

# REVISTA ENERGETICA ENERGY MAGAZINE



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

LAS IMPLICACIONES EN LAS RESERVAS DE  
HIDROCARBUROS EN AMERICA LATINA

THE IMPLICATIONS OF LATIN AMERICA'S HYDROCARBON RESERVES

Victor Omar Rodriguez

ALGUNAS CONSIDERACIONES SOBRE LA PLANIFICACION  
ENERGETICA EN AMERICA LATINA

CONSIDERATIONS ON ENERGY PLANNING IN LATIN AMERICA

Enrique Rodriguez Vargas

DOCUMENTO REGIONAL DE EXPERIENCIAS NACIONALES EN  
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

REGIONAL DOCUMENT ON NATIONAL EXPERIENCES WITH:  
SMALL HYDROPOWER STATIONS

OLADE

AÑO. 11 No. 3 DICIEMBRE 1987

YEAR 11 No. 3 DECEMBER 1987

La Revista Energética es publicada cuatrimestralmente por la Secretaría Permanente de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

Los artículos firmados son de responsabilidad exclusiva de sus autores y no expresan, necesariamente, la posición oficial de la Secretaría Permanente o de los Países Miembros.

Artículos, contribuciones y correspondencia relativa a la Revista Energética deben ser enviados al Departamento de Informática y Comunicación, Casilla 6413 CCI, Quito, Ecuador.

ORGANIZACION  
LATINOAMERICANA DE ENERGIA

DEPARTAMENTO DE INFORMATICA Y  
COMUNICACION

# **REVISTA ENERGETICA**

## **ENERGY MAGAZINE**

Año 11, Número 3 Diciembre, 1987  
Septiembre - Octubre - Noviembre - Diciembre  
1987

NOTA DEL EDITOR .....	5
LAS IMPLICACIONES EN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN AMERICA LATINA .....	7
ALGUNAS CONSIDERACIONES SOBRE LA PLANIFICACION ENERGETICA EN AMERICA LATINA .....	31
DOCUMENTO REGIONAL DE EXPERIENCIAS NACIONALES EN PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS .....	47

#### NOTA DEL EDITOR

En esta ocasión la Revista Energética ha considerado oportuno incluir tres temas comunes al análisis, selección y/o instrumentación de conceptos de planeación del sector energético. Todos ellos dentro del contexto de la región latinoamericana.

El primer documento aborda diversos parámetros relacionados con la evaluación de las reservas de hidrocarburos. A juicio del autor, un experto latinoamericano en asuntos petroleros, el procedimiento involucra elementos de cálculo que en ocasiones pueden ser afectados por criterios de subjetividad. Dentro de sus observaciones, pone de manifiesto la inercia que muestra el nivel de reservas para responder a reducciones en el precio internacional del crudo.

El segundo artículo intitulado "Algunas Consideraciones sobre la Planificación Energética en América Latina", plantea la necesidad de una planificación energética integral, a fin de poder compatibilizar objetivos, estrategias y alternativas de cada país. En algunos países de la Región los esfuerzos desplegados, en torno al planeamiento integral, están dando resultados no sólo en el enfoque metodológico utilizado, sino también en el proceso de consolidación política e institucional. Como ejemplos, el documento cita en forma esquemática los ensayos de planificación de Brasil y Colombia.

Adicionalmente se ha incluido la primera entrega del "Documento Regional sobre Experiencias Nacionales con Pequeñas Centrales Hidroeléctricas", que cubre las opciones de organización de empresas eléctricas locales (centralizada, autoproducitora y communal), que podrían tener a su cargo la ejecución, puesta en marcha y operación de proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas. Las tres entregas posteriores ofrecerán los informes nacionales de los 15 países: Argentina, Brasil, Colombia, Costa Rica, Cuba, Ecuador, El Salvador, Guyana, Honduras, Jamaica, México, Panamá, Perú, Surinam y Venezuela.

LAS IMPLICACIONES EN LAS RESERVAS DE HIDROCARBUROS EN  
AMERICA LATINA

Ing. Víctor Omar Rodríguez \*

INTRODUCCION

América Latina, con una población de alrededor de 410 millones de habitantes y una superficie de 21 millones de km<sup>2</sup>, requiere de 6 millones de barriles diarios de petróleo y gas, que equivalen al 75% de su consumo total de energía comercial.

De los países que conforman la región, 13 cuentan con reservas de hidrocarburos, que son: Argentina, Barbados, Bolivia, Brasil, Colombia, Chile, Ecuador, Guatemala, México, Perú, Surinam, Trinidad y Tobago y Venezuela. México y Venezuela tienen en conjunto el 89% de las reservas probadas de crudo y 72% de las de gas.

La producción de petróleo crudo durante 1985 fue de 6.3 millones de barriles diarios y la de gas de 9444 millones de pies cúbicos; Argentina, Brasil, México y Venezuela producen el 86% del crudo y el 80% del gas.

Las exportaciones de petróleo crudo ascienden a 2.9 millones de barriles diarios. México y Venezuela participan con el 90%; el resto corresponde a Ecuador, Guatemala, Perú y Trinidad y Tobago.

Las importaciones suman 880 mil barriles diarios. Brasil es el principal importador, con 650 mil, y el complemento lo

---

\* Asesor del Director General de la Comisión Federal de Electricidad, México.

adquieren Colombia, Costa Rica, Chile, El Salvador, Guatemala, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panamá, Paraguay, República Dominicana y Uruguay.

El continuo crecimiento demográfico de los países de América Latina, aunado a la falta de recursos económicos para implantar proyectos que diversifiquen y procuren un uso racional de sus energéticos, hará que sus reservas, producción y comercio internacional de hidrocarburos pasen a tener un papel relevante.

## 1. RESERVAS

Se tienen diferentes definiciones de reservas probadas de hidrocarburos. La de mayor aceptación es la proporcionada por la Sociedad de Ingenieros Petroleros de los Estados Unidos, que dice: "Las reservas son las cantidades estimadas de petróleo crudo, condensados, gas natural, líquidos de gas natural y sustancias asociadas que se prevén como comercialmente recuperables de yacimientos conocidos, desde una determinada fecha en el futuro, bajo las condiciones económicas existentes, por medio de prácticas operativas establecidas y bajo las normas gubernamentales actuales. Los estimativos de las reservas se basan en la interpretación de los datos geológicos y/o ingenieriles disponibles al momento de la estimación." Específicamente, las reservas probadas pueden ser consideradas como los volúmenes recuperables, con un grado razonable de certeza, de acuerdo con los precios y costos vigentes al momento de la estimación. 1/

Es conveniente destacar que realmente en ningún país o empresa se aclaran las suposiciones económicas, y difícilmente se dispone de la información sobre las posibilidades tecnológicas para producirlas.

La relativa abundancia de petróleo crudo en el mercado internacional ha hecho que el tema de las reservas no tenga la relevancia que requiere. Sin embargo, hay que tener presente que los hidrocarburos son recursos no renovables, y aunque se hable de potenciales mundiales que multiplican varias veces los volúmenes de reservas probadas, no dejan de ser estimaciones teóricas que requieren comprobación.

Además de las incertidumbres asociadas a los cálculos de las reservas, éstas en su mayoría se evaluaron sin darle importancia

---

1/ Society of Petroleum Engineers, "Definitions for Oil and Gas Reserves", Journal of Petroleum Technology, May 1987.

a las grandes fluctuaciones de precios que se han tenido a partir de 1973, cuando ocurrió el embargo petrolero a dos países de la OCDE por los países árabes exportadores de petróleo.

América Latina, con respecto al mundo, cuenta con el 12% de las reservas probadas de crudo y con el 5.4% de las de gas (ver cuadro I). Las reservas de petróleo crudo tuvieron los mayores incrementos entre 1970 y 1980, pasando de 28.5 mil millones a 69.5 mil millones (ver cuadro II). En 1981 se contaba ya con 85 mil millones, cifra que se mantuvo sin muchos cambios hasta 1985.

Regionalmente México cuenta con el 58.5% de las reservas de petróleo crudo y el 40.7% de las de gas; le sigue Venezuela con el 30.4% y 31.2%, respectivamente. El resto de los países tienen una participación modesta.

La evolución histórica de las reservas probadas de petróleo crudo en América Latina de 1965 a 1985 establece un crecimiento del 6% anual, en donde los mayores incrementos fueron para México, que de 2.5 mil millones pasó a 49.3 mil millones de barriles, 19.7 veces más; y para Venezuela que inició el período con 17.2 mil millones y termina con 25.6 mil millones, 1.5 veces más (Ver cuadro II). Argentina, Bolivia y Colombia son los únicos países que muestran declinaciones de reservas durante el período.

Las reservas probadas de gas natural muestran un incremento de 5.4% anual (un poco menor que el del crudo). México tuvo el mayor aumento en volumen, seguido por Venezuela, Argentina y Trinidad y Tobago. Estos 4 países poseen el 90% de las reservas de gas de la región. Al igual que el crudo, los mayores incrementos fueron en la década pasada, de 69 billones de pies cúbicos en 1970 aumentaron a 169 billones en 1980. A partir de 1981 los incrementos han sido menores hasta llegar a 189 billones en 1985 (ver cuadro III). Los únicos países que muestran declinación son: Brasil, Chile y Perú.

Poco dicen los análisis de reservas que no se relacionan con la producción; a continuación se entrará en este tema.

## 2. PRODUCCION

América Latina produce, con respecto al mundo, el 11.8% del crudo y el 5.6% del gas (ver cuadro IV).

Brasil, México y Venezuela son los únicos países que producen más de 500 mil barriles de petróleo crudo diarios, y regio-

nalmente representan el 79%. En gas, Argentina, México y Venezuela tienen, en conjunto, la primacía con el 75% de la producción.

La evolución histórica de la producción en barriles de petróleo crudo diarios durante 1965-1985 ha sido ascendente, pasando de 4.62 millones a 6.33 millones. El mayor crecimiento fue de México, cuya producción de 323 mil llegó a 2.8 millones en el período (8.7 veces); Venezuela presenta una disminución de producción bastante notoria, de 3.47 millones en 1965 a 1.67 millones en 1985 (52% inferior); Colombia y Chile tienen pequeñas declinaciones. Venezuela alcanzó su máxima producción en 1970, con 3.71 millones de barriles diarios.

México tuvo un crecimiento espectacular del 11.4% anual en su producción de crudo entre 1965 y 1985, llegando a ocupar el primer lugar como productor de petróleo en la región y el cuarto mundialmente. Su producción de 2.79 millones de barriles diarios en 1985, prácticamente se ha mantenido en el mismo nivel desde 1982.

La producción de gas natural en América Latina durante el período de 1965 a 1985 se multiplicó 2.1 veces, pasando de 4599 a 9444 millones de pies cúbicos diarios (ver cuadro VI).

La tendencia en la producción de gas observada en los grandes productores es que México y Venezuela van en declinación, y Argentina se encuentra en la parte ascendente. México alcanzó el máximo de su producción en 1982, con 4246 millones de pies cúbicos diarios; actualmente ese nivel se ha reducido en un 15%. Venezuela, de 2740 millones de pies cúbicos diarios en 1970, bajó a 1670 millones en 1985, 39% menos.

### 3. RELACION RESERVAS/PRODUCCION (R/P)

Este parámetro es el resultado de dividir los volúmenes de reservas a una fecha dada entre la producción obtenida durante el año anterior. El resultado expresa los años de duración de las reservas. Ocasionalmente se tienen interpretaciones erróneas de esta relación, pues se piensa que los volúmenes de hidrocarburos en los yacimientos pueden extraerse como si estuvieran almacenados en un tanque cuya única restricción fuera el tamaño de la válvula, sin considerar las características físicas de las rocas que los almacenan y el grado de avance de las instalaciones superficiales que permitan una explotación racional.

La relación reservas/producción (R/P) de petróleo crudo es de 35.9 años para el mundo y de 36.4 para América Latina. En cuanto a gas es de 56.2 y 54.9, respectivamente (ver cuadro VII).

En la gráfica I puede observarse una representación más objetiva de este parámetro con respecto al crudo, que permite hacer comparaciones entre los países de la región.

Resaltan notoriamente los volúmenes de reservas y de producción de México y Venezuela. Algunos países con relaciones superiores a 10 no son autosuficientes y requieren de importaciones; Chile, con una R/P mayor de 60 años, importa más de 40 mil barriles diarios. La relación más baja es de 8 para Trinidad y Tobago. México, el mayor productor, cuenta con los mayores volúmenes de reservas, tiene una R/P de 48 años.

En cuanto al gas, la mayor relación corresponde a Ecuador, con 244, y la menor a Chile, con 11 (ver cuadro VII). Estas cifras estadísticas no revelan que gran parte del gas se encuentra asociado al crudo.

Un desglose de cifras de reservas del gas asociado y no asociado al crudo daría una mejor interpretación de las estadísticas, porque un aumento o disminución en la producción de petróleo crudo se refleja directamente en la de gas, si éste está asociado. Desafortunadamente las cifras estadísticas que se tienen son escasas y poco confiables.

#### 4. EXPORTACION E IMPORTACION

Las exportaciones mundiales de petróleo crudo ascienden a 21.2 millones de barriles diarios. América Latina participa con el 13% de este mercado; México y Venezuela tienen en 7.2% y 4.8%, respectivamente (ver cuadro VIII).

Los principales países exportadores han sido México, Venezuela y Ecuador. Existen otros cuyas exportaciones son poco relevantes, como Trinidad y Tobago, Perú, Bolivia y Colombia. En conjunto los países de América Latina exportan del orden de 2.9 millones de barriles diarios; alrededor del 90% de esta cantidad es hacia fuera de la región.

El mayor exportador en 1984 fue México, con 1.6 millones de barriles diarios, participando con el 7.2% mundial y el 54% del total de América Latina.

Las importaciones, del orden de 880 mil barriles diarios, que representan el 4% del mercado internacional, fueron satisfechas durante ese mismo año en 37.5% por la región y el resto por otros países.

Los países importadores, en orden de importancia son Brasil, Chile, República Dominicana, Panamá, Colombia, Uruguay, Jamaica, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Paraguay, Trinidad y Tobago y Barbados. Brasil es el mayor importador con cerca de 650 mil barriles diarios, lo que representa el 3% mundial y el 74% de América Latina.

##### 5. IMPLICACIONES PARA AMERICA LATINA

(i) Potencialmente, la región es importante en materia de reservas de hidrocarburos y se puede decir que aún falta mucho por conocer; existen regiones prácticamente inexploreadas y otras poco o nada explotadas. Por ejemplo, no se cuenta con cifras sobre reservas de países como Cuba y Costa Rica, aunque sus potenciales puedan ser considerables, porque tienen o han tenido producción; el primero produce actualmente alrededor de 12 mil barriles diarios y el segundo tuvo un incipiente y rápido agotamiento de su producción en la década pasada. Colombia, que hasta hace algunos meses era importador, se ha convertido en exportador neto. Brasil ha hecho importantes descubrimientos en el mar y se ha propuesto ser autosuficiente antes de que termine el siglo.

Las reservas probadas que tiene América Latina aparentemente serían suficientes para cubrir el suministro de la región por varias décadas.

(ii) Desde el punto de vista del análisis estratégico o dentro de un proyecto integracionista, es válido considerar a las reservas de hidrocarburos de América Latina como un conjunto. Sin embargo, hay objetivos propios de cada país e intereses intra y extra regionales que no pueden pasarse por alto.

América Latina, en principio, no podrá disponer de la totalidad de sus reservas de hidrocarburos, debido a que el enorme endeudamiento de los países de la región tiene comprometida la mayor parte de las exportaciones de petróleo crudo a otras regiones.

- (iii) También hay que tomar en cuenta que gran parte de la reserva fue evaluada considerando los precios que iban a la alza. Con base en esto, los cálculos involucraban inversiones adicionales para recuperación mejorada incluyendo yacimientos cuya explotación no es rentable a menos de US\$ 15 por barril.

Los costos de producción, en ocasiones olvidados en los cálculos de las reservas, son variables de país a país. Incluso para un mismo país se tienen diferentes costos regionales; por ejemplo, en México los pozos de la Sonda de Campeche producen del orden de 300 veces más que los del Paleocañón de Chicantepec (los pozos productores de la Sonda de Campeche son los pozos marinos más productivos mundialmente), que no se comparan con los de otros sitios del país. En Venezuela tampoco pueden compararse los costos de producción de los crudos de Maracaibo con los de la Cuenca del Orinoco.

Los países desarrollados productores de petróleo aumentan y disminuyen sus reservas y producción de acuerdo con sus costos; esta práctica debería ser imitada por los países de América Latina.

- (iv) Del análisis estadístico efectuado en el punto 4, resalta que América Latina es exportadora neta de petróleo. Sin embargo, su situación geográfica no es aprovechada del todo; pues tienen cerca al consumidor más grande de petróleo en el mundo, los Estados Unidos, y los principales exportadores, México y Venezuela, tienen que colocar buena parte de sus ventas exteriores fuera del continente, peleando mercados lejanos y más competitivos. Otro hecho paradójico es que Brasil importa del orden de 550 mil barriles diarios de otras regiones.
- (v) Debido a las limitantes actuales del mercado internacional, la fuerte reducción de las inversiones en exploración y explotación y la declinación natural de sus yacimientos, tanto México como Venezuela tienden a disminuir el ritmo de extracción.

De hecho, la producción de México permaneció prácticamente estable desde 1982 hasta 1985 y su capacidad productiva difícilmente podría aumentar.

En el caso de Venezuela, esta tendencia a la baja también se debe al hecho de ser miembro de la OPEP y, por lo tanto, de tener que ajustarse a determinadas cuotas de expor-

tación. Su capacidad productiva actualmente no debe rebasar los 2 millones de barriles diarios.

## 6. LOS PRECIOS BAJOS Y EL MERCADO INTERNACIONAL

La disminución del precio de los hidrocarburos ha traído graves repercusiones económicas en los países exportadores; la situación también puede tornarse difícil para los países importadores.

El mercado internacional debe estabilizarse, de otra forma acarrearía consecuencias negativas a nivel mundial, tales como:

- i) Desaliento en las inversiones para exploración. La reducción de los presupuestos en este renglón traería retrasos en la incorporación de volúmenes adicionales, ya sea por extensión de los campos o por el descubrimiento de nuevos yacimientos. Cabe mencionar que la experiencia indica que, en este último caso, comprobar la existencia de hidrocarburos toma de 7 a 12 años, y el desarrollo global del campo requiere de otros tres o cinco años, si se trata de explotar yacimientos con volúmenes atractivos a la comercialización.
- ii) Los yacimientos con costos de producción superiores a 15 dólares por barril difícilmente podrán mantenerse en explotación. Aunque por cuestiones de índole político y económico su producción puede prolongarse un poco, a la larga tendrán que cerrar por antieconómicos, y volverán a explotarse cuando los precios superen los costos.
- iii) Recuperaciones mejoradas. Estas técnicas, que requieren fuertes inversiones y sirven para aumentar las reservas y la producción de los yacimientos petroleros, se han diferido y esto traerá disminuciones en los volúmenes futuros de hidrocarburos por comercializar.
- iv) El carbón y el uranio como fuentes alternas. Necesitan tener precios competitivos con los de los hidrocarburos para hacer atractiva su explotación; estas fuentes resultan de interés cuando el precio del barril de petróleo es mayor a los US\$ 15.
- v) El petróleo sintético y nuevas fuentes. El primero, obtenido de esquistos y de la licuefacción del carbón, por el momento se aleja como alternativa de sustitución y no parece alcanzable en esta década, debido a que sus costos

de explotación son superiores a los de cualquier petróleo convencional; las nuevas fuentes, como la solar, eólica, maremotriz, biogas y otras, si se quisiera emplear masivamente, no resultarían competitivas a precios menores a US\$ 50 por barril de petróleo; además, su estado de investigación es incipiente.

- vi) Uso eficiente de energía. Los países en desarrollo, a raíz de la crisis de energía en 1973, se propusieron disminuir sus consumos adoptando mejores tecnologías y racionalizando el uso de la energía; han logrado así importantes reducciones en sus consumos. Sin embargo, existen límites técnicos que no pueden descartarse. En la medida que se llega a estos límites, los costos se elevan en tal forma que esas alternativas dejan de ser competitivas. Por otra parte, las nuevas instalaciones, aunque eficientes energéticamente, requerirán energéticos para su operación y traerán consigo incrementos en la demanda.
- vii) Reserva estratégica. Fue creada por los países desarrollados con el fin primordial de contar con almacenamientos de petróleo crudo que les permitieran el autoabastecimiento por 3 meses en caso de una interrupción en el suministro; con la disminución en los consumos, la holgura en algunos casos ha llegado hasta 120 días. Estos volúmenes han servido para especular. El petróleo crudo que se compró con este propósito a precios entre US\$ 30 y 45 por barril, se ha vendido a menos de 15 U.S.\$, con la clara intención de contribuir a la baja de los precios, lo cual ha desencadenado desalientos en diferentes renglones de las actividades productivas de las industrias petroleras de los países exportadores.
- viii) Incrementos en la demanda. Los precios a la baja han resultado los mejores promotores del uso ineficiente de energía y han contribuido a inesperados incrementos en la demanda. Los países del Tercer Mundo con sus grandes crecimientos demográficos, exigen un mayor desarrollo industrial, y su continua expansión requiere de cantidades adicionales de energía. Además, la falta de recursos económicos les impide implantar proyectos de sofisticada tecnología que procuren el uso eficiente de la energía.
- ix) Problemas que acrecentarán las consecuencias negativas. La URSS, principal productor de petróleo en el mundo, exporta actualmente cantidades considerables de hidrocarburos a Europa. Sin embargo, estas exportaciones se anularán antes de finales de siglo, y estos países serán importadores netos, dejando a los países europeos con un déficit considerable y con importantes competidores para allegarse hidrocarburos.

## CONCLUSIONES

- i) Hasta la fecha es imposible que los hidrocarburos puedan ser reemplazados por otro recurso energético. Por las razones citadas anteriormente, y otras más, las reservas de hidrocarburos jugarán un papel importante en el abastecimiento futuro de la energía, cuando menos los que resta de este siglo y las próximas dos o tres décadas del siglo XXI.

Las reservas de hidrocarburos en América Latina no pueden analizarse fuera de este contexto, aunque su volumen, calidad, disponibilidad, localización geográfica y práctica comercial resultan factores determinantes.

- ii) América Latina debe actualizar sus evaluaciones de reservas de hidrocarburos, de acuerdo a los precios vigentes, y mantener el dinamismo que esto implique.

Una actualización del inventario de reservas de hidrocarburos que tome en cuenta los precios vigentes contribuiría a poner orden en los precios del petróleo crudo en el mercado internacional.

- iii) A los países de América Latina les corresponde manejar sus reservas cautelosamente, pues de la estrategia que sigan dependerá su futuro abastecimiento. Sería lamentable que continuaran las exportaciones de este recurso cuando su precio está subvaluado y que se tuviera que importar posteriormente a precios mayores que tengan implícitos costos de escasez: todo por no haber previsto el agotamiento de las reservas. Esto ya sucedió en algunos países de la región; repetir el mismo error sería imperdonable.

Por otro lado, los países exportadores deberán tomar medidas respecto al destino de su hidrocarburo, para evitar que se usen en detrimento de sus operaciones comerciales con el exterior, como es el caso de las reservas estratégicas de otros países.

- iv) La falta de conocimiento del potencial petrolero en los países de la región hace necesario que se planteen políticas de conservación en sus reservas y, al mismo tiempo, se levante un inventario de sus recursos energéticos.

- v) La dinámica presupuestaria en materia de exploración y explotación debe activarse, y en caso de nuevos descubrimientos, estos deben anunciarse con discreción.

- vi) Si se continúa con la subvaluación del petróleo, traerá como consecuencia daños irreparables para todo el mundo y el futuro abastecimiento estará rodeado de grandes incertidumbres. Prolongar una situación de tal naturaleza resulta contraproducente, pues puede provocar una escasez de hidrocarburos antes de que otras fuentes sustitutas estén disponibles.
- vii) Los países desarrollados importadores de petróleo continuarán haciendo esfuerzos para reducir sus consumos, aunque existen límites técnicos y económicos que no les permitirán mayores reducciones. Antes de que termine el siglo se habrán disminuido sustancialmente sus posibilidades de ahorro de energía y la nueva demanda traerá incrementos en sus consumos. Los países exportadores de petróleo en América Latina tendrán que resistir fuertes presiones para no malbaratar sus recursos en hidrocarburos.
- viii) Obtener mayores precios del petróleo permitiría reactivar las inversiones en exploración y en recuperación mejorada.
- ix) En los mercados internos se justificaría una política de precios reales que propicie una mayor racionalidad en el consumo.

## BIBLIOGRAFIA

1. AIME Society of Petroleum Engineers. "Definitions for Oil and Gas Reserves", Journal of Petroleum Technology, May 1987.
2. Nehring, Richard. "Campos petroleros gigantes y recursos mundiales de petróleo", preparado para la Agencia Central de Inteligencia de los EE.UU. R-2284-CIA, junio 1978.
3. International Petroleum Encyclopedia. Pennwell Publishing Co., varios años.
4. Organización Latinoamericana de Energía (OLADE). Estadísticas Energéticas de América Latina. Quito, Ecuador, noviembre de 1981.
5. Petróleos Mexicanos (PEMEX). Anuario Estadístico, varios años.
6. Oficina de Estudios Económicos Energéticos, Dirección General, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, República de Venezuela. "Petróleo y otros datos estadísticos", 1975.
7. Oil & Gas Journal, Worldwide Report. A Pennwell Publication, varios años.
8. Organización Latinoamericana de Energía. Situación Energética de América Latina, 1985.
9. Grossling, Bernard and Diane T. Nielsen. "In Search of Oil", Financial Times Business Information.
10. U.S. Bureau of Mines. World Natural Gas, 1968-1974.
11. U.S. Bureau of Mines. Minerals Yearbook Annual, 1950-1967.
12. Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP). Annual Report, 1984.

