

Revista Energética



Energy Magazine

Año 15
número 1
enero-abril 1991

Year 15
number 1
January-April 1991



Tema: **Participación de la iniciativa privada
en el Sector Energético**

Topic: **Participation of private initiatives
in the energy sector**



REVISTA ENERGETICA

ENERGY MAGAZINE

La Revista Energética es publicada cuatrimestralmente por la Secretaría Permanente de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), bajo la supervisión de su Consejo Editorial. Los artículos firmados son de responsabilidad exclusiva de sus autores y no expresan necesariamente la posición oficial de la Organización o de sus Países Miembros. OLADE permite la reproducción parcial o total de estos artículos, como de sus ilustraciones, a condición de que se mencione la fuente. Artículos, comentarios y correspondencia relativa a la Revista Energética deben ser enviados al Departamento de Informática y Comunicación.

The Energy Magazine is published every four months by the Permanent Secretariat of the Latin American Energy Organization (OLADE), under the supervision of the Secretariat's Editorial Board. The signed articles are the sole responsibility of their authors and do not necessarily reflect the official position of the Organization or its member countries.

To reproduce the present articles in part or in full, as well as illustrations, the source must be quoted. Any articles, remarks, or correspondence regarding the Energy Magazine should be addressed to the Department of Informatics and Communications.

CONSEJO EDITORIAL EDITORIAL BOARD

Gabriel Sánchez Sierra
Antonio Carlos Tatit Holtz
Carlos Mansilla
Fernando Montoya

TRADUCCION Y EDICION TRANSLATION AND EDITING

Patrick Saari
Consuelo Anda H.



Avda. Occidental Sector San Carlos - Edificio OLADE
Teléfono 538 280 / 539 676 - Casilla 17-11-6413 C.C.I. - Teléx 2-2728
OLADE ED - Facsimile: 593-2-539684
QUITO - ECUADOR

CONTENIDO CONTENTS

- | | |
|-----------|---|
| 2 | Nota del Consejo Editorial |
| 2 | Note from the Editorial Board |
| 3 | Presentación |
| 4 | Presentation |
| 5 | Columna de los Ministros |
| 9 | Ministers' Column |
| 13 | Perspectivas de la Privatización en el Subsector Eléctrico Colombiano |
| 21 | Outlook for Privatization in the Colombian Power Subsector |
| 29 | Sector Energía: La Experiencia Chilena |
| 33 | Energy Sector: The Chilean Experience |
| 37 | Participación de las Empresas Privadas en el Subsector Eléctrico |
| 41 | Private Enterprise Participation in the Power Subsector |
| 45 | Generación Privada de Electricidad en Costa Rica |
| 47 | Private Generation of Electrical Power in Costa Rica |
| 49 | Participación Privada en el Subsector de Energía Eléctrica de los Países de América Latina: Un Estudio de Caso en Guatemala |
| 57 | Private Participation in the Power Subsector of Latin American Countries: A Case Study in Guatemala |
| 65 | BOOT: Una Visión General y las Interrogantes Necesarias para Identificar la Viabilidad |
| 74 | BOOT: Comentarios |
| 77 | BOOT: The Overview and the Questions Which Need to be Asked to Identify Viability |
| 85 | BOOT: Remarks |

Nota del Consejo Editorial

En este número de la Revista Energética se presentan seis artículos sobre las experiencias y perspectivas de la participación de la iniciativa privada en el sector energético de América Latina y El Caribe, particularmente en Chile, Colombia, Costa Rica y Guatemala.

Con el objeto de tomar en cuenta la experiencia mundial sobre el asunto, se publican dos trabajos relativos a un seminario realizado por el Banco Mundial el año pasado.

Como primera presentación de la Columna de los Ministros, se tiene la intervención del Excelentísimo Señor Ministro de Energía y Minas de Venezuela, Ing. Celestino Armas, actual Presidente de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en la Cámara de Diputados de Venezuela.

Se inaugura así una nueva fase de la Revista, esperando satisfacer los intereses de nuestros lectores.

Note from the Editorial Board

This issue of the Energy Magazine presents six articles on the experiences and outlook of the involvement of private enterprise initiatives in the energy sector of Latin America and the Caribbean, especially in Chile, Colombia, Costa Rica, and Guatemala.

In order to take into account the world experience in this field, two papers drawn from a seminar organized by the World Bank last year are also being published.

The intervention of the current President of the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC) and Minister of Energy and Mines of Venezuela, His Excellency Celestino Armas, before the House of Representatives of Venezuela is offered to inaugurate the Ministers' Column.

A new phase in the Magazine is thus being initiated, in the hopes it will respond to the interests of its readers.

Presentación

Apartir de este año de 1991, en que nuestra Revista Energética cumple su XV aniversario, se ha decidido dedicar cada una de las ediciones cuatrimestrales a un tema específico y básico en el campo energético y que sea de interés para la Región.

Con esta modificación que se está introduciendo en la Revista, se publicarán en el mismo número artículos sobre un solo tema pero que presenten puntos de vista distintos o que enfoquen ángulos diversos del mismo.

Se pretende convertir la Revista Energética no sólo en un órgano de formación de opinión y de divulgación de asuntos técnicos, sino en una tribuna de discusión sobre las diferentes actividades del quehacer energético y su relación con el desarrollo económico y social de cada uno de los países en particular y de la Región de América Latina y El Caribe en general.

Como parte de esa estrategia, se creó la "Columna de los Ministros" que será un espacio destinado a dar a conocer las opiniones de los Ministros de los Países Miembros de OLADE, sobre asuntos energéticos en nuestra Región.

Con esta nueva orientación que se está imprimiendo a la Revista Energética, esperamos que se convierta en un medio de comunicación ágil, dinámico y efectivo para que los técnicos, administradores, investigadores, profesores universitarios y entidades de opinión pública la utilicen para plantear sus ideas y compartir con todos los países sus experiencias en el campo energético y temas afines.

En consecuencia y a pesar de lo polémico que pueda ser el tema de la participación de la iniciativa privada en el sector energético y su influencia en la solución de la problemática actual y futura de la energía, la Secretaría Permanente de la Organización considera que es de actualidad y por eso lo escogió como el tema principal de su primera edición de 1991.

Es importante reconocer la importancia de discutir este tema, el cual no sólo está en boga sino que con toda certeza se tendrá que volver a discutir en el futuro. Se espera que, con esta discusión sistemática de la participación del sector privado en el sector energético, se den a conocer a los diferentes países los distintos enfoques con los cuales se está manejando el asunto en América Latina y El Caribe.

A través de la Actualidad Energética, que se publica trimestralmente, se dará a conocer a los lectores y colaboradores de la Revista los temas que serán tratados en las próximas ediciones.

Con el objeto de mejorar cada vez más la Revista Energética, mucho agradeceremos recibir los comentarios, sugerencias y observaciones que se consideren pertinentes.



ING. GABRIEL SANCHEZ SIERRA
Secretario Ejecutivo

Presentation

Beginning in 1991, in which our Energy Magazine is celebrating its fifteenth anniversary, it has been decided that each of the four-monthly issues will focus on one specific and essential topic in the field of energy which is of interest to the Region.

With this change that is being introduced into the Magazine, each issue will publish articles on one single topic with various points of view or different perspectives of the same subject.

This new approach intends to convert the Energy Magazine into not only an organ for shaping opinions and disseminating technical issues but also a forum for discussing the different activities of the energy sector and their relation to the economic and social development of each one of the countries in particular and the Region of Latin America and the Caribbean as a whole.

As part of this strategy, the "Ministers' Column" has been created, which provides the Ministers of Energy of the member countries of OLADE with space to speak out on energy issues in our Region.

With these new guidelines that are being implemented in the Energy Magazine, we hope it will become a dynamic and effective means of communication so that technical experts, managers, researchers, university professors, and public opinion entities will use it to describe their ideas and share with all countries their experiences in the field of energy and related matters.

Owing to and despite the polemical nature of private enterprise involvement in the energy sector and the impact it can exert on the current and future energy situation, the Secretariat of the Organization believes that it is a highly important subject today and for this reason has chosen it as the main theme of its first issue for 1991.

The significance of this subject should be acknowledged, not only because it is very topical now but also because it will surely continue to be so in the future. It is hoped that, with this systematic discussion of private sector participation in the energy sector, the various approaches that are being used to handle this issue in Latin America and the Caribbean will be fully described and disseminated.

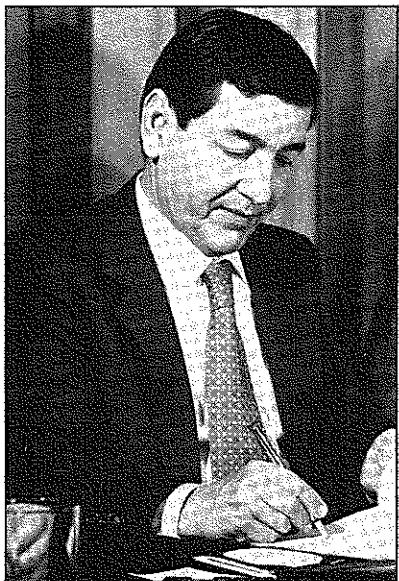
Through the Energy Update news bulletin, which is published quarterly by OLADE, the Magazine's readers and collaborators will be informed about the topics that will be focused on in coming issues.

In order to enhance the Energy Magazine, we would very much appreciate any comments, suggestions, and observations that our readers might wish to make on the issues discussed.



MR. GABRIEL SANCHEZ-SIERRA
Executive Secretary

Columna de los Ministros



EXTRACTO DE LA INTERVENCION DEL MINISTRO DE ENERGIA Y MINAS DE VENEZUELA, ING. CELESTINO ARMAS, EN LA COMISION DE ENERGIA Y MINAS DE LA CAMARA DE DIPUTADOS DEL PARLAMENTO VENEZOLANO, EL 30 DE ABRIL DE 1991

Dado el interés de los temas abordados por el Ministro de Energía y Minas de Venezuela, Ing. Celestino Armas, en su intervención en la Comisión de Energía y Minas de la Cámara de Diputados venezolana el 30 de abril pasado, la que estuvo presidida por el Diputado Dr. Humberto Calderón Berti, ex Ministro de Energía y Minas de su país y ex Presidente de la Organización de los Países Exportadores de Petróleo (OPEP), en el presente número de la "Revista Energética" se publica un extracto de esa exposición.

Dr. Humberto Calderón Berti: Ministro, ¿qué nos puede decir sobre la fluctuación del mercado petrolero?

Ministro Armas: La declinación de los precios, que se había acentuado hacia finales del mes de marzo, se ha paralizado definitivamente. Más bien se ha revertido esta tendencia gracias a una serie de factores que han coincidido, entre ellos: el ajuste del 5% de la producción de los países de la OPEP; una

disminución significativa en la producción del Mar del Norte, debido a trabajos de mantenimiento; la disminución de las exportaciones de la Unión Soviética; y la paralización de la refinería de la Ciudad de México. Todos estos factores se han conjugado para que se logre una estabilidad entre la oferta y demanda de petróleo.

La situación actual del mercado a nivel internacional está dentro de los parámetros que habíamos venido conversando, a raíz de la pasada reunión del Comité Ministerial de Monitoreo del Mercado de la OPEP, cuando nos reunimos en el mes de marzo de este año.

También habría que apuntar que ha habido un uso muy racional de los inventarios por parte de los países productores y por las empresas transnacionales. Una de las amenazas que había sobre el mercado era la estimación de alrededor de los 80 a 100 millones de barriles flotando en el mar, de los cuales el 60% pertenecía a Arabia Saudita y un 40% a Irán. Se temía que, de no haber llegado a un acuerdo dentro de la OPEP, pudiese haber habido una inundación de estos inventarios

flotantes, ubicados estratégicamente cerca de los centros de consumo, incluyendo la costa este de los Estados Unidos, a los que se habrían agregado los de las empresas transnacionales, que también han acumulado inventarios históricamente muy elevados, hecho que habría producido un impacto muy negativo sobre el mercado. Si se hubiese producido todo este movimiento, podría haber sucedido una gran inundación y una caída brusca de los precios. Afortunadamente, esto tampoco ocurrió.

LA SITUACION DE KUWAIT E IRAK

La situación de Kuwait es conocida, sigue siendo muy crítica. Se estima que los daños han sido mayores de lo que inicialmente se pensó. El proceso de liquidación de los incendios va a tomar tal vez años. Se teme que los yacimientos han sido fuertemente afectados por esta producción sin control, durante estos meses de incendio de los campos de Kuwait.

Por su parte, Irak, que también está prácticamente paralizado con la excepción de un poco de producción interna para consumo doméstico, estaría en condiciones de iniciar alguna producción y exportación, a través de Turquía y Arabia Saudita, siempre sujeto a que las Naciones Unidas se lo permitiesen.

LA POSICION DE VENEZUELA

En lo que respecta a Venezuela, siguen vigentes las instrucciones que giramos a la industria en agosto del año pasado, es decir que mantengan los niveles de producción a los que la industria pueda efectuar de manera eficiente, dentro de las normas de seguridad que nuevamente se han establecido con bastante rigidez, siempre que no afecten los yacimientos. En todo caso, si hay alguna producción de crudo que vaya más allá del volumen de 2.235.000

bariles diarios, que es lo establecido para el segundo trimestre con el acuerdo de la OPEP, no iría al mercado sino al inventario.

Durante el primer trimestre del año, nuestro nivel de exportación estuvo en el orden de los 2.100.000 barriles diarios y el de precios ligeramente por debajo de los US\$18.

ACUERDOS INTERNACIONALES

Recientemente tuvimos una jornada de evaluación con Colombia, país con el que hemos tenido avances apreciables en el campo de la interconexión eléctrica, a través de las subestaciones Cuatricentenario de Maracaibo y Cuestecitas en el lado colombiano. Ya se consiguió financiamiento del Banco Interamericano de Desarrollo. Estamos hablando de inversiones del orden de los US\$20 millones por cada país. Cada uno está haciendo su propio proyecto, dentro de un conjunto de normas comunes que permiten la utilización "standard" de los sistemas de Venezuela hacia Colombia y de los de ese país hacia Venezuela. Este proyecto va a estar en funcionamiento para mediados del próximo año y ya Colombia nos planteó ampliar la capacidad de esta interconexión, lo que les va a permitir darle un nuevo impulso a su costa atlántica, que tiene serios problemas de energía y que les ha causado un éxodo muy grande de las industrias y comercio, además de que les había creado problemas de tipo político interno, que se estarán superando con esta interconexión.

