (Estación 1-GIMSA)	5	10		
CPG Reynosa			100	100
GIMSA				
Estación 19				
Culebra			308	170



Nodo Promedio diario anual	Demanda Histórica 1997	Demanda Permiso	Oferta Histórica 1997	Oferta Permiso
Pío San Juan				
Monterrey (Escobedo, Apodaca, Huinalá, Santa Catarina)	598	755		
Monclova	79	90	28	60
Ojo Caliente	27	27		
El Dorado (Parras)	3	3		
Chávez(Torreón y Durango)	51	70		
Escalón (Salinas del Rey)	16	18		
Salinas del Rey				
Jiménez	1	1		
Boquilla				
Camargo	18	24		
El Peñón				
Delicias	0	1		
Chihuahua (Anahuac)	24	116		
Cd. Anahuac			2	40
Gloria a Dios			51	80
Cd. Juárez	65	80		
<b>Total</b>	<b>2525</b>	<b>4250</b>	<b>2634</b>	<b>4250</b>





Nodo Promedio diario anual	1999		2000-2001		2002-2003	
	Demanda	Oferta	Demanda	Oferta	Demanda	Oferta
Acalde mayor	40		40		40	
Km. 100	400		400		400	
Caclus		2633		2372		2356
Cd. Pemex		528		528		528
Rio Tonalá	60		60		60	
Minatitlán (Nuevo Teapa, Río Coatzacoalcos, Jáltipan)	1383		1385		1386	
Agua dulce						
La Venta		301		300		300
Est. Cárdenas	40		40		40	
Est. Chinameca						
Est. 4 - Río Tuxtla		140		232		232
Matapionche						
Tierra Blanca	5		11		11	
Cd. Mendoza	40		39		39	
Esperanza						
Puebla	30		29		29	
San Martín Texmelucan	97		152		152	
Venta de Carpio, Valle de México	388		427		427	
Toluca	27		27		27	
Tlalchinol						
Santa Ana						
Tula	122		191		191	
Palmillas						
San Juan del Río	80		80		80	
Querétaro	50		80		80	
San Luis Potosí (y San Luis de la Paz)	10		50		50	
Celaya	15		20		20	
Salamanca	75		165		165	
Vallierilla						
Lázaro Cárdenas	170		170		170	
Arachipú						
El Castillo						
Guadalajara	80		90		90	
Matapionche						
Veracruz	100		97		97	
Paso del Toro						
Est. Lerdo						
Cempacala						
Emiliano Carranza	1		1		1	
Punta de Piedra						
Poza Rica CPQ	40		32		80	
Los Cobos						
Catalina						
Sahagún	11		10		10	
Río Cucharas						
Madero (Altamira)	80		150	48	205	48
El Pipila		11		11		11
Los Ramones						
Imp./Exp. Reynosa	320			156		176
Matamoros (Río Bravo)	92		146		146	
Miguel Alemán		25		25		25
Argüelles				150		250
Reynosa (Estación 1-GIMSA)	14		14		14	
CPG Reynosa		266		338		338
GIMSA						
Estación 19						
Culebra		794		792		792
Río San Juan						
Monterrey (Escobedo, Apodaca, Huinálá, Santa Catarina)	590		656		656	
Monclova	90	21	110	39	110	39
Ojo Caliente	32		55		73	
El Dorado (Parras)	3		3		3	
Chávez (Torreón y Durango)	94		88		88	
Escalón (Salinas del Rey)	14		16		15	
Salinas del Rey						
Jiménez	1		1		1	
Boquilla						
Camargo	21		21		21	



Nodo	1999		2000-2001		2002-2003	
	Demanda	Oferta	Demanda	Oferta	Demanda	Oferta
<b>Promedio diario anual</b>						
El Peñón	1		27		27	
Delicias	122		131		175	
Chihuahua (Anahuac)						
Cd. Anahuac		40		40		101
Gloria a Dios	80	80	80	80	80	80
Cd. Juárez						
<b>Total</b>	<b>4824</b>	<b>4838</b>	<b>5096</b>	<b>5111</b>	<b>5259</b>	<b>5275</b>