CUADRO I  
 PARTICIPACION PORCENTUAL DE LAS RESERVAS PROBADAS 1/  
 DE HIDROCARBUROS EN AMERICA LATINA

PAIS	CRUDO			10(9) pies cúb.		
	10(3) barriles	%		10(9)	cús.	%
1. MEXICO	49 300 000	7.0	58.5	76 954	2.2	40.7
2. VENEZUELA	25 591 000	3.7	30.4	59 067	1.7	31.2
3. ARGENTINA	2 300 000	0.3	2.7	23 588	0.7	12.5
4. BRASIL	2 070 000	0.3	2.5	3 060	0.1	1.6
5. ECUADOR	1 650 000	0.2	2.0	4 090	0.1	2.2
6. COLOMBIA	1 224 000	0.2	1.5	4 130	0.1	2.2
7. CHILE	726 000	0.1	0.9	2 300	0.1	1.2
8. PERU	636 000	0.1	0.8	852	-	0.5
9. TRINIDAD Y TOBAGO	540 000	0.1	0.6	10 500	0.3	5.5
10. BOLIVIA	154 000	-	0.2	4 700	0.1	2.5
11. OTROS <u>2/</u>	51 400	-	0.1	30	-	-
TOTAL	84 242 400	12.0	100.0	189 271	5.4	100.0
MUNDO	700 140 560	100.0		3 484 060	100.0	

1/ Al 31 de diciembre de 1985.

2/ Incluye Guatemala, Suriname y Barbados

Fuente: Referencia 7.

## CUADRO II

RESERVAS PROBADAS 1/ DE PETROLEO CRUDO EN AMERICA LATINA

10(3) barriles

PAIS	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1975	1970	1965
1. MEXICO	49 300 000	48 600 000	48 000 000	48 300 000	56 900 000	44 000 000	3 347 000	2 880 000	2 494 000
2. VENEZUELA	25 591 000	25 845 000	24 850 000	21 500 000	20 300 000	17 950 000	18 511 000	14 042 000	17 240 000
3. ARGENTINA	2 300 000	2 226 000	2 428 000	2 580 000	2 650 000	2 457 000	2 500 000	1 573 000	2 900 000
4. BRASIL	2 070 000	1 976 000	1 800 000	1 750 000	1 325 060	1 300 000	800 000	857 000	672 000
5. ECUADOR	1 650 000	1 400 000	1 675 000	1 400 000	850 000	1 100 000	2 500 000	6 000 000	25 000
6. COLOMBIA	1 224 000	624 000	560 000	536 000	516 450	800 000	600 000	1 580 000	1 700 000
7. CHILE	726 000	736 000	748 000	760 000	790 000	400 000	200 000	120 000	150 000
8. PERU	636 000	670 100	775 000	835 336	801 310	650 000	800 000	500 000	300 000
9. TRINIDAD Y TOBAGO	540 000	540 000	630 000	580 000	600 000	700 000	700 000	605 000	425 000
10. BOLIVIA	154 000	158 000	160 500	180 000	104 000	112 000	216 000	300 000	500 000
11. OTROS <u>2/</u>	55 000	50 600	48 600	50 730	55 450	20 837	n.d.	n.d.	n.d.
TOTAL	84 246 000	82 825 700	81 675 000	78 482 066	84 982 210	69 489 837	30 174 000	28 457 000	25 406 000
MUNDO	700 140 560	698 667 400	669 302 600	670 189 406	670 709 150	648 524 712	568 564 000	543 611 000	364 834 000

1/ Al 31 de diciembre de cada año.2/ Incluye Guatemala, Suriname y Barbados.

Fuente: Referencia 7.

## CUADRO III

EVOLUCION DE LAS RESERVAS PROBADAS 1/ DE GAS NATURAL EN AMERICA LATINA10<sup>9</sup> pies cúbicos

PAIS	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1975	1970	1965
1. MEXICO	76 954	77 000	75 352	75 850	75 350	64 500	14 965	10 000	12 000
2. VENEZUELA	59 067	55 367	54 546	54 079	47 000	42 000	42 283	32 754	32 871
3. ARGENTINA	23 588	24 628	24 420	25 200	23 400	22 000	8 979	8 800	8 000
4. TRINIDAD Y TOBAGO	10 500	10 550	13 100	11 000	10 800	12 000	4 988	3 500	5 000
5. BOLIVIA	4 700	4 270	4 900	5 700	5 400	4 200	n.d.	n.d.	n.d.
6. COLOMBIA	4 130	3 786	4 300	4 580	4 362	6 000	4 988	2 800	3 000
7. ECUADOR	4 090	3 000	3 526	4 100	4 300	4 000	6 236	5 000	150
8. BRASIL	3 060	2 840	2 669	2 330	5 400	1 500	1 156	6 000	5 000
9. CHILE	2 300	2 360	2 400	2 515	2 620	2 500	n.d.	n.d.	n.d.
10. PERU	852	1 100	1 150	1 201	1 202	1 100	n.d.	n.d.	n.d.
11. OTROS <u>2/</u>	30	30	33	36	41	11	n.d.	n.d.	n.d.
TOTAL	189 271	184 931	186 396	186 591	179 875	169 016	83 595	68 854	66 021
MUNDO	3 484 060	3 402 025	3 199 950	3 023 527	2 911 346	2 638 501	2 773 614	1 588 369	1 498 499

1/ Al 31 de diciembre de cada año.2/ Incluye Guatemala, Suriname y Barbados.

Fuente: Referencias 4, 6, 7 y 8.

CUADRO IV  
PARTICIPACION PORCENTUAL DE LA PRODUCCION DIARIA DE  
HIDROCARBUROS EN AMERICA LATINA (1985)

PAIS	C R U D O			G A S		
	10(3) barriles	%		10(9) pies cúb.	%	
1. MEXICO	2 797.0	5.2	44.2	3 604	2.1	38.1
2. VENEZUELA	1 669.0	3.1	26.4	1 670	1.0	17.7
3. ARGENTINA	447.5	0.8	7.1	1 800	1.1	19.0
4. BRASIL	540.5	1.0	8.5	528	0.3	5.6
5. ECUADOR	273.3	0.5	4.3	46	-	0.5
6. COLOMBIA	178.8	0.3	2.8	519	0.3	5.5
7. CHILE	32.5	0.1	0.5	600	0.4	6.4
8. PERU	189.0	0.4	3.0	122	0.1	1.3
9. TRINIDAD Y TOBAGO	179.0	0.3	2.8	309	0.2	3.3
10. BOLIVIA	20.0	-	0.3	243	0.1	2.6
11. OTROS	6.0	-	0.1	3	-	-
TOTAL	6 332.6	11.8	100.0	9 444	5.6	100.0
MUNDO	53 483.6	100.0		169 766	100.0	

Fuente: Referencias 5 y 7.

## CUADRO V

## EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE PETROLEO CRUDO EN AMERICA LATINA

10(3) barriles diarios

PAIS	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1975	1970	1965
1. MEXICO	2 797.0	2 743.0	2 702.0	2 734.0	2 390.0	1 936.0	806.0	430.2	323.1
2. VENEZUELA	1 669.0	1 724.0	1 791.0	1 826.0	2 093.0	2 167.0	2 346.2	3 708.0	3 472.9
3. ARGENTINA	447.5	467.0	481.0	483.0	497.0	487.0	396.0	382.0	269.3
4. BRASIL	540.5	437.0	315.0	252.0	215.0	182.0	174.0	160.5	94.0
5. ECUADOR	273.3	254.0	236.0	215.0	204.0	222.0	160.9	4.1	8.0
6. COLOMBIA	178.8	165.0	155.0	140.0	125.0	125.0	160.0	214.0	210.0
7. CHILE	32.5	38.0	39.0	41.0	40.0	29.0	25.0	34.6	34.9
8. PERU	189.0	201.0	171.0	198.0	184.0	191.0	73.0	72.2	63.2
9. TRINIDAD Y TOBAGO	179.0	169.0	158.0	182.0	240.0	211.0	205.0	139.8	133.9
10. BOLIVIA	20.0	20.0	22.0	24.0	24.0	30.0	42.0	16.3	9.2
11. OTROS 1/	6.0	7.4	8.0	7.0	5.0	5.0	-	-	-
TOTAL	6 332.6	6 225.4	6 078.0	6 102.0	6 017.0	5 585.0	4 388.1	5 162.6	4 618.5
MUNDO	53 483.6	54 090.0	53 259.0	53 116.0	55 380.9	56 997.3	53 327.3	45 059.6	30 271.2

1/ Incluye Guatemala, Suriname y Barbados.

Fuente: Referencias 3 y 7.

CUADRO VI  
EVOLUCION DE LA PRODUCCION DE GAS EN AMERICA LATINA  
10 (6) PIES CUBICOS DIARIOS

PAIS	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1975	1970	1965
1. MEXICO	3 604	3 753	4 054	4 246	4 061	3 558	2 155	1 822	1 351
2. VENEZUELA	1 670	1 985	1 829	1 737	1 649	1 419	1 649	2 740	2 237
3. ARGENTINA	1 800	1 815	1 662	1 225	904	813	994	741	552
4. TRINIDAD Y TOBAGO	309	741	648	584	526	517	139	37	10
5. COLOMBIA	519	503	504	397	312	359	239	189	73
6. BRASIL	528	487	388	319	263	213	39	11	3
7. BOLIVIA	243	475	488	451	416	409	376	84	19
8. CHILE	600	146	195	274	386	311	351	258	190
9. PERU	122	103	87	77	68	126	132	146	161
10. ECUADOR	46	50	47	107	244	37	29	10	3
11. OTROS <sup>1/</sup>	3	4	5	5	-	-	-	-	-
TOTAL	9 444	10 062	9 907	9 422	8 829	7 762	6 093	6 038	4 599
MUNDO	169 766	164 198	152 507	153 134	158 400	160 648	130 078	104 367	67 069

<sup>1/</sup> Incluye Guatemala y Barbados.

Fuente: Referencias 3, 4, 5, 6, 7, y 8.

CUADRO VII

RELACION RESERVAS/PRODUCCION EN AMERICA LATINA DURANTE 1985

PAIS	AÑOS	
	Petroleo Crudo	Gas Natural
1. MEXICO	48.3	58.5
2. VENEZUELA	42.0	96.9
3. ARGENTINA	14.1	35.9
4. BRASIL	10.5	15.9
5. ECUADOR	16.5	243.6
6. COLOMBIA	18.8	21.8
7. CHILE	61.2	10.5
8. PERU	9.2	19.1
9. TRINIDAD Y TOBAGO	8.3	93.1
10. BOLIVIA	21.1	53.0
11. OTROS <u>1/</u>	25.1	27.4
TOTAL	36.5	54.9
MUNDO	35.9	56.2

1/ Incluye Guatemala, Suriname y Barbados.

Fuente: Cuadros I y IV.

## CUADRO VII

## RELACION RESERVAS/PRODUCCION EN AMERICA LATINA DURANTE 1985

PAIS	AÑOS	
	Petroleo Crudo	Gas Natural
1. MEXICO	48.3	58.5
2. VENEZUELA	42.0	96.9
3. ARGENTINA	14.1	35.9
4. BRASIL	10.5	15.9
5. ECUADOR	16.5	243.6
6. COLOMBIA	18.8	21.8
7. CHILE	61.2	10.5
8. PERU	9.2	19.1
9. TRINIDAD Y TOBAGO	8.3	93.1
10. BOLIVIA	21.1	53.0
11. OTROS <u>1/</u>	25.1	27.4
TOTAL	36.5	54.9
MUNDO	35.9	56.2

1/ Incluye Guatemala, Suriname y Barbados.

Fuente: Cuadros I y IV.

CUADRO VIII

EXPORTACION DE PETROLEO CRUDO EN AMERICA LATINA 1/

PAIS	10(3) barriles diarios	%	
1. MEXICO	1 524.6	7.2	54.0
2. VENEZUELA	1 014.7	4.8	35.9
3. ECUADOR	167.6	0.8	5.9
4. TRINIDAD Y TOBAGO	95.2	0.4	3.4
5. PERU	19.8	0.1	0.7
6. GUATEMALA	3.5	-	0.1
7. BARBADOS	0.1	-	-
TOTAL	2 825.5	13.3	100.0
MUNDO	21 205.6	100.0	

1/ Datos referidos a 1984.

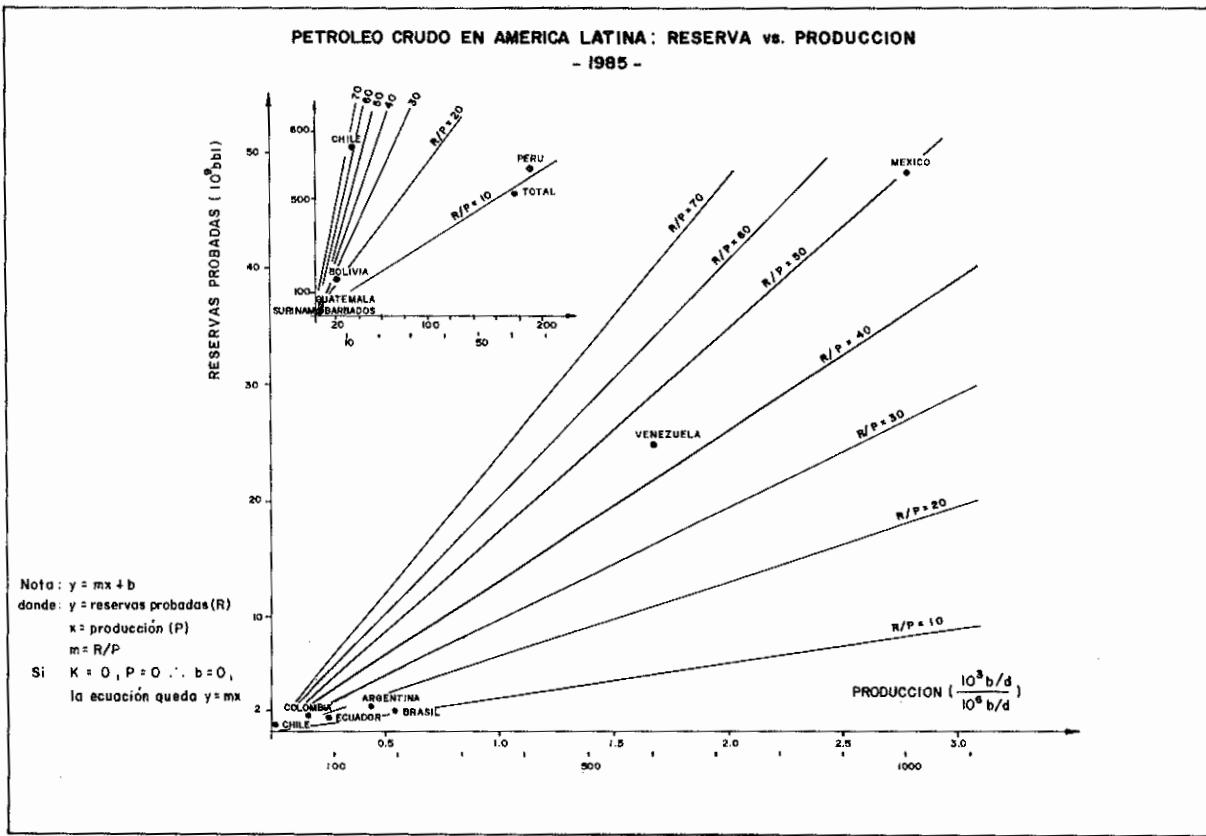
Fuente: Referencia 8.

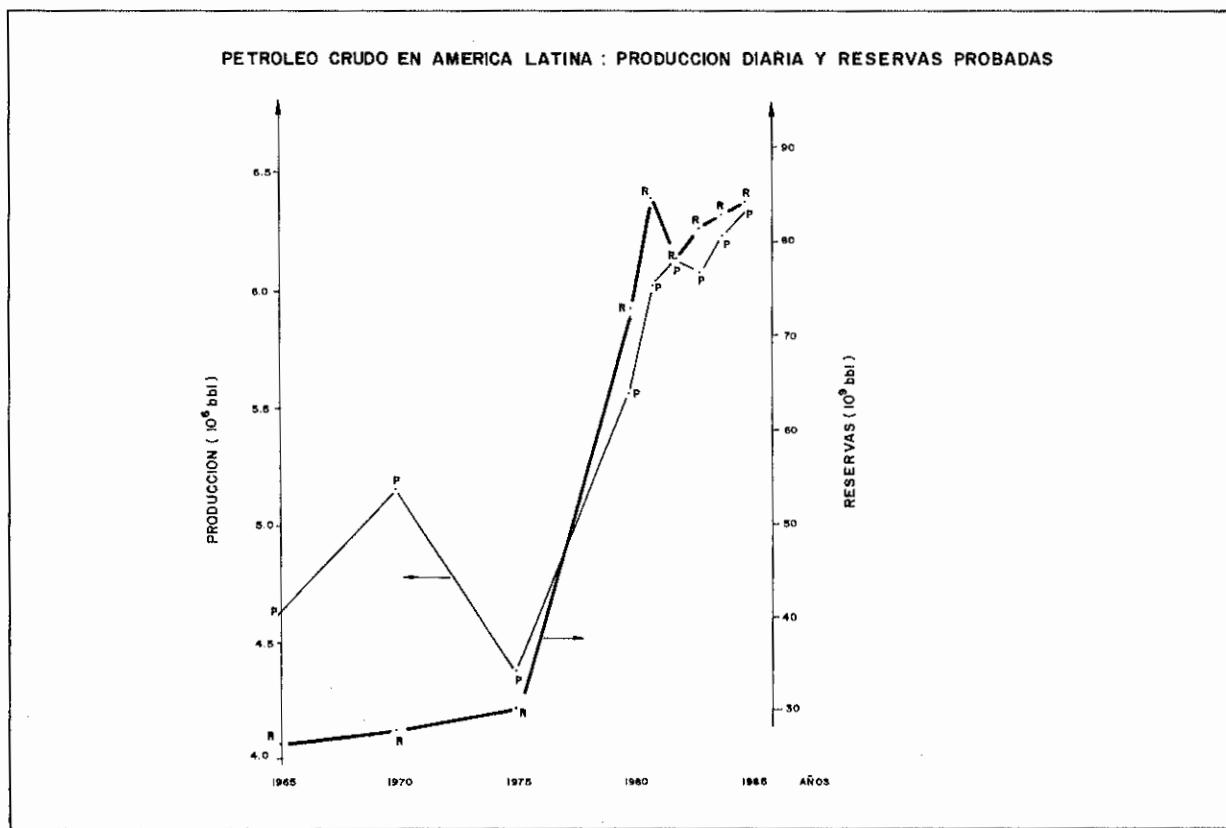
CUADRO IX  
IMPORTACION DE PETROLEO CRUDO EN AMERICA LATINA 1/

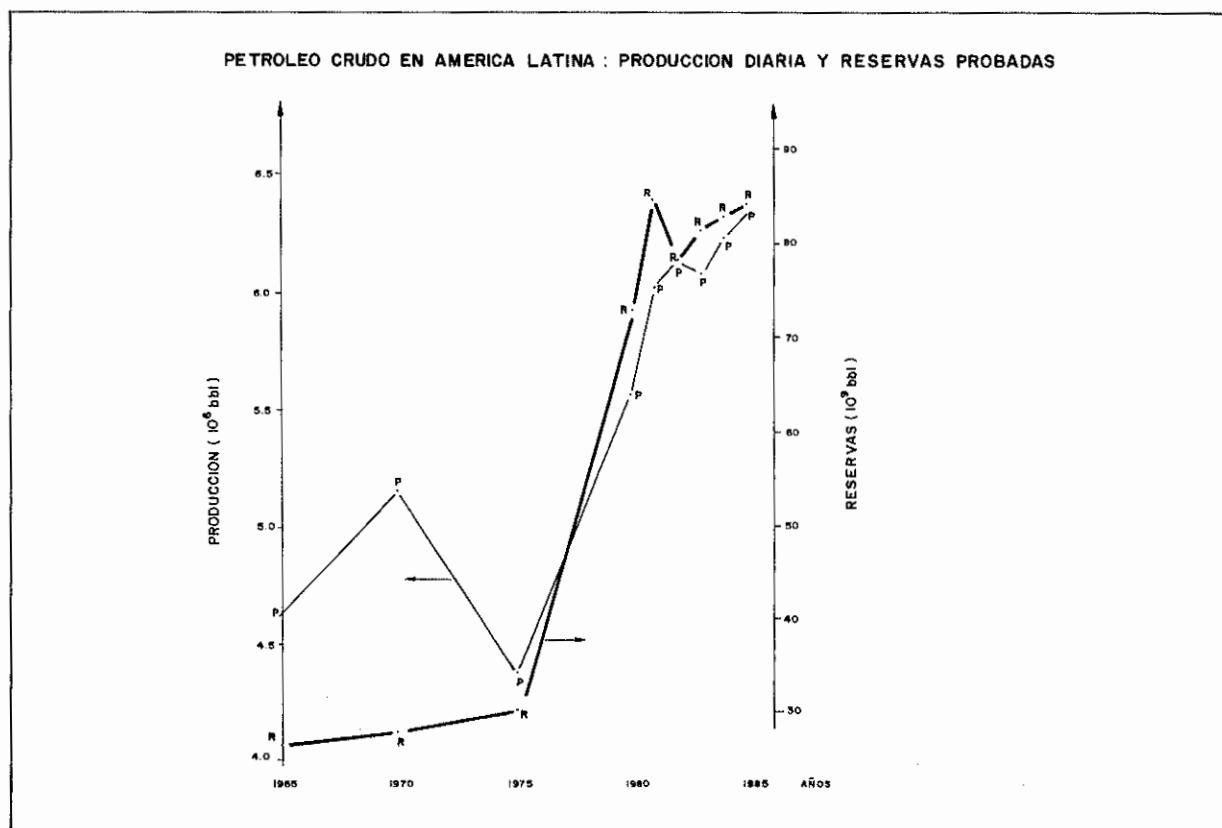
PAIS	Bariles diarios	%	
1. BRASIL	642 044	3.0	73.5
2. CHILE	39 626	0.2	4.5
3. REP. DOMINICANA	35 587	0.2	4.1
4. PANAMA	28 798	0.1	3.3
5. COLOMBIA	27 052	0.1	3.1
6. URUGUAY	24 760	0.1	2.8
7. JAMAICA	16 303	0.1	1.9
8. GUATEMALA	14 566	0.1	1.7
9. EL SALVADOR	12 074	0.1	1.4
10. HONDURAS	9 025	-	1.0
11. NICARAGUA	8 639	-	1.0
12. COSTA RICA	7 689	-	0.9
13. PARAGUAY	3 770	-	0.4
14. TRINIDAD Y TOBAGO	1 937	-	0.2
15. BARBADOS	1 607	-	0.2
TOTAL	873 477	4.1	100.0
MUNDO	21 205 600	100.0	

1/ Datos referidos a 1984.

Fuente: Referencia 8







ALGUNAS CONSIDERACIONES SOBRE LA PLANIFICACION  
ENERGETICA EN AMERICA LATINA

Econ. Enrique Rodríguez Vargas \*

1. CARACTERISTICAS

La revalorización y control del suministro mundial de hidrocarburos ocurrido a partir de 1973, no solamente llevó a una concientización de la importancia y papel de la energía en el proceso económico y social de las naciones, sino a buscar una transición en el uso y aprovechamiento de los recursos energéticos.

Esta situación movió principalmente a los países industrializados a buscar un ordenamiento en el manejo de la energía a través de instrumentos y mecanismos de planificación que cada día cobran mayor importancia en el proceso de diseño y ejecución de políticas. Tal es el caso de los avances y logros obtenidos por los países miembros de la CEE y de la OCDE, que si bien es cierto ofrecen una gran diversidad de situaciones en el campo de la energía, han acogido estrategias basadas en principios y objetivos comunes que sirven de marco de referencia dentro del cual cada país define su propia política.

En América Latina, las reacciones por buscar una concertación mancomunada de estrategias en el campo de la energía, se dieron a través de la Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, mediante la formulación y aprobación en noviembre de 1981, del Programa Latinoamericano de Cooperación Energética (PLACE), que fijó entre otros, los siguientes objetivos básicos:

- "Lograr una integración creciente entre la producción, el uso de la energía y el desarrollo económico y social.

---

\* Jefe de Programa de Economía de Energía, OLADE

- Ampliar y diversificar la oferta energética y la capacidad científico-tecnológica regional.
- Racionalizar la producción y consumo de energía." 1/

Estos objetivos generales trataron de concretarse en cuatro puntos de política, entre los cuales se encuentra la iniciación en los países de "planes energéticos nacionales como condición necesaria para una cooperación plena y una efectiva coordinación de políticas". Obviamente, se partía de la premisa de que son los propios países quienes soberana e independientemente deciden sobre los criterios y acciones que deberán adelantarse en este campo.

Si bien es cierto que después de siete años de haberse aprobado el PLACE, se observan en algunos países avances en el área de la planificación energética, la verdad es que en el ámbito regional, por la dicotomía de intereses y la complejidad de estructuras económicas y sociales, así como políticas e institucionales de los países, se ha hecho difícil alcanzar progresos de significación con miras a obtener estrategias comunes en esta materia, salvo la elaboración de los Balances Nacionales de Energía, preparados dentro de la Metodología OLADE.

## 2. ACCIONES

Los países de América Latina han asimilado en el campo de la planificación energética varias alternativas de orden metodológico que han estado supeditadas a múltiples circunstancias, bien por la angustia de obtener previsiones ante las exigencias internas de medidas en el campo de la energía, o bien por la determinación política de buscar un ordenamiento sectorial a través de la planificación.