Asimismo, ya se inició el estudio de factibilidad de un gasoducto que irá desde el Lago Maracaibo hasta la zona norte de San Cristóbal, en Venezuela. Hay dos opciones que se están estudiando: una hacia Santander en Colombia y la otra casi por la misma ruta que lleva la interconexión eléctrica desde la Guajira hasta la costa atlántica de Colombia, pensando que se podrían

conectar con las zonas donde ellos tienen gas en abundancia, que es la parte noreste, lo que les permitiría interconectar desde allí su propio sistema de gas y distribuirlo ya no solamente para el norte de Santander, sino en general para toda la República de Colombia y, eventualmente, formar parte de la interconexión de gas que se está pensando en el Grupo de los Tres con Colombia y México para el Istmo Centroamericano.

Por otra parte, ya se firmó la ampliación de la interconexión eléctrica con Cúcuta, la que se extenderá hasta Bucaramanga.

Asimismo, estamos trabajando en la posibilidad de una explotación conjunta de una nueva mina de carbón con capitales privados colombianos, venezolanos y mexicanos, que estarían orientados básicamente hacia el consumo de México, que tiene previsto instalar dos nuevas plantas térmicas en lo que resta de esta década.

Acabamos de firmar un convenio de cooperación bilateral con Honduras, mediante el cual MARAVEN va a iniciar la explotación petrolera en la zona atlántica, en la Bahía de la Mosquitia. Tal vez sea la primera experiencia de esta naturaleza de nuestra industria petrolera, que sentará la pauta para nuevas acciones en el futuro muy cercano. Allí estamos hablando de 1,8 millones de hectáreas que vamos a explotar. Hemos estado en contacto con Guatemala y más recientemente con Nicaragua y ahora, en la visita reciente que hicimos a ese país, se insistió que hiciéramos un plan conjunto, porque se estima que las posibilidades petroleras de la Mosquitia, en el lado de Nicaragua, son iguales a o mejores que las que existen en Honduras.

Con Guatemala estamos ya por firmar un convenio similar. Nosotros damos mucha importancia a esta política, porque muchos de estos países de Centroamérica y de El

Caribe siempre han querido tener cada uno una refinería en su territorio, lo que crea a Venezuela un problema en cuanto a las decisiones a tomar; si se instala o no una refinería en determinado sitio. Hemos estado en conversaciones con estos países para ver si definimos una política de exploración conjunta que nos permita determinar si hay reservas comerciales en el área de Centroamérica y El Caribe. En el caso de resultar positivas esas exploraciones haría más viable la idea de una refinería abastecida con sus propios recursos. Esto sería interesante para el país donde se encuentren los recursos comerciales y también interesante para Venezuela, porque en cierta forma no continúa el compromiso del Acuerdo de San José, el cual, de acuerdo con la proyección que tenemos, cada día va a ser porcentualmente cubierto por Venezuela, más que por los amigos mexicanos que tienen limitaciones serias.

Hemos firmado un convenio similar con Barbados para ayudarlo a mejorar su producción, dentro de los acuerdos de GIPLACEP y de CARI-COM. Asimismo, aspiramos a trabajar conjuntamente con la industria petrolera trinitaria, TRINTOC, a través de las filiales de Petróleos de Venezuela, en exploraciones en el área de Grenada y de las llamadas Cuatro Islas (Grenada, San Vicente, Santa Lucía y Dominica).

En lo que respecta específicamente a Trinidad y Tobago, creo que han mejorado apreciablemente las relaciones comerciales, políticas y sociales con ese país. En este instante tenemos un contrato de 70.000 barriles diarios de petróleo venezolano que se procesan en la refinería de Trinidad y Tobago. Parte de ellos se comercializa conjuntamente, sobre todo lubricantes, en el área de CARI-COM.

Pregunta: ¿Qué se sabe de la participación de los Estados Unidos

en el caso de Arabia Saudita, en cuanto a la configuración de su política petrolera y en cuanto a las expectativas que ese país tiene con respecto a la cuestión de precios?

Ministro Armas: Yo creo sinceramente que en eso ha habido mucha especulación. No he visto ningún signo de presión por parte de la administración de Estados Unidos con respecto a precios y volúmenes de producción en el Medio Oriente. Más bien observo en el ambiente del mercado internacional del petróleo una cierta coincidencia entre las metas actuales de la Organización de Países Exportadores de Petróleo y la política de precios que ha iniciado el Presidente Bush. Dentro de la OPEP ha tomado cuerpo la idea de que es necesario mantener una política de precios razonable, que se ajuste en función de ciertos factores que están fuera del alcance de la Organización, como son los problemas de la inflación mundial, de las tasas de interés y de la paridad del dólar, y no unos saltos bruscos o la creación de carencias artificiales para propiciar aumentos exagerados de precios. Los niveles de precios de los que estamos hablando, con una meta actual de la OPEP de US\$21, se podrían mover en el orden de los US\$21 ó US\$25. Me da la impresión de que es también lo que se piensa en los Estados Unidos, de que para mantener una producción doméstica en un porcentaje razonable, que no lo haga extremadamente dependiente de las importaciones de petróleo, es decir, que estimule mantener la vigencia de su producción doméstica, ese precio de US\$21 ó US\$22 es también lo que sería conveniente para la producción de los Estados Unidos.

Pregunta: En estos momentos existen las características para que Venezuela se vea como un país seguro abastecedor de petróleo de los Estados Unidos. ¿Se ha planteado por

parte del Gobierno algún tipo de convenio bilateral en esta visita del Presidente Bush? La otra pregunta es: ¿Qué políticas va a llevar el Gobierno en cuanto a la compra de las reservas estratégicas?

Ministro Armas: No tengo conocimiento de que en esta oportunidad se vaya a firmar ningún acuerdo específico. Estas relaciones bilaterales son altamente positivas, que no necesariamente se traducen en acuerdos de compra-venta de petróleo, porque todos conocemos el régimen político y económico de los Estados Unidos, donde las relaciones comerciales se establecen a través de las empresas privadas.

Pero sí valdría la pena destacar que Venezuela ha ido recuperando su posición en las importaciones de petróleo de los Estados Unidos. Cuando empezamos a estudiar esta materia, hace algunos meses, nos encontramos con que Venezuela suministraba apenas el 8% de las importaciones de ese país. Venezuela ha pasado de una situación excepcional que tenía en la década de los años sesenta, cuando aún mantenía su condición de principal país productor y exportador del mundo, época en que suministraba el 60% de las importaciones de Estados Unidos. Con la nacionalización del petróleo se produce una caída brusca en la participación de Venezuela en esas importaciones, posición que hemos comenzado a recuperar.

En reuniones con el Almirante James Watkins, Secretario de Energía de los Estados Unidos, nos fijamos varias posibilidades. Una, en la que Venezuela pudiese aspirar a cubrir entre un 10, un 15 ó un 20% del incremento de la demanda. Eso significaría que Venezuela pasaría a suministrar a Estados Unidos 1,1 millones de barriles diarios para el año 1991/92 y 2 millones de barriles hacia el año 1995. La situación ha

evolucionado de tal manera, que la meta del millón para el año 1992 se logró en 1990, colocándonos segundos, luego de Arabia Saudita, que está suministrando a los Estados Unidos alrededor de 1,3 millones ó 1,4 millones de barriles diarios.

Ahora, la posición nuestra depende de una definición de política energética que tienen que adoptar los países industrializados, y así lo hemos planteado. Los países industrializados tienen que definir lo que nosotros hemos llamado su conducta energética. ¿Cuál es el combustible o los combustibles que ellos visualizan que serán los de mayor demanda para sus economías? ¿Cuáles combustibles estiman ellos que son los más confiables desde el punto de vista de los precios, de su disponibilidad y de su impacto en el medio ambiente? Son definiciones bien importantes, para garantizar a los países productores la factibilidad de sus inversiones. Si un país como Estados Unidos decide que definitivamente el petróleo, el gas y el carbón son sus principales fuentes de energía, entonces tenemos que acordar un plan de inversiones que va más allá de las posibilidades de Venezuela, de sus recursos, de sus ingresos ordinarios. Para satisfacer la demanda de esos países se requerirían inversiones mucho mayores y un gran esfuerzo de nuestro potencial de producción.

Por otra parte, parece que los países petroleros nos estamos dejando ganar el terreno por el "lobbying" industrial. Lo que se habla es de los inconvenientes de los combustibles fósiles, del daño que hace el CO₂ del

petróleo, del carbón y del gas con relación al efecto invernadero, con el aumento de la temperatura en el mundo, con la ruptura de la capa de ozono y todos los males que esto está generando. Nadie está precisando cuáles son los inconvenientes de las fuentes alternas de energía que pudieran eventualmente suplantar el petróleo, básicamente la energía nuclear.

Nosotros debemos, como país petrolero que dependerá durante mucho tiempo del ingreso petrolero, prestar atención a estas discusiones del medio ambiente. Por supuesto, tenemos que hacer todo el esfuerzo para impedir el daño al medio ambiente, mediante el uso de tecnologías y equipos que sean cada vez más limpios en el proceso del petróleo, del carbón y del gas. Pero no debemos mirar las cosas desde un sólo ángulo, sino en su conjunto, para llegar a la conclusión de que, en medio de las circunstancias actuales, el petróleo es la principal fuente de energía y lo va a seguir siendo por mucho tiempo, por las reservas de que disponemos, por el precio a que se puede vender, por el menor daño que causa al medio ambiente, por lo factible que es perfeccionar su uso y el tratamiento de sus residuos.

Debemos estar alerta para no dejarnos llevar por extremos ambientalistas, que de pronto se podrían traducir en una seria distorsión del mercado energético mundial. En este sentido, ya comenzó la OPEP a prepararse para estudiar cuál es la base científica real que existe para atribuirle al petróleo esos daños al

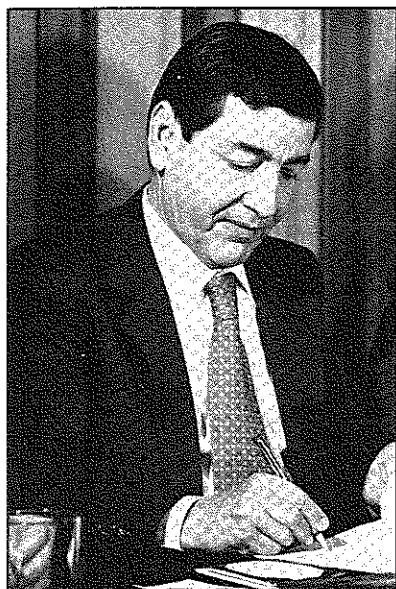
medio ambiente. Esperamos que para la reunión mundial del ambiente, que se realizará en Rio de Janeiro en junio de 1992, los países petroleros tengamos una posición sobre cuál es la real situación del impacto ambiental y cómo nosotros podemos contribuir a disminuirlo.

Por otra parte, el transporte internacional es otro problema que es un cuello de botella potencial que poca gente ha mirado. En la medida en que se dan las instrucciones a la industria para que comiencen a modernizar su flota, está surgiendo una serie de interrogantes bien interesantes, porque ahora hay una tendencia a establecer normas rígidas para los que se llaman barcos o tanqueros ambientalmente seguros. Esto va a significar que un tanquero que hoy vale US\$60 millones a lo mejor va a costar mañana US\$90 ó US\$100 millones, por los tanqueros de doble fondo o de doble casco diseñados para impedir eventuales derrames como los que ya han ocurrido.

Aquí tiene que haber una gran alianza de productores y consumidores para desarrollar ese potencial, que no sólo es para beneficio de los países productores sino también para los países consumidores, que son los que van a tener la gran demanda de energía en lo que resta de esta década y quién sabe durante cuántos años del próximo siglo.

FUENTE: "Carta Semanal" No. 1653, Caracas, 10 de mayo de 1991. Ministerio de Energía y Minas de Venezuela.

Ministers' Column



EXCERPTS FROM THE INTERVENTION OF THE MINISTER OF ENERGY AND MINES OF VENEZUELA, MR. CELESTINO ARMAS, TO THE ENERGY AND MINES COMMISSION OF THE HOUSE OF REPRESENTATIVES OF THE VENEZUELAN PARLIAMENT ON APRIL 30, 1991

In view of the interesting subjects referred to by the Minister of Energy and Mines of Venezuela, Mr. Celestino Armas, during his intervention in the Energy and Mines Commission of the House of Representatives of the Parliament of Venezuela on April 30, presided by the Representative Dr. Humberto Calderón-Berti, former Minister of Energy and Mines of Venezuela and former President of the Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC), the present issue of Energy Magazine is publishing excerpts from his presentation.

Dr. Humberto Calderón-Berti: Mr. Minister, what can you tell us about the fluctuations of the oil market?

Mr. Armas: The fall in prices, that was quite marked around the end of March, has definitively come to a halt. On the contrary, this trend has reversed owing to a series of factors that have coincided, among which the 5% production adjustment of the OPEC countries, a substantial decrease in North Sea production due to maintenance, the drop in exports

from the Soviet Union, and the standstill of the Mexico City refinery. All these factors have combined to achieve stability between oil supply and demand.

The current international market situation is within the parameters we had talked about, as a result of the meeting of the OPEC Ministerial Committee on Market Monitoring, when we met in the March of this year.

It should also be noted that there has been a highly rational use of inventories by the producers and transnational companies. One of the threats hanging over the market was an estimated 80 to 100 million barrels floating on the sea, 60% of which belonged to Saudi Arabia and 40% to Iran. It was feared that, if no agreement was reached within OPEC, there could well have been a flooding of these floating inventories, strategically located near the consumption centers, including the east coast of the United States, to which the transnational company inventories would have been added, which have accumulated historically very high inventories and would have exerted a very negative impact on the market. If all these

movements had occurred, a substantial flooding of the market would have taken place along with an abrupt fall of prices. Fortunately, this did not occur.

SITUATION OF IRAQ AND KUWAIT

Kuwait's situation is well known and continues to be highly critical. It is estimated that damages are greater than what had been expected initially. The process of putting out the fires will probably take up to years. It is feared that the oil deposits have been badly affected by this uncontrolled production during these months that the fields of Kuwait have been on fire.

As for Iraq, its production has also been virtually paralyzed, except for a bit of internal production for domestic consumption, but it would be ready to begin some production and export through Turkey and Saudi Arabia, subject in any case to the authorization of the United Nations.

VENEZUELA'S POSITION

Regarding Venezuela, the instructions issued in August 1990 aimed at the industry are still in force, that is, that they should maintain production levels according to what the industry can efficiently produce, in compliance with the safety standards that have once again been established with a great deal of rigidity, as long as they do not affect the deposits. In any case, if there is some crude oil production that exceeds the volume of 2,235,000 barrels per day, which is the quota that has been established for the second quarter according to OPEC, it will not be put on the market but will go to the inventory.

During the first quarter of the year, our exports amounted to about 2,100,000 barrels per day with prices slightly below US\$18.