En este proceso, los países han enfrentado varias opciones para la selección de las herramientas analíticas de planeamiento viéndose precisados, buena parte de ellos, a "importar" esquemas que desafortunadamente no consultan la realidad nacional, no se adaptan a las condiciones estructurales del sector energético y, mucho menos, responden a las necesidades y objetivos internos de la planificación.

En los últimos años se viene observando en algunos países un afán por crear herramientas analíticas propias o, al menos,

---

1/ "Programa Latinoamericano de Cooperación Energética (PLACE)", 1981.

adaptar las conocidas (modelos) a su infraestructura energética y estadística.

Entre la variedad y complejidad de esquemas e instrumentos de planificación energética que se han adoptado, el siguiente es el rango de posibilidades encontradas en los países de la Región:

- Elaboración del Balance Energético Nacional (consumo final)
- Preparación de diagnósticos sectoriales (más de corte cualitativo que cuantitativo)
- Elaboración de estudios puntuales (técnico-económicos)
- Aplicación independiente de instrumentos analíticos para determinar la expansión de los subsectores que conforman el sistema energético
- Aplicación y/o adaptación de modelos energéticos:
  - . Modelos de balances energéticos (RES-Reference Energy System)
  - . Modelos de simulación
    - \* Simples
    - \* Integrales
  - . Modelos globales de optimización.

La anterior gama de alternativas se ha dado en la mayoría de los países de la Región y ha estado, en cierta forma, en concordancia con su capacidad planificadora en lo que hace al nivel y grado de desarrollo de las herramientas utilizadas.

Por supuesto, resulta difícil establecer la bondad y validez de las metodologías adoptadas, especialmente en lo que hace a la aplicación de modelos, ya que, por principio, las diferencias existentes entre estructuras, propósitos, objetivos y necesidades influyen sustancialmente en la misma tarea planificadora.

De ahí que el ejercicio de la planificación energética se torne difícil, no sólo porque se proyecta sobre un ámbito complejo, dinámico e interdependiente, sino porque la realidad actual debe examinarse en su comportamiento a través del tiempo y proyectarse dentro de innumerables incógnitas e incertidumbres de cambio.

En este orden de ideas, la utilización de modelos como medio para generar comportamientos y/o efectuar simulaciones u optimi-

zaciones, ha cobrado una gran importancia en el marco de la planificación energética ya que mediante su aplicación se puede esquematizar un ejercicio global que permita:

- Determinar la demanda de energía;
- Fijar una estructura de oferta; y,
- Establecer un ajuste y relación entre oferta y demanda.

Este proceso, naturalmente deberá estar enmarcado dentro de un contexto económico y social dada la interdependencia y conexión de la política energética con los objetivos de la política macroeconómica, como condición indispensable para alcanzar decisiones coherentes y de gran repercusión nacional.

El anterior proceso analítico incuestionablemente deberá estar precedido de una jerarquización de problemas y cuestionamientos concordantes con las estrategias y alternativas que cada país se imponga analizar y adoptar internamente.

#### 2.1 Evaluación de la Demanda

Múltiples y variados han sido los desarrollos metodológicos para predecir la demanda energética. En América Latina van desde modelos tan simples como los de formular una ecuación de regresión donde la demanda de energía es una variable dependiente del Producto Interno Bruto, hasta los complejos, como aquellos que estructuran un proceso analítico profundo de la relación entre la evolución de la sociedad (sistema socioeconómico) y la evolución de su consumo de energía. En otras palabras, la energía útil que el sistema precisa para su funcionamiento. Estos modelos han sido aplicados con diferente grado de sofisticación y éxito en algunos países. A manera de enunciado simplemente, ya que su análisis detenido no es el propósito de este artículo, pueden mencionarse como ejemplos:

- El Estudio Nacional de Energía (ENE) de Colombia (modelos econométricos)
- El Programa Nacional de Energéticos (PRONE) de México (con base en el MEDEE)
- El MEDEE-S del Ecuador
- El Modelo de Demanda Global de Energía (SETEC/Ministerio de Minas y Energía) de Brasil
- El Modelo Analítico de Previsión de Requerimientos de Energía (Bariloche).

Igualmente, la Metodología OLADE para el análisis de la demanda, instrumento analítico-contable que combina enfoques técnico-económicos y que simula sub-modelos para cada actividad económica, constituye una herramienta valiosa en el campo de la prospección energética que debe evaluarse y examinarse como alternativa de planificación sectorial.

La demanda de energía constituye parte medular del sector energético y su estudio debe abordarse y evolucionar en forma tal que su comportamiento futuro tome en cuenta un conjunto de condiciones referidas bien a la energía (sustitución, distribución, equipamiento, etc.) o a la economía (precios, crecimiento económico y poblacional, marco sociopolítico, etc.) para pasar de la situación actual a la prevista.

Nuevos enfoques metodológicos que por fortuna se vienen introduciendo progresivamente en los países, buscan establecer elementos que conduzcan más a administrar la demanda como concepción básica del problema energético, antes que su misma previsión, lo que significa que la planificación deberá dirigirse hacia "la gestión" para lograr una estructura de consumo adecuada a las condiciones económicas, sociales y financieras imperantes y a las posibilidades de suministro energético. Sin embargo, los avances en este sentido precisan un largo tiempo de asimilación, en la medida en que los tomadores de decisiones comprendan su repercusión e importancia, ante la tendencia tradicional del manejo energético exclusivamente de la oferta.

## 2.2 Evaluación de la Oferta

Los conceptos metodológicos para el análisis de la oferta energética a nivel regional pueden categorizarse básicamente en dos tendencias: una que busca el análisis global de la variable "como bloque", y otra que trata de articular modelos subsectoriales de optimización.

Los modelos integrales de optimización buscan, como su nombre lo indica, optimizar una función objetivo para todo el sistema; esto es "la mejor configuración de la oferta", teniendo en cuenta "simultáneamente" todas las opciones y restricciones del sistema.

Por su parte, los modelos articulados de simulación, no consideran simultáneamente posibles alternativas y restricciones del sector, ya que constituyen un conjunto de sub-modelos que describen, dentro de un marco de optimización, cada sub-sector de oferta. En la medida en que se analice cualquier alternativa, su articulación o encadenamiento, simulará y seleccionará la opción más atractiva dentro de una función objetivo general.

Dentro de este marco de concepciones, en América Latina la experiencia en la aplicación de modelos de oferta puede considerarse como relativamente reciente y aún en proceso de ajuste en algunos países que han avanzado en este ejercicio. Tal es el caso de:

- Modelo Markal - Brasil
- Modelo Retine (CCE) - Ecuador
- Estudio Nacional de Energía (ENE) - Colombia
- Enerplan - Ecuador y Costa Rica

Otras experiencias en el campo de la modelística de la oferta se fundamentan en investigaciones dirigidas a examinar posibilidades de nuevas tecnologías, su competitividad y posibilidades de desarrollo para la satisfacción de futuras demandas de energía.

Ejemplos representativos de esta clase de modelos son:

- MARKAL (The Market Allocation MODEL - KFA)
- BESOM (Brookhaven Energy System Optimization Model)
- DESOM (Dynamic Energy System Optimization Model)

La asimilación de esta clase de modelos en América Latina ha sido relativa, en vista de su complejidad, características, objetivos y, particularmente, infraestructura de información requerida. De otro lado, es indispensable un ordenamiento institucional coherente y un equipo multidisciplinario lo suficientemente capacitado para abordar aspectos técnicos, económicos y programáticos. Un análisis y examen detenido de su aplicación sería deseable efectuarlo dentro de un foro específico de trabajo a nivel regional.

### 3. HACIA LA PLANIFICACION ENERGETICA INTEGRAL

#### 3.1 Alcance

La búsqueda de una planificación energética integral, que supere el esquema tradicional de planes independientes para cada empresa o sub-sector (petróleo, carbón, electricidad, etc.), viene imponiéndose como principio, pese las dificultades institucionales, políticas y de coordinación implícitas en este proceso.

En la medida en que la interdependencia entre el sistema económico y energético origine, como en efecto ocurre, un alto grado de sensibilidad en los fenómenos políticos, sociales, económicos y tecnológicos de los países, un enfoque integral de la planificación energética se hace cada vez más imperioso para compatibilizar objetivos, estrategias y alternativas.

Aunque en una primera aproximación se busca evaluar el comportamiento de los subsectores que conforman el sistema energético frente al conjunto de agregados económicos, bien puede establecerse que en lo posible se deberán superar los análisis de flujos físicos de la energía y avanzar, como es lo deseable, en la cuantificación del impacto económico y particularmente financiero que, en fin de cuentas, es el que está golpeando severamente el desarrollo del sector y por consecuencia el de la economía en su conjunto, si se toman en cuenta los altos índices de endeudamiento de la Región y las limitaciones de inversión y financiamiento existentes.

Los impactos que puede ocasionar una deficiente e inadecuada planificación energética se traducen en elevados costos sociales que inciden en: el mismo freno del crecimiento del PIB, la aceleración del proceso inflacionario (precios y costos), los desequilibrios en la balanza de pagos, el desorden financiero, los desajustes cambiarios y fiscales, el caos institucional y político y, por consiguiente, la disminución de los niveles de bienestar.

### 3.2 Desarrollos

Los ejercicios de planeamiento integral de la energía empiezan a ser una realidad en algunos países latinoamericanos con diferentes resultados no sólo en el enfoque metodológico utilizado, sino en el proceso de consolidación política e institucional.

Como ejemplos de esta clase de esfuerzos se pueden citar la puesta en marcha del denominado "Modelo Energético Brasileño-MEB" y la realización del "Estudio Nacional de Energía-ENE" de Colombia y más recientemente los Planes Energéticos de Argentina, Costa Rica y Guatemala. Igualmente se pueden mencionar los trabajos que dentro de este criterio adelanta México a través del "Programa Nacional de Energéticos -PRONE-".

Algunas de las características de esta clase de ensayos de planificación, pueden esquematizarse muy someramente, al menos para Brasil y Colombia, en la siguiente forma:

#### Caso Brasileño

El proceso parte de la estructuración de un modelo conceptual denominado "Modelo Energético Brasileño - MEB", acogido por los estamentos gubernamentales como directriz o rector general de política, esquematizado dentro de los siguientes parámetros:

- Primera Parte - formulación de la política global
- Segunda Parte - planteamiento de los aspectos coyunturales (financiamiento, evaluación de tecnologías, instrumentación, etc.) y establecimiento de alternativas y metas.

A partir de estos lineamientos, se inicia la aplicación y adecuación de herramientas analíticas para la evaluación de políticas y alternativas, a más de los Balances Energéticos Integrales (reservas hasta energía útil con amplia desagregación sectorial) y los modelos prospectivos de demanda y oferta. (MEDEE y MARKAL). La interrelación economía-energía se efectúa mediante la aplicación de elementos macro-económicos generados por un modelo de planeamiento global de la economía (Modelo Macroeconómico del Brasil).

La planificación energética en el Brasil busca como principio; mantener una sólida interacción institucional que va desde los niveles estratégicos hasta los eminentemente operacionales y ejecutores. Es decir, se pretende cubrir un esquema horizontal y vertical del planeamiento con el fin de que el proceso, antes que teórico, sea práctico y real.

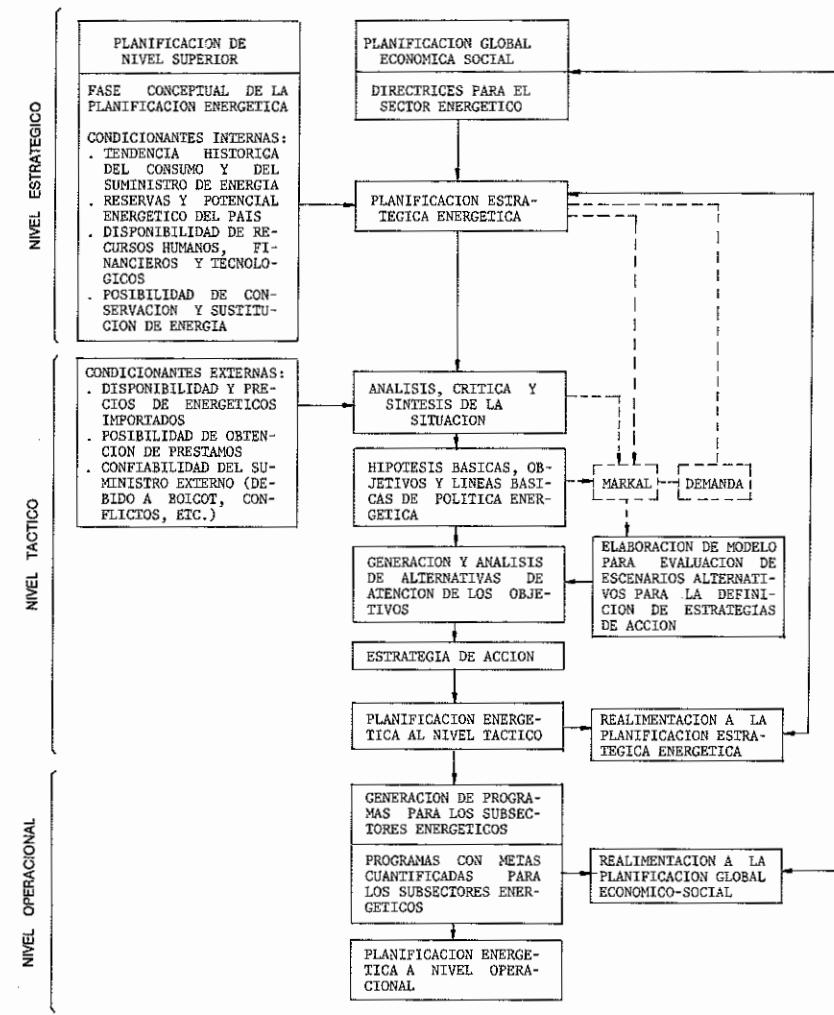
#### Caso Colombiano

Con la elaboración del "Estudio Nacional de Energía" 2/ el Estado colombiano ha querido dar un enfoque global al planeamiento energético que facilite la evaluación y análisis de alternativas dentro de un "mecanismo técnico-económico y dinámico" que permita revisar, con la suficiente anticipación, el comportamiento y utilización óptima de los recursos disponibles dentro de una función objetivo de mínimo costo.

---

2/ Recientemente, con el apoyo del Banco Mundial, se efectuó una revisión del estudio, enriqueciéndose y ajustándose tanto los criterios metodológicos como los mecanismos de evaluación, habiéndose avanzado en la medición del impacto financiero de las alternativas seleccionadas.

**- CASO BRASILEÑO -**



El enfoque metodológico seleccionado consiste en una "simulación global" en la cual se especifican en primer término alternativas de paquetes de política energética. Estas alternativas se examinan mediante los modelos de demanda (simulación) y oferta (optimización) en forma secuencial e iterativa, adoptando el siguiente procedimiento.

- Se parte de un caso de referencia o "escenario básico" que deriva demandas finales de energía por fuentes.
- Por medio de los modelos de optimización, se conoce la estructura óptima para satisfacer las demandas finales del caso de referencia.
- Se identifican las opciones que se simularán.
- Se alteran las demandas del caso de referencia en la proporción y magnitud indicada por la opción en estudio.
- Nuevamente se corren los modelos de oferta para buscar la configuración óptima deseada.
- Estos resultados alimentan el Modelo de Balances Energéticos y flujos financieros, el cual ordena y compara los costos totales (globales) de la alternativa bajo estudio, los mismos que se comparan con el caso de referencia para analizar su viabilidad técnico-económica en términos del valor social presente neto (beneficio-costo) que origine la opción.

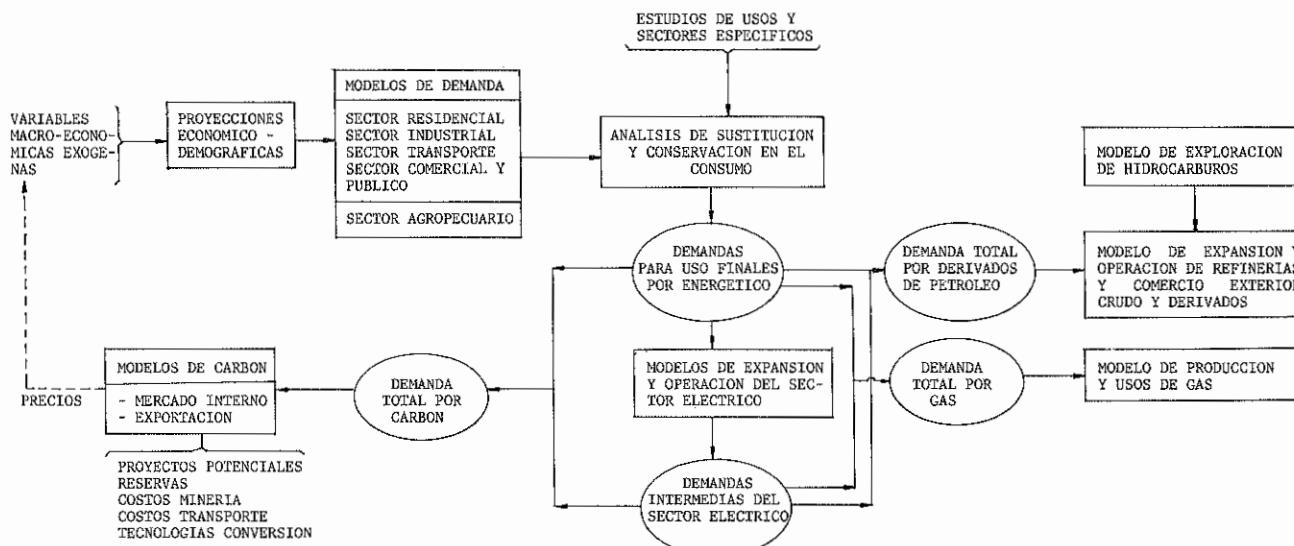
El proceso de interacción de los modelos del ENE consulta básicamente la siguiente forma secuencial:

- Determinación de variables macro-económicas (exógenas)
- Proyecciones económicas y demográficas (exógenas)
- Aplicación de los modelos de demanda para determinar los requerimientos por sector económico
- Modificación de las demandas por efectos de sustituciones o conservación (uso racional).
- Determinación de demandas para usos finales por energético.
- Se corren los modelos de oferta así:
  - . Se trabaja primero con modelos de expansión y operación del sistema eléctrico (por lo que generan demandas intermedias de otros energéticos).
  - . Se generan demandas totales (suma de demandas finales por energético e intermedios del sector eléctrico) que interactúan con el correspondiente modelo de oferta.

**- CASO COLOMBIANO -**

**PROCESO DE INTERACCION DE LOS MODELOS DEL ENE**

ESQUEMA SIMPLIFICADO



- Se corre el modelo de carbón (mercado interno) y se determina el precio mínimo que satisfaga la demanda y las condiciones del mercado.
- Se corren los modelos de oferta de los otros sectores y se buscan convergencias para obtener un óptimo de la alternativa que se deseé analizar.

Dadas las características de modelización independiente de cada fuente energética, la evaluación social (beneficio-costo) se efectúa en forma separada para cada modelo, para posteriormente, mediante la sumatoria total, contabilizar el efecto económico, esto es, el costo social neto.

En síntesis, se puede decir que el estudio constituye un "Modelo Global" integrado por un conjunto de sub-modelos de demanda y oferta que configuran un todo, de acuerdo con las interrelaciones de la economía y el sector energético.

#### 4. OBSTACULOS Y LIMITACIONES

Múltiples y de diversa índole son los problemas que se presentan en la labor del planeamiento energético, encontrándose desde los implícitos en el proceso e instrumentación del mismo planeamiento, hasta los complejos generados en la aplicación e interpretación de las diversas herramientas de análisis.

En América Latina, cada país, de acuerdo con sus condiciones de desarrollo, estructura socio-económica, objetivos, etc., presenta una gama de dificultades y problemas en este campo. Sin embargo, los más característicos y de común ocurrencia pueden agruparse en la siguiente forma:

- Políticos e institucionales
- Conceptuales (enfoque)
- Instrumentación y control
- Infraestructura estadística

Un intento de puntualizar dentro de la anterior agrupación, los problemas que enfrenta el planeamiento energético, se exponen a continuación:

#### Políticos e institucionales

- Escaso aval político tanto en el proceso de elaboración como, particularmente, en el de instrumentación del plan.
- Debilitamiento y/o fraccionamiento de la capacidad rectora en el manejo y dirección de la política sectorial (se diluye en las empresas o instituciones estatales de oferta).
- Inexistencia o inadecuada infraestructura institucional del aparato de planificación sectorial.
- Competencias entre agencias del Estado que tienen como función la actividad planificadora.
- Incompatibilidad entre el alcance del plan y la capacidad de los equipos nacionales de trabajo.

#### Conceptuales (de enfoque)

- Divorcio de objetivos e intereses (Secretarías/Ministerios/Empresas).
- Ausencia de un sólido diagnóstico sectorial que defina problemas estructurales.
- Diversidad de criterios entre el proceso conceptual, los problemas estructurales y los lineamientos generales de política.
- Dicotomía entre el proceso conceptual y metodológico del plan.
- Adopción de esquemas metodológicos por analogías.
- Selección y aplicación de herramientas de planificación (modelos) elaboradas sin adecuarlas y adaptarlas a las exigencias nacionales (evaluación de la leña, el bagazo, combustibles domésticos, etc.).
- Asimilación de modelos matemáticos que suponen un elevado grado de rigidez en la estructura de consumo.
- Confusión de medios con fines (mayor concentración en la investigación de las herramientas de planificación antes que su aplicación para la búsqueda de opciones).
- Planificación teórica antes que pragmática y real.

- Instrumentación y control
  - Ausencia o deficiencia en los mecanismos de ejecución y aplicación de resultados del plan, tanto en el aparato de oferta como de demanda (gestión).
  - Débil respaldo político ante cambios y modificaciones profundas en el sistema energético (eliminación de subsidios, estructuración de precios, ordenamiento institucional, etc.).
  - Ausencia de un sistema riguroso de evaluación y seguimiento del plan.
  - Desarticulación y desmembramiento de los equipos nacionales de planificación energética, una vez culminada la elaboración del plan.
- Infraestructura estadística
  - No se tiene una idea clara de la importancia de la información como recurso.
  - No se cuenta con una política de información sectorial.
  - No se le da a la información una ubicación institucional compatible con las necesidades del planeamiento para asegurar su continuidad (Sistemas de Información Sectoriales).
  - La función de información se diluye más en las actividades de tipo administrativo que técnico.
  - Se crean "bancos de datos" con criterios más inmediatos que estructurales y políticos.
  - Los desajustes institucionales a nivel sectorial dan lugar a incoherencias y duplicaciones en la información que ocasionan contratiempos y problemas de credibilidad en los mismos instrumentos de planificación.

El catálogo de problemas bien puede ampliarse de acuerdo con las características sectoriales de cada país, sin embargo, en la medida en que se supere el sinnúmero de dificultades que la planificación debe afrontar a lo largo del complejo proceso analítico e investigativo, este ejercicio adquirirá mayor credibilidad e importancia en cada uno de los países.

## 5. CONSIDERACIONES

- Buena parte de los países en América Latina han aplicado o asimilado en el proceso de la planificación energética distintas versiones metodológicas en el campo de la modelística con variadas experiencias y resultados. Algunos han superado el marco teórico y han pasado al pragmático, obteniendo predicciones y/o simulaciones que en algunos casos han servido de base para la toma de decisiones. Otros, quizás una gran mayoría, no han tenido los éxitos esperados, bien porque el marco institucional y la infraestructura de información no son los apropiados, o bien porque la concepción metodológica no se ajusta a sus condiciones estructurales.
- En la medida en que la situación económica y energética de América Latina se deteriore, afectada por la repercusión e impacto de factores externos, ajenos a su control y manejo, la labor del planeamiento energético en sus países se torna más difícil y compleja.
- El sinnúmero de interrogantes que se generan ante el incierto comportamiento del mercado y precio del petróleo, y su repercusión en los esquemas energéticos de los países, hace de por sí vulnerable cualquier intento de previsión, y por consiguiente de formulación, de acciones y políticas de mediano y largo alcance.
- Las actuales circunstancias coyunturales constituyen por sus características y alcance un reto a la planificación energética como principio de ordenamiento y coherencia en el análisis y pronóstico de las situaciones económicas y energéticas de nuestros países.
- Aunque el planeamiento integral constituye el ejercicio más deseable en el proceso analítico e investigativo de la energía, una implementación de las denominadas "aproximaciones sucesivas del planeamiento", sería el camino más adecuado para aquellos países que no disponen de una sólida infraestructura institucional y un aparato técnico y estadístico capaz de respaldar esta labor y objetivo básico del planeamiento energético.

DOCUMENTO REGIONAL DE EXPERIENCIAS NACIONALES EN  
PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS

PRESENTACION

A principios de 1984, la Secretaría Permanente de la Organización Latinoamericana de Energía, OLADE, emprendió la tarea de recopilar información relativa a las experiencias de los países miembros sobre Pequeñas Centrales Hidroeléctricas 1/, solicitando la elaboración de un documento sintético que describiera el panorama de la estrategia nacional de cada país en esta materia. Información que ha servido de base para la preparación del "Documento Regional de Experiencias Nacionales en Pequeñas Centrales Hidroeléctricas".

A la fecha se ha recibido la información de 15 países, la cual, a partir de una amplia gama de experiencias manifestadas, deriva en una serie de conclusiones preliminares que pueden ser resumidas en los siguientes términos:

- Prácticamente todos los países tienen, o tienden a establecer, un Programa Nacional de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas.
- Existe un interés generalizado entre los países de la Región por llevar a cabo una masiva utilización de las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas como forma efectiva de apoyo social y económico para el sector rural.
- Predomina el criterio de utilizar técnicas que permitan abaratar los costos de estos proyectos: simplificando los estudios y esquemas de construcción y equipamiento y basando la construcción de las obras civiles en materiales y

---

1/ Exceptuando a Barbados y Trinidad y Tobago, que desde épocas anteriores habían declarado no tener potencial hidroenergético.

mano de obra locales, para propender a un creciente uso de recursos y productos nacionales.

A partir de los avances logrados por la Secretaría Permanente en esta labor, se concluye que en la mayoría de los países existe el interés de establecer un intercambio de experiencias, por lo que se espera que este trabajo sirva como punto de partida, para llegar a establecer algún tipo de coordinación entre los países miembros a fin de evitar la duplicación de esfuerzos y promover la cooperación e integración intrarregional.

MODELOS DE EMPRESA APLICABLES AL DESARROLLO  
DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELECTRICAS \*

Programa de Hidroenergía  
Departamento Técnico  
Secretaría Permanente  
OLADE

1. INTRODUCCION

Las Pequeñas Centrales Hidroeléctricas (PCH) fueron y son una de las principales alternativas para el desarrollo energético del medio rural latinoamericano, dada la abundancia de recursos hídricos con fines energéticos en pequeña escala de que dispone la región.

Si bien hay una experiencia acumulada en Latinoamérica que data de las últimas décadas del siglo XIX, el desarrollo de PCH se ha caracterizado por acciones esporádicas y poco sistemáticas. Hace algunos años se dió un proceso de cambio en favor de las opciones de interconexión así como de generación por medio de grupos electrógenos térmicos, alternativas que en los últimos años han comenzado a encontrar nuevos límites de aplicación; en el primer caso, por los elevados costos de líneas de transmisión y de subestaciones para zonas aisladas y en el segundo, por la inestabilidad del costo de los combustibles, mantenimiento y dificultades logísticas que cuestionan seriamente las perspectivas de instalación de grupos electrógenos en muchas poblaciones aisladas.

Estos límites de aplicación han dado lugar a que en los últimos años se hayan revitalizado en Latinoamérica, como parte de la tendencia mundial en ese sentido, las ideas de utilizar PCH como alternativa de solucionar los problemas energéticos de zonas apartadas.

La práctica está demostrando que el desarrollo de PCH tendrá un impacto significativo en la medida en que se las promueva con criterios de implantación masiva, que permita cada vez mayores economías de escala y justifiquen un conjunto de acciones diver-

---

(\*) Debe aclararse que este artículo fue publicado en su forma original en la Revista Energética 3/84 (Mayo-Junio).

sas para atacar el problema, simultáneamente, en varios frentes relacionados con el planeamiento, evaluación de recursos y demanda, elaboración, financiación y ejecución de proyectos específicos, uso del agua, operación y mantenimiento de PCH y sus aspectos institucionales conexos.

Uno de los problemas que ha tenido mayor incidencia como limitante para el desenvolvimiento de PCH, está dado por la incidencia de los aspectos institucionales en el desarrollo de proyectos y la gestión, operación y mantenimiento de plantas, dado que muchas veces el marco institucional responde a consideraciones que no se derivan de las particularidades de la generación hidroeléctrica en pequeña escala y en localidades aisladas, sino más bien del marco legal, social, económico, administrativo y normativo del desarrollo eléctrico en gran escala.

## 2. OBJETIVO

En este documento OLADE pretende realizar un análisis comparativo de los esquemas institucionales más frecuentemente adoptados, para lo cual se presentan en forma esquematizada tres tipos básicos de los mismos y se describen algunos problemas y perspectivas de aplicación de los esquemas identificados, con relación a las principales fases del desarrollo de proyectos y operación de PCH.

Cabe señalar que existe una gran variedad de modelos institucionales, que no necesariamente se ajustan a los aquí presentados, en vista de que éstos esquematizan un intento de simplificación para fines de clasificación y análisis de un universo muy variado, de tal forma que cada país atendiendo a sus peculiaridades pueda decidir qué esquemas son los más fácilmente adaptables a sus diferentes regiones.

En el capítulo 5 se describe en mayor detalle un modelo idealizado de empresa comunal, en consideración a que en muchos casos los esquemas institucionales descentralizados, para atender necesidades de pequeñas poblaciones aisladas, constituyen una de las mejores alternativas, pero es justamente en este caso donde las experiencias de América Latina son más limitadas.

## 2. TIPIFICACION DE MODELOS

Para fines de análisis, se clasifican los principales modelos institucionales para el suministro de energía eléctrica a poblaciones fuera del ámbito urbano, bajo tres casos esquemáticos.

Modelo 1: Empresa Eléctrica Centralizada

Modelo 2: Empresa Autoproducadora

Modelo 3: Empresa Comunal

En rigor, también debería considerarse en forma diferenciada un cuarto caso que podría ser el de una Empresa Eléctrica Particular para el medio rural, o sea, una pequeña empresa privada que actúe como concesionaria localizada del servicio eléctrico en una determinada población y sea la propietaria de una o más PCH. Sin embargo, no se incluye este caso, en razón de que el suministro de electricidad a nivel público para el medio rural en general no resulta suficientemente rentable en los países en desarrollo, por lo tanto, difícilmente resulta una inversión atractiva que movilice inversiones de riesgo, salvo en casos que la actividad comprenda áreas de mayor rentabilidad como es el caso de los modelos 1 y 2.

#### MODELO 1: Empresa Eléctrica Centralizada

Bajo esta denominación se agrupan todos los casos en que PCH es una planta de propiedad bajo control administrativo directo, de una empresa de servicio eléctrico nacional, regional o provincial, la cual es responsable de las actividades de generación y/o distribución de electricidad en la zona que será servida por la PCH.

En este modelo se agrupan diversos casos de empresas de servicio eléctrico independientemente de su régimen de propiedad, siempre y cuando sean empresas de servicio público de alguna envergadura, a nivel nacional o provincial.

La utilización de PCH en el marco de este modelo generalmente se caracteriza por:

- La PCH es propiedad de la Empresa de Electricidad.
- El proyecto, sin considerar el origen de la iniciativa, se desarrolla en el marco del programa de inversiones de la Empresa.
- La administración, operación y mantenimiento son de exclusiva responsabilidad de la Empresa.
- Los operadores son trabajadores de la Empresa designados en forma más o menos centralizada.
- Las tarifas se cobran por intermedio de unidades propias de la Empresa y pasan a incorporarse a los fondos de la misma.

- Los gastos (remuneraciones, mantenimiento, administración, etc.) son asumidos en forma centralizada.

#### MODELO 2: Empresa Autoproducadora

En este modelo se incluyen aquellos casos en que una PCH es una planta de propiedad o bajo control directo, de una Empresa o entidad que se dedica a actividades económicas importantes, distintas a las de generación eléctrica como servicio público, en consecuencia emplea una o más PCH como fuente de energía eléctrica para el desarrollo de sus actividades productivas y/o servicios, pero destina excedentes de energía para fines de servicio público.

Bajo este rubro se incluyen todas las Empresas que satisfacen las condiciones enunciadas en el párrafo anterior, independientemente de su régimen jurídico - estatal, privada, municipal, cooperativa, mixta, etc - siempre y cuando la capacidad de generación eléctrica sea lo más compatible con la definición de PCH que se adopte en cada país.

Las condiciones para incluir una PCH en este rubro son:

- Empresa dedicada a cualquier tipo de actividad productiva o servicio importante, distinto de la producción de electricidad.
- La Empresa posee o controla una o más PCH para generar energía eléctrica destinada a las actividades de la Empresa.
- Entrega excedentes de energía eléctrica para el suministro público de localidades vecinas.
- Puede tener cualquier régimen de propiedad.
- Capacidad de generación compatible con la definición de PCH que se adopte.

En rigor, se podría considerar bajo este rubro a todos los autoprodutores, así no suministren excedentes para servicio público, sin embargo, dado el enfoque de este trabajo, orientado a tratar las alternativas institucionales para atender las necesidades de energía eléctrica en poblaciones aisladas y alejadas del sistema eléctrico, no se considera relevante analizar el caso de los autoprodutores netos, que solo generan energía para sus propios fines productivos.

Además de las condicionantes señaladas anteriormente para la inclusión de una PCH dentro de este modelo, su utilización se caracteriza por:

- La PCH es propiedad de la Empresa autoproductora
- La Empresa autoproductora cuenta con alguna forma de autorización de las entidades del estado para generar electricidad, frecuentemente en calidad de concesionaria.
- El proyecto de la PCH se desarrolla principalmente sobre la base de los requerimientos productivos de la Empresa y en forma secundaria se considera el suministro público.
- La administración, operación y mantenimiento son de exclusiva responsabilidad de la Empresa autoproductora.
- Los operadores son empleados de la Empresa autoproductora.
- Los gastos de operación de la PCH son asumidos por la Empresa autoproductora.
- La Empresa autoproductora vende los excedentes de energía eléctrica a la Empresa de Electricidad encargada del servicio público, o directamente a las municipalidades u órganos de gobierno local. En ciertos casos cuando la población a ser atendida está muy vinculada a la Empresa autoproductora, estos suministros pueden tener un carácter poco comercial y más bien ser el producto de un acuerdo con autoridades locales, sindicatos o comunidades.
- Existe una gran multiplicidad de formas de aplicación de tarifas y destino de las mismas.

#### MODELO 3: Empresa Comunal

En este rubro se incluyen todas las variantes de empresas y servicios eléctricos públicos para poblaciones del medio rural que involucren el empleo de PCH, de propiedad o bajo el control de municipios, autoridades distritales o parroquiales, comunidades campesinas, cooperativas, asociaciones de vecinos, etc., bajo el común denominador de una relativa autonomía administrativa de las empresas y gobiernos nacionales o regionales y actuando como concesionarios locales.

Para este caso existen innumerables formas jurídicas de propiedad, pero todos se caracterizan por su objetivo de servicio público descentralizado, con un elevado nivel de participación directa de la población servida.

En forma sintética, la utilización de PCH en el marco de este modelo se caracteriza por:

- La PCH es de propiedad o está bajo el control de una Empresa o entidad comunal, municipal, cooperativa, asociación de vecinos, etc.
- La PCH se destina al servicio público local, tanto para fines de iluminación, como para el apoyo de actividades productivas y de servicios.
- El desarrollo del proyecto tiene un elevado contenido de iniciativa comunal, que frecuentemente se materializa en la ejecución de las obras.
- La administración, operación y mantenimiento está bajo control de la Empresa Comunal, con variados niveles de apoyo de las empresas de electricidad y del gobierno a nivel nacional o regional.
- Existe gran diversidad en la aplicación de tarifas, pero en general se deben ajustar a la legislación nacional.
- Los ingresos por tarifas se incorporan a la Empresa Comunal.
- Los gastos de operación y mantenimiento son asumidos por la Empresa Comunal.

Más adelante se presentarán en mayor detalle características y alternativas organizativas que se pueden tomar en cuenta para mejorar la aplicación de este modelo.

En las dos partes subsiguientes se analizarán los problemas y perspectivas de la aplicación de los modelos institucionales en forma matricial, con respecto a las distintas fases de desarrollo de proyectos y operación de plantas; para este fin se consideran las siguientes fases principales:

- FASE 1: Planificación, Estudios y Financiamiento
- FASE 2: Construcción, Equipamiento y Puesta en Marcha
- FASE 3: Gestión, Operación y Mantenimiento

Estas fases simplificadas son lo suficientemente auto-explicativas y por lo tanto, no requieren definiciones genéricas.

El esquema matricial que se adoptará para el análisis queda reflejado en el cuadro esquemático No. 1.

CUADRO No. 1

FASES DE DESARROLLO	1. PLANIFICACION ESTUDIOS Y FINANCIAMIENTO	2. CONSTRUCCION EQUIPAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA	3. GESTION OPERA- CION Y MANTENI- MIENTO
MODELO INSTITUCIONAL			
1. Empresa eléctrica de suministro público			
2. Empresa autoproductora			
3. Empresa comunal			

### 3. PRINCIPALES PROBLEMAS ASOCIADOS CON EL MARCO INSTITUCIONAL

Se ha procurado presentar problemas típicos que se derivan de la experiencia de varios países de la región y que, en cierta medida, sean comunes a todos. Cabe señalar que en muchos casos existen experiencias distintas y resultados también distintos, producto de las particularidades de cada país. El criterio adoptado ha sido el de presentar problemas derivados del marco institucional para el desarrollo y operación de PCH, que a juicio de OLADE, reflejen las tendencias predominantes en la región y en algunos casos destaqueen problemas particulares que pueden adoptar distintas formas en los diferentes países.

Por lo expuesto, los problemas identificados son descritos en forma esquemática y simplificada, más bien como una guía o listado de referencia para que el lector pueda señalar y analizar aquellos que considere más relevantes para el caso particular de su país.

Por otra parte, dado el carácter del trabajo que se limita al marco institucional, no se profundiza en los orígenes y causas de los problemas identificados, lo cual hace que el análisis sea relativamente esquemático y discutible, al trasladarse de situaciones concretas y al intentar comprender mejor el origen de los problemas, para plantear soluciones idóneas.

Tal como se señaló anteriormente, el desarrollo de este punto se ordena sobre la base de la matriz de los modelos y fases propuestos en 1, en la forma que muestran los cuadros Nos. 2a, 2b y 2c.

#### 4. PERSPECTIVAS DE APLICACION

En este punto se consideran las perspectivas de aplicación de los tres modelos empresariales bajo diversos casos idealizados que, a criterio de OLADE, pueden tener una guía referencial para estudiar las posibilidades de aplicar uno u otro modelo empresarial. Sin embargo, se debe evitar su tratamiento como reglas rígidas, sino más bien estudiar las condiciones reales y particulares de cada país que permitan confirmar o modificar los lineamientos propuestos.

Por otra parte, en la definición del esquema institucional de cada Modelo para el desarrollo de PCH, se deben adoptar criterios flexibles que permitan optimizar el desarrollo de proyectos y asegurar la continuidad operativa de la planta, por lo tanto, puede resultar necesario combinar características de varios modelos. A título de ejemplo, es conveniente que en la aplicación del Modelo Empresarial Centralizado (Modelo 1) se fortalezca la participación de la población local y en el Modelo de Empresa Comunal, se considere una estrecha vinculación y asistencia técnica con la empresa eléctrica de servicio público centralizado.

En el cuadro No. 3 se resumen algunas condiciones bajo las cuales merece considerarse la aplicación de uno u otro modelo empresarial. Cabe señalar que ninguna de las condiciones es calificada como necesaria o suficiente ni tampoco se propone alguna forma de ponderación; sin embargo, al aplicar criterios de este tipo a situaciones reales, convendría establecer lineamientos más precisos.

#### 5. DESCRIPCION DE UN MODELO IDEALIZADO DE EMPRESA COMUNAL

Si bien es posible definir alternativas para perfeccionar los distintos modelos institucionales presentados, sólo se considera el modelo de empresa comunal, tanto por sus interesantes perspectivas de aplicación, como por el hecho que la experiencia de América Latina en este tipo de empresas es más limitada.

Los casos de aplicación del modelo de empresa comunal en cualquiera de sus variantes, que se han sustentado en su autonomía absoluta, generalmente han sufrido de una agudización extrema de los problemas identificados en el punto 2, de ahí que el modelo idealizado que se presenta, pretende adaptar las características del modelo a una combinación ponderada de gestión autónoma y asistencia técnica, financiamiento y fiscalización provenientes de una empresa centralizada de electricidad o cualquier institución pública competente, con el fin de minimizar los

problemas más característicos del modelo de empresa comunal y potenciar sus perspectivas de aplicación.

La aplicación de este modelo idealizado a condiciones concretas, deberá pasar el filtro de las particularidades específicas del país en lo que respecta a políticas institucionales y de desarrollo, políticas energéticas, capacidades organizativas y técnicas, cultura y tradiciones predominantes en el medio rural.

En rigor, el modelo idealizado puede ser adaptado a los diversos sistemas socio-económicos y políticos que tienen los países de la región, requiriéndose solamente la decisión de promover una gestión descentralizada de la PCH combinada con un fuerte apoyo técnico y financiero centralizado.

A continuación se presenta en forma resumida una descripción de las principales características del modelo idealizado de empresa comunal que se propone:

a. Constitución y marco legal:

- La Empresa se podrá constituir bajo diversas formas jurídicas dependiendo de las alternativas que resulten más viables en cada país, o sea, podrá ser una empresa de tipo municipal o cantonal, podrá adoptar el carácter de empresa privada o empresa mixta, también podrá considerarse la alternativa de una forma cooperativa.
- Las inversiones en la empresa se definen mediante la valorización de los aportes realizados por las diversas instituciones y organizaciones en trabajo, materiales, equipos o dinero destinados al proyecto. La distribución del control empresarial se realiza en proporción a los aportes (caso privado o mixto) o en las proporciones que establezca la ley.
- La empresa comunal tendrá personería jurídica propia, distinta de la personería jurídica de las entidades aportantes.
- Los aportes de trabajo y materiales que realice la comunidad serán valorizados como parte de las inversiones a nombre de la persona jurídica que represente a los pobladores para este fin: municipio, pro-electrificación, cooperativa, asociación de vecinos, etc. A su vez esta entidad establecerá los incentivos, pagos o cualquier forma de reconocimiento por los aportes individuales.

Alternativamente se podría reconocer la devolución de los aportes individuales mediante el servicio eléctrico; sin embargo, cualquier mecanismo que se adopte deberá tener por objetivo el

elevar la motivación de la comunidad a participar y en alguna forma, reconocer los diversos grados de aporte o esfuerzos que pongan los miembros de la comunidad.

- Los aportes que realiza el sector público, sea a través de empresas de electricidad centralizadas o por intermedio de otras entidades, formarán parte de las inversiones no sujetas a devolución, salvo en los casos en que por razones de disponibilidad de recursos y perspectivas de rentabilidad del proyecto, se considere el pago parcial o total de los créditos obtenidos, como parte de las obligaciones de la empresa comunal.

b. Organización y funciones:

- La empresa tendrá un Directorio o Junta Directiva, integrada por los representantes de las entidades que realicen aportes al proyecto; en general estará constituida por un representante de la Empresa de Electricidad (que puede ser el jefe de la zona más próxima), un representante del municipio o autoridad local, así como representantes de las organizaciones locales participantes. El control y proporciones de votos dependerán de la legislación vigente. El Directorio tendrá reuniones periódicas, no necesariamente frecuentes y constituye la más alta jerarquía en la empresa.
- La empresa deberá tener el mínimo personal necesario para su operación a fin de cubrir cuatro requerimientos básicos: administración, cobro de tarifas, operación de la planta y mantenimiento preventivo, variando el número de personas según el tamaño de la planta y el nivel de automatización de las instalaciones. En plantas pequeñas menos de 50 a 100 KW, el único personal puede ser uno o dos operadores que se hacen cargo de las actividades administrativas y cobranzas, además de sus labores de operación y mantenimiento preventivo. En plantas mayores se podrá tener un Administrador-Cobrador.
- Todo el personal de la empresa deberá ser preferentemente de origen local y su vínculo laboral será establecido con la empresa y no con las entidades aportantes.
- Las principales funciones de la empresa comunal serán:
  - Operación de la planta.
  - Mantenimiento preventivo.
  - Supervisión de instalaciones de consumo.
  - Cobro de servicio de acuerdo al sistema de tarifas establecido.
  - Uso de fondos generados para fines exclusivos de desarrollo eléctrico y pago de compromisos financieros contraídos por la empresa.
  - Mantener reservas para reposición y mantenimiento.

- Mantenimiento al día de un mínimo necesario de documentos contables, en los casos mínimos el registro se limitará a ingresos y egresos.
- Asumir las responsabilidades de una concesionaria de servicio eléctrico.
- Asumir las responsabilidades derivadas del vínculo laboral con el personal.
- Rendir cuenta de la gestión.

c. Asistencia técnica y administrativa

- La empresa comunal deberá suscribir un acuerdo con la empresa centralizada de electricidad que ampare y establezca términos para las siguientes actividades de apoyo:
  - Capacitación de operadores locales.
  - Capacitación de administradores y cobradores.
  - Condiciones para la prestación de servicios de mantenimiento principal y reparaciones que puedan ser realizadas por la empresa centralizada de electricidad.
  - Servicio de ingeniería para cualquier ampliación, mejora o modificación de las instalaciones.
  - Apoyo y gestiones de suministro de repuestos, equipo y materiales.
- Los representantes de la empresa centralizada de electricidad o las entidades del estado que realicen aportes a la inversión se reservan el derecho de llevar a cabo actividades de control contable y auditoría que permitan verificar la marcha económica-financiera de la empresa comunal y proteger así sus inversiones; podrán tener funciones semejantes en lo que respecta a supervisar y controlar la operación y mantenimiento de equipos e instalaciones.

6. CONSIDERACIONES FINALES

Como se señalara anteriormente, en los últimos años varios países latinoamericanos han comenzado la implantación de PCH en zonas rurales aisladas como forma efectiva de suministro de energía fundamentalmente eléctrica; estos primeros años de experiencia práctica han ido conformando diferentes tipos de empresas atendiendo a las peculiaridades de cada país; sin embargo, como ya se apuntó, la empresa comunal resultaría una de las formas más atractivas y contradictoriamente es la menos conocida por lo que fue la más detallada en el presente trabajo.

Finalmente es oportuno destacar que, cualquiera que sea el tipo de empresa que se adopte, sería muy conveniente la existencia a nivel nacional de un equipo de trabajo que centralizara los trabajos de planificación de PCH teniendo como objetivo esencial

la identificación de lugares con posibilidades de instalar estos equipos para luego ponerlo en conocimiento de los interesados, pues no sería excepción el caso de que exista un buen lugar para instalar una PCH y que por desconocimiento de los vecinos de la zona no se promuevan los trabajos de instalación.

**CUADRO No. 2A**  
**MODELO 1: EMPRESA ELECTRICA DE SUMINISTRO PUBLICO**

FASE 1 PLANIFICACION, ESTUDIOS Y FINANCIAMIENTO	FASE 2 CONSTRUCCION, EQUIPAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA	FASE 3 GESTION, OPERACION Y MANTENIMIENTO
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Insuficiente participación de la población local en la fase de estudios, lo que constituye un factor negativo desde el punto de vista motivacional y de entrenamiento. Además, se desaprovecha la recopilación positiva de información relativa a crecidas y épocas estivales, geomorfología práctica y datos realistas de población y demanda.</li> <li>- Concepciones de electrificación rural basadas en las perspectivas de generación espontánea de actividades productivas consumidoras de energía; en consecuencia, se realizan proyectos con poca perspectiva de recuperación de las inversiones al basarse solo en iluminación dirigida a la población de bajos ingresos.</li> <li>- Frecuente concepción burocrática del desarrollo de estudios siguiendo etapas y esquemas rígidos concebidos para otras aplicaciones (grandes centrales), sin tomar en cuenta la posibilidad de disponer de cuadros calificados para el desarrollo de proyectos.</li> <li>- Adopción del criterio errado de desdoblar las fases del proyecto en las diversas unidades especializadas de la Empresa, en los</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Concepciones de construcción convencionales e insuficiente consideración de alternativas tecnológicas no convencionales acordes a la disponibilidad de recursos locales.</li> <li>- Subestimación o deficiente organización de la participación comunal en la ejecución de las obras.</li> <li>- Insuficiente empleo de materiales y servicios disponibles en la localidad.</li> <li>- Inadecuado manejo y solución de los potenciales conflictos asociados con la utilización de tierras (servidumbres para cañales, estructuras, tuberías y líneas), así como del agua en usos alternativos para riego y agua potable. Tendencia a una relativa polarización entre la empresa y la comunidad.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Excesiva burocratización en la gestión centralizada de plantas pequeñas. Cada planta es una unidad excesivamente pequeña en el contexto de una gran empresa.</li> <li>- Insuficiente vinculación de la comunidad local y sus organizaciones con la administración del proyecto.</li> <li>- Costos de operación y mantenimiento excesivamente elevados en relación con la energía producida, derivados de una gestión centralizada.</li> <li>- Problemas de ajuste social e incremento del costo, derivados de la incorporación</li> </ul>

CUADRO No. 2A (continuación)  
MODELO 1: EMPRESA ELECTRICA DE SUMINISTRO PUBLICO

	FASE 1 PLANIFICACION, ESTUDIOS Y FINANCIAMIENTO	FASE 2 CONSTRUCCION, EQUIPAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA	FASE 3 GESTION, OPERACION Y MANTENIMIENTO
62	<p>casos en que no se fortalece y unifica una sección dedicada al desarrollo de proyectos de PCH en todas sus fases, lo cual debilita el proceso de toma de decisiones, diluye las responsabilidades e impide que la experiencia particular sobre PCH se consolide.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Falta de consideración de gastos de comercialización en el análisis económico-financiero del proyecto, lo que redunda en una elevación de costos.</li> <li>- Programas de ejecución limitados a un reducido número de proyectos, en razón de las restricciones en la disponibilidad de recursos de inversión, que pudiera ser ampliada con una adecuada consideración de posibles aportes comunales, organización de la movilización social y participación masiva de profesionales y estudiantes en el desarrollo de proyectos.</li> <li>- Complejidad y lentitud en el proceso de toma de decisiones desde los niveles básicos de planificación e identificación de proyectos hasta la fase de aprobación de estudios y financiamiento.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deficiente investigación sobre la disponibilidad de agregados para las obras y su ubicación, debido a una falta de coordinación con la comunidad.</li> <li>- Frecuentes problemas de planificación y organización del acarreo hasta los puntos de la obra donde son requeridos, a pesar de la experiencia de la Empresa en el manejo y el transporte de equipo y materiales, así como insuficiente consideración de eventuales aportes de la comunidad con mano de obra y semovientes.</li> <li>- Problemas de ajuste sociocultural que dificultan la coordinación entre los supervisores de la obra y la población local.</li> <li>- Limitado impacto de la obra en la capacitación de personal local.</li> </ul>	<p>de operadores no nativos de la comunidad.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Sistemas tarifarios poco adecuados para el desarrollo rural y sistemas costosos de medición del consumo. Los costos de la cobranza centralizada de tarifas pueden ser elevados en relación con el monto a recaudar.</li> </ul>