INTERNATIONAL AGREEMENTS

We recently held an evaluation meeting with Colombia, a country with which we have made considerable progress in the field of power grid interconnection through the Cuatricentenario substation of Maracaibo and the Cuestecitas substation on the Colombian side. Financing has already been obtained from the Inter-American Development Bank. We are talking about investments amounting to US\$20 million by each country. Each country is carrying out its own project, using a common set of norms thus enabling the standard use of the Venezuelan systems toward Colombia and Colombian systems toward Venezuela. This project will be operating by the middle of next year, and Colombia has already proposed to us enlarging the capacity of this interconnection, which will enable them to provide greater incentive to their Atlantic coast area, which has serious energy problems thus leading to a very large migration of industry and commerce from the area, in addition to internal political problems, which will be solved by this interconnection.

The feasibility study of a gas pipeline which will go from Lago Maracaibo to the northern zone of San Cristobal in Venezuela has already been initiated. There are two options that are being studied: one toward Santander in Colombia and the other almost the same route used by the electric interconnection from Guajira to the Atlantic coast of Colombia, with the idea that these routes could be connected to the areas where there is an abundance of gas, that is, the northeastern part, which would enable them to interconnect from there their own gas system and distribute it not only in the northern part of Santander but, in general, the entire Republic of Colombia and eventually become part of the gas interconnection that is being envisaged by the Group of Three with

Colombia and Mexico for the Central American isthmus.

Moreover, extension of the electric interconnection with Cúcuta has already been signed and will reach as far as Bucaramanga.

We are also working on the possibility of jointly exploiting a new coal mine with private Colombian, Venezuelan, and Mexican capital, which would be geared basically toward the consumption of Mexico, which is planning to install two new thermal plants during what remains of this decade.

We have just signed a bilateral cooperation agreement with Honduras, by means of which MARAVEN will initiate oil exploitation in the Atlantic area in Bahía de la Mosquitia. It will probably be the first experience of this kind for our oil industry, which will lay the foundation for further actions in the very immediate future. Here we are talking about 1.8 million hectares that we are going to explore. We have been in contact with Guatemala and, more recently, with Nicaragua, and now during our recent visit to this country, insistent requests have been made for us to set up a joint plan, because it is estimated that the oil potential of Mosquitia, on the Nicaraguan side, is equal to or greater than what exists in Honduras.

We are about to sign a similar agreement with Guatemala. We confer a great deal of importance to this policy, because many of these Central American and Caribbean countries have always wanted to have a refinery, each one in its own territory, which creates a problem for Venezuela concerning the decisions to take, that is, whether a refinery should be installed or not on a certain site. We have been holding conversations with these countries to see if we can define a joint exploration policy that would enable us to determine if there are commercial reserves in the Central American and Caribbean area.

Venezuela's present possibilities, its resources, and ordinary earnings. To meet the demand of these countries greater investments would be required, as well as a great effort from our production potential.

Moreover, it would seem that we oil producing countries are letting the industrial lobbyists get the better of us. There is much talk about the drawbacks of fossil fuels, the damage caused by the CO₂ coming from oil, coal, and gas and its connection to the greenhouse effect, global warming, the deterioration of the ozone layer and all the evils that this is generating. No one is saying exactly what the drawbacks of alternative energy sources are that could eventually replace oil, basically nuclear energy.

We, as an oil country that will continue to depend on its oil earnings for still a long time, should pay attention to these discussions on the environment. Of course, we should focus all our efforts on preventing damage to the environment, by using technologies and installations that are increasingly cleaner in oil, coal, and gas processes. But we should not be looking

at everything from merely one viewpoint, but rather as a whole in order to reach the conclusion that, within current circumstances, oil is the main energy source and will continue to be so for a great deal of time because of our available reserves, the price at which it can be sold, the lesser damage it brings to the environment, and the feasibility of enhancing its use and treating its wastes.

We should be careful not to let ourselves be carried away by environmental extremists, which could eventually lead to serious distortions in the world's energy market. Regarding this, OPEC is getting ready to study the real scientific basis that is being used to attribute to petroleum these damages to the environment. We hope that, for the World Environment Conference to be held in June 1992 in Rio de Janeiro, we oil producing countries will have a position on the real situation of the environmental impact and how we can contribute to reducing it.

International transport is another problem caught up in a potential bottleneck that few people have

looked into. As instructions are being given to the oil industry to begin modernizing its fleet, a series of highly interesting questions are emerging because there is now a tendency to establish stiff standards for the so-called environmentally safe tankers or carriers. This means that a tanker that now costs US\$60 million will probably be costing US\$90 or US\$100 million tomorrow, for double-bottom or double-hull tankers designed to prevent eventual spills such as those that have already occurred.

What is needed here is a broad alliance among producers and consumers to develop this potential which is not only for the benefit of producing countries but also for consuming countries, those that are going to display the greatest energy demand for the rest of this decade and who knows for how many years of the next century.

SOURCE: "Carta Semanal", No. 1653, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, Caracas, May 10, 1991.

Perspectivas de Privatización en el Subsector Eléctrico Colombiano*

Dr. Francisco Ochoa F.**

I. INTRODUCCIÓN

Es tiempo de privatización. La declinación del Estado intervencionista, la desaceleración económica, la crisis fiscal, la intensificación de la competencia entre bloques económicos y la presión mundial por una mayor apertura democrática han abierto las puertas para que la iniciativa privada se extienda por todas las actividades económicas, muchas de ellas reservadas hasta ahora a la acción exclusiva del Estado.

La discusión sobre privatizar o no debe centrarse más en el terreno pragmático que en el ideológico, máxime ahora que esta confrontación ha perdido vigencia ante las transformaciones profundas que viven los países conocidos como socialistas. La privatización ya no es un fenómeno exclusivo de los países capitalistas. También se está presentando, cada vez con mayor auge, en países como Polonia, China y la Unión Soviética. Estos pueblos han comprendido que el mejoramiento en sus condiciones de vida va a depender en gran parte de la transformación de su aparato económico. La historia ha demostrado que el mejoramiento de los índices de productividad se facilita cuando operan las fuerzas de la competencia y de la iniciativa particular.

En el contexto latinoamericano, la crisis fiscal y la reducción de los flujos de crédito nuevo han impedido a los gobiernos continuar financiando empresas estatales ineficientes. Esto ha forzado procesos de privatización, que se desarrollan con gran fuerza en países como México, Venezuela, Chile, Argentina y Jamaica.

En Colombia, el proceso de privatización no ha alcanzado la fuerza ni la intensidad lograda en los

países señalados anteriormente. Varias razones explican esta situación: en primer lugar, históricamente en el país ha existido una amplia participación privada en virtualmente todas las actividades económicas, con excepción de la casi totalidad de los servicios públicos domiciliarios, puertos y ferrocarriles. Las demás actividades económicas se han desarrollado dentro de un concepto constitucional de libre empresa y función social de la propiedad. En segundo lugar, y como consecuencia de lo anterior, el Estado colombiano no padece síntomas de hipertrofia burocrática, ni soporta niveles elevados de déficit fiscal (actualmente, el déficit fiscal está por debajo del 1% del PIB). En tercer lugar, aunque con dificultades, el país ha continuado teniendo acceso a los recursos de crédito externo, como consecuencia del estricto cumplimiento con sus obligaciones de deuda externa.

Lo anterior no significa que el gobierno colombiano no esté considerando seriamente en aumentar la participación del sector privado en la vida económica del país. Cada vez gana más terreno la idea de que, para acelerar el desarrollo económico, es necesario aumentar la productividad y la eficiencia de las empresas y que es más viable conseguirlo con el concurso de la iniciativa privada.

Cada vez gana más terreno la idea de que, para acelerar el desarrollo económico, es necesario aumentar la productividad y la eficiencia de las empresas y que es más viable conseguirlo con el concurso de la iniciativa privada

* Las ideas expresadas en este ensayo sólo comprometen al autor

** Secretario Ejecutivo, Comisión Nacional de Energía de Colombia

Es de anotar que en Colombia, al igual que en otros países, se optó por la estatización, tal vez por haber carecido de la suficiente claridad conceptual de que los abusos monopólicos que se estaban presentando se pueden resolver a través de un sistema regulatorio fuerte e independiente de las empresas. En países como Estados Unidos, se optó por esta alternativa

Inclusive en el texto de la Nueva Constitución se dejó consagrada una norma para que, dentro de los límites del bien común, opere la libertad económica, la competencia y la iniciativa privada.

Aunque aún no existe un marco unificado y global para ejecutar un programa de privatización a gran escala, como el existente en países como México o Venezuela, el gobierno de Colombia ha puesto en marcha una estrategia consistente en minimizar la presencia de la inversión en el sector financiero e industrial y en promover e incentivar la participación de inversionistas priva-

dos en actividades que hasta el presente estaban reservadas al Estado (como puertos, ferrocarriles, energía eléctrica, etc.).

Es de anotar que, al igual que en otros países, el proceso se ha centrado inicialmente en la reprivatización de entidades que fueron estatizadas por diferentes razones (en el caso colombiano, muchas entidades financieras fueron intervenidas en la década de los ochenta para preservar la estabilidad del sistema financiero y evitar el pánico económico).

En el presente artículo se trata de dar respuesta a la siguiente pregunta: ¿Qué perspectivas existen para la privatización en el subsector eléctrico colombiano?

Para dar una respuesta, es necesario conocer, primero, las razones que obligaron al Estado a asumir la provisión del servicio de energía eléctrica, la situación actual del subsector eléctrico, la estrategia de reestructuración que ejecuta actualmente el Gobierno y la experiencia internacional en la privatización de este subsector.

II. LA ESTATIZACIÓN

La iniciación del servicio de energía eléctrica en Colombia fue fruto de la iniciativa privada. Tanto inversionistas privados nacionales como extranjeros consiguieron del Estado subsidios y privilegios de exclusividad para prestar el servicio eléctrico por largos períodos de tiempo (30 años o más). Sin embargo, el proceso de industrialización y crecimiento urbano que se dio en el país a principios del siglo generó una presión por el servicio de energía eléctrica que los inversionistas privados, por diferentes razones, no fueron capaces de satisfacer. En unos casos, por la tendencia a privilegiar sus propias industrias; en otros, porque se requería hacer grandes inversiones que rebasaron su capacidad

financiera y en otros, porque la baja rentabilidad que habían tenido sus inversiones -por dificultades técnicas, operacionales y extra-costos en los equipos- los llevó a tomar decisiones impopulares como la duplicación de tarifas (caso Bogotá) que exasperó a la comunidad y deterioró las relaciones con el Estado.

Para subsanar esta situación, se presionó para que se acabaran los privilegios de explotación, permitiendo la competencia (caso Bogotá) o para que el Estado participara directamente en su prestación (caso Medellín). La competencia no fue sana. En Bogotá, se desató una guerra entre las dos empresas eléctricas (Samper Bush y la Compañía Nacional de Electricidad) y se acudió a prácticas indeseables como la de bajar tarifas, inclusive por debajo del costo de producción, hecho que creó una situación caótica que terminó por afectar la calidad del servicio, obligando al Consejo a intervenir para dirimir el conflicto, lo que terminó con la fusión de ambas empresas en una compañía de capital mixto denominada Empresas Unidas de Bogotá.

Por otra parte, la presión de los medios de comunicación, identificando el alumbrado público como un servicio de primera necesidad y de interés público, ayudó a crear las condiciones políticas que desembocaron en la estatización de este servicio en todo el país. En 1928, la Ley declaró de utilidad pública el aprovechamiento de la fuerza hidráulica.

Es de anotar que en Colombia, al igual que en otros países, se optó por la estatización, tal vez por haber carecido de la suficiente claridad conceptual de que los abusos monopólicos que se estaban presentando se pueden resolver a través de un sistema regulatorio fuerte e independiente de las empresas. En países como Estados Unidos, se optó por esta alternativa.

III. SITUACION ACTUAL DEL SUBSECTOR

El subsector eléctrico colombiano tiene una capacidad instalada de 8356 MW, de la cual 6522 MW (78,1%) es hidroeléctrica y 1834 MW (21,9%) térmica. Actualmente se concluyen dos proyectos importantes: Guavio (1000 MW) y Río Grande (322 MW), previéndose su entrada en operación en el segundo semestre de los años 1992 y 1993, respectivamente (3).

A diferencia de otros países agobiados por racionamientos, Colombia cuenta con una capacidad suficiente para atender su demanda. Inclusive, dado que la demanda máxima en el año 1990 fue de 6071 MW, contra una capacidad instalada de 8356 MW, se le ha cuestionado seriamente por haberse sobreinstalado, a costa de un mayor endeudamiento y niveles elevados de inversión, con severas repercusiones en el manejo macroeconómico del país.

Durante la década de los ochenta, el subsector dobló su capacidad instalada al pasar de 4177 MW en 1980 a 8356 MW en 1990. Aunque la cobertura se aumentó de manera significativa (el 96% de las cabeceras municipales y 41% de las áreas rurales tienen servicio de energía eléctrica), esta expansión se basó fundamentalmente en crédito externo. El saldo de la deuda creció a un ritmo del 20% anual, pasando de US\$860 millones en 1980 a US\$5.200 millones en 1990, equivalente a una tercera parte de la deuda pública externa del país. Las inversiones durante esta década representaron un 24% del total de la inversión pública.

En materia de tarifas se adoptó, a mediados de la década pasada, un esquema tarifario uniforme basado en el costo económico de provisión del servicio (costo incremental promedio de largo plazo), que ha servido para eliminar

la enorme dispersión de niveles tarifarios que existía en el país y que ha permitido tomar mayor conciencia sobre los costos reales y los subsidios que se otorgan. Sin embargo, aún existe un rezago importante en las tarifas, ya que sólo se alcanza a cubrir el 75% del costo económico, aunque está en marcha un proceso de ajustes para llevar la tarifa media al 90% de dicho costo en 1994. Los subsidios otorgados se han estimado en US\$246 millones al año (3). A lo anterior se ha sumado un aumento en las pérdidas de energía (de un 17,3% en 1975 se pasó a un 21,6% en 1990) y la indisciplina en los pagos de deudas entre empresas eléctricas, así como el aumento de la cartera morosa, especialmente de las entidades oficiales.

Por otra parte, la modificación en los términos de los contratos de la banca multilateral -que redujo los períodos de gracia y de repago e introdujo la canasta de monedas- y el aceleramiento en la devaluación del peso colombiano, ayudaron a deteriorar significativamente la situación financiera del subsector, hasta el punto de que la generación interna de recursos sólo alcanza para cubrir el 44% del servicio de la deuda (sin inversión) o el 80% de la nueva inversión. Como se observa, el subsector eléctrico colombiano se encuentra en una situación de

insolvencia financiera. A diferencia del pasado, donde el déficit pudo diferirse acudiendo a nuevo endeudamiento, generando con ello un efecto acumulativo, la restricción por acceder a nuevos créditos y la necesidad de iniciar la construcción de nuevos proyectos de generación para evitar racionamientos futuros, obligan a un replanteamiento en la estrategia de desarrollo del subsector eléctrico.