CUADRO No. 2B  
MODELO 2: EMPRESA AUTOPRODUCTORA

FASE 1 PLANIFICACION, ESTUDIOS Y FINANCIAMIENTO	FASE 2 CONSTRUCCION, EQUIPAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA	FASE 3 GESTION, OPERACION Y MANTENIMIENTO
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Definición del proyecto principalmente en base a los requerimientos productivos o de servicios del autoproductor y en forma secundaria en base a los aspectos de servicio público.</li> <li>- Poca consideración a los requerimientos de la comunidad en el desarrollo de los estudios.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Limitada participación comunal en la ejecución de las obras.</li> <li>- Posibles conflictos relativos al acceso y uso de tierras durante la ejecución de las obras, así como al abastecimiento de agregados disponibles en la vecindad.</li> <li>- Complejidad en los trámites administrativos oficiales para poder vender los excedentes de energía destinados al servicio público.</li> <li>- Dependencia de la comunidad con respecto a una empresa (muchas veces particular), en lo referente al suministro de energía.</li> <li>- Dificultades en la fijación de tarifas y procedimientos para la venta de energía.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Administración de la planta dependiente de la empresa autoproducadora, cuyos objetivos no necesariamente se orientan a atender las necesidades de la comunidad.</li> <li>- Posibles conflictos derivados del uso alternativo del agua y de servidumbres de terrenos.</li> </ul>

CUADRO No. 2C  
MODELO 3: EMPRESA COMUNAL

FASE 1 PLANIFICACION, ESTUDIOS Y FINANCIAMIENTO	FASE 2 CONSTRUCCION, EQUIPAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA	FASE 3 GESTION, OPERACION Y MANTENIMIENTO
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Necesidad de recurrir a un importante aporte técnico externo a la comunidad para realizar los estudios. Generalmente este aporte proviene de empresas eléctricas nacionales o regionales.</li> <li>- Posibles contradicciones entre los programas de estudio de las empresas de electricidad y los requerimientos de la comunidad en el tiempo.</li> <li>- Limitada capacidad técnica de los miembros de la comunidad, lo que restringe su aporte y seguimiento en la fase de estudios.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Necesidad de un importante aporte de supervisión técnica y de trabajadores especializados en la ejecución de las obras e instalaciones. El aporte de trabajo de la comunidad se limita frecuentemente al suministro de mano de obra no especializada para actividades de excavación, acarreo y construcción, lo cual depende del grado de desarrollo económico-social de la misma.</li> <li>- Elevado costo de la asistencia técnica que debe ser absorbido por la empresa o institución pública que apoye el proyecto.</li> <li>- Dificultades en la organización e incorporación de los habitantes para incorporar el aporte de trabajo comunal en las obras, dependiendo de las tradiciones de trabajo colectivo que existan.</li> <li>- Dificultades de identificar y proponer incentivos derivados del proyecto que motiven la cooperación en el trabajo conjunto e individual.</li> <li>- Dependencia de la capacidad de ejecución de las autoridades o dirigentes encargados de organizar el trabajo comunal.</li> <li>- Dificultades de coordinación con los técnicos que supervisan las obras por motivos socio-culturales y de comunicación.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Limitada experiencia en la comunidad relativa al manejo de empresas y del suministro eléctrico.</li> <li>- Deficientes economías de escala.</li> <li>- Ausencia o vacíos en la legislación para el establecimiento de empresas comunales de electricidad. Dificultades burocráticas.</li> <li>- Insuficiente capacitación de operadores de origen local.</li> <li>- Posible presencia de tradiciones que pueden influir en forma negativa, como el caciquismo y dominación interna.</li> </ul>

CUADRO No. 2C (continuación)  
MODELO 3: EMPRESA COMUNAL

FASE 1 PLANIFICACION, ESTUDIOS Y FINANCIAMIENTO	FASE 2 CONSTRUCCION, EQUIPAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA	FASE 3 GESTION, OPERACION Y MANTENIMIENTO
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deficientes esquemas organizativos y financieros para apoyar actividades de desarrollo comunal.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conflictos de responsabilidades entre contratistas (ejemplo: maestro de obras) y los pobladores que aportan su trabajo, en cuanto a compromisos de tiempo, oportunidad y calidad en la ejecución de las obras.</li> <li>- Posible pérdida del entusiasmo requerido para mantener el aporte comunal ante cualquier dificultad que surja en la ejecución del proyecto.</li> <li>- Posibles conflictos entre los requerimientos de trabajo del proyecto con actividades estacionales y periódicas de la actividad agrícola (siembra, cosecha, riego, etc). En este caso siempre deben predominar los requerimientos de la actividad productiva vital.</li> <li>- Deficiencias en el proceso de desarrollo institucional para la formación de la empresa comunal de electricidad.</li> <li>- Deficiente valorización de los aportes comunales en la ejecución de las obras.</li> <li>- Problemas de negociación interna en la comunidad, para conciliar requerimientos conflictivos del proyecto con respecto al uso de los terrenos para las obras, principalmente cuando se afectan a propietarios individuales.</li> <li>- Potenciales situaciones conflictivas con comunidades vecinas en cuanto a la prioridad del proyecto y las perspectivas de dotación de energía.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deficiencias en el mantenimiento de la planta.</li> <li>- Falta de enfoques adecuados para la fijación de tarifas y medición de consumos o capacidades de consumo.</li> <li>- Deficiencias en la cobranza de tarifas y en la generación y uso de reservas para reposición y mantenimiento. En ocasiones los fondos pueden ser indebidamente empleados para otros fines, por una falta de control o inadequado manejo administrativo.</li> <li>- Conflictos con otras comunidades en cuanto al uso del agua y expectativas de ex-</li> </ul>

CUADRO No. 2C (continuación)  
MODELO 3: EMPRESA COMUNAL

FASE 1 PLANIFICACION, ESTUDIOS Y FINANCIAMIENTO	FASE 2 CONSTRUCCION, EQUIPAMIENTO Y PUESTA EN MARCHA	FASE 3 GESTION, OPERACION Y MANTENIMIENTO
	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deficientes concepciones de los técnicos encargados de dirigir el proyecto que subestiman el aporte comunal, en forma tal, que se tiende a desperdiciar mano de obra y materiales por aplicar métodos muy tradicionales de acarreo y construcción.</li> <li>- En caso contrario a lo anterior, encarecimiento de la obra por una mecanización excesiva cuando se podía optar por opciones más intensivas en mano de obra.</li> <li>- Insuficiente complementación y corrección de los diseños durante la ejecución de las obras.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>tensión del servicio. Este tipo de problemas son fácilmente conciliables al interior de la comunidad.</li> <li>- Falta de experiencia en administración y organización por parte de los dirigentes.</li> <li>- Insuficiente atención o conocimiento sobre posibilidades de desarrollo de actividades productivas que requieren energía eléctrica, como base para el futuro sostenimiento de la planta y su utilización como instrumento de desarrollo.</li> </ul>

CUADRO No. 3  
CONDICIONES PARA LA APLICACION DE UNO U OTRO MODELO EMPRESARIAL

MODELO 1 EMPRESA ELECTRICA DE SUMINISTRO PUBLICO	MODELO 2 EMPRESA AUTOPRODUCTORA	MODELO 3 EMPRESA COMUNAL
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuando se dan proyectos de PCH con potencias superiores a 500 KW.</li> <li>- Si la prestación de servicios es para poblaciones medianas.</li> <li>- Cuando existen conjuntos de poblados que pudieran ser integrados a un pequeño sistema eléctrico.</li> <li>- Cuando existen posibilidades de interconexión de la PCH a la red eléctrica.</li> <li>- Si las áreas son importantes desde el punto de vista socioeconómico y se tienen buenas perspectivas de recuperación de las inversiones.</li> <li>- Cuando los proyectos involucren problemas técnicos complejos en la construcción y operación.</li> <li>- Cuando se tiene un aprovechamiento marginal de empresas de riego para instalación de PCH o</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuando existe una demanda de energía (para la producción o servicios propios de la empresa) que justifique la instalación de una PCH.</li> <li>- Si no existen adecuadas perspectivas para recibir energía del servicio público.</li> <li>- Cuando los niveles de potencia instalada son compatibles con los límites que establezca la legislación vigente.</li> <li>- Cuando desde el punto de vista de servicio a la comunidad son interesantes los proyectos de autoproductores que aseguren excedentes</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuando se dan proyectos de pequeña capacidad (mini y microcentrales).</li> <li>- Cuando las demandas de energía son bajas y localizadas.</li> <li>- Cuando las poblaciones están aisladas de los sistemas de transmisión e interconexión.</li> <li>- Si las zonas son remotas y tienen dificultades de acceso.</li> <li>- Cuando el nivel de cohesión comunal es elevado.</li> <li>- Cuando los conflictos por el uso de tierras y agua pueden ser resueltos al interior de la comunidad mediante una compatibilización de prioridades.</li> <li>- Cuando es posible lograr una efectiva movilización comunal para la ejecución de las obras.</li> <li>- Si existen adecuadas perspectivas de constituir una empresa que funcione en forma efectiva.</li> <li>- Cuando es posible obtener apoyo de una empresa eléctrica u otras instituciones del</li> </ul>

CUADRO No. 3 (continuación)  
CONDICIONES PARA LA APLICACION DE UNO U OTRO MODELO EMPRESARIAL

MODELO 1 EMPRESA ELECTRICA DE SUMINISTRO PUBLICO	MODELO 2 EMPRESA AUTOPRODUCTORA	MODELO 3 EMPRESA COMUNAL
<p>en proyectos multi-sectoriales diversos, donde todos los beneficios no necesariamente se centran en la PCH.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Si la PCH no constituye una carga administrativa compleja para la empresa centralizada.</li> <li>- Cuando existen restricciones de carácter legal o institucional que impiden considerar la aplicación de otros modelos.</li> <li>- Cuando las fases de desarrollo del proyecto y de operación pueden ser abordadas en forma más eficiente por una empresa centralizada.</li> <li>- Si resulta poco viable la constitución de empresas comunales, especialmente cuando no existen condiciones que aseguren una gestión y operación adecuadas.</li> <li>- Cuando no se cuenta con facilidades para entrenar administradores y operadores locales.</li> </ul>	<p>suficientes para un servicio público adecuado y a un precio compatible.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Cuando la empresa autoproducitora dispone de capacidad técnica suficiente para realizar directamente el proyecto o contratar su ejecución y, en última instancia, operar eficientemente la planta.</li> <li>- Si no existen conflictos de importancia con las comunidades locales o con las entidades gubernamentales, en cuanto al uso de terrenos y agua.</li> </ul>	<p>estado para el desarrollo de los estudios, supervisión y ejecución técnica de las obras, entrenamiento de operadores y administradores, apoyo para el mantenimiento y supervisión contable.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Si existen condiciones para el empleo intensivo de mano de obra y materiales locales, así como para la aplicación de tecnologías que simplifiquen las obras.</li> <li>- Si existe un marco legal adecuado, se cuenta con apoyo gubernamental y es posible que el Estado pueda realizar aportes para inversiones comunales.</li> <li>- Cuando existen limitadas perspectivas de interconexión y si se tienen los mecanismos legales adecuados.</li> <li>- Cuando se pueden tener costos de operación y gastos generales significativamente menores que los que se pudieran incurrir en el contexto de una empresa centralizada.</li> <li>- Si existen posibilidades en el seno de la comunidad local, de desarrollar actividades productivas en pequeña escala, consumidoras de energía.</li> </ul>

## FORMULARIO DE SUSCRIPCION

NOMBRE \_\_\_\_\_  
TITULO \_\_\_\_\_  
INSTITUCION \_\_\_\_\_  
DIRECCION \_\_\_\_\_  
CIUDAD/ESTADO/PROVINCIA \_\_\_\_\_

---

AGRADEZCO ENVIARME LA REVISTA ENERGETICA. ADJUNTO CHEQUE POR LA  
CANTIDAD DE US\$ (O SUCRES) \_\_\_\_\_ SEGUN

LA ESCALA SIGUIENTE: \*

	ECUADOR	OTROS PAISES
UN AÑO (3 EDICIONES)	S/. 8.000.00	US\$50.00
DOS AÑOS (6 EDICIONES)	S/.15.000.00	US\$90.00

ENVIAR CHEQUE A NOMBRE DE: OLADE

---

RECORTAR Y ENVIAR A: "REVISTA ENERGETICA", OLADE

CASILLA DE CORREO 6413 C.C.I., QUITO, ECUADOR

\* PRECIOS VIGENTES HASTA EL 31 DE DICIEMBRE DE 1987.

The Energy Magazine is published once every four months by the Permanent Secretariat of the Latin American Energy Organization (OLADE).

The signed articles are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the official position of the Permanent Secretariat or of the Member Countries.

Articles, contributions and correspondence concerning the Energy Magazine should be addressed to the Department of Informatics and Communications, P.O. Box 6413 CCI, Quito, Ecuador.

## LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

DEPARTMENT OF INFORMATICS  
AND COMMUNICATIONS

# **REVISTA ENERGETICA**

## **ENERGY MAGAZINE**

Year 11, Number 2 December, 1987  
September - October - November - December  
1987

NOTE FROM THE EDITOR .....	73
THE IMPLICATIONS OF LATIN AMERICA'S HYDROCARBON RESERVES .....	75
CONSIDERATIONS ON ENERGY PLANNING IN LATIN AMERICA .....	99
REGIONAL DOCUMENT ON NATIONAL EXPERIENCES WITH SMALL HYDROPOWER STATIONS .....	115

#### NOTE FROM THE EDITOR

On this occasion, the Energy Magazine has considered it timely to include three topics involved in the analysis, selection and/or implementation of energy planning concepts, and to deal with all of them within the context of the Latin American region.

The first article discusses various parameters related to the evaluation of hydrocarbon reserves. The author, who is a Latin American expert in petroleum affairs, maintains that the quantification procedure involves calculations which may be very subjective. He also highlights the inertia seen in the levels of reserves when international crude oil prices fall.

The second article, entitled "Considerations on Energy Planning in Latin America," points to the need for comprehensive energy planning, in order to make objectives, strategies and alternatives compatible within each country. In some countries of the Region, the efforts made in this direction are yielding results, from the standpoint both of their methodological approaches and of the process of political and institutional consolidation. For the sake of illustration, the planning efforts of Brazil and Colombia are summarized.

In addition, the first part of the "Regional Document on National Experiences with Small Hydropower Stations" has been included. It covers the options for organizing local power utilities (centralized, self-supplying and community-owned and operated) which could be put in charge of the execution, start-up and operation of small hydropower projects. The three subsequent parts of the document will contain national reports from 15 countries: Argentina, Brazil, Colombia, Costa Rica, Cuba, Ecuador, El Salvador, Guyana, Honduras, Jamaica, Mexico, Panama, Peru, Suriname and Venezuela.

## THE IMPLICATIONS OF LATIN AMERICA'S HYDROCARBON RESERVES

Victor Omar Rodriguez \*

### INTRODUCTION

Latin America, with a population of approximately 410 million inhabitants and a surface area of 21 million km<sup>2</sup>, requires 6 million barrels of oil and gas per day, which is equivalent to 75% of its total commercial energy consumption.

Of the countries which comprise the region, 13 have hydrocarbon reserves: Argentina, Barbados, Bolivia, Brazil, Chile, Colombia, Ecuador, Guatemala, Mexico, Peru, Suriname, Trinidad and Tobago and Venezuela. However, Mexico and Venezuela together account for 89% of the proved crude oil reserves and 72% of the gas reserves.

During 1985, crude oil production was 6.3 million barrels per day and gas production 9444 million cubic feet. Argentina, Brazil, Mexico and Venezuela produce 86% of the region's crude oil and 80% of its gas.

The crude oil exports amount to 2.9 million barrels per day. Mexico and Venezuela have a 90% share, and the rest belongs to Ecuador, Guatemala, Peru and Trinidad and Tobago.

Imports add up to 880,000 barrels per day. Brazil is the major importer, with 650,000. The remainder is acquired by Chile, Colombia, Costa Rica, the Dominican Republic, El Salvador,

---

\* Advisor to the Director General of the Federal Commission of Electricity, Mexico.

Guatemala, Honduras, Jamaica, Nicaragua, Panama, Paraguay, and Uruguay.

The continuous demographic growth of the Latin American countries, together with the lack of economic resources to implement projects that would diversify and seek the rational use of energy products, will make the role of its hydrocarbon reserves, production and international trade highly relevant.

## 1. RESERVES

There are various definitions of proved hydrocarbon reserves. However, the most widely accepted is the one provided by the American Society of Petroleum Engineers, which reads as follows: "Reserves are estimated volumes of crude oil, condensate, natural gas, natural gas liquids, and associated substances anticipated to be commercially recoverable from known accumulations from a given date forward, under existing economic conditions, by established operating practices, and under current government regulations. Reserve estimates are based on interpretation of geologic and/or engineering data available at the time of the estimate." Specifically, proved reserves are those volumes considered with a reasonable degree of certainty to be recoverable at the prices and costs prevailing at the time of the estimate.<sup>1/</sup>

It is worthwhile to note that the economic assumptions are not actually clarified by any country or firm, and it would be difficult to obtain information on the technological possibilities for producing the reserves.

The relative abundance of crude oil on the international market has meant that not enough attention is being paid to the subject of reserves. Nevertheless, it should be kept in mind that hydrocarbons are non-renewable resources and, although one speaks of world potentials that multiply several times over the volumes of proved reserves, these do not cease to be theoretical estimates requiring further evidence.

In addition to the uncertainty associated with the calculation of reserves, most of these were evaluated without lending importance to the large fluctuations in prices that have occurred

---

<sup>1/</sup> Society of Petroleum Engineers, "Definitions for Oil and Gas Reserves," Journal of Petroleum Technology, May 1987.

since 1973, the year of the Arab oil-exporting countries' embargo against two OECD countries.

Latin America has 12% of the world's proved crude oil reserves and 5.4% of its gas reserves (see Table I). The crude oil reserves had their largest increases between 1970 and 1980, going from 28.5 billion to 69.5 billion (see Table II). In 1981 there were already 85 billion, and this figure remained practically unchanged until 1985.

In regional terms, Mexico has 58.5% of the crude oil reserves and 40.7% of the gas, followed by Venezuela, with 30.4% and 31.2%, respectively. The other countries have only modest shares.

The historical evolution of Latin America's proved crude oil reserves between 1965 and 1985 boasted a 6% annual growth rate. The largest increases took place in Mexico, which went from 2.5 billion to 49.3 billion barrels, for a 19.7-fold increase, and in Venezuela, which started the period with 17.2 billion and ended with 25.6 billion, for a 1.5-fold increase (see Table II). Argentina, Colombia and Bolivia are the only countries which showed declines in reserves during this period.

The proved natural gas reserves showed an increase of 5.4% per annum, slightly less than the increase in crude oil. Mexico had the largest increase in volume, followed by Venezuela, Argentina and Trinidad and Tobago. These four countries account for 90% of the region's gas reserves. Just as in the case of crude, the largest increases took place during the past decade, going from 69 trillion cubic feet in 1970 to 169 trillion in 1980. Since 1981, the increases have been smaller, so that in 1985 the total figure was 189 trillion (see Table III). The only countries that have shown declines are Brazil, Chile and Peru.

The analyses of reserves deal mainly with aspects related to production, which is discussed below.

## 2. PRODUCTION

Latin America produces 11.8% of the world's crude and 5.6% of its gas (see Table IV).

Brazil, Mexico and Venezuela are the only countries which produce more than 500,000 barrels of crude oil per day, and

regionwide they account for 79%. Argentina, Mexico and Venezuela together have a 75% share in gas production.

Historically speaking, during 1965-1985 there was an upward trend in daily crude oil production, which went from 4.62 to 6.33 million barrels. The highest growth rate took place in Mexico, whose production of 323,000 rose to 2.8 million in the period, i.e., increasing 8.7 times over. Venezuela has had a quite notable production decline, going from 3.47 million in 1965 to 1.67 million in 1985 (52% less). Colombia and Chile have had slight declines. Venezuela reached maximum production in 1970, with 3.71 million barrels per day.

Mexico had a spectacular growth of 11.4% annually in its crude oil production between 1965 and 1985 and thus became the region's number-one oil producer and the world's fourth. Its production of 2.79 million barrels per day in 1985 continued at practically the same level as that of 1982.

Latin America's natural gas production during the 1965-1985 period increased 2.1 times over, going from 4599 to 9444 million cubic feet per day (see Table VI).

There has been a downward trend in the large gas-producing countries, Mexico and Venezuela, whereas production in Argentina has been on the upswing. Mexico's production peaked in 1982, at 4246 million cubic feet per day. Currently, this level has dropped by 15%. Venezuelan production declined from 2740 million cubic feet per day in 1970, to 1670 million in 1985 (39% less).

### 3. RESERVES/PRODUCTION (R/P) RATIO

This parameter is obtained by dividing the volumes of reserves at a given date by the production obtained during the following year. The result yields the duration of the reserves, in years. Occasionally there are erroneous interpretations of this ratio, because it is considered that the volumes of hydrocarbons in reservoirs can be extracted as if they were stored in a tank whose only restriction was the size of the valve, without considering the physical features of the host rocks and the capacity for rational exploitation as a function of the level of sophistication in the surface installations.

The reserves/production (R/P) ratio for crude oil is 35.9 for the world and 36.4 for Latin America; and for gas, 56.2 and 54.9, respectively (see Table VII).

Figure I shows a more objective representation of this parameter with respect to crude oil and facilitates comparisons among the countries in the region.

The volumes of reserves and production in Mexico and Venezuela should be noted. Some countries having ratios higher than 10 are not self-sufficient and require imports. Chile, with an R/P ratio higher than 60, imports more than 40,000 barrels per day. The lowest ratio is 8, for Trinidad and Tobago. Mexico, which is the largest producer and which has the largest volumes of reserves, has an R/P ratio of 48.

As for gas, the highest ratio corresponds to Ecuador, with 244, and the lowest to Chile, with 11 (see Table VII). However, these statistics do not reflect the fact that a large part of the gas is found in association with crude oil.

A breakdown of the figures on reserves of associated and unassociated gas would provide a better interpretation of the statistics because an increase or decrease in crude oil production reflects directly on associated gas. Unfortunately, the statistical figures available are scant and not very reliable.

#### 4. EXPORTATION-IMPORTATION

The world's crude oil exports amount to 21.2 million barrels per day. Latin America has a 13% share in this market. Mexico and Venezuela have 7.2% and 4.8%, respectively (see Table VIII).

The major exporting countries have been Mexico, Venezuela, and Ecuador. The exports from other countries, e.g., Trinidad and Tobago, Peru, Bolivia and Colombia, are not significant. Overall, the Latin American countries export on the order of 2.9 million barrels per day, approximately 90% of which ends up outside the region.

In 1984 the largest exporter was Mexico, with 1.6 million barrels per day, for a 7.2% share on the world scale and 54% of the Latin American total.

Imports, on the order of 880,000 barrels per day, represent 4% of the international market. During 1984, 37.5% of these were supplied by the region and the remainder by other countries.

The importing countries, in order of importance, are Brazil, Chile, Dominican Republic, Panama, Colombia, Uruguay, Jamaica, Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica, Paraguay, Trinidad and Tobago and Barbados. Brazil is the largest importer, with nearly 650,000 barrels per day, which represent 3% worldwide and 74% regionally.

## 5. IMPLICATIONS FOR LATIN AMERICA

- (i) The region is potentially important in the area of hydrocarbon reserves, and there is still much to be learned. Some regions are practically unexplored, and others have been exploited very little or not at all. There are no figures on the reserves of countries such as Cuba and Costa Rica, for example, although they might have a considerable potential because they have, or have had, some production. The former currently produces about 12,000 barrels per day; the latter had an incipient, but rapidly depleted, production during the past decade. Colombia, which until recent months was an importer, has become a net exporter. Brazil has made important offshore discoveries and has proposed the goal of self-sufficiency by the end of this century.

Latin America's proved reserves would apparently be sufficient to cover the region's demand for several decades.

- (ii) From the standpoint of strategy analysis, or within an integration project, it is valid to consider Latin America's hydrocarbon reserves as a whole. Nonetheless, each country has its own aims and its own set of intra- and extra-regional interests which cannot be overlooked.

In principle, Latin America will not be able to count on all of its hydrocarbon reserves because the enormous debt of its countries will commit most of the crude oil exports to other regions.

- (iii) It must also be kept in mind that a large part of this reserve was assessed considering rising prices. On that basis, the calculations involved additional investments in enhanced recovery, including reservoirs whose exploitation is not profitable at prices of less than US\$ 15 per barrel.

Production costs vary from country to country and are sometimes overlooked in the calculation of reserves. Even for one same country, costs may vary from region to region. For example, in Mexico, the Bay of Campeche wells produce

on the order of 300 times more than those of the Paleocañón de Chicantepec (the offshore wells of the Bay of Campeche are the most productive offshore wells worldwide), which do not compare with those of other sites in the country. Likewise, in Venezuela the cost of producing crude oil in Maracaibo cannot be compared with the cost of production in the Orinoco Basin.

The developed oil-producing countries increase and decrease their reserves and production according to costs. This practice should be imitated by the Latin American countries.

- (iv) On the basis of the statistical analysis done in section 4, it is evident that Latin America is a net oil exporter. Nonetheless, its geographical location is not fully exploited. It is close to the world's largest oil consumer, the United States. Yet, the principal exporters, Mexico and Venezuela, must place a good deal of their sales outside the continent, vying for distant, more competitive markets. On the other hand, Brazil paradoxically imports on the order of 550,000 barrels per day from other regions.
- (v) Due to the current constraints on the international market, the sizeable reduction in investments in exploration and exploitation, and the natural decline in the production of their reservoirs, both Mexico and Venezuela tend to decrease their rate of output.

Mexico, whose production remained practically stable between 1982 and 1985, would have found it difficult to increase its production capacity.

In the case of Venezuela, the downward trend is also due to the fact that, as a member of the OPEC, it has had to adjust to certain export quotas. Its annual production capacity should not exceed 2 million barrels per day.

## 6. LOW PRICES AND THE INTERNATIONAL MARKETPLACE

The drop in the price of hydrocarbons has brought with it harsh economic repercussions in the exporting countries, and the situation could also become difficult for the importing countries.

The international market must stabilize because, otherwise, it will lead to negative repercussions worldwide. For example:

- i) Discouragement of exploration investments. Budget cutbacks under this item would bring about delays in the incorporation of additional volumes, whether through the extension of fields or through the discovery of new reservoirs. Experience shows that, in the latter case, it takes 7 to 12 years to prove that hydrocarbon reserves do indeed exist, and another 3 to 5 years to reach full production, if an effort is made to exploit reservoirs with marketable volumes.
- ii) It would be difficult for the reservoirs whose production costs are higher than 15 dollars per barrel to remain under exploitation. Although production could be prolonged somewhat due to economic and political factors, in the long run such projects would have to be shut down as economically unviable and production would have to be resumed when prices once again exceeded costs.
- iii) Enhanced recovery. These techniques, which call for heavy investments to expand oil reserves and production, have been deferred. In the future, this will lead to reductions in the volumes of hydrocarbons available on the market.
- iv) Coal and uranium as alternative sources. For their exploitation to be attractive, they need prices competitive with those of hydrocarbons. This happens when a barrel of oil costs more than US\$ 15.
- v) Synthetic petroleum and new sources. The first, obtained from oil shales and coal liquefaction, is not a viable alternative at present and does not seem to be attainable in this decade, due to the fact that its production costs are higher than those for any conventional type of oil. If massive use is sought, the new sources such as solar energy, wind energy, wave energy, biogas and others, would not prove competitive at a price of less than US\$ 50 per barrel of oil. Furthermore, research in these areas is in its incipient stages.
- vi) Efficient use of energy. As of the 1973 energy crisis, the developing countries set themselves the goal of reducing their consumption by means of better technologies and rationalization of the use of energy, and they have achieved significant reductions in consumption. However, there are technical limits which cannot be discounted. The closer one gets to these limits, the higher the costs of the technologies, and the lower their competitiveness. Furthermore, the

operation of new facilities, although energy-efficient, will require energy and will thus lead to growing demand.

- vii) Strategic reserves. This concept was created by the developed countries, with a view to having crude oil stocks permitting three-month self-sufficiency in the event of interruptions in supply. With a reduction in consumption, they could even be made to last 120 days. These volumes have primarily served the purposes of speculation. The crude oil bought for this reason at prices of between US\$ 30 and 45 per barrel has been sold at less than US\$ 15, with the clear intention of contributing to a downturn in prices. This has produced disincentives under various items of production activities in the exporting countries' industries.
- viii) Increases in demand. Declining prices have proved to be the best promoters of inefficient use of energy and have contributed to unexpected increases in demand. The Third World countries, with their large population growth rates, call for greater industrial development; and their continuous expansion requires additional amounts of energy. However, the lack of economic resources prevents them from implementing projects applying sophisticated technology, which seek efficient energy use.
- ix) Problems which will heighten negative consequences. The USSR, the world's major oil producer, currently exports considerable volumes of hydrocarbons to Europe. However, these exportable surpluses will vanish by the end of the century, thus leaving Europe's net importers with a sizeable deficit and tough competition for available hydrocarbons.

#### CONCLUSIONS

- (i) At present it is impossible to replace hydrocarbons using another energy resource. For the previously cited reasons, and still others, hydrocarbon reserves will play an important role in future energy supplies, at least during what remains of this century and the first two or three decades of the next.

Latin America's hydrocarbon reserves cannot be analyzed outside of this context, although their volumes, quality, availability, geographical location and trading practices are also determining factors.

- ii) Latin America must update its hydrocarbon reserve assessments, as a function of prevailing prices, and must maintain the necessary dynamism.

Updating of the inventory of hydrocarbon reserves, taking into account current prices, would contribute toward more realistic crude oil prices on the international market.

- iii) The Latin American countries should be cautious in the area of reserves management, since their future supply will depend on the strategy they follow. It would be regrettable for exports of this resource to continue when its price is undervalued and when it would have to be imported later on at higher prices which would have implicit shortage costs-- and all because the depletion of reserves had not been foreseen. This has already happened in some countries in the region. To repeat the error would be unpardonable.

Furthermore, the exporting countries should take measures with respect to the destination of their hydrocarbons, in order to avoid their use in detriment to their commercial operations abroad, e.g., when they provide supplies for other countries' stockpiling efforts.

- iv) The lack of knowledge about the oil potential in the countries of the region calls for the proposal of conservation policies for reserves and for an inventory of energy resources.

- v) Dynamic budgeting should be implemented in the areas of exploration and exploitation, and new discoveries should be announced with discretion.

- vi) If the undervaluation of oil prices continues, it will bring about irreparable damages worldwide, and future supply will be surrounded by great uncertainty. To prolong a situation such as this would be counterproductive, for it would lead to a shortage of hydrocarbons before substitute sources could be made available.

- vii) The oil-importing developed countries will continue making efforts to reduce their consumption, although there are technical and economic thresholds which will not allow them to make major reductions. Before the end of this century, their possibilities for energy savings will have decreased substantially and the new demand will lead to increased consumption. The oil-exporting countries in Latin America will have to withstand heavy pressures if they want to avoid wasting their hydrocarbon resources.

- viii) Higher oil prices would make investments in exploration and enhanced recovery more attractive.
- ix) On the domestic markets, a policy of real prices would be justified and would, in turn, encourage more rational consumption.

#### BIBLIOGRAPHY

1. Society of Petroleum Engineers, "Definitions for Oil and Gas Reserves," Journal of Petroleum Technology, May 1987.
2. Nehring, Richard. "Campos petroleros gigantes y recursos mundiales de petróleo", prepared for the United States Central Intelligence Agency. R-2284-CIA, June 1978.
3. International Petroleum Encyclopedia, Pennwell Publishing Co., various years.
4. Latin American Energy Organization (OLADE). Energy Statistics for Latin America, Quito, Ecuador, November 1981.
5. Petróleos Mexicanos (PEMEX). Anuario Estadístico, various years.
6. Oficina de Estudios Económicos Energéticos, Dirección General, Ministerio de Minas e Hidrocarburos, República de Venezuela, "Petróleo y otros datos estadísticos", 1975.
7. Oil & Gas Journal, Worldwide Report. A Pennwell Publication, various years.
8. Latin American Energy Organization (OLADE). The Latin American Energy Situation, 1985.
9. Grossling, Bernard and Diane T. Nielsen. "In Search of Oil," Financial Times Business Information.
10. U.S. Bureau of Mines. World Natural Gas. 1968-1974.
11. U.S. Bureau of Mines. Minerals Yearbook Annual, 1950-1967.
12. Organization of Petroleum Exporting Countries (OPEC). Annual Report, 1984.

TABLE I  
 PERCENTAGE SHARE OF PROVEN HYDROCARBON RESERVES 1/  
 IN LATIN AMERICA

COUNTRY	CRUDE OIL					
	10(3) barrels	%		10(9) cubic ft.	%	
1. MEXICO	49 300 000	7.0	58.5	76 954	2.2	40.7
2. VENEZUELA	25 591 000	3.7	30.4	59 067	1.7	31.2
3. ARGENTINA	2 300 000	0.3	2.7	23 588	0.7	12.5
4. BRAZIL	2 070 000	0.3	2.5	3 060	0.1	1.6
5. ECUADOR	1 650 000	0.2	2.0	4 090	0.1	2.2
6. COLOMBIA	1 224 000	0.2	1.5	4 130	0.1	2.2
7. CHILE	726 000	0.1	0.9	2 300	0.1	1.2
8. PERU	636 000	0.1	0.8	852	-	0.5
9. TRINIDAD & TOBAGO	540 000	0.1	0.6	10 500	0.3	5.5
10. BOLIVIA	154 000	-	0.2	4 700	0.1	2.5
11. OTHERS <u>2/</u>	51 400	-	0.1	30	-	-
TOTAL	84 242 400	12.0	100.0	189 271	5.4	100.0
WORLD	700 140 560	100.0		3 484 060	100.0	

1/ At December 31, 1985.

2/ Refers to Guatemala, Suriname and Barbados.

Source: Reference 7.

TABLE II  
PROVEN CRUDE OIL RESERVES 1/ IN LATIN AMERICA  
10(3) barrels

COUNTRY	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1975	1970	1965
1. MEXICO	49 300 000	48 600 000	48 000 000	48 300 000	56 900 000	44 000 000	3 347 000	2 880 000	2 494 000
2. VENEZUELA	25 591 000	25 845 000	24 850 000	21 500 000	20 300 000	17 950 000	18 511 000	14 042 000	17 240 000
3. ARGENTINA	2 300 000	2 226 000	2 428 000	2 590 000	2 650 000	2 457 000	2 500 000	1 573 000	2 900 000
4. BRAZIL	2 070 000	1 976 000	1 800 000	1 750 000	1 325 060	1 300 000	800 000	857 000	672 000
5. ECUADOR	1 650 000	1 400 000	1 675 000	1 400 000	850 000	1 100 000	2 500 000	6 000 000	25 000
6. COLOMBIA	1 224 000	624 000	580 000	536 000	516 450	800 000	600 000	1 580 000	1 700 000
7. CHILE	726 000	736 000	748 000	760 000	790 000	400 000	200 000	120 000	150 000
8. PERU	636 000	670 100	775 000	835 336	801 310	650 000	800 000	500 000	300 000
9. TRINIDAD & TOBAGO	540 000	540 000	630 000	580 000	600 000	700 000	700 000	605 000	425 000
10. BOLIVIA	154 000	158 000	160 500	180 000	104 000	112 000	216 000	300 000	500 000
11. OTHERS <u>2/</u>	55 000	50 600	48 600	50 730	55 450	20 837	n.d.	n.d.	n.d.
TOTAL	84 246 000	82 825 700	81 675 000	78 482 066	84 982 210	69 489 837	30 174 000	28 457 000	25 406 000
WORLD	700 140 560	698 667 400	669 302 600	670 189 406	670 709 150	648 524 712	568 564 000	543 611 000	364 834 000

1/ At December 31st of each year.

2/ Refers to Guatemala, Suriname and Barbados.

Source: Reference 7.

TABLE III

EVOLUTION OF PROVEN GAS RESERVES 1/ IN LATIN AMERICA

10(9) cubic feet

COUNTRY	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1975	1970	1965
1. MEXICO	76 954	77 000	75 352	75 850	75 350	64 500	14 965	10 000	12 000
2. VENEZUELA	59 067	55 367	54 546	54 079	47 000	42 000	42 283	32 754	32 871
3. ARGENTINA	23 588	24 628	24 420	25 200	23 400	22 000	8 979	8 800	8 000
4. TRINIDAD & TOBAGO	10 500	10 550	13 100	11 000	10 800	12 000	4 988	3 500	5 000
5. BOLIVIA	4 700	4 270	4 900	5 700	5 400	4 200	n.d.	n.d.	n.d.
6. COLOMBIA	4 130	3 786	4 300	4 580	4 362	6 000	4 988	2 800	3 000
7. ECUADOR	4 090	3 000	3 526	4 100	4 300	4 000	6 236	5 000	150
8. BRAZIL	3 060	2 840	2 669	2 330	5 400	1 500	1 156	6 000	5 000
9. CHILE	2 300	2 360	2 400	2 515	2 620	2 500	n.d.	n.d.	n.d.
10. PERU	852	1 100	1 150	1 201	1 202	1 100	n.d.	n.d.	n.d.
11. OTHERS <u>2/</u>	30	30	33	36	41	11	n.d.	n.d.	n.d.
TOTAL	189 271	184 931	186 396	186 591	179 875	169 016	83 595	68 854	66 021
WORLD	3 484 060	3 402 025	3 199 950	3 023 527	2 911 346	2 638 501	2 773 614	1 588 369	1 498 499

1/ At December 31st of each year.2/ Refers to Guatemala, Suriname and Barbados.

Source: References 4, 6, 7 and 8.

TABLE IV  
PERCENTAGE SHARE OF DAILY HYDROCARBON PRODUCTION  
IN LATIN AMERICA (1985)

COUNTRY	CRUDE OIL			GAS		
	10(3)barrels	%		10(9)cubic ft.	%	
1. MEXICO	2 797.0	5.2	44.2	3 604	2.1	38.1
2. VENEZUELA	1 669.0	3.1	26.4	1 670	1.0	17.7
3. ARGENTINA	447.5	0.8	7.1	1 800	1.1	19.0
4. BRAZIL	540.5	1.0	8.5	528	0.3	5.6
5. ECUADOR	273.3	0.5	4.3	46	-	0.5
6. COLOMBIA	178.8	0.3	2.8	519	0.3	5.5
7. CHILE	32.5	0.1	0.5	600	0.4	6.4
8. PERU	189.0	0.4	3.0	122	0.1	1.3
9. TRINIDAD & TOBAGO	179.0	0.3	2.8	309	0.2	3.3
10. BOLIVIA	20.0	-	0.3	243	0.1	2.6
11. OTHERS	6.0	-	0.1	3	-	-
TOTAL	6 332.6	11.8	100.0	9 444	5.6	100.0
WORLD	53 483.6	100.0		169 766	100.0	

Source: References 5 and 7.

TABLE V  
EVOLUTION OF CRUDE OIL PRODUCTION IN LATIN AMERICA  
10(3) barrels per day

COUNTRY	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1975	1970	1965
1. MEXICO	2 797.0	2 743.0	2 702.0	2 734.0	2 390.0	1 936.0	806.0	430.2	323.1
2. VENEZUELA	1 669.0	1 724.0	1 791.0	1 826.0	2 093.0	2 167.0	2 346.2	3 708.0	3 472.9
3. ARGENTINA	447.5	467.0	481.0	483.0	497.0	487.0	396.0	382.0	269.3
4. BRAZIL	540.5	437.0	315.0	252.0	215.0	182.0	174.0	160.5	94.0
5. ECUADOR	273.3	254.0	236.0	215.0	204.0	222.0	160.9	4.1	8.0
6. COLOMBIA	178.8	165.0	155.0	140.0	125.0	125.0	160.0	214.0	210.0
7. CHILE	32.5	38.0	39.0	41.0	40.0	29.0	25.0	34.6	34.9
8. PERU	189.0	201.0	171.0	198.0	184.0	191.0	73.0	72.2	63.2
9. TRINIDAD & TOBAGO	179.0	169.0	158.0	182.0	240.0	211.0	205.0	139.8	133.9
10. BOLIVIA	20.0	20.0	22.0	24.0	24.0	30.0	42.0	16.3	9.2
11. OTHERS 1/	6.0	7.4	8.0	7.0	5.0	5.0	-	-	-
TOTAL	6 332.6	6 225.4	6 078.0	6 102.0	6 017.0	5 585.0	4 388.1	5 162.6	4 618.5
WORLD	53 483.6	54 090.0	53 259.0	53 116.0	55 380.9	56 997.3	53 327.3	45 059.6	30 271.2

1/ Refers to Guatemala, Suriname and Barbados.

Source: References 3 and 7.

TABLE VI  
EVOLUTION OF GAS PRODUCTION IN LATIN AMERICA  
10(6) CUBIC FEET PER DAY

COUNTRY	1985	1984	1983	1982	1981	1980	1975	1970	1965
1. MEXICO	3 604	3 753	4 054	4 246	4 061	3 558	2 155	1 822	1 351
2. VENEZUELA	1 670	1 985	1 829	1 737	1 649	1 419	1 649	2 740	2 237
3. ARGENTINA	1 800	1 815	1 662	1 225	904	813	994	741	552
4. TRINIDAD & TOBAGO	309	741	648	584	526	517	139	37	10
5. COLOMBIA	519	503	504	397	312	359	239	189	73
6. BRAZIL	528	487	388	319	263	213	39	11	3
7. BOLIVIA	243	475	488	451	416	409	376	84	19
8. CHILE	600	146	195	274	386	311	351	258	190
9. PERU	122	103	87	77	68	126	132	146	161
10. ECUADOR	46	50	47	107	244	37	29	10	3
11. OTHERS <sup>1/</sup>	3	4	5	5	-	-	-	-	-
TOTAL	9 444	10 062	9 907	9 422	8829	7762	6093	6038	4 599
WORLD	169 766	164 198	152 507	153 134	158 400	160 648	130 078	104 367	67 069

1/ Refers to Guatemala and Barbados.

Source: References 3, 4, 5, 6, 7 and 8.

TABLE VII  
RESERVES/PRODUCTION RATIO IN LATIN AMERICA DURING 1985

COUNTRY	YEARS	
	Crude Oil	Natural Gas
1. MEXICO	48.3	58.5
2. VENEZUELA	42.0	96.9
3. ARGENTINA	14.1	35.9
4. BRAZIL	10.5	15.9
5. ECUADOR	16.5	243.6
6. COLOMBIA	18.8	21.8
7. CHILE	61.2	10.5
8. PERU	9.2	19.1
9. TRINIDAD & TOBAGO	8.3	93.1
10. BOLIVIA	21.1	53.0
11. OTHERS <u>1/</u>	25.1	27.4
TOTAL	36.5	54.9
WORLD	35.9	56.2

1/ Refers to Guatemala, Suriname and Barbados.

Source: Tables I and IV.

TABLE VIII  
CRUDE OIL EXPORTS FROM LATIN AMERICA 1/

COUNTRY	10(3) barrels per day	% <u>1/</u>	
1. MEXICO	1 524.6	7.2	54.0
2. VENEZUELA	1 014.7	4.8	35.9
3. ECUADOR	167.6	0.8	5.9
4. TRINIDAD & TOBAGO	95.2	0.4	3.4
5. PERU	19.8	0.1	0.7
6. GUATEMALA	3.5	-	0.1
7. BARBADOS	0.1	-	-
TOTAL	2 825.5	13.3	100.0
WORLD	21 205.6	100.0	

1/ Data for 1984.

Source: Reference 8.

TABLE IX  
CRUDE OIL IMPORTS FOR LATIN AMERICA <sup>1/</sup>

COUNTRY	Barrels per day	% 100.0	
1. BRAZIL	642 044	3.0	73.5
2. CHILE	39 626	0.2	4.5
3. DOMINICAN REP.	35 587	0.2	4.1
4. PANAMA	28 798	0.1	3.3
5. COLOMBIA	27 052	0.1	3.1
6. URUGUAY	24 760	0.1	2.8
7. JAMAICA	16 303	0.1	1.9
8. GUATEMALA	14 566	0.1	1.7
9. EL SALVADOR	12 074	0.1	1.4
10. HONDURAS	9 025	-	1.0
11. NICARAGUA	8 639	-	1.0
12. COSTA RICA	7 689	-	0.9
13. PARAGUAY	3 770	-	0.4
14. TRINIDAD & TOBAGO	1 937	-	0.2
15. BARBADOS	1 607	-	0.2
TOTAL	873 477	4.1	100.0
WORLD	21 205 600	100.0	

1/ Data for 1984.

Source: Reference 8.

FIGURE 1  
CRUDE OIL IN LATIN AMERICA : RESERVES vs PRODUCTION  
- 1985 -

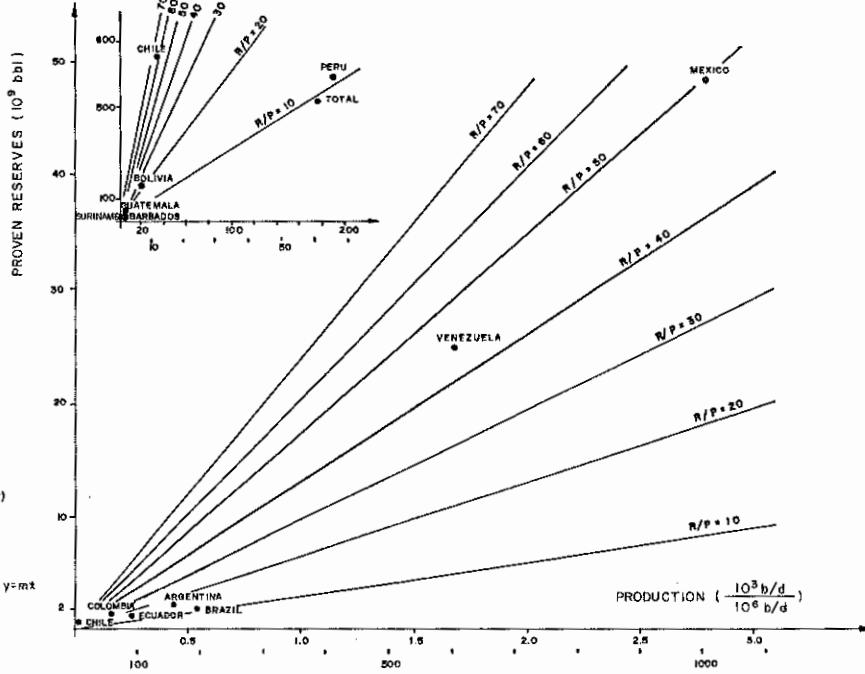
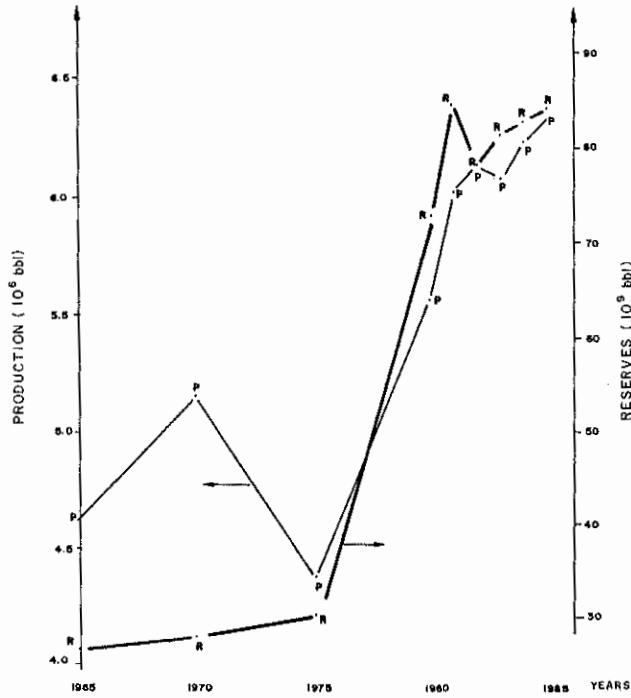


FIGURE 2  
CRUDE OIL IN LATIN AMERICA: DAILY PRODUCTION AND PROVEN RESERVES



## CONSIDERATIONS ON ENERGY PLANNING IN LATIN AMERICA

Enrique Rodriguez Vargas \*/

### 1. FEATURES

The reassessment and control of world hydrocarbon supplies which started as of 1973 not only led to a growing awareness of the importance and role of energy in the nations' socioeconomic process, but also to the search for a transition in the development and use of energy resources.

This situation mainly prompted the industrialized countries to seek orderly energy management through planning instruments and mechanisms which, day by day, become increasingly more important in the process of policy design and implementation. Such is the case of the progress and accomplishments made by the member countries of the EEC and the OECD, which, although they encompass a wide variety of situations in the field of energy, have taken up strategies based on common principles and objectives. These serve as a frame of reference within which each country defines its own policy.

In Latin America, the reactions pursuing concerted joint strategies in the field of energy emerged from the Latin American Energy Organization (OLADE), through the formulation and approval of the Latin American Energy Cooperation Program (PLACE) in November 1981. Among others, it laid out the following basic objectives:

- "To achieve growing integration between production and use of energy and economic and social development.
- To expand and diversify the region's energy supply and its scientific and technological capacity.

---

\* Head of the Program of Energy Economics, OLADE.

- To rationalize energy production and consumption." 1/

An effort was made to give these general objectives concrete form in fourteen policy points which included initiation of "national energy plans as a necessary condition for full cooperation and effective policy coordination," obviously working under the premise that it is the countries themselves which sovereignly and independently decide on the criteria and actions which should be undertaken in this field.

Even though it is true that, six years following approval of the PLACE, energy planning has advanced in some countries, it is also true that at the regional level, due to the dichotomy of interests, the complexity of economic and social structures, as well as the political and institutional differences among the countries, it has been difficult to make major strides towards developing common strategies, except for the elaboration of National Energy Balances prepared using the OLADE Methodology.

## 2. ACTIONS

In the area of energy planning, the countries of Latin America have recurred to several methodological alternatives. These have been a function of a variety of circumstances, including eagerness to obtain forecasts due to the domestic demands for measures in the field of energy, as well as the political determination to seek sectoral order through planning.

In this process, the countries have faced several options in the selection of tools of analysis and planning. A good number of them have found it necessary to import schemes which unfortunately do not respond to the national reality or adapt to the structural conditions of their energy sector, and worse yet to the internal needs and objectives of planning.

In recent years, some countries have wished to create analytical tools of their own, or at least to adopt existing models to their energy and statistics infrastructure.

The variety and complexity of the energy planning schemes and instruments which have been adopted in the region is illustrated in the following range of possibilities:

---

1/ Latin American Energy Cooperation Program, 1981.