IV. ESTRATEGIA DE REESTRUCTURACION SECTORIAL

Aunque la crisis financiera del subsector eléctrico no es asunto reciente, siempre se encontró la forma de mantenerlo a flote con nuevos recursos de crédito, tanto externos como internos, difiriendo así la solución para años posteriores. Sin embargo, las restricciones actuales para conseguir nuevos recursos frescos de crédito y la presión de la comunidad para que se aumente el nivel de eficiencia de las empresas eléctricas han creado un clima favorable para emprender un programa de reestructuración sectorial, el cual fue adoptado por el Consejo de Política Económica y Social (CONPES), máximo organismo de decisión del Estado, que preside el Señor Presidente de la República (1). (Ver recuadros)

Varios lineamientos básicos soportan esta estrategia:

1. La definición del rol del Estado como propiciador de condiciones de competencia, dentro de un marco regulatorio fuerte, independiente y transparente.
2. El fortalecimiento de las actividades de planeamiento en un contexto energético integral, con la creación y puesta en marcha de la Comisión Nacional de Energía, que permitirá desarrollar planes de expansión más flexibles y adaptados a las condiciones macroeconómicas, involucrando las posibilidades de sustitución y de uso racional de energía.
3. La redefinición de la electrificación rural dentro de un concepto más amplio de energización rural, utilizando las fuentes energéticas locales y evitando extender redes más allá de los límites señalados por la conveniencia técnica y económica.
4. El acercamiento de las tarifas a los costos reales y el otorgamiento de subsidios explícitos, sólo a quienes verdaderamente lo ameritan, con recursos fiscales.

El Gobierno espera que, como resultado de esta estrategia, se creará un espacio y un ambiente propicio para que los particulares se vinculen al subsector eléctrico, comprando activos de generación existentes, adquiriendo acciones de empresas generadoras, construyendo nuevas plantas de generación o prestando servicios en las actividades de distribución

El programa de reestructuración comprende acciones como las siguientes:

1. Implantación de un esquema regulatorio fuerte e independiente del subsector.
2. La reconfiguración de empresas, buscando la separación, si no administrativa al menos contable, de las actividades de generación de las de distribución, manteniendo el Estado la propiedad y operación de la red interconectada nacional, para propiciar la competencia entre las empresas generadoras, cobrando por el servicio un peaje.
3. Racionalización del programa de inversiones para garantizar la atención de la demanda futura con criterios de eficiencia, dentro de un proceso de planteamiento energético integral, considerando opciones de intercambio energético con países vecinos.
4. Introducción de rígidos programas de gestión gerencial respaldados en contratos de desempeño y condicionando el acceso a los recursos de crédito y la permanencia de los gerentes en sus cargos, al cumplimiento de las metas trazadas.
5. Introducción de la evaluación externa en todas las actividades sectoriales, desde las administrativas hasta la selección y ejecución de proyectos, para corregir a tiempo desviaciones de las metas propuestas y garantizar el proceso continuado de mejora en la eficiencia sectorial.
6. Conformación de empresas regionales de generación y reorientación del papel del Instituto Colombiano de Energía Eléctrica, entidad que promueve la electrificación en la mayoría de los departamentos del país, para que atienda sólo las regiones alejadas de la red nacional.

Como contraprestación, el Gobierno apoyará al subsector con una capitalización y refinanciación de pasivos de las empresas, para fortalecer su patrimonio y permitirles cumplir con sus obligaciones financieras. Asimismo, la Nación se hará cargo de pasivos por un monto cercano a US\$850 millones, a cambio de participación accionaria en las empresas de Interconexión Eléctrica S.A. -propietaria de la red interconectada nacional, encargada de realizar el planeamiento detallado y el despacho económico del sistema- y en la Central Hidroeléctrica de Betania, convirtiéndose en el accionista mayoritario de las mismas.

El Gobierno espera que, como resultado de esta estrategia, se creará un espacio y un ambiente propicio para que los particulares se vinculen al subsector eléctrico, comprando activos de generación existentes, adquiriendo acciones de empresas generadoras, construyendo nuevas plantas de generación o prestando servicios en las actividades de distribución.

V. LA EXPERIENCIA INTERNACIONAL

Antes de abordar el análisis de las posibilidades concretas de privatización en el subsector eléctrico colombiano, resulta ilustrativo hacer algunas reflexiones sobre la forma como se ha venido desarrollando este proceso en otros países, indagando por sus orígenes y alcances. El conocimiento y análisis de estas experiencias permiten evaluar con objetividad las verdaderas perspectivas de la participación privada en el caso colombiano y diseñar una estrategia coherente y realista.

Del análisis de las condiciones imperantes en los países en desarrollo, en el momento de emprender programas de privatización en sus subsectores eléctricos (8) -Chile, China, Turquía, Pakistán, Filipinas, Tailandia, Indonesia, India, Malasia, Costa Rica y República Dominicana- se sacan las siguientes conclusiones, algunas de ellas altamente correlacionadas:

1. Elevado endeudamiento sectorial, alcanzando en algunos casos niveles superiores al 30% de la deuda pública nacional.
2. Elevada dependencia del presupuesto nacional, debido a la insuficiente generación de recursos propios.
3. Gestión ineficiente de las empresas.
4. Déficit fiscal elevado.¹¹
5. Presiones de racionamiento¹².
6. Incapacidad para acometer la expansión eléctrica requerida por la insolvencia financiera y la dificultad de acceder a nuevos créditos.

Aunque los tres primeros factores son inherentes a casi todos los países en desarrollo, los tres últimos han venido generando una presión enorme por buscar una salida a la crisis, especialmente cuando la comunidad soporta racionamientos intensos como en India, Pakistán o República Dominicana.

Cuando el Estado no puede seguir soportando nuevas cargas por sus problemas fiscales y se cierran las puertas a créditos frescos, no queda otra opción que explorar alternativas de privatización, inclusive estableciendo incentivos excepcionales como en la India, donde se decidió aumentar la razón deuda/patrimonio a 4:1, elevar la tasa de retorno a un 15%, permitir la capitalización de intereses durante la construcción, otorgar concesiones por 30 años, facilitar la captación de ahorro nacional en proporciones significativas y otros. La India requiere instalar 38.000 MW en los próximos cinco años y no dispone de recursos ni créditos suficientes para ello. En países como Pakistán, el Banco Mundial con recursos de diferentes países e instituciones ha promovido la creación de un fondo para financiar actividades particulares en el sector energético (actualmente, se negocia un fondo de esta naturaleza en Jamaica).

Un resultado importante del análisis de estos casos es que la inversión privada en los países que han emprendido programas de privatización de sus subsectores

eléctricos se ha orientado fundamentalmente hacia nueva generación térmica, especialmente cogeneración y autogeneración. Hasta cierto punto, este hecho no debe sorprender porque ante la crisis de suministro eléctrico, los industriales se han visto en la necesidad de buscar soluciones para continuar realizando sus actividades productivas.

En todos los casos, el proceso ha sido dispendioso y complejo requiriéndose, la mayoría de las veces, la expedición de leyes para hacer viable la participación privada, así como el otorgamiento de garantías.

El conocimiento y análisis de estas experiencias permiten evaluar con objetividad las verdaderas perspectivas de la participación privada en el caso colombiano y diseñar una estrategia coherente y realista

tías para cubrir adecuadamente los riesgos y obtener una tasa adecuada de rentabilidad sobre el capital invertido.

VI. EL CASO COLOMBIANO

Como se comentó anteriormente, en el caso colombiano el Estado se vio obligado a asumir directamente la gestión del servicio eléctrico por presiones de la misma comunidad, ante la incapacidad financiera de los inversionistas privados para seguir expandiendo el servicio por la incertidumbre de no obtener una tasa de rentabilidad adecuada a sus inversiones. Además, no se tuvo conciencia sobre la importancia de la regulación para evitar abusos monopólicos.

La inquietud que surge es saber si es conveniente privatizar y conocer si están dadas las condiciones para iniciar en el país un proceso inverso, esto es, la privatización del subsector eléctrico.

Antes de intentar una respuesta, hay que tener presente que, para que el capital privado fluya hacia la actividad eléctrica, es necesario que existan reglas estables que permitan recuperar la inversión, con tasas adecuadas de rentabilidad. Los subsidios a los más pobres no deben ser a costa de la actividad eléctrica, sino que deben provenir de fuentes de tipo fiscal.

La insolvencia financiera que atraviesan la mayoría de las empresas eléctricas en Colombia -todas ellas estatales- no son propiamente un aliciente para la privatización en su sentido más amplio (transferencia de la propiedad). Primero habría que sanear las empresas antes de ponerlas en venta, lo que equivale a resolver sus problemas financieros con recursos del Estado. Seguramente, esta fórmula generará resistencias, a no ser que los nuevos dueños tengan legitimidad política. Como dice Miguel Urrutia: "Para que se den

La inquietud que surge es saber si es conveniente privatizar y conocer si están dadas las condiciones para iniciar en el país un proceso inverso, esto es, la privatización del subsector eléctrico.

estas condiciones los nuevos dueños no pueden ser extranjeros y tienen que ser un grupo numeroso y bien organizado.... A nivel internacional se ha encontrado que el grupo económico mejor organizado y con más influencia política es el de los pensionados" (11). La inquietud que surge es si los pensionados colombianos estarán interesados en esta clase de inversión. Nuevamente, la respuesta va a depender de las garantías que se otorguen para minimizar el riesgo y garantizar la rentabilidad de la inversión. Esto va a significar a la larga el establecimiento de tarifas reales, porque no es deseable que el programa dependa indefinidamente de elevadas transferencias fiscales, impidiéndole al Estado atender otros frentes sociales.

Como se observa, introducir esta cultura de la eficiencia en la asignación de los recursos va a ser un proceso dispendioso y complejo. Bajo esta premisa, ¿cuáles son las posibilidades reales de participación privada en el subsector eléctrico en el mediano plazo?

La respuesta a esta interrogante va a depender del éxito del Gobierno en crear condiciones que posibiliten esta participación. Pero ello sólo será posible en la medida en que se logre un mayor nivel de conciencia pública de la importancia de la privatización, que permita superar las resistencias políticas y sindicales inherentes a un proceso de esta naturaleza.

Siendo conscientes de las dificultades, valdría la pena retomar nuevamente la pregunta de si se requiere privatizar. Como se demostró anteriormente, para mantener el ritmo de crecimiento del servicio eléctrico en las condiciones financieras actuales, tanto a nivel interno como externo, es necesario contar con el concurso de los particulares.

Probablemente Colombia no tiene ahora la presión que viven países como India, Pakistán o República Dominicana, sometidos a fuertes racionamientos y sin recursos estatales para salir de esa encrucijada. Pero si no se toma ya una serie de acciones, a la vuelta de unos años podremos estar en una situación similar, que nos obligará a desarrollar de manera apresurada medidas para atraer capital privado. De ahí que sea el momento de iniciar el proceso con claridad, empezando por aquellas actividades que no generan fuertes resistencias sociales.

Se debe comenzar con programas de cogeneración industrial y de autogeneración, construcción de plantas mediante esquemas BOOT (Build-Own-Operate-Transfer, es decir construir, poseer, operar y transferir) y la construcción de pequeñas centrales hidroeléctricas (en lo posible, promoviendo la propiedad comunitaria). A nivel de distribución, la participación privada puede ayudar en la facturación, mantenimiento de redes, recuperación de cartera y recuperación de pérdidas de energía. Lo importante acá es ganar credibilidad pública.

El traslado de las centrales de turbogas de Chinú (100 MW) a la ciudad de Barranquilla, la instalación de una planta diesel de 12 MW en la Isla de San Andrés y Providencia y la rehabilitación, operación y mantenimiento de algunas centrales hoy fuera de servicio constituyen una buena oportunidad para aprender a manejar este proceso de privatización.

Además de las condiciones presentes (insolvencia financiera de las empresas, acceso difícil a nuevos recursos de crédito), existen otras razones para iniciar un proceso de privatización que se fundamentan en una nueva cultura política y de manejo de las empresas públicas. Raymond Barre, ex Primer Ministro de Francia, anotaba lo siguiente en un ensayo sobre la privatización en ese país, que son aplicables al caso colombiano: (Ver recuadro)

1. Existe una tendencia que confiere a las empresas públicas o nacionales ventajas o privilegios que no se justifican con razones objetivas y que atentan contra sanos principios de competencia y de equidad, que se reflejan en menores niveles de productividad.
2. La privatización evita el facilismo en la administración financiera estatal, que a la postre depende del contribuyente. No se hacen esfuerzos para mejorar la administración, ni elevar la eficiencia, porque dado que las empresas públicas "no quiebran", los déficits terminan siendo asumidos por el Estado.
3. La privatización ayuda a proteger las empresas de la politización que tanto daño hace a la administración eficiente de los recursos públicos.

VII. REFLEXIONES FINALES

A manera de síntesis, vale la pena consignar las siguientes reflexiones sobre las perspectivas de privatización en el subsector eléctrico colombiano.

1. De manera paradójica se repite la historia. A principios del siglo, la estatización del servicio eléctrico fue forzada por la misma comunidad, ante los abusos monopólicos y la incapacidad financiera de los inversionistas privados para atender la expansión del servicio. Actualmente, las dificultades financieras, el elevado endeudamiento y las restricciones fiscales y de acceso a nuevos recursos de crédito están creando las condiciones para que se inicie un proceso de privatización en el servicio eléctrico. Además, las modificaciones en la concepción del papel del Estado y las nuevas relaciones económicas mundiales han creado un entorno favorable a este proceso. El ambiente de cambio que vive el país y la necesidad de erradicar prácticas políticas indeseables de la vida nacional -manifestadas en la Nueva Constitución- son factores en favor de la privatización, dentro de una concepción moderna del Estado que llama a operar en un ambiente de competencia, apertura económica y democratización de la propiedad.
2. La privatización del subsector eléctrico es un proceso difícil y complejo, dada la larga tradición de manejo estatal, la concepción arraigada de servicio público esencial, la injerencia política en su manejo, la indisciplina en el pago de cuentas por parte de las entidades oficiales, las dificultades para aplicar instrumentos coercitivos de cobro, el otorgamiento de subsidios indiscriminados y las dificultades políticas para alcanzar y mantener tarifas reales.
3. Dada la insolvencia financiera de la mayoría de las empresas eléctricas, las restricciones para acceder a nuevos créditos y las limitaciones fiscales, la atención de la demanda futura va a depender en gran parte de la inversión privada en el subsector. Para ellos se requieren reglas claras y estables que posibiliten la recuperación del capital con una rentabilidad adecuada. Dado que se actúa en monopolios naturales, es fundamental la regulación estatal, a través de entidades con gran capacidad técnica, autonomía presupuestal, transparencia y uniformidad en la información, independencia frente a las empresas y que sean resistentes a las presiones políticas.
4. Dadas las limitaciones para acceder a nuevos créditos, se abre un espacio para la participación privada en nuevas plantas de generación y en algunas actividades de distribución. Aunque no se tiene la presión del racionamiento que ha acelerado el proceso en otros países, si no se toma ya una serie de acciones en esta dirección, probablemente a la vuelta de unos años las condiciones en la oferta eléctrica podrían forzar la privatización, con las desventajas de la premura. De ahí que sea el momento de iniciar este proceso con claridad, empezando por aquellas actividades que no suscitan tanta reacción pública.
5. La privatización en su sentido amplio (venta de las empresas estatales) no es factible en el corto plazo en el caso colombiano. Habría que sanear las empresas con recursos del Estado para hacer viable su venta, lo que desataría reacciones políticas y sindicales, a no ser que el Gobierno decida impulsar su venta a los trabajadores y a los fondos de los pensionados, con las garantías del caso.
6. Además de la cogeneración y la autogeneración, es más viable que la inversión privada se oriente hacia plantas térmicas. La inversión en centrales hidroeléctricas grandes es difícil, dado los largos períodos de construcción y de recuperación de la inversión y los montos considerables de inversión.
7. A nivel de generación es más fácil crear las condiciones para la participación privada, porque no hay necesidad de enfrentar los problemas inherentes al cobro al público. Por otra parte, es más viable establecer garantías que permitan la recuperación de la inversión y se facilita la competencia en estas actividades. Al inversionista se le pagaría el kilovatio-hora generado, a unos precios realistas. El Estado definiría a quien debe subsidiar y a quien no y asumiría las consecuencias de las decisiones tarifarias.
8. En el mediano plazo, no parece viable privatizar la distribución. A diferencia de otras actividades públicas que se han privatizado por insolvencia financiera, burocratismo o ineficiencia aguda (puertos, ferrocarriles), las empresas eléctricas han venido atendiendo razonablemente el servicio, aunque con algunas deficiencias, que ahora se tratan de corregir con contratos de desempeño.
9. Debe promoverse la participación privada en la modalidad de contratación de servicios, como facturación, cobro, mantenimiento de redes, recuperación de cartera, etc. Esto servirá enormemente para ganar el respaldo de la comunidad, ya que se podrían corregir muchas de las deficiencias que irritan actualmente a los usuarios. Claro está que esto podría generar reacciones sindicales, ya que necesariamente habría que adecuar las plantas de personal de las empresas públicas a esta nueva realidad, eliminando de paso los excesos burocráticos.
10. El traslado y operación de Termochinú a Barranquilla constituye una buena experiencia para mejorar el conocimiento de los ajustes legales requeridos para atraer capital privado hacia el subsector eléctrico.
11. Es conveniente promover la creación de un Fondo de Privatización Energética similar al creado en Pakistán y Jamaica, para financiar actividades de los particulares en este campo. Este Fondo podría ser administrado por la Financiera Energética Nacional.
12. Importante, también, es elevar el nivel de conciencia de los funcionarios del Gobierno y de las empresas dando la Comisión Nacional de Energía tienen este objetivo.⁴ Con el apoyo de la Agencia Internacional para el Desarrollo (AID) se tiene programado realizar

- un seminario en el mes de agosto del año en curso para analizar las opciones y los aspectos jurídicos de la privatización en el subsector eléctrico colombiano.
- [13] Hay que entender que la privatización es un proceso que demanda paciencia y voluntad política. Hay que actuar sobre aquellas actividades de más fácil aceptación, como la cogeneración, la autogeneración privada y la subcontratación de actividades de distribución. Inclusive valdría la pena intentar desarrollar proyectos compartidos de generación entre el sector privado y empresas públicas que han demostrado ser eficientes y gozan de prestigio.
- [14] Para dar firmeza al proceso, es conveniente crear un comité del más alto nivel del Gobierno para que se encargue de promover la privatización en todas las actividades económicas. Esto ayudará a generar confianza y credibilidad entre los potenciales inversionistas privados. Además, debe crearse un ente regulatorio fuerte e independiente, introducir la legislación apropiada, definir un esquema de tarifas realistas y diseñar e implantar un sistema de subsidios ajeno al sector, con recursos fiscales. De lo contrario, difícilmente los particulares estarán dispuestos a invertir en el subsector eléctrico.
- [15] Para terminar, el país debe comprender que la participación de los particulares está movida por una lógica incontrastable que consiste en la búsqueda de una rentabilidad adecuada a su capital. Para el inversionista privado, invertir en el servicio eléctrico es un negocio como es invertir en cualquier otra actividad económica. No se le puede pedir que haga obra de caridad o que asuma el papel subsidiario que le corresponde al Estado. Hay que aprender a apreciar esto y evaluar, en su verdadera dimensión, las ventajas de la participación privada. Pero esto sólo será posible en la medida en que la comunidad comprenda que esta participación puede ayudar a mejorar sus condiciones de vida, a través de la prestación eficiente de servicios como el eléctrico, cobrando por los mismos un precio justo. Buena parte del desprecio de algunas empresas públicas está fundamentado en la creencia popular de que se le están trasladando los extra-costos e inefficiencias. Pero el país debe comprender que para disponer de servicios públicos hay que pagar por ellos, sea a través de tarifas o de impuestos. El manejo de los subsidios por fuera del sistema de precios y la correcta fiscalización de las empresas podrían ayudar grandemente en el logro de este propósito. Este es el reto del Gobierno y de la Superintendencia de Servicios Públicos que acaba de crearse en la Nueva Constitución de Colombia.
- NOTAS**
- 1/ En Chile, el déficit en el año 1973 era del 25% del PIB, lo que aceleró la política de privatización general de la economía (fuente: DNP).
- 2/ Muchos de los países que están privatizando sufren de graves racionamientos de energía. Por ejemplo, en los últimos años Pakistán ha estado racionando un 25% de su demanda eléctrica, India 10% y la República Dominicana 15% (fuente: USAID).
- 3/ Este año se han realizado dos seminarios con el apoyo del Banco Mundial y ESMAP, uno sobre la evaluación del desempeño del subsector eléctrico colombiano en el período 1970-1990 y el otro, sobre la organización institucional del subsector eléctrico en otros países.
- REFERENCIA BIBLIOGRAFICA**
1. CONPES, "Estrategia de Reestructuración del Sector Eléctrico", 21 de mayo de 1991.
 2. Institute of the Americas, *Privatization in Latin America*, Memorias de la Segunda Conferencia Internacional sobre Privatización en Latinoamérica, La Jolla, California, 14-16 de abril de 1991.
 3. ISA, Sector Eléctrico Colombiano: Información General, mayo de 1991.
 4. Jones K, Susan, "El Camino de la Privatización", *Finanzas y Desarrollo*, marzo de 1991.
 5. Moscote, Rafael, "La Participación del Sector Privado en el Sector Eléctrico como una Opción para Ayudar a Resolver sus Problemas", Seminario Internacional sobre Gestión de Empresas Eléctricas, Buenos Aires, 24-26 de septiembre de 1990.
 6. Ochoa, Francisco J., "Servicios Públicos e Intervención del Estado", documento preparado para la Comisión Presidencial para la Reforma de la Administración Pública del Estado Colombiano, febrero de 1990.
 7. Ochoa, Francisco J., "Privatización de los Servicios Públicos: Opciones y Perspectivas", FEDESARROLLO, Debates de Coyuntura Económica, No. 17, junio de 1990.
 8. Sullivan, James B., "Private Power in Developing Countries: Early Experience and a Framework for Development", Office of Energy, USAID, Washington, D.C.
 9. World Bank-USAID, Seminar on Privatization and Private Power, Washington, D.C., 5 de abril de 1990.
 10. USAID, *Private Sector Participation in the Energy/Power Sector of Jamaica* (memorias), 10-12 de septiembre de 1990.
 11. Urrutia, Miguel, "Necesidad de Privatización del Sector Eléctrico", Seminario: Evaluación del Desempeño del Sector Eléctrico Colombiano 1970-1990, organizado por la Comisión Nacional de Energía, Santa Marta, 13-15 de marzo de 1991.

Outlook for Privatization in the Colombian Power Subsector*

Francisco J. Ochoa F.**

I. INTRODUCTION

The time of privatization has come. The decline of the interventionist State, slowed economic growth, the fiscal crisis, the intensification of competition between economic blocs, and world pressure for greater democratic openness have opened the doors to private initiative so that it can become involved in all economic activities, many of which up to now were exclusively reserved for the State.

The debate on whether privatization is advisable should focus more on practical aspects rather than ideological ones, especially now that this latter confrontation is no longer a current issue, given the deep transformations that are being experienced by the so-called socialist countries. Privatization is no longer an exclusively capitalist country phenomenon, as it is increasingly appearing in countries such as Poland, China, and the Soviet Union. These peoples have understood that the improvement of their living conditions will largely depend on the transformation of their economic system. History has demonstrated that the improvement of productivity indices is facilitated when the forces of competition and individual initiative are at work.

Within the Latin American context, the fiscal crisis and the reduction of new credit flows have prevent-

ed governments from continuing to finance inefficient state enterprises. This has led to privatization processes that have acquired considerable thrust in countries like Mexico, Venezuela, Chile, Argentina, and Jamaica.

In Colombia, the process of privatization has reached neither the drive nor the intensity achieved in the above-mentioned countries. There are several reasons for this situation: first

The idea that to accelerate economic development it is necessary to increase the productivity and efficiency of enterprises and that it is more feasible to achieve this goal with the help of private initiatives is increasingly gaining ground

of all, historically in the country there exists broad participation from the private sector in virtually all economic activities, except for almost all household public services, ports, and railway systems. Other economic activities have evolved in keeping with the Constitution's concept of free enterprise and the social concept of property. Second, as a result of the latter, the Colombian State does not have an oversized bureaucracy nor does it suffer from high levels of fiscal deficits (at present, the fiscal deficit is below 1% of GDP). Third, although the country is experiencing difficulties, it has continued to enjoy access to external credit resources, as a consequence of its strict compliance with its foreign debt obligations.

This does not mean that the Colombian Government is not seriously considering increasing the private sector's participation in the country's economic life. The idea that to accelerate economic development it is necessary to increase the productivity and efficiency of enterprises and that it is more feasible to achieve this goal with the help of private initiatives is increasingly gaining ground. Even in the text of the New Constitution a principle has been laid down that states that economic freedom, competition, and private initiative should prevail, to the extent that it responds to the country's common welfare.

* The author claims sole responsibility for the ideas expressed herein.

** Executive Secretary, National Energy Commission of Colombia

It should be noted that in Colombia, as well as in other countries, nationalization was opted for, probably because at that time it was not sufficiently clear that emerging monopolistic abuses could be resolved by creating a strong independent regulatory system for the utilities

Although there is no overall standard framework to implement a large-scale privatization program, such as those in countries like Mexico or Venezuela, the Colombian Government has launched a strategy aimed at minimizing financial and industrial sector investments and fostering and providing incentives for the involvement of private investors in activities that until now have been the exclusive domain of the State (such as ports, railway systems, electric power, etc.).

It should be noted that, as in other countries, the process has initially focused on the reprivatization of entities that in the past had been con-

verted into state enterprises for different reasons (in the Colombian case, many financial entities were the object of state intervention during the eighties in order to maintain the financial system's stability and avoid economic panic).

In the present article, an attempt is made to reply to the following question: What are the prospects for privatization in Colombia's power subsector?

In order to answer this question, the reasons which forced the State to assume responsibility for this service should first be described, as well as the power subsector's present situation, the restructuring strategy that the Government is currently implementing, and international experience in the privatization of the power subsector.

II. NATIONALIZATION

Private initiative was at the origin of electric power service in Colombia. Both national and foreign private investors obtained subsidies and exclusive privileges from the State to provide electricity for long periods of time (30 years or more). Nevertheless, the process of industrialization and urban growth which occurred in the country at the beginning of the century generated pressure for greater power supply, which for various reasons private investors were unable to provide. Among the reasons for this inability was the tendency of investors to privilege their own industries or, in other cases, the need for large investments that exceeded their financial capacity. In other cases, due to the low profitability of their investments because of technical and operating difficulties or cost overruns for the equipment, the investors were

obliged to take unpopular decisions, such as duplicating tariffs (as in Bogotá), which exasperated the community and deteriorated their relations with the State.

In order to remedy this situation, pressure was applied to put an end to the privileges of electric power exploitation, by permitting competition (the case of Bogotá) and enabling the State to get involved directly in providing the service (the case of Medellín). The competition, however, was not healthy. In Bogotá, a war broke out between the two electric utilities (Samper Bush and the National Electricity Company), during which they resorted to undesirable practices, such as lowering tariffs to even below production cost, thus creating a chaotic situation and leading to a lower quality of service delivered, obliging the City Council to intervene to settle the conflict, all of which finally led to the merger of both utilities in a joint stock company called Empresas Unidas de Bogotá (United Utilities of Bogotá).

Moreover, pressure from the media, which identified public lighting as a basic needs service for the welfare of the community, helped to create the political conditions that led to the nationalization of this service throughout the country. In 1928, a law was enacted that stated that the development of hydropower was a Government matter.

It should be noted that in Colombia, as well as in other countries, nationalization was opted for, probably because at that time it was not sufficiently clear that emerging monopolistic abuses could be resolved by creating a strong independent regulatory system for the utilities. This alternative was selected by the United States.

III. SUBSECTOR'S CURRENT SITUATION

The Colombian power subsector has an installed capacity of 8356 MW, of which 6522 MW (78.1%) are hydropower and 1834 (21.9%) are thermal energy. At present, two important projects are being terminated: Guavio (1000 MW) and Rio Grande (322), which are scheduled to enter into operation during the second semester of 1992 and 1993, respectively (3).

In contrast to other countries beset by power rationing, Colombia has enough capacity to meet its demand. As maximum demand in 1990 was 6071 MW, compared to an installed capacity of 8356 MW, the wisdom of overinstalling power capacity at the cost of higher indebtedness and greater investment levels, with their consequent repercussions on the country's macroeconomic management, has been seriously questioned.

During the eighties, the sector duplicated its installed capacity, when it grew from 4177 MW in 1980 to 8356 MW in 1990. Although coverage increased substantially (96% of all townships and 41% of the rural area receive electric power service), this expansion was based fundamentally on external credit. The debt's outstanding balance grew at a pace of 20% per year, rising from US\$860 million in 1980 to US\$5.2 billion in 1990, which accounts for one third of the country's entire foreign public debt. Investments during this decade accounted for 24% of total public investment.