- Elaboration of the National Energy Balance (final consumption)
  - Preparation of sectoral assessments (more qualitative than quantitative)
  - Elaboration of specific technical and economic studies
    - Independent application of analytical instruments to determine the expansion of the subsectors which comprise the energy system
    - Application and/or adaptation of energy models
      - Energy balances models (RES - Reference Energy System)
      - Simulation models
      - Global optimization models
        - \* Simple
        - \* Comprehensive
- The foregoing range of alternatives has appeared in most of the countries of the region and has to a certain extent been in line with their planning capabilities in terms of the level and degree of development of the tools utilized.
- It is difficult, of course, to establish the soundness and validity of the methodologies adopted, especially insofar as the application of models, since in principle the differences exist - finally influence the planning task.
- Thus, the energy planning exercise becomes difficult, not only because it extends into a complex, dynamic and interrelated network and uncertainties related to possible change.
- In this regard, the use of models as a means of generating behaviors and/or doing simulations or optimizations has taken on great importance in the framework of energy planning, since through their application it is possible to schematize a global exercise permitting:
  - Determination of energy demands
  - Establishment of a supply structure; and

- Establishment of a supply-and-demand picture and process of adjustment.

This process should naturally be framed within an economic context, given the energy policy's interdependence and linkages with the objectives of macroeconomic policy as an indispensable condition for coherent actions and decisions, of great national repercussion.

The aforementioned analytical process unquestionably should be preceded by the assessment of issues and concerns, in keeping with each country's own strategies and alternatives.

## 2.1 Evaluation of Demand

The methodological approaches to forecasting energy demand have been numerous and varied. In Latin America, they range from models as simple as those for formulating a regression equation in which energy demand is a dependent variable in the Gross Domestic Product, up to complex ones such as those which structure an in-depth analytical process of the relationship between the evolution of a society (or socioeconomic system) and the evolution of its energy consumption; in other words, the useful energy which the system needs to work. These models have been applied with different degrees of sophistication and success in some countries; for example:

- The National Energy Study (ENE) of Colombia (econometric models)
- The National Energy Program (PRONE) of Mexico (based on MEDEE)
- The MEDEE-S of Ecuador
- The Global Energy Demand Model (SETEC/Ministry of Mines and Energy) of Brazil
- The Analytical Model for Forecasting Energy Requirements (Bariloche) of Argentina.

The OLADE methodology for analyzing demand is based on an analytical-accounting instrument which combines technical and economic approaches and simulates submodels for each economic activity. It constitutes an invaluable tool in the field of energy forecasting-- a tool which should be reviewed and assessed as a sectoral planning alternative.

- The Retifine Model - Ecuador (CEC)  
The Marakai Model - Brazil

Within this conceptual framework, Latin America's experience in applying supply models may be considered relatively recent and still in the process of adjustment in some countries which have made headway in this exercise. Such is the case of:

The articulated stimulated simulation models do not stimulate simultaneously alterna tives and restrictions of the sector, since they constitute a group of submodels which describe supply subsector within the framework of optimization. As any alternative is analyzed, its articulation or linkages will stimulate and select the most attractive option within an overall target function.

As their name implies, the comprehensive descriptive optimization models seek to optimize a target function for the entire system. This is done by "best supply configuration," taking into account all of the system's options and constraints simultaneously.

The methodological concepts for analyzing energy supply at regional level may be categorized basically in two trends: one geared to a comprehensive analysis of the variable and the other to the articulation of subsectoral optimization models.

## 2.2 Evaluation of Supply

Fortunately, new methodological approaches are gradually being introduced in the countries. These seek to establish concepts that will lead more to management rather than to forecasting as such. This means that planning should be geared to "management" in order to achieve a consumption structure suited to the prevailing economic, social and financial conditions and to the energy supply possibilities. Nevertheless, the advances in this direction entail a long assimilation time, as the decision-makers grasp the repercussions and importance of this situation, as opposed to the typical tendency to manage solely supply.

Energy demand is an essential part of the energy sector, and it should be studied in such a way that its future performance will take into account a set of conditions referring to the economy (prices, distribution, growth, etc.) in order to extrapolate from the current situation to the one foreseen.

- The National Energy Study (ENE) - Colombia
- Enerplan - Ecuador and Costa Rica

Other experiences in the field of supply modelling are based on research aimed at examining the possibilities for new technologies, their competitiveness and their prospects for developing them to satisfy future energy demand.

Examples of this type of models are:

- MARKAL: (The Market Allocation Model - KFA)
- BESOM (Brookhaven Energy System Optimization Model)
- DESOM (Dynamic Energy System Optimization)

The assimilation of this type of models in Latin America has been relative, in view of their complexity, characteristics, objectives and, particularly, the required information infrastructure. A coherent institutional order and a multidisciplinary team able to handle technical, economic and programming aspects are also indispensable. It would thus be expedient to conduct an in-depth review and analysis of the application of these models, within a special forum held at the regional level.

### 3. TOWARDS COMPREHENSIVE ENERGY PLANNING

#### 3.1 Scope

The pursuit of comprehensive energy planning which would go beyond the traditional scheme of independent plans for each firm or subsector (oil, coal, electricity, etc.) has been imposing itself as a principle, despite the institutional, political and coordination difficulties implicit in this process.

To the extent that the interdependence between the energy system and the economy gives rise, as indeed it does, to a high degree of sensitivity to political, social, economic and technological phenomena, a comprehensive approach to energy planning becomes increasingly more imperative in making objectives, strategies and alternatives compatible.

Although in a first approximation what is sought is to evaluate the behavior of the subsectors which comprise the energy system, set against the group of economic aggregates, it can well be said that, insofar as possible, one must move beyond the

On the basis of these guidelines, the process of applying and adapting analytical tools for the assessment of policies and

- Second Part - definition of the current aspects (financing, evaluation of technologies, implementation, etc.) and establishment of alternatives and goals.
  - First Part - formulation of the overall policy
- The process starts with the structuring of a conceptual model entitled the "Brazilian Energy Model" (MEB), taken by the government statutes as a general policy guideline or directive and schematized within the following parameters:

#### The Brazilian Case

Some of the features of this type of planning efforts may be summarized superficially as follows, for Brazil and Colombia:

As examples of this kind of effort, mention may be made of the so-called "Brazilian Energy Model" (MEB) and the "National Energy Study" (ENE) of Colombia and, more recently, the "National Energy Plan of Argentina, Costa Rica and Guatemala. Furthermore, mention should be made of the work carried on in Mexico within this criterion, through the "National Energy Program" (PRONE).

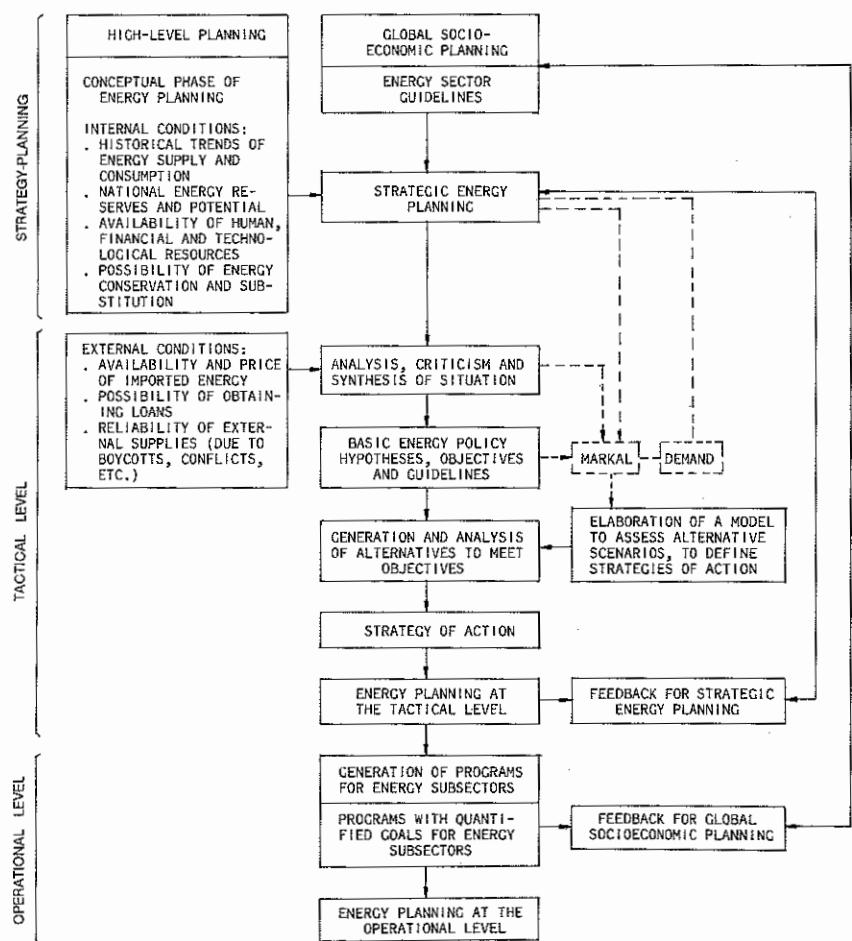
The exercises in comprehensive energy planning are beginning to be a reality in several Latin American countries, but there have been differences both in methodological approaches and in the processes of political and institutional consultation.

#### 3.2 Developments

The impact which poor and inadequate energy planning may cause translates into high social costs which hamper GDP growth; accelerate the inflationary process (prices and costs); bring on disequilibrium in the balance of payments, financial disaster, exchange and fiscal upsets, and institutional consolidation.

Existing constraints for investment and financing are taken into account, if the high indexes of regional indebtedness and the financing development of the sector and, consequently, the economy as a whole, if the high indexes of regional indebtedness and the financing development of the energy sector and, consequently, the economy are taken into account.

- THE BRAZILIAN CASE -



alternatives gets underway; comprehensive energy balances (reserves up through useful energy, with ample sectoral disaggregation) are elaborated; and models for forecasting supply and demand (MEDEE and MARKAL) are structured. The energy-economy interrelationship appears through the application of macroeconomic elements derived from a comprehensive economic planning model (Macroeconometric Model of Brazil).

Energy planning in Brazil seeks to maintain solid institutional interaction, from the levels of strategy-planning up to the levels of operation and execution. In other words, an attempt is made to cover a horizontal and vertical planning scheme, in order for the process to be more practical and realistic than theoretical.

#### The Colombian Case

With the preparation of the "National Energy Study" 2/, the Colombian State has wanted to take a comprehensive approach to energy planning well in advance, to facilitate the evaluation and analysis of alternatives within a "technical-economic and dynamic mechanism" and to review the behavior and optimal use of available resources within an target function of minimum cost.

The selected methodological approach consists of a "global simulation" which first of all specifies the alternative energy policy packages. These alternatives are reviewed through demand (simulation) and supply (optimization) models in sequential, iterative form, according to the following procedure:

- Work starts with a reference case or "basic scenario" which provides energy demands by sources.
- By means of the optimization models, the optimal structure needed to satisfy the final demands of the reference case is found.
- The options to be simulated are identified.
- The demands of the reference case are altered in the proportion and magnitude indicated by the option under study.
- The supply models are run again to search for the desired optimal configuration.

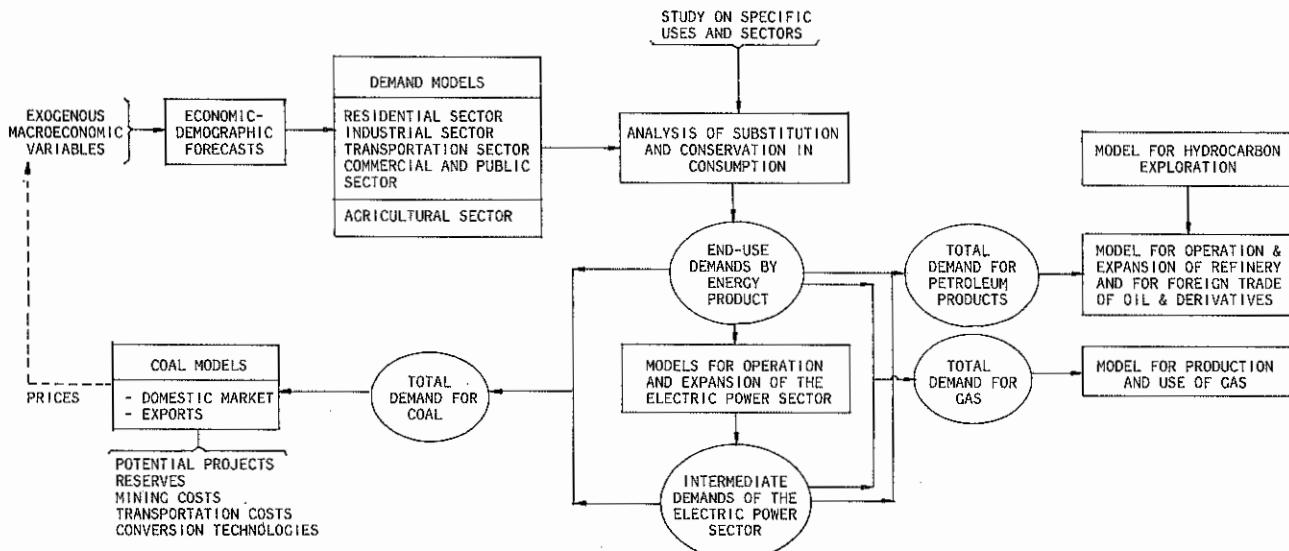
---

2/ Recently, with support from the World Bank, the study has been reviewed, enhanced and adjusted in terms of methodological criteria and evaluation mechanisms. Progress has also been made in measuring the financial impact of the alternatives.

**- THE COLOMBIAN CASE -**

**PROCESS OF INTERACTION AMONG ENE MODELS:**

Simplified Scheme



- These findings feed into the Energy Balances Model and financial flows, which order and compare the total (overall) costs of the alternative under study, and these are compared with the reference case to analyze technical and economic viability in terms of the net present social value (cost-benefit) which the option entails.

The process of interaction of the ENE models basically follows the sequence below:

- Determination of macro-economic variables (exogenous)
- Economic and demographic projections (exogenous)
- Application of the demand models in order to determine requirements by economic sector
- Modification of the demands on the basis of the effects of substitution or conservation (rational use)
- Determination of end-use demands by energy source.
- The supply models are run as follows:
  - . Models for operation and expansion of the electric power system (run first since they generate intermediate demands for other energy sources).
  - . Generation of total demand (sum of final demand by source and intermediate demand in the electric power sector), which interacts with the corresponding supply model.
  - . Running of the coal model (domestic market) and determination of the minimum price to respond to demand and market conditions.
  - . Running of supply models for the other sectors and search for convergence in order to obtain an optimum for the alternative to be analyzed.

Given the characteristics of independent modelling for each energy source, the social (cost-benefit) assessment is done separately for each model in order to later account for the economic effects, i.e., net social cost, by means of a total summation.

The study thus constitutes a "Comprehensive Model" composed of a set of submodels for demand and supply which shape a whole, in keeping with the interrelationships of the economy and the energy sector.

#### 4. OBSTACLES AND CONSTRAINTS

The problems which arise during energy planning efforts are multiple and diverse. They range from those implicit in the process of planning and implementation, to those complex ones which are generated during the application and interpretation of the various analytical tools.

Each country in Latin America, in line with its development conditions, socioeconomic structure, objectives, etc., faces a gamut of difficulties and problems in this field. However, the most characteristic and common ones may be grouped as follows:

- Political and institutional
- Conceptual (approach)
- Implementation and control
- Statistical infrastructure

The following paragraphs attempt to specify the energy planning problems under each one of these groupings:

- Political and Institutional
  - . Meager political backing in the process of preparation and, particularly, implementation of plans.
  - . Weakening and/or fractioning in the management and direction of sectoral policy (diluted in the supplying State firms or institutions).
  - . Lack or inadequacy of institutional infrastructure for the sectoral planning apparatus.
  - . Competition among State agencies involved in planning activities.
  - . Incompatibility between the scope of the plan and the capacity of the national task forces.
- Conceptual (Approach)
  - . Diverging objectives and interests (Secretariats/Ministries/Enterprises)

- Absence of a solid sectoral assessment defining structural problems.
  - Diversity of criteria between the conceptual process, structural problems and general policy guidelines.
  - Dichotomy between the conceptual and methodological process of the plan.
  - Adoption of methodological schemes by analogy.
  - Selection and application of planning tools (models) not adapted to national exigencies (evaluation of firewood, bagasse, household fuels).
  - Assimilation of mathematical models which assume a high degree of rigidity in the consumption structure.
  - Confusion of means and ends (concentration more on research related to planning tools than on their application in the search for options).
  - Theoretical planning rather than pragmatic, realistic planning.
- Implementation and Control
- Lack or deficiency in mechanisms for executing and applying the results of the plan, both in the supply and demand mix (management).
  - Weak backing for profound changes and modifications in the energy system (elimination of subsidies, structuring of prices, institutional ordering, etc.).
  - Lack of a rigorous system of evaluation and follow-up of the plan.
  - Disarticulation and dismembering of the national energy planning teams once elaboration of the plan has concluded.
- Statistical Infrastructure
- No clear idea of the importance of information as a resource.
  - No sectoral information policy.

- No institutional "place" for information, in line with planning needs and able to assure continuity (sectoral information systems).
- Dilution of the information function, in administrative activities more than in technical ones.
- Creation of data banks with criteria more immediate than structural and political.
- Appearance of incoherence and duplications in information because of institutional disadjustments at the sectoral level, leading to delays and problems of reliability in the planning instruments.

The list of problems can be further extended as a function of the sectoral features of each country. However, to the extent that the countless difficulties and obstacles which planning faces throughout the complex process of research and analysis are surmounted, this exercise takes on greater importance and credibility in each one of the countries.

## 5. CONSIDERATIONS

- A good number of countries in Latin America have applied or assimilated different modelling methodologies in the energy planning process, with varied experiences and results. Some have gone beyond the theoretical framework to a pragmatic one, obtaining forecasts and/or simulations which in some cases have provided the basis for decision-making. Others, perhaps the great majority, have not been as successful as hoped, either because the institutional framework and information infrastructure are not appropriate or else because the methodological concept is not in line with structural conditions.
- The more Latin America's economic and energy situation deteriorates because of the repercussions and impact of external factors, outside the reach of the countries' control and management, the more difficult and complex the energy planning task becomes.
- The countless questions generated by the uncertain performance of the oil market and oil prices and their repercussions for national energy schemes undermine any attempt at forecasting and, consequently, any formulation of medium- and long-range policies and actions.

- Because of their features and scope, the current situational circumstances pose a challenge to energy planning as a principle of order and coherence in the analysis and forecasting of economic and energy situations in our countries.
- Although the task of comprehensive planning is the most desirable in the process of energy research and analysis, the implementation of the so-called "successive planning approximations" in pursuit of this objective would be the best-suited option for those countries which do not have a solid institutional infrastructure and a well-defined technical and statistical apparatus capable of supporting this task and achieving the basic energy planning goals.

## REGIONAL DOCUMENT ON NATIONAL EXPERIENCES WITH SMALL HYDROPOWER STATIONS

### PRESENTATION

In early 1984, the Permanent Secretariat of the Latin American Energy Organization (OLADE) undertook the task of compiling information on its Member Countries' experiences in the area of small hydropower stations<sup>17</sup>, and requested summary documents describing the panorama of each country's national SHP strategy. This information served as the basis for preparing the Regional Document on National Experiences with Small Hydropower Stations.

To date, information has been received from 15 countries, reflecting a broad range of experiences and leading to a series of preliminary conclusions which can be summarized as follows:

- Practically all of the countries have, or tend to establish, a National Program of Small Hydropower Stations.
- There is widespread interest among the countries in making massive use of small hydropower stations as an effective form of social and economic support for the rural sector.
- The tendency is for these projects to apply many cost-effective techniques, e.g. the studies and schemes for construction and equipment are simplified, and construction of the civil works is based on local materials and labor, so as to foster an increasing use of national resources and products.

On the basis of the Permanent Secretariat's advances in this effort, it can be concluded that most of the countries are

---

<sup>17</sup>/ Except for Barbados and Trinidad and Tobago, which had long before acknowledged their lack of hydroenergy potential.

interested in exchanging experiences, and it is hoped that the present document will serve as a point of departure for establishing some sort of coordination among the Member Countries, in order to avoid duplication of efforts and promote intra-regional cooperation and integration.

ORGANIZATIONAL APPROACHES APPLICABLE TO THE  
DEVELOPMENT OF SMALL HYDROPOWER STATIONS \*

Hydroenergy Program  
Technical Department  
Permanent Secretariat  
OLADE

1. INTRODUCTION

Small hydropower stations (SHP) continue to be one of the major alternatives for energy development in the rural areas of Latin America, given this region's abundant small-scale water resources.

Even though there is a great deal of experience in Latin America, dating back to the last decades of the nineteenth century, the development of SHP has been characterized by sporadic and unsystematic actions. Several years ago, its focus shifted toward the options of interconnection and generation by means of groups of thermal electrogenerators. These alternatives are now beginning to encounter new limits for their application. For the former, the limits are related to the high cost of transmission lines and substations for isolated areas; and for the latter, to the rising cost of fuels, maintenance, and logistical difficulties which seriously hamper the prospects for installing thermo-electric generating sets in many isolated settlements.

In recent years, as part of a worldwide trend, these application limits have led to a revitalization of the idea of using SHP as a way of solving energy problems in remote areas of Latin America.

In practice, the development of SHP has been shown to have a significant impact, to the degree that it is promoted with massive implementation criteria permitting progressively greater economies of scale and justifying a group of diverse actions for tackling the problem simultaneously on its various fronts: planning, evaluation of resources and demand, elaboration, financing and execution of specific projects; use of water; SHP operation and maintenance of SHP; and institutional aspects.

---

\* This article was published in its original form in the 3/84 (May-June) issue of the Energy Magazine.

One of the major drawbacks to the development of SHP has been the effect of institutional aspects upon project formulation and plant management, operation and maintenance. The institutional framework often reflects approaches that are not in line with the particular requirements of small-scale, isolated hydroelectric generation, but rather suit the legal, social, economic and administrative parameters of large-scale electric power development.

#### OBJECTIVE

This document intends to conduct a comparative analysis of the most frequently adopted institutional schemes, by presenting a diagram of three basic types and describing some problems and prospects for the application of each one, in terms of the principal phases of SHP development and operation.

It should be mentioned that there is a wide range of institutional models that will not necessarily fit into the schemes presented herein, as these represent an attempt at simplifying the classification and analysis of a quite varied universe, so that each country may decide which schemes can most readily be adapted to its different regions, as a function of their particular features.

Chapter 5 discusses in greater detail an idealized model of a community utility. Decentralized institutional schemes are often one of the best alternatives for meeting the needs of small, isolated villages. However, this is precisely the area in which Latin America's experience has been the most limited.

#### 2. TYPIFICATION OF MODELS

For analytical purposes, the institutional models for supplying electricity to populations living outside urban areas are classified under three main headings:

- MODEL 1: Centralized Electric Company
- MODEL 2: Self-Supplying Producer
- MODEL 3: Community Utility

Strictly speaking, the small private utilities which operate in rural areas should be differentiated as a fourth model; in other words, the small private companies working as local concessionaries for electricity service, in villages which will own one or more SHP. However, this case has not been included here,

because the public supply of electricity for rural areas in general is not profitable in developing countries. Therefore, it would hardly be attractive for investors seeking returns, with the exception of cases where the electricity supply could encompass more profitable areas, as in Models 1 and 2.

#### MODEL 1: Centralized Electric Company

This heading covers all the cases in which an SHP is a plant belonging to, and under the direct administrative control of, a national, regional or provincial electrical service company or utility which is responsible for electricity generation and/or distribution activities within the area to be served by an SHP.

This model includes the various cases of electric companies devoted to public service, no matter who their owner, as long as they are companies of some size at the national or provincial level.

The use of SHP within this model generally has the following features:

- The SHP is owned by the electric company.
- The project is carried out as part of the company's investment program, no matter what the origin of the initiative.
- Administration, operation and maintenance are the exclusive responsibility of the company.
- The plant operators are employees of the company and are hired in a more and less centralized way.
- Electricity tariffs are collected by the company itself and the amounts collected become part of the company's funds.
- The payment of expenses (salaries, maintenance, administration, etc.) is centralized.

#### MODEL 2: Self-Supplying Producer

This model includes all the cases where an SHP belongs to, or is under the direct control of, a company or institution whose main economic activity is not the generation of electricity as a public service. Therefore, the self-supplying producer uses one or more SHP as a source of electricity for the development of its own productive and/or service activities, but also provides surplus electricity to the public grid.

This heading includes all of the companies that fulfill the conditions stated above, independently of their legal structure (government-owned; private; municipal; cooperative; joint, i.e., public and private; capital-stock; etc.), as long as their generating capacity is approximately compatible with the definition adopted for SHP in each country.

The parameters used to include an SHP in this model are:

- The company is mainly engaged in any type of productive or service activity other than the supplying of electricity.
- The company owns or controls one or more SHP for generating the electricity required by its activities.
- It provides surplus electricity for the public supply of nearby villages.
- The company may have any ownership system.
- The generating capacity is compatible with the definition adopted for SHP.

In a strict sense, all the self-supplying producers may be considered under this model, including those that do not provide surplus electricity to a public grid. However, considering the central focus of this document, i.e., institutional schemes for attending the electricity needs of villages far away from the electrical system, the analysis of cases where electricity is generated only for individual productive ends is not considered relevant.

Besides the conditions indicated above for inclusion in this model, the use of an SHP has the following characteristics:

- The SHP is owned by the self-supplying company.
- The self-supplying producer company has some form of authorization from government agencies to generate electricity, frequently as a licensee.
- The SHP project is developed mainly on the basis of the company's production requirements, and the public supply is considered on a secondary level.
- Administration, operation, and maintenance are the exclusive responsibility of the company.
- SHP operating expenses are covered by the company.
- The self-supplying producer company sells surplus electricity to the electric company in charge of public service or

directly to local authorities. In some cases, when the population to be served is closely linked with the self-supplying producer company, the supplies may not be provided on a commercial basis, but may have an entirely economic nature, depending on community agreements with local authorities or trade union officials.

- There is a wide variety of rates systems and of ways of using revenues.