As for tariffs, in the mid-eighties, a uniform tariff scheme was adopted based on the economic cost of service delivery (long-term average incremental cost), which served to

eliminate the very wide disparities in tariff levels that existed in the country. This scheme has also enabled the utilities to attain a greater awareness about real costs and the subsidies that are offered. Nevertheless, there still exists a considerable lag in tariffs, inasmuch as only 75% of the economic cost can be covered, in spite of the fact that a process of adjustment is being implemented to bring the average tariff to 90% of this cost by 1994. The subsidies granted have been estimated at US\$246 million per year (3). One should add to this an increase in energy losses (from 17.3% in 1975 to 21.6% in 1990) and a lack of discipline in debt payments among power utilities, as well as an increase in arrears, especially on the part of public agencies.

Moreover, the modification of multilateral bank contract terms, such as the reduction of grace periods and amortization schedules as well as the introduction of the currency basket, and the rapid devaluation of the Colombian peso have considerably deteriorated the sector's financial situation, to such an extent that the internal generation of resources only manages to cover 44% of debt servicing (without investment) or 80% of new

investment. As can be observed, the Colombian power subsector is at present financially insolvent. In contrast to the past, when the deficit was postponed by resorting to additional indebtedness, thus generating a cumulative effect, restricted access to new credits and the need to initiate the construction of new generation projects to avoid future rationing are obliging the power subsector to restructure its development strategy.

IV. SECTORAL RESTRUCTURING STRATEGY

Although the financial crisis of the power subsector is far from recent, it was always possible to maintain the sector afloat with new credit resources, both domestic and foreign, thus postponing the solution to later years. Nevertheless, current restrictions to obtain new fresh loans and public pressure to increase the efficiency of power utilities have created a favorable climate to undertake a sectoral restructuring program, which was adopted by the Economic and Social Policy Council (CONPES), the State's supreme decision-making agency presided by the President of the Republic (1). (See inset)

Various basic guidelines support this strategy:

1. Definition of the State's role as a promoter of competitive conditions within the framework of a strong, independent, and transparent regulatory scheme.
2. Strengthening of the planning activities within an integral energy context, with the creation and functioning of the National Energy Commission, which would enable the development of more flexible expansion plans adapted to macroeconomic conditions, involving energy substitution and rational use of energy possibilities.
3. Redefinition of rural electrification with a broader concept of rural energy installations, using local energy sources and avoiding the extension of networks beyond sound technical and economic advisability.
4. Reconciliation of tariffs with real costs and the granting of explicit subsidies only to those who truly need them using fiscal revenues.

The Government hopes that, as a result of this strategy, a space and environment will be created that will foster individual involvement in the power subsector through the purchase of existing generation assets, the acquisition of shares in generating companies, the construction of new generation stations, or the delivery of services in distribution activities

The restructuring program entails actions such as:

1. Establishment of a strong and independent regulatory scheme for the subsector.
2. A new configuration for enterprises aimed at separating, if not administratively, at least in terms of accounting, generation activities from distribution activities, with the State maintaining ownership and operation of the national interconnected grid in order to foster competition between generating utilities, charging a wheeling fee.
3. Rationalization of the investment program to ensure service delivery to meet future demands, using efficiency criteria within an integral energy proposal, taking into account energy exchange options with neighboring countries.
4. Introduction of stiff management programs backed by performance contracts, and making credit access and managerial job security dependent on the effective achievement of outlined goals.
5. Introduction of external evaluation in all sectoral activities, from administrative activities to project selection and implementation, in order to correct on time deviations from the proposed goals and to guarantee a continuous process of enhancing energy efficiency.
6. Establishment of regional generation companies and a reorientation of the role of the Colombian Power Institute (Instituto Colombiano de Energía Eléctrica), the agency that promotes electrification in most of the country's provinces, so that it will only handle those areas that are remote from the national grid.

In return, the Government will support the subsector by capitalizing and refinancing the companies' liabilities in order to strengthen their equity and enable them to cope with their financial obligations. In addition, the State will assume responsibility for liabilities in an amount close to US\$850 million, in exchange for stock shares in the utilities of Interconexión Eléctrica S.A., owner of the national grid, in charge of planning the system in detail and managing its economy, and in the Betania Hydropower Station, thus converting it into the major shareholder of the country's power subsector.

The Government hopes that, as a result of this strategy, a space and environment will be created that will foster individual involvement in the power subsector through the purchase of existing generation assets, the acquisition of shares in generating companies, the construction of new generation stations, or the delivery of services in distribution activities.

V. INTERNATIONAL EXPERIENCE

Before analyzing the concrete possibilities for privatization in the Colombia power subsector, it would be interesting to reflect on how this process is being developed in other countries and to inquire into its origins and scope. The knowledge obtained from and analysis of these experiences will enable to evaluate objectively the true outlook for private sector participation in the Colombian case and design a coherent and realistic strategy.

An analysis of prevailing conditions in developing countries (8), such as Chile, China, Turkey, Pakistan, Philippines, Thailand, Indonesia, India, Malaysia, Costa Rica, and Dominican Republic, when they launched programs aimed at privatizing their power subsectors draws the following conclusions, some of which are highly correlated:

1. High sectoral indebtedness, which in some cases reached levels that were greater than 30% of overall national public debt.
2. High dependence on national budgetary resources, owing to the insufficient generation of own resources.
3. Inefficient company management.
4. High fiscal deficit.¹
5. Rationing pressures.²
6. Inability to implement power expansion needed because of financial insolvency and the difficulty of gaining access to new credit.

Although the first three factors are inherent to almost all developing countries, the last three have been generating enormous pressure aimed at seeking a solution to the crisis, especially in those cases where the community must withstand intense power rationing such as India, Pakistan, or the Dominican Republic.

When the State can no longer assume new obligations because of its fiscal problems and the doors to new credit are closed, there remains no other option but to explore privatization alternatives, even creating exceptional incentives such as in India, where it was decided that the debt-equity ratio should be increased to 4:1, that the rate of return should rise to 15%, that the capitalization of interests should be permitted during construction, that concessions should be granted for 30 years, and that the utilization of significant proportions of domestic savings should be facilitated, among other measures. India needs to install 38,000 MW in the next 15 years and does not have sufficient resources or credit. In countries like Pakistan, the World Bank, with resources from different countries and institutions, has promoted the creation of a fund to finance specific activities in the energy sector (at present, a fund of this kind is being negotiated with Jamaica).

These cases indicate that pri-

vate investment in those countries that have undertaken programs to privatize their power subsectors has been geared basically toward new thermal generation, especially co-generation and self-generation. To a certain extent, this is not surprising, because industrialists, faced with the power supply crisis, have been forced to find solutions in order to continue their productive activities.

In any case, the process has been costly and complex and has required, most of the time, the enact-

ment of laws to make private sector participation feasible, as well as the granting of guarantees to adequately cover the risks and obtain an adequate return on the invested capital.

VI. THE COLOMBIAN CASE

As was stated earlier, in the case of Colombia, the State was forced to directly assume management of electric power services due to pressures from the community itself, in view of the private investors' financial incapacity to continue expanding this service because of the uncertainty of obtaining a rate of return in keeping with their investments. In addition, there was no awareness about the importance of regulation to avoid monopolistic abuses.

The question is whether it is advisable to privatize and if the conditions are present to initiate in the country an inverse process, that is, privatization of the power subsector.

Before attempting to reply to this question, one has to bear in mind that, in order to foster private capital flows toward power activities, stable rules are needed that enable investors to recover their investments with adequate rates of return. Subsidies to the poorest sectors of the population should not be to the detriment of electric activity, but should rather come from fiscal sources.

The financial insolvency of most Colombian power utilities, all of which are state-owned, is not, strictly speaking, an incentive for privatization in the widest meaning of the term (transfer of property). First, the utilities will have to be put on a sound financial footing before they can be offered up for sale, which would be equivalent to solving their financial problems with State resources. This formula will surely generate resis-

The knowledge obtained from and analysis of these experiences will enable to evaluate objectively the true outlook for private sector participation in the Colombian case and design a coherent and realistic strategy

The question is whether it is advisable to privatize and if the conditions are present to initiate in the country an inverse process, that is, privatization of the power subsector

tance, unless the new owners have political legitimacy. As Miguel Urrutia states: "So that these conditions can be available, the new owners cannot be foreigners and they must be a numerous and well-organized group.... At the international level, it has been found that the most highly organized economic group with the greatest political influence is made up of pensioners" (11). The problem is whether Colombian pensioners are interested in this kind of investment. Once again, the reply will depend on the guarantees that are granted to minimize the risk and enhance the profitability of this investment. In the long term, this will mean the establishment of real tariffs, because it is not advisable for the program to depend indefinitely on high fiscal transfers, which would prevent the State from meeting other social needs.

As it can be observed, the introduction of this culture of efficiency in the allocation of resources will be a costly and complex process. In accordance with these premises, what are the real possibilities for private involvement in the power subsector in the medium term?

The reply to this question will depend on the Government's success in creating conditions that would make this involvement possible. But this will be possible only to the extent that greater public awareness of the importance of privatization is

achieved, which would overcome the inherent political and trade union resistances to a process of this kind.

Fully conscious of the difficulties, it would be worth while to once again ask if privatization is necessary. As indicated above, to maintain the pace of growth of the electricity service under current financial conditions, at both the domestic and external level, it would be necessary to rely on the assistance of individuals.

Colombia may not be under pressure like India, Pakistan, or the Dominican Republic, countries that undergo strong rationing and which do not have State resources to resolve this dilemma, but if no action is taken now, in a few more years, we could very well be in a similar situation, which would oblige us to hastily develop measures to attract private capital. It is therefore the moment to initiate this process with clarity, beginning with those activities that do not generate strong social resistance.

The process should begin with industrial co-generation and self-generation programs, the construction of power stations using BOOT (Build-Operate-Own-Transfer) schemes, and the construction of small hydropower stations (to the extent possible, promoting community ownership). At the distribution level, private participation can help in billing, maintaining networks, recovering equity, and controlling energy losses. What is most important here is gaining public credibility.

The transfer of the gas power stations of Chinú (100 MW) to the city of Barranquilla, the installation of a diesel-fired power station of 12 MW in the island of San Andrés y Providencia, and the remodelling, operation, and maintenance of some stations that are now out of service constitute a good opportunity to learn how to manage this process of privatization.

In addition to these current conditions (financial insolvency of the enterprises, difficult access to new credit resources), there are other reasons to initiate a process of privatization based on a new political culture and focus for managing state enterprises. Raymond Barre, former Prime Minister of France, in an essay on privatization in his country, noted the following aspects, which are also applicable to the Colombian case: (See inset)

1. There is a tendency to grant to state-owned or national enterprises advantages or privileges that cannot be justified objectively and which offend the healthy principles of competition and equity, leading to lower levels of productivity.
2. Privatization avoids the facile systems of state financial management, which in the end depend on the taxpayer. As public enterprises never "go bankrupt", no efforts are made to improve the administration of these companies or enhance their efficiency since their deficits are finally covered by the State.
3. Privatization helps protect enterprises from politicization which has provoked so much damage to the efficient management of public resources.

VII. FINAL THOUGHTS

In short, it would be worth noting the following thoughts on the outlook for privatization in the Colombian power subsector:

1. Paradoxically, history repeats itself. At the beginning of the century, the community obliged the power subsector to become nationalized, as a response to monopolistic abuses and the financial incapacity of private investors to meet expanding demands. At present, financial difficulties, high indebtedness, and fiscal constraints and limited access to new credit resources are creating the conditions to initiate a process of privatization in the delivery of electricity. In addition, changes in the conception of the State's role and the world's new economic relations have created a favorable environment for this process. The mood of change being experienced by the country and the need to eradicate undesirable political practices in the country's national life, as expressed in the New Constitution, are factors in favor of privatization, within a modern conception of the State, which is called upon to operate in an environment of competition, economic openness, and democratized ownership.
2. The privatization of the power subsector is a difficult and complex process, given the long tradition of State management, the deeply rooted concept of essential public services, the interference of politics in its management, the lack of discipline in the payment of bills on the part of government agencies, the granting of indiscriminate subsidies, and the political difficulties of achieving and maintaining real tariffs.
3. In view of the financial insolvency of most power utilities, in addition to constraints for gaining access to new credit and fiscal limitations, future demand needs will be largely met by private investment in the subsector. Clear, stable rules that would make possible the recovery of capital with an adequate return are therefore needed. Given the natural monopolies of the subsector, state regulation is essential through entities with great technical capacity, budgetary independence, transparent and standard information, autonomy with respect to the companies, and capable of withstanding political pressures.
4. Given the constraints for obtaining new credits, space is open for private involvement in new power generation stations and in some distribution activities. Although the rationing pressure that has accelerated this process in other countries does not exist in Colombia, if a series of actions is not taken as of now, probably in a few years the power supply conditions could forcibly lead to privatization, with the extra disadvantages of haste. It is therefore the appropriate moment to start this process, beginning with those activities that will not arouse a great deal of public reaction.
5. Privatization in its broadest sense (sale of power utilities) is not feasible in the short term in Colombia. The utilities would have to be put on a sound financial footing with the assistance of State resources in order to make their sale feasible, which would unleash political and trade union reactions, unless the Government decides to foster their sale to the workers and to pension funds, with the respective guarantees.
6. In addition to co-generation and self-generation, it is more viable to gear private investment toward thermal plants. Investment in large hydropower stations is difficult, given the long periods of construction and investment recovery and the large amount of investment required.
7. It is easier to create the conditions for private participation at the generation level because generation does not involve problems inherent to billing the public. Moreover, it is more feasible to establish guarantees that permit the recovery of investment, and competition is facilitated in these activities. The investor would be paid for kilowatt-hour generated at realistic prices. The State would define who would be subsidized and who would not, and it would assume the responsibility for the tariff decisions.
8. In the medium term, it does not seem viable to privatize distribution. In contrast to other public activities that have been privatized due to financial insolvency, bureaucratic stagnation, and severe inefficiency (ports, railway systems), power utilities have been providing reasonable service, although with some deficiencies which are being corrected by means of performance contracts.
9. Private participation should be promoted through service contracts, such as in billing, charging, network maintenance, equity recovery, etc. This would serve a great deal to win over the community's support, since it would enable to correct many of the deficiencies that currently plague the users. Of course, this could generate trade union reactions, since the staffs of the public enterprises would have to be adjusted to this new reality, eliminating on the way bureaucratic excesses.
10. The transfer of Termochinú to Barranquilla and its operation constitute a good experience to improve knowledge about the legal adjustment required to attract private capital toward the power subsector.
11. It would be advisable to foster the creation of an Energy Privatization Fund similar to the one created in Pakistan and Jamaica in order to finance private activities in this field. This Fund could be administered by the National Energy Finance Corporation.
12. It is also important to raise the awareness of government officials and utility officers on the options of privatization and this experience in other countries. The

seminars that the National Energy Commission has been organizing are aimed at fulfilling this objective.³ With the support of the U.S. Agency for International Development (AID), a seminar is scheduled for the month of August 1991 to analyze the options and legal aspects of privatization in the Colombian power sub-sector.

13. It has to be understood that privatization is a process that requires patience and political will. Action should be initiated on those activities that are easier to accept, such as co-generation, private self-generation, and the subcontracting of distribution activities. It would even be worth while to attempt the development of shared generation projects between the private sector and public enterprises that have demonstrated their efficiency and are reputable.
14. In order to strengthen the process, it would be convenient to create a high-level government committee in charge of promoting privatization in all economic activities. This would help to generate trust and credibility among potential private investors. In addition, a strong and independent regulatory agency should be created, appropriate legislation should be introduced, a realistic tariff scheme should be established and a subsidy system separate from the power subsector should be designed and installed using fiscal revenues. Otherwise, private individuals will not be willing to invest in the power subsector.
15. Finally, the country should understand that private involvement is driven by one incontrovertible logic: the search for an adequate return on its capital investment. For the private investor, investment in the power subsector is a business just like any other economic activity investment. He cannot be expected to provide charity or to assume the subsidizing role that the State should play. This aspect has to be appreciated, and the advantages of private sector involvement should be assessed realistically. But this will be possible only to the extent that the community understands that this participation can help improve living conditions through the efficient delivery of services such as electricity, by charging equitable prices. Some public enterprises have been discredited largely because of the popular belief that their cost overruns and inefficiencies are being assumed by the customers. The country, however, should understand that if they wish to have public services they will have to pay for them, either through tariffs or taxes. The management of subsidies outside the pricing system and an adequate regulation of enterprises could well help to achieve this purpose. This is the challenge that the Government and the Public Service Supervisory Office that the New Constitution of Colombia has just created are preparing to face.

NOTES

- 1/ In Chile, the deficit in 1983 was 25% of GDP, which accelerated the general policy aimed at privatizing the economy (source: DNP).
- 2/ Many countries that are in the process of privatizing suffer from severe energy rationing. For example, in the past few years, Pakistan has been rationing 25% of its demand for electricity, India 10%, and Dominican Republic 15% (source: USAID).
- 3/ This year two seminars have been organized with the support of the World Bank and ESMAP: one on the evaluation of the Colombian power subsector's performance during the period 1970-1990 and the other on the institutional organization of the power subsector in other countries.

REFERENCES

1. CONPES, "Estrategia de Reestructuración del Sector Eléctrico" [Power Sector Restructuring Strategy], May 21, 1991.
2. Institute of the Americas, *Privatization in Latin America*, Proceedings of the Second International Conference on Privatization in Latin America, La Jolla, California, April 14-16, 1991.
3. ISA, Sector Eléctrico Colombiano: Información General [Colombian Power Sector: General Information], May 1991.
4. Jones K., Susan, "El Camino de la Privatización" [The Road to Privatization], *Finance & Development*, March 1991.
5. Moscote, Rafael, "La Participación del Sector Privado en el Sector Eléctrico como una Opción para Ayudar a Resolver sus Problemas" [Private Sector Involvement in the Power Sector as an Option to Help Resolve its Problems], International Seminar on the Management of Power Utilities, Buenos Aires, September 24-26, 1990.
6. Ochoa, Francisco J., "Servicios Públicos e Intervención del Estado" [Public Services and State Intervention] (document prepared by the Presidential Commission for Reforming the Colombian State's Public Administration), February 1990.
7. Ochoa, Francisco J., "Privatización de los Servicios Públicos: Opciones y Perspectivas" [Privatization of Public Services: Options and Outlook] FEDESARROLLO, *Debates de Coyuntura Económica*, No. 17, June 1990.
8. Sullivan, James B., "Private Power in Developing Countries: Early Experiences and a Framework for Development", Office of Energy, USAID, Washington, D.C.
9. World Bank/USAID, Seminar on Privatization and Private Power, Washington, D.C., April 5, 1990.
10. USAID, *Private Sector Participation in the Energy/Power Sector of Jamaica* (proceedings), September 10-12, 1990.
11. Urrutia, Miguel, "Necesidad de Privatización del Sector Eléctrico" [Need to Privatize the Power Sector], Seminar on Evaluation of the Colombian Power Sector's Performance: 1970-1990, organized by the National Energy Commission of Colombia, Santa Marta, March 13-15, 1991.

accelerated the
DNP).

suffer from
ars, Pakistan
ia 10%, and

port of the
Colombian
990 and the
or in other

léctrico"

merica,
ratization

lombian

Road to

Sector
lemas"
Help
ent of

do"
the
lic

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) ofrece al público, a través de Petroleum Intelligence Weekly (PIW), su extenso Sistema de Información Económico-Energética de Latinoamérica y El Caribe.

The Latin American Energy Organization (OLADE) is offering to the public, through Petroleum Intelligence Weekly (PIW),
its extensive Energy-Economic Information System of Latin America and the Caribbean.

SIEE

La base de datos del SIEE contiene información
sobre:

- ◆ Precios de Energéticos
- ◆ Reservas de Fuentes Energéticas e Inventario de Recursos
- ◆ Mercado Petrolero
- ◆ Oferta de Energéticos
- ◆ Consumo desagregado por energético y por sectores económicos
- ◆ Balances de Energía
- ◆ Refinerías y Centrales Eléctricas
- ◆ Estadísticas Financieras del Sector Energético
- ◆ Estadísticas Demográficas y Económicas
- ◆ Indicadores Económico-Energéticos

Este Sistema se encuentra disponible para consulta en los Ministerios de Energía de cada uno de los Países Miembros y en la sede de OLADE en Quito, Ecuador, y puede ser obtenido por las Empresas Energéticas oficiales a través del Ministerio de Energía del país, y por las Empresas Privadas a través de Petroleum Intelligence Weekly, PIW, 575 Broadway, New York, NY 10012 U.S.A.. Teléfono (212) 941-5500, Fax (212) 941-5508

The SIEE data base contains information on:

- ◆ Energy prices
- ◆ Reserves of energy sources and inventory of resources
- ◆ Oil market
- ◆ Supply of energy products
- ◆ Consumption disaggregated by energy product and economic sector
- ◆ Energy balances
- ◆ Refineries and power stations
- ◆ Financial statistics of the energy sector
- ◆ Demographic and economic statistics
- ◆ Energy-economic indicators

This System is available for consultation in the Ministries of Energy of each member country of OLADE and at the headquarters of the Secretariat in Quito, Ecuador, and can be obtained by official energy companies through the Ministry of Energy of each country and by private enterprises through Petroleum Intelligence Weekly (PIW), 575 Broadway, New York, N.Y. 10012, U.S.A.. Telephone (212) 941-5500 and fax (212) 941-5508.

Sector Energía: La Experiencia Chilena*

Ing. Sergio Lorenzini**

Para comprender las políticas seguidas en Chile en relación con el sector energía y la que está aplicando el actual Gobierno, es conveniente comenzar por dar una breve síntesis del sector en nuestro país.

1. SINTESIS DEL SECTOR ENERGIA EN CHILE

a. Breve reseña histórica

El sector energía ha tenido, desde sus comienzos, un gran dinamismo en nuestro país. Su desarrollo industrial comenzó a mediados del siglo pasado con el carbón y en las últimas décadas de ese siglo con la electricidad. Es de notar que las diversas aplicaciones de la electricidad se comenzaron a realizar en Chile casi simultáneamente con la de los grandes países industrializados. Así, por ejemplo, el primer alumbrado público se efectuó en 1883 y la primera central hidroeléctrica en 1887.

Hasta 1940 el desarrollo energético fue acometido exclusivamente por empresas privadas, tanto chilenas como extranjeras, lográndose altos ritmos de crecimiento hasta 1930 (17% anual en promedio).

La crisis mundial de 1930, que repercutió dramáticamente en nuestro país, y la Segunda Guerra Mundial limitaron la capacidad financiera de las empresas, las que no

pudieron seguir invirtiendo. Por ello el Estado debió, a partir de 1940, tomar a su cargo gran parte del desarrollo eléctrico y la prospección de petróleo a través de sus empresas ENDESA y ENAP respectivamente. En todo caso, el sector privado continuó haciendo inversiones en el sector hasta 1970.

Entre 1970 y 1973 virtualmente todas las empresas de energía fueron estatizadas, situación que se mantuvo hasta 1980. Fue una década de total estatización.

A partir de 1980 se inició un acelerado proceso de privatización de las empresas estatales, en forma tal que a comienzos del actual Gobierno la mayoría de las empresas eran privadas.

b. Situación actual del sector en relación con la propiedad de las empresas

Electricidad: Más del 80% del servicio público es atendido por empresas generadoras privadas. En el Sistema Interconectado Central, en que está el 90% de la población, sólo hay una empresa estatal, que genera menos del 20% de esa demanda. Toda la distribución eléctrica es privada. Es de notar que casi el 70% de la electricidad es de origen hidráulico.

Carbón: Existe una sola empresa estatal, que produce el 30% de la demanda. Todas las demás son privadas.

Petróleo: La producción y refinación del petróleo son efectuadas por una empresa estatal, ENAP. Sin embargo ya hay cinco consorcios mixtos, con participación minoritaria de ENAP, que están efectuando prospecciones petroleras para producir y vender petróleo. Toda la distribución de derivados del petróleo es privada.

c. Un vistazo a las posibilidades de abastecimiento futuro

- Las reservas hidroeléctricas son muy importantes en nuestro país. Sólo se ha utilizado el 10% de las disponibilidades económicas de hidroelectricidad.
- Las reservas de carbón son enormes (más de 5 mil millones de toneladas) suficientes para atender las necesidades del país para varios siglos.
- La producción de petróleo nacional, sin embargo, está disminuyendo fuertemente debido al agotamiento de las reservas conocidas de Magallanes. Representa actualmente menos del 20% del consumo del país.

2. POLITICA DEL GOBIERNO EN EL SECTOR

a. Aspectos generales de la política

La política del Gobierno en el sector energía es, naturalmente,

* Conferencia dictada en el Instituto de las Américas, junio de 1990.

** Secretario Ejecutivo, Comisión Nacional de Energía de Chile

concordante con su política económica general.

Uno de los primeros aspectos que debió definir el equipo económico, antes de asumir el Gobierno, fue el papel que el Estado debía tener en la economía. Para ello, los partidos que conforman el actual Gobierno hicieron un profundo análisis de la realidad nacional. Y se vio que, a pesar de las discusiones que pudo haber habido en los últimos 20 años respecto a la conducción económica del país, nos encontramos ante hechos claros y positivos.

La situación económica general es sana. Prácticamente no hay déficit fiscal desde hace varios años. La inflación está bajo control, con tasas razonables para nuestro país. Los precios de los diversos bienes y servicios no tienen distorsiones: son libres y están determinados por la competencia interna y externa. Sólo están controlados los precios en caso de monopolios (como la distribución de electricidad). La economía está abierta al exterior desde hace muchos años, con bajos derechos de aduana (15%). En fin, en los últimos años ha habido un crecimiento apreciable del producto.

Esta es una base sólida, logra-

da, sin duda, con el sacrificio de todos los chilenos y, en particular, de los más pobres.

Sin embargo, es necesario considerar aspectos que son preocupantes y que deben ser controlados: el alto nivel de endeudamiento externo; la situación económica de los sectores más pobres; y la necesidad de mantener un ritmo de crecimiento de la economía que permita resolver estos problemas y salir del subdesarrollo. El nuevo Gobierno determinó que era necesario que los siempre escasos fondos fiscales se destinaran preferentemente a resolver los problemas sociales y que fuera el sector privado el principal motor del desarrollo.

Para lograrlo, el Gobierno ha adoptado una clara política de promover la máxima participación privada en el desarrollo del país. Esto le permitirá utilizar los fondos fiscales en vivienda, educación, salud, otras ayudas a los sectores más pobres y financiar aquellas actividades que difícilmente abordarán los privados (obras públicas, por ejemplo).

El Gobierno está consciente de que la cuestión de la participación privada y estatal en la economía ha estado sujeta, en nuestro país, a discusiones no exentas de vejez. Está también consciente de que la acción de las empresas estatales fue eficaz y hasta necesaria en el pasado por las circunstancias que mencionamos al comienzo.

Sin embargo, en nuestro país y en el mundo han sucedido hechos que se deben valorar. Uno de ellos es el extraordinario avance del conocimiento de la economía y de las técnicas de administración y de informática. Los logros en estas disciplinas constituyen herramientas inapreciables en el manejo de la economía y en la dirección del desarrollo.

Ellas permiten confirmar planteamientos que han estado en discusión, como los siguientes:

- Que el Estado puede dirigir y controlar eficientemente la economía y el desarrollo del país, sin necesidad de participar directamente, a través de empresas estatales, en los procesos productivos.
- Que la mayor eficiencia económica se obtiene con una adecuada descentralización en los procesos productivos y de administración, en un régimen de competencia, en la cual los diversos actores y agentes económicos asuman las responsabilidades, los riesgos y los beneficios de sus propias decisiones.
- Que, en fin, los siempre escasos fondos fiscales tienen una mayor rentabilidad para el país si se les emplea eficientemente en mejorar las condiciones sociales y culturales de la población, y en otras actividades que le corresponde al Estado de acuerdo con su misión de velar por el bien común. Ello es más eficiente para el país que invertir estos fondos directamente en los procesos productivos.

b. Política para el sector energía

Por consiguiente, la política del Gobierno para el sector energía descansa en cuatro pilares fundamentales:

1. **Promoción de la máxima participación privada** en el desarrollo del sector, de modo que sea el principal motor de la economía. Sólo en casos de insuficiencias del sector privado, el Estado deberá desarrollar directamente los proyectos que se demuestren necesarios.
2. **Política de precios.** Los precios deben corresponder a los costos reales de producción y distribución y deben quedar determinados por la competencia interna y externa de los diversos productos energéticos. Existe, por lo tanto, libertad de importación para todos ellos, con bajos dere-

Uno de los primeros aspectos que debió definir el equipo económico, antes de asumir el Gobierno, fue el papel que el Estado debía tener en la economía

chos de aduana, al igual que todos los bienes. El Gobierno está interesado en promover la mayor competencia posible.

Solamente existe regulación de precios en el caso de monopolios, cuyo ejemplo más importante es el de la distribución eléctrica. Esta regulación se efectúa considerando los costos reales de los productos, incluyendo una rentabilidad razonable, y mediante sistemas que simulen un mercado competitivo (costos marginales).

3. Papel del Estado. El papel fundamental del Estado es de carácter normativo, promotor y de control. Dada la importancia de la energía, el Estado debe asegurar un oportuno y armónico desarrollo del sector, de modo que la demanda sea satisfecha a los costos más bajos posible. Para ello, el Estado debe establecer las normas y reglas del juego a que deben someterse las empresas y controlar eficazmente que ellas sean respetadas.