#### MODEL 3: Community Utility

Under this heading are included all of the various types of public power service for rural villages, which in this case involve the use of SHP owned by, or under the control of, local authorities, village councils, peasant communities, cooperatives, neighborhood associations, etc., under the common denominator of relative administrative autonomy from national or regional governments, and with the status of a local licensee.

There are numerous legal forms of ownership in this model, but all of them have in common their objectives of public service with a high level of direct participation by the population actually served by the plant.

In synthesis, this model for SHP development has the following main features:

- The SHP is owned by, or is under the control of, a company or entity at the community, municipal, cooperative, neighborhood association, etc., level.
- The SHP has public service aims: lighting, productive activities, and services.
- Project development calls for an important component of community initiative, which is frequently tapped during the construction work.
- Administration, operation and maintenance fall under the control of the community utility company, with various degrees of support from centralized electric companies and the government, at the national and regional levels.
- There is a wide variety of rates systems; however, in general they have to apply the national laws regarding tariffs.
- The tariff revenues provide the bulk of the community utility's income.

- Operation and maintenance expenses are covered by the community utility.

Some of the organizational features and alternatives that should be taken into account to improve the application of this model will be presented further on.

In the following two sections, problems and prospects for the application of the institutional models will be discussed, within a matrix referring to the various phases of project development and plant operation. For this purpose, the following main phases are considered:

- PHASE 1: Planning, Studies, and Financing
- PHASE 2: Construction, Outfitting, and Start-up
- PHASE 3: Management, Operation, and Maintenance

These simplified phases are sufficiently self-explanatory so as to require no generic definitions.

The matrix scheme to be adopted for study purposes is described in Chart No. 1.

CHART No. 1

DEVELOPMENT PHASES	1.PLANNING, STUDIES & FINANCING	2.CONSTRUCTION, OUTFITTING & START-UP	3.MANAGEMENT, OPERATION & MAINTENANCE
ORGANIZATIONAL MODEL			
1.Centralized Electric Company			
2.Self-supplying Producer			
3.Community Utility			

### 3. THE MAIN PROBLEMS RELATED TO THE INSTITUTIONAL CONTEXT

An effort has been made to present typical problems drawn from the experience of various countries from this region which, to a certain degree, will be shared by all. However, it should be noted that in many cases the experiences and results will vary, as a function of the particular characteristics of each country. The criterion adopted here has been that of presenting those problems which the institutional context poses for the development and operation of SHP and which, in OLADE's opinion, would reflect the predominant trends in the region. Some specific problems, which may take different forms in different countries, are also highlighted.

Therefore, the problems identified are described in a simplified, schematic form, to serve as a guide or checklist, in which the reader may select and analyze those points that he considers most relevant to the specific case of his or her country.

On the other hand, given the nature of the document, which is restricted to the institutional context, the origins and causes of the identified problems are not analyzed in depth. This relatively schematic type of analysis can thus be found lacking when an attempt is made to apply it to specific situations, in order to better understand the origin of the problems involved and thereby arrive at suitable solutions.

Taking as a basis the matrix of the models and phases proposed in Chart No. 1, this point is further illustrated in Chart Nos. 2A, 2B and 2C.

### 4. PROSPECTS FOR APPLICATION

This point discusses the prospects for application of the three organizational models under diverse idealized cases which, in OLADE's opinion, may serve as a point of reference for analyzing the possibilities of applying one model or another. They should not be regarded as rigid rules; instead, they should lead to a survey of the actual conditions specific to each country. This will make it possible to confirm or modify the proposed guidelines.

Furthermore, in defining the institutional structure of each model for SHP development, flexible criteria must be adopted, so as to make it possible to optimize plant development and ensure the operational continuity of the plant. It may thus prove neces-

sary to combine the characteristics of several models. For example, it is advisable to strengthen the participation of the local populace in the application of the Centralized Model (No. 1) and to consider a close relationship with, and technical assistance from, the centralized public-service electric company in the Community Model (No. 3).

Chart No. 3 summarizes some of the conditions under which it is worthwhile to consider the application of one organizational model or another. It should be pointed out that none of the conditions are labeled as necessary or sufficient, nor are they weighted in any way. In applying criteria of this type to real-life situations, it would be wise to establish more precise guidelines.

##### 5. DESCRIPTION OF AN IDEALIZED MODEL OF A COMMUNITY UTILITY

Although it would be possible to define alternatives for perfecting the different institutional models presented, discussion herein will be limited to the community utility, both because of the promising outlook for its application and because the Latin American experience in this area is more limited.

The cases of application of the community utility model in any of its variants which have retained their absolute autonomy have generally undergone an extreme intensification of the problems identified in point 2.1, which is why the idealized model aims to adapt the characteristics of the model to a weighted combination of autonomous management and technical assistance, financing, and auditing from a centralized electric company or any public institution with jurisdiction, in order to minimize the most characteristic problems of the community utility and reinforce its prospects for application.

The application of this idealized model to concrete conditions should be a function of each country's specific features, insofar as institutional and development policies, energy policies, organizational and technical capacities, and the culture and traditions prevailing in the rural areas.

The idealized model may actually be adapted to the various socioeconomic and political systems of the region's countries, providing there is the decision to promote decentralized management of SHP, combined with heavy centralized technical and financial support.

A summarized description of the principal characteristics of the idealized model of a community utility as proposed is presented below:

a. Constitution and Legal Structure

- The company may adopt various legal forms, depending upon the alternatives that prove most viable in each country, i.e., it may be a municipal or cantonal agency, or form a private company or a joint (private and public) company, or even take the form of a cooperative.
- The investments in the company are defined through the appraisal of the contributions of the various institutions and organizations in labor, materials, equipment or funds for the project. Managerial control is distributed in proportion to the contributions (in a private or joint company) or in the proportions established by law.
- The community company will have its own legal identity, apart from those contributing entities.
- The contributions of labor and materials from the community shall be evaluated as part of the investments on behalf of the body that represents the populace for this purpose (the municipality, electrification board or committee, cooperative, neighborhood association, etc.). This entity will in turn establish incentives, payments, or any form of recognition for the individual contributions.

As an alternative, a rebate of individual contributions in the form of electric service might be considered, although any such system adopted should have the goal of increasing the motivation of the community to participate in finding a way to recognize the varying degrees of contribution or effort made by the members of the community.

- Contributions from the public sector, whether through centralized electric companies or other bodies, shall form part of the non-recoverable investments, except in those cases in which, for reasons of availability of resources and the outlook for project profitability, the partial or total payment of the credits obtained is considered as part of the obligations of the community utility.

b. Organization and Functions

- The company should have a Board of Directors, made up of the representatives of the entities that have contributed to the project. In general, it will include one representative from the Electric Company (who may be the director of the nearest zone), one representative from the municipality or

local authority, as well as representatives from the local organizations that have participated. The control and proportions of votes will depend upon the current legislation. The Board of Directors will hold regular meetings (not necessarily frequent ones) and will act as the maximum authority of the company.

- The company must have the minimum staff needed for its operations in order to cover four basic requirements: administration, billing, plant operation, and preventive maintenance; the number of persons will vary according to the size of the plant and the level of automation of the facilities. In small plants, under 50-100 kW, the only staff could be one or two operators who also handle the administrative activities and billing, in addition to their operational and preventive maintenance work. In larger plants, an Administrator-Cashier might be added.
- All the staff of the company should preferably be of local origin and their labor relationship must be established with the company rather than with the contributing companies.
- The principal functions of the community utility will be:
  - . plant operation.
  - . preventive maintenance.
  - . supervision of consumption facilities.
  - . billing for service according to the established rate schedule.
  - . use of the funds generated for purposes exclusively related to electric development and payment of the financial obligations contracted by the company.
  - . maintaining reserves for replacement and maintenance.
  - . the minimum necessary of daily bookkeeping, at least a record of income and expenses.
  - . assumption of responsibilities related to the labor relationship with the personnel.
  - . assumption of responsibilities of an electric service concessionary.
  - . accounting.

c. Technical and Administrative Assistance

- The community utility must sign an agreement with the centralized electric company, to establish and provide backing for the terms for the following support activities:
  - . Training of local operators.
  - . Training of administrators and cashiers/collection agents.
  - . Conditions for the rendering of major maintenance service and repairs by the centralized electric company.
  - . Engineering service for any expansion, improvement, or modification of the facilities.

- . Support and management of supply of spare parts, equipment, and materials.
- The representatives of the centralized electric company, or the government bodies that contribute to the investment, reserve the right to supervise the accounting and audit the economic-financial activities of the community utility and thereby safeguard their investments; they may have similar functions with regard to the supervision and monitoring of the operation and maintenance of equipment and installations.

## 6. FINAL CONSIDERATIONS

As noted previously, in recent years several Latin American countries have begun to implement SHP in isolated rural areas, as an effective way of supplying primarily electric power. These early years of practical experience have led to the formation of different types of firms, responding to the particular needs of each country. However, as mentioned above, the community enterprise is one of the most attractive approaches and, yet, the least well-known; for that reason it has been discussed at greater length herein.

Finally, it is worthwhile to note that, no matter what type of firm is adopted, it would be advisable to have a national task force that could centralize the SHP planning efforts, with the essential aim of identifying possible sites for the installation of such facilities and notifying interested parties, because it would be no exception to the rule to find a good site unpromoted by local residents due to their lack of information.

CHART No. 2A  
MODEL 1: PUBLIC-SUPPLY ELECTRIC COMPANY

PHASE 1 PLANNING, STUDIES AND FINANCING	PHASE 2 CONSTRUCTION, OUTFITTING AND START-UP	PHASE 3 MANAGEMENT, OPERATION AND MAINTENANCE
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Insufficient participation of the local populace in the studies phase. This constitutes a negative factor from the standpoint of motivation and training, and fails to tap the information available on wet and dry periods (e.g. flooding cycles), practical geomorphology, and realistic data on population and demand.</li> <li>- Concepts of rural electrification based on expectations of spontaneous generation of energy-consuming productive activities. As a consequence, projects have little hope of recovering their investment solely on the basis of lighting for low-income areas.</li> <li>- Common bureaucratic notions of the development of studies according to rigid stages and schemes designed for other applications (e.g. large-scale power plants), without taking into account the possibility of teams of qualified personnel to support project development.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Conventional construction concepts; insufficient consideration of non-conventional technological alternatives compatible with the availability of local resources.</li> <li>- Underestimation or deficient organization of community participation in the execution of the works.</li> <li>- Insufficient use of materials and services available in the locality.</li> <li>- Inadequate handling and solution of the potential conflicts associated with the use of land (easements for canals, structures, piping, and lines) and water (irrigation and potable water); tendency toward a relative stand-off between the company and the community.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Excessive bureaucratization in the centralized management of small plants, each plant being an excessively small unit in the context of a large business.</li> <li>- Insufficient participation of the local community and its organizations in the management of the company.</li> <li>- Excessively high operating and maintenance costs, in relation to the energy produced, due to the centralized management approach.</li> </ul>

CHART No. 2A (continued)  
MODEL 1: PUBLIC-SUPPLY ELECTRIC COMPANY

PHASE 1 PLANNING, STUDIES AND FINANCING	PHASE 2 CONSTRUCTION, OUTFITTING AND START-UP	PHASE 3 MANAGEMENT, OPERATION AND MAINTENANCE
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Adoption of the mistaken approach of parceling out the different phases of the project to the various specialized units of the company, in those cases in which the capacity of a single section is not built up, thereby weakening the decision-making process, diluting responsibilities, and preventing the consolidation of SHP experience.</li> <li>- Failure to consider marketing expenses in the economic-financial analysis of the project, which results in a cost increase.</li> <li>- Programs of execution limited to a small number of projects, due to restrictions in the funding available for investment, which could be expanded on the basis of an adequate consideration of possible community contributions, social mobilization, and massive participation of professionals and students in the development of projects.</li> <li>- Complexity and delay in the decision-making process, from the basic levels of planning and project identification up to the phase of approval of studies and financing.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Lack of research on the availability and location of inputs for the works, due to insufficient coordination with the community.</li> <li>- Frequent problems with planning and organizing hauling to the project sites, despite the electric company's experience with handling the transportation of equipment and materials; failure to consider possible contributions of manpower and draft animals from the community.</li> <li>- Sociocultural adjustment problems which hinder coordination between the construction supervisors and the local populace.</li> <li>- Limited project impact on the training of local workers.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Problems with social adjustments and cost increases, due to the incorporation of operators who are not native to the community.</li> <li>- Rate systems unsuited to rural development; costly systems for measuring consumption. The cost of centralized billing may also be out of proportion to the amounts to be collected.</li> </ul>

CHART No. 2A (continued)  
MODEL 1: PUBLIC-SUPPLY ELECTRIC COMPANY

PHASE 1 PLANNING, STUDIES AND FINANCING	PHASE 2 CONSTRUCTION, OUTFITTING AND START-UP	PHASE 3 MANAGEMENT, OPERATION AND MAINTENANCE
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Adoption of the mistaken approach of parceling out the different phases of the project to the various specialized units of the company, in those cases in which the capacity of a single section is not built up, thereby weakening the decision-making process, diluting responsibilities, and preventing the consolidation of SHP experience.</li> <li>- Failure to consider marketing expenses in the economic-financial analysis of the project, which results in a cost increase.</li> <li>- Programs of execution limited to a small number of projects, due to restrictions in the funding available for investment, which could be expanded on the basis of an adequate consideration of possible community contributions, social mobilization, and massive participation of professionals and students in the development of projects.</li> <li>- Complexity and delay in the decision-making process, from the basic levels of planning and project identification up to the phase of approval of studies and financing.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Lack of research on the availability and location of inputs for the works, due to insufficient coordination with the community.</li> <li>- Frequent problems with planning and organizing hauling to the project sites, despite the electric company's experience with handling the transportation of equipment and materials; failure to consider possible contributions of manpower and draft animals from the community.</li> <li>- Sociocultural adjustment problems which hinder coordination between the construction supervisors and the local populace.</li> <li>- Limited project impact on the training of local workers.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Problems with social adjustments and cost increases, due to the incorporation of operators who are not native to the community.</li> <li>- Rate systems unsuited to rural development; costly systems for measuring consumption. The cost of centralized billing may also be out of proportion to the amounts to be collected.</li> </ul>

PHASE 1 PLANNING, STUDIES AND FINANCING	PHASE 2 CONSTRUCTION, OUTFITTING MANAGEMENT, OPERATION AND MAINTENANCE	PHASE 3 DEFINITION OF THE PROJECT PRI- MARILY ON THE BASIS OF THE EXECUTION OF THE PROJECT. THE SELF-SUPPLYING COMPANY, WHOSE OBJECTIVES ARE NOT NECESSARILY ORIENTED TOWARDS SATISFYING THE NEEDS OF THE COMMUNITY.	- Possibile conflicts related to access and use of the basic and secondary public service aspects. - Possibile conflicts related to the needs of the project, as well as to the local inputs.	- Complex administrative procedures for self-supply energy surpluses to the public grid.	- Community dependence on a company (many times privately-owned) for its energy supplies.	- Difficulties in the establishment of rates and procedures for the sale of electricity.	- Slight consideration of the community's requirements when the studies are being carried out.
MODEL 2: SELF-SUPPLYING PRODUCER CHART No. 2B	AND START-UP MANAGEMENT, OPERATION AND MAINTENANCE	- Limited community participation in the execution of the project.	- Possibile conflicts related to access and use of the basic and secondary public service aspects. - Possibile conflicts related to the needs of the project, as well as to the local inputs.	- Complex administrative procedures for self-supply energy surpluses to the public grid.	- Community dependence on a company (many times privately-owned) for its energy supplies.	- Difficulties in the establishment of rates and procedures for the sale of electricity.	- Slight consideration of the community's requirements when the studies are being carried out.

CHART No. 2C  
MODEL 3: COMMUNITY UTILITY

PHASE 1 PLANNING, STUDIES AND FINANCING	PHASE 2 CONSTRUCTION, OUTFITTING AND START-UP	PHASE 3 MANAGEMENT, OPERATION AND MAINTENANCE
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Need for the community to recur to a significant amount of outside technical assistance in order to carry out the studies. This aid usually comes from regional or national electric companies.</li> <li>- Possible contradictions between the electric company's study programs and the community's needs over time.</li> <li>- Limited technical capacity of the members of the community, which restricts their input and comprehension of the study phase.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Need for a significant amount of technical supervision and specialists for project execution. The community's contribution to the work is often limited to the supply of unskilled labor for digging, hauling and building; this depends upon the degree of socio-economic development.</li> <li>- High costs of technical assistance, which must be absorbed by the company or public institution that supports the project.</li> <li>- Difficulties with organizing and incorporating the inhabitants into communal labor efforts, depending on the collective work traditions.</li> <li>- Difficulties with identifying and proposing project-related incentives to motivate the contribution of joint and individual work.</li> <li>- Dependence upon the management capacity of the author- or leaders charged with organizing the communal work.</li> <li>- Difficulties in coordination with the technicians who supervise the work, due to sociocultural differences and communication problems.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Limited community experience with business and utility management.</li> <li>- Poor economies of scale.</li> <li>- Gaps in, or lack of, legislation for the establishment of community electric companies; bureaucratic difficulties.</li> <li>- Insufficient training of locally-born operators.</li> <li>- Possible presence of negative traditions of "headmen" and internal domination.</li> <li>- Poor plant maintenance.</li> </ul>

131

PHASE 1 PLANNING, STUDIES AND FINANCING	PHASE 2 CONSTRUCTION, OUTFITTING AND START-UP	PHASE 3 MANAGEMENT, OPERATION AND MAINTENANCE
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deficient organization</li> <li>- Conflicts of responsibility between contractors (e.g. formen) and natives who contribute their work, in terms of available time, fulfillment of obligations, rates and measuring consumption or consumption capacities.</li> <li>- Possible loss of the enthusiasm required to maintain the community's contribution, in the face of any difficulty that may arise during execution of the project.</li> <li>- Deficiencies in the arrangement of reserves for replacement and use of seedlings and in the generalization of reforestation.</li> <li>- Possible conflicts between the work required by the project and the seasonal and periodic activities of agricultural rural work (planting, harvesting, irrigation, etc.). In this case, the requirements of the vital productive activities must always prevail.</li> <li>- Deficiencies in the process of forming a community electric company, geared to the process of institutional development.</li> <li>- Slight regard for the community's contribution to the execution of the project.</li> <li>- Internal negotiation problems in the community in order to recognize the conflicting requirements of the project to serve individual landowners are affected.</li> <li>- When individual landowners are easy to settle from the community.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deficiencies in the process of forming a community electric company, geared to the process of institutional development.</li> <li>- Lack of adequate criteria for setting up terms for setting up contracts (e.g. rates and measuring consumption or consumption capacities).</li> <li>- Possible loss of the enthusiasm required to maintain the community's contribution, in the face of any difficulty that may arise during execution of the project.</li> <li>- Deficiencies in the arrangement of reserves for replacement and use of seedlings and in the generalization of reforestation.</li> <li>- Possible conflicts between the work required by the project and the seasonal and periodic activities of agricultural rural work (planting, harvesting, irrigation, etc.). In this case, the requirements of the vital productive activities must always prevail.</li> <li>- Deficiencies in the process of forming a community electric company, geared to the process of institutional development.</li> <li>- Slight regard for the community's contribution to the execution of the project.</li> <li>- Internal negotiation problems in the community in order to recognize the conflicting requirements of the project to serve individual landowners are affected.</li> <li>- When individual landowners are easy to settle from the community.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Deficiencies in the process of forming a community electric company, geared to the process of institutional development.</li> <li>- Lack of adequate criteria for setting up contracts (e.g. rates and measuring consumption or consumption capacities).</li> <li>- Possible loss of the enthusiasm required to maintain the community's contribution, in the face of any difficulty that may arise during execution of the project.</li> <li>- Deficiencies in the arrangement of reserves for replacement and use of seedlings and in the generalization of reforestation.</li> <li>- Possible conflicts between the work required by the project and the seasonal and periodic activities of agricultural rural work (planting, harvesting, irrigation, etc.). In this case, the requirements of the vital productive activities must always prevail.</li> <li>- Deficiencies in the process of forming a community electric company, geared to the process of institutional development.</li> <li>- Slight regard for the community's contribution to the execution of the project.</li> <li>- Internal negotiation problems in the community in order to recognize the conflicting requirements of the project to serve individual landowners are affected.</li> <li>- When individual landowners are easy to settle from the community.</li> </ul>

CHART No. 2C (continued)  
MODEL 3: COMMUNITY UTILITY

CHART No. 2C (continued)  
MODEL 3: COMMUNITY UTILITY

PHASE 1 PLANNING, STUDIES AND FINANCING	PHASE 2 CONSTRUCTION, OUTFITTING AND START-UP	PHASE 3 MANAGEMENT, OPERATION AND MAINTENANCE
133	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Potentially conflictive situations with neighboring communities with regard to the priority of the project and the prospects for energy supply.</li> <li>- Misconceptions on the part of the technicians in charge of directing the project, who underestimate the community contribution and therefore tend to waste manpower and materials by applying traditional methods of hauling and construction.</li> <li>- High costs due to overmechanization, when more labor-intensive options might have been chosen (when the circumstances are diametrically opposed to those mentioned above).</li> <li>- Insufficient complementation and correction of designs during project execution.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- Leaders' lack of experience in administration and organization.</li> <li>- Insufficient attention to, or knowledge of, the possibilities for developing productive activities requiring electrical energy, as a basis for supporting the plant in the future and tapping it as an instrument for development.</li> </ul>

**CHART NO. 3**  
**CONDITIONS FOR THE APPLICATION OF ONE OR ANOTHER OF THE MODELS**

COMPANY	MODEL 1. CENTRALIZED ELECTRIC	MODEL 2. SELF-SUPPLYING	PRODUCER	MODEL 3. COMMUNITY UTILITY
- When the potential is suitable	- When the company's demand for power exceeds its own production capacity (e.g., those having power capacities of over 500 KW).	- When the company's demand for power exceeds its own production capacity (e.g., those having power capacities of over 500 KW).	- When service is needed for medium-sized settlements.	- When it is possible to unite several settlements in a single small-scale power system.
- When the company's demand for power exceeds its own production capacity (e.g., those having power capacities of over 500 KW).	- When energy demand is low and localized.	- When settlements are isolated from systems of transmission and interconnection.	- When the prospects for receiving energy from the public grid are not good.	- When it is possible to connect an SHP to the grid.
- When areas are remote and access is difficult.	- When areas are remote and access is difficult.	- When there is a strong element of community cohesion.	- When levels of conflict are compatible with existing capacity can be resolved inside the community, by making conflicts over the use of land and water.	- When there are areas which are important from a socio-economic point of view for recovering investments.
- When conflicts over the use of land and water can be resolved inside the community, by making conflicts over the use of land and water.	- When conflicts over the use of land and water can be resolved inside the community, by making conflicts over the use of land and water.	- When it is possible to achieve effective community mobilization for execution of the project.	- When the self-supplying project is suitable for setting up a company which can work effectively.	- When the project's construction and operation involve complex problems.
- When it is possible to obtain support from an electric company or other government institution to conduct the studies and provide solutions, to obtain support from an electric company or other government institution to conduct the studies and provide solutions, to obtain support from an electric company or other government institution to conduct the studies and provide solutions.	- When it is possible to obtain support from an electric company or other government institution to conduct the studies and provide solutions.	- When the municipality because they offer services to the community can offer surprises.	- When there is marginal use of SHP in irrigation facilities or	

CHART No. 3 (continued)  
CONDITIONS FOR THE APPLICATION OF ONE OR ANOTHER OF THE MODELS

MODEL 1. CENTRALIZED ELECTRIC COMPANY	MODEL 2. SELF-SUPPLYING PRODUCER	MODEL 3. COMMUNITY UTILITY
<p>other multisectoral projects, where the benefits do not necessarily center on the SHP itself.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- When the SHP is not an administrative burden for the centralized company.</li> <li>- When there are legal or institutional constraints which make the application of other models non-viable.</li> <li>- When the project's development and operation phases can be handled more efficiently by a centralized company.</li> <li>- When it is not very feasible to set up community utilities, especially when circumstances cannot assure suitable management and operation.</li> <li>- When there are no facilities for training local operators and administrators.</li> </ul>	<p>large enough to guarantee adequate supplies and compatible prices.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- When the self-supplying producer has sufficient technical know-how to implement the project directly or contract it, or at least to operate it.</li> <li>- When there are no significant conflicts with local communities or government entities regarding the use of land and water.</li> </ul>	<p>technical assistance and supervision of the project's construction, operation and financial management, as well as training for the local operators and administrators.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- When there is the possibility of intensive use of local labor and materials, and of the application of non-conventional technologies which can simplify the work.</li> <li>- When there is a suitable legal framework, government support, and the possibility of State funds to supplement the community's investments.</li> <li>- When there are suitable legal mechanisms and limited prospects for an interconnection.</li> <li>- When general and operating expenses can be significantly lower than those incurred in the context of a centralized company.</li> <li>- When it is possible to undertake small-scale, energy-consuming productive activities in the heart of the community itself.</li> </ul>

SUBSCRIPTION FORM

NAME \_\_\_\_\_  
TITLE \_\_\_\_\_  
INSTITUTION \_\_\_\_\_  
ADDRESS \_\_\_\_\_  
CITY/STATE OR PROVINCE \_\_\_\_\_  
COUNTRY \_\_\_\_\_

-----

PLEASE SEND ME THE ENERGY MAGAZINE. I AM ENCLOSING A CHECK IN  
THE AMOUNT OF US\$ \_\_\_\_\_ ACCORDING TO THE  
FOLLOWING SCHEDULE: \*

ONE YEAR (3 ISSUES)	US\$50.00
TWO YEARS (6 ISSUES)	US\$90.00

MAKE CHECK PAYABLE TO: OLADE

-----

CUT AND SEND TO "ENERGY MAGAZINE", OLADE  
P.O. BOX 6413 C.C.I., QUITO, ECUADOR

\* PRICES VALID UNTIL December 31, 1987