Por otra parte, dadas las características del sector energía, uno de cuyos aspectos es el largo desarrollo de los proyectos, el Estado efectúa una planificación estratégica indicativa y pone los antecedentes y resultados a disposición de los interesados.

4. Estabilidad de las políticas. Esto es un aspecto fundamental, porque sólo la estabilidad en el tiempo de cualquier política puede rendir los frutos que se espera de ella. Esto es aún más determinante en el sector energía debido a los grandes capitales en juego y a los largos períodos de desembolso y de recuperación de las inversiones.

Por ello, tan importante como una buena política es su estabilidad en el tiempo, sin la cual es imposible pretender una racional asignación de los recursos en la economía, ni

El nuevo Gobierno determinó que era necesario que los siempre escasos fondos fiscales se destinaran preferentemente a resolver los problemas sociales y que fuera el sector privado el principal motor del desarrollo

una participación apreciable y eficiente de todos los sectores nacionales en el desarrollo.

3. INSTITUCIONALIDAD DEL SECTOR

Para que las políticas produzcan los resultados esperados, es necesario que exista una institucionalidad adecuada a dichos objetivos.

La institucionalidad incluye dos aspectos: la de los organismos y la de la legislación y normativa.

Describiremos brevemente estos dos tipos de institucionalidad del sector energía en nuestro país.

a. Organismos del Estado

La Comisión Nacional de Energía (CNE)

Está a cargo de un Secretario Ejecutivo que depende de un Consejo formado de siete Ministros (el Presidente, los Ministros de Hacienda, Economía, Minería, Planificación, y

Defensa y el Secretario General de la Presidencia de la República). Le corresponde proponer las políticas, leyes y normas para el sector, calcular los precios que deben ser regulados (ellos son fijados por el Ministerio de Economía) y efectuar la planificación estratégica indicativa de cada subsector. Esta planificación es obligatoria para las empresas estatales.

La Superintendencia de Electricidad y Combustibles (SEC)

Depende del Ministerio de Economía y su función es controlar que las empresas y los equipos y materiales cumplan con la legislación y la normativa vigentes.

Para el caso de la generación de electricidad, la ley creó otro organismo importante: el Centro de Despacho Económico de Carga. Está formado por representantes de todas las empresas generadoras de cada Sistema Interconectado. Tiene por función hacer operar las centrales generadoras de modo de mantener la seguridad del servicio y obtener el mínimo costo de generación y falla. Este organismo está supervisado por la CNE.

b. Legislación normativa

Existe una legislación clara y no discriminatoria que establece las reglas del juego, tanto a nivel general de las relaciones económicas como en particular para el sector energía. Ella permite al sector privado nacional y extranjero conocer claramente cuáles son sus posibilidades, sus derechos y sus obligaciones. En relación con los subsectores, esta legislación establece lo siguiente:

Electricidad: Existe libertad para construir centrales generadoras y líneas de transmisión. Sólo se requiere concesión del Estado si las obras están en terrenos fiscales. Naturalmente, las centrales hidráu-

Tan importante como una buena política es su estabilidad en el tiempo, sin la cual es imposible pretender una racional asignación de los recursos en la economía, ni una participación apreciable y eficiente de todos los sectores nacionales en el desarrollo

licas necesitan disponer de los derechos de aguas. La distribución eléctrica siempre requiere concesión. Los precios de la electricidad son libres para los consumidores de potencias superiores a 2000 kw (consumen el 40% del total de electricidad) y regulados para los demás. Esta regulación está clara y objetivamente definida en la ley y permite a las empresas eléctricas utilidades razonables.

Carbón: Existe libertad para explotar, importar y vender carbón. Los precios son libres.

Petróleo y gas: De acuerdo con la Constitución, el Estado es propietario de los yacimientos petrolíferos. Sin embargo, puede conceder contratos de operación para que firmas privadas puedan hacer prospecciones y vender una parte del petróleo y gas encontrados. La refinación y distribución del petróleo, sus derivados y del gas son libres, así como sus precios de venta, salvo el caso de monopolios (sólo existe un caso en Punta Arenas).

4. NUESTRA VISION DEL FUTURO DEL SECTOR

El desarrollo del sector en Chile exige inversiones de unos US\$500 millones al año, cifra importante para nuestro país.

Las señales que ha recibido el Gobierno son muy alentadoras en

relación con el interés privado en desarrollar proyectos energéticos.

Las empresas eléctricas privatizadas tienen inversiones en curso por más de US\$1 mil millones en tres centrales en proceso de construcción. Además, existen empresas privadas que ya están tomando decisiones por invertir otros US\$1 mil millón en tres nuevas centrales (una a carbón), con las que la demanda eléctrica podrá ser abastecida hasta 1998.

En el sector hidrocarburos hay interés privado en invertir en refinerías, en utilizar el gas de Magallanes (amonio-urea), en construir un gasoducto para tener gas natural de Argentina, etc. Este último proyecto está en etapa de negociaciones con la contraparte argentina y, de ser exitosa, su construcción se iniciaría rápidamente.

El total de proyectos en que hay interés privado en abordar sobre pasa los US\$2 mil millones en los próximos cuatro o cinco años.

Si a ello se unen los proyectos privados en minería y el sector de la madera, se sobre pasa la cifra de US\$10 mil millones en el período.

Por ello, el Gobierno está convencido de que la sana situación económica del país, la claridad y estabilidad de sus políticas y de la legislación vigente y la experiencia y capacidad de nuestros profesionales y empresarios permitirán que el sector

privado nacional y extranjero tomen un papel cada vez más relevante en el sector energía, al igual que en los demás sectores económicos.

5. COMENTARIOS FINALES

Una política como ésta no es fácil ponerla en marcha y sin duda exige sacrificios por parte de la población. Todo ello en mayor medida si ya había una larga cultura de intervención del Estado y de precios subsidiados, como en el caso de muchos países.

A pesar de que cada vez hay más consenso de que el Estado puede y debe dirigir eficientemente la economía y no actuar directamente en los procesos productivos, aún se encuentran resistencias apreciables en muchos sectores.

En primer lugar, de parte de los trabajadores de las empresas estatales y aún de sus ejecutivos, que creen perder estabilidad y poder con la privatización; pero aún más, existen muchos empresarios que prefieren la discrecionalidad del Estado si eso los beneficia.

Finalmente, si los precios son subsidiados, el alcanzar niveles de precios reales exige un sacrificio a todo el país.

Por ello, para implementar esta política se requiere de convicción, decisión política y liderazgo.

Energy Sector: The Chilean Experience*

Sergio Lorenzini**

In order to understand the energy sector policies implemented in Chile in the past and currently being applied by the Government, one would have to begin by providing a brief summary of the evolution of our country's energy sector.

1. SUMMARY OF THE CHILEAN ENERGY SECTOR

a. Brief historical account

The energy sector has, from its very beginnings, been highly dynamic in our country. Its industrial development began in the middle of the past century with coal and, in the last decades of the century, with electricity. It should be noted that various applications of electricity were initiated in Chile almost at the same time as in the major industrialized countries. The first public electric lighting, for example, was installed in 1883 and the first hydroelectric power station in 1897.

Until 1940, energy development was handled exclusively by private enterprises, both Chilean and foreign, which were able to achieve high rates of growth until 1930 (annual average of 17%).

The world crisis of 1930, which dramatically affected our country, and the Second World War curtailed the financial capacity of the utilities, which were unable to continue

investing. Because of this, beginning in 1940, the State was forced to assume responsibility for a large part of the electric power development and oil exploration through two state-owned enterprises, ENDESA and ENAP, respectively. In any case, the private sector continued to invest in the energy sector until 1970.

Between 1970 and 1973, virtually all energy companies were nationalized, and this situation remained unaltered until 1980. The seventies were therefore the decade of total nationalization.

Beginning in 1980, a rapid process of privatization of state-owned enterprises was initiated so that, by the beginning of the current Government's administration, most of the utilities were privately owned and operated.

b. Sector's current situation with respect to company ownership

Electricity: More than 80% of public electric service is handled by private generation companies. Within the Central Interconnected System, which covers 90% of the population, there is only one state-owned enterprise, which is generating less than 20% of that demand. All electricity distribution is private. It should be noted that almost 70% of all electricity stems from hydropower sources.

Coal: There is only one state

company, which is producing 30% of the demand. All the other companies are private.

Petroleum: Oil production and refining are handled by one state enterprise, ENAP. Nevertheless, there are five mixed enterprises, with minority shareholding by ENAP, which are conducting oil exploration to produce and sell oil. All the distribution of oil products is private.

c. View of future supply possibilities

- Hydropower reserves are quite substantial in our country. Only 10% of hydropower's economic reserves have been used.
- Coal reserves are enormous (more than 5 billion tons) enough to meet the country's needs for several centuries.
- National oil production, however, is decreasing considerably due to the depletion of known reserves in Magallanes and, at present, accounts for less than 20% of the country's consumption.

2. GOVERNMENT POLICY IN THE SECTOR

a. General policy aspects

The Government's policy in the energy sector is, of course, consistent with its general economic policy.

* Lecture at the Institute of the Americas in June 1990.

** Executive Secretary, National Energy Commission of Chile

One of the first aspects that the economic team had to define before taking office was the role that the State should play in the economy. For this purpose, the parties that make up the present Government conducted a deep analysis of national reality. It was apparent that, in spite of the discussions that took place in the last 20 years concerning the country's economic performance, we were faced with clear, positive facts.

The general economic situation is sound. There has been virtually no fiscal deficit in the last few years. Inflation is under control, with reasonable rates for our country. The prices for goods and services have not been distorted: they are freely determined by domestic and foreign competitiveness and market forces. Only the prices of monopolies (such as electricity) are regulated. The economy has been open to outside trade for many years, with low customs duties (15%). Finally, in the last few years, there has been an appreciable growth of gross domestic product.

A solid base has therefore been established, undoubtedly

achieved through the sacrifice of all Chileans, especially the poorest.

Nevertheless, it is necessary to consider some distressing aspects which should be controlled: the high level of foreign indebtedness; the economic situation of the poorest sectors; and the need to maintain an economic growth rate that would permit these problems to be resolved and enable the country to emerge from underdevelopment. The new Government has determined that the State's forever meager fiscal revenues should be geared, preferentially, toward coping with social problems and that the private sector should become the major driving force behind development.

In order to achieve this, the Government has adopted a clear policy aimed at promoting the greatest involvement possible of the private sector in the country's development. This would enable it to focus its fiscal earnings on housing, education, health, and other assistance to the poorest sectors and to finance those activities that private enterprise would find it difficult to assume (such as public works).

The Government is aware that the issue of private and state participation in the economy has given rise, in our country, to debates that are sometimes quite vehement. It is also aware that the action of state enterprises was efficient and even necessary in the past owing to the above-mentioned circumstances.

Nevertheless, in our country and in the world as a whole, events have occurred that need to be appreciated. One of these is the extraordinary progress made in the knowledge of the economy and managerial and computer techniques. The achievements in these disciplines have become invaluable tools for managing the economy and orienting development.

These tools have confirmed the following assertions currently under discussion:

- The State can efficiently direct and control the country's economy and development, without having to participate directly in productive processes through state-owned enterprises.
- Greater economic efficiency can be obtained by an appropriate decentralization of the productive and administrative processes, within a competitive economic system, in which the various economic actors and agents assume responsibility for the risks and benefits of their own decisions.
- In the end, the always scarce resources of the State are more profitable for the country if they are efficiently aimed at improving the population's social and cultural conditions and invested in other activities that pertain to the State's mission of ensuring the common welfare. This task turns out to be more efficient for the country than investing these resources directly in productive processes.

b. Policy for the energy sector

The Government's policy for the energy sector therefore relies on four basic pillars:

1. **Promotion of maximum involvement of the private sector in the energy sector's development**, in order to convert it into the economy's main driving force. The State should directly develop projects only when the private sector clearly shows its incapacity to do so.
2. **Pricing policy**. Prices should be in keeping with real production and distribution costs and should be determined by domestic and foreign competitiveness of the various energy products. All of these products are therefore entitled to unrestricted importation, with low customs duties, as all other goods. The Government is interested in promoting the greatest degree of competitiveness possible.

One of the first aspects that the economic team had to define before taking office was the role that the State should play in the economy

Price controls only exist for monopolies, such as electric power distribution, which is the most outstanding example. This control is carried out taking into account the real costs of the products, including a reasonable return and through competitive market simulation systems (marginal costs).

3. **Role of the State.** The State's basic role is to provide standards, promote, and regulate. In view of the importance of energy, the State should ensure a timely and harmonious development of the sector, so that demand can be met at the lowest possible costs. To this end, the State should establish standards and rules of the game which utilities should comply with, and it should also ensure that they are enforced.

Moreover, because of the energy sector's special characteristics, one of which is the long periods of time required for developing its projects, the State should conduct suitable strategy planning studies and make the background data and results of these studies available to the interested parties.

4. **Policy stability.** This is an essential aspect, because only a policy's stability over time can yield the benefits that are expected from it.

This is all the more true for the energy sector owing to the large amounts of capital that are involved and the long periods of time required for disbursing and recovering investments.

Because of this, a good policy also requires stability over time, without which it is impossible to attempt a rational allocation of resources in the economy or a substantial and efficient participation of all national sectors in development.

The new Government has determined that the State's forever meager fiscal revenues should be geared, preferentially, toward coping with social problems and that the private sector should become the major driving force behind development

3. SECTOR'S INSTITUTIONALIZATION

So that the policies will produce the results that are expected, an adequate institutional structure is needed to implement their objectives.

Institutional structure comprises two aspects: the structure of government agencies and the legal and normative framework.

We will briefly describe these two kinds of institutional structures of our country's energy sector:

a. State agencies

National Energy Commission
(Comisión Nacional de Energía - CNE)

Headed by an Executive Secretary who relies on a Council composed of seven Ministers (the President of the Republic, the minis-

ters of Finance, Economy, Mining, Planning, and Defense, and the Secretary General of the Office of the President). Its functions entail the proposal of policies, laws, and standards for the sector, the calculation of prices that should be regulated (they are set by the Ministry of Economy), and elaboration of the planning strategy suitable for each subsector. This planning is obligatory for state-owned enterprises.

Superintendence of Electricity and Fuels (Superintendencia de Electricidad y Combustibles - SEC)

It is a branch agency of the Ministry of Economy, and its functions involve ensuring that enterprises and materials and equipment comply with standing legal regulations and standards.

For the generation of electricity, the law created another important agency: the Center for Economic Load Dispatch (Centro de Despacho Económico de Carga). It consists of representatives from all the generating utilities of each interconnected system, and its functions entail the operation of generation power stations in order to maintain service security and obtain minimum generation costs and power failures. This agency is supervised by the CNE.

b. Legislation and standards

There is a clear and nondiscriminatory legislation that determines the rules of the game, regarding both general economic relations and the particular relations of the energy sector, which enable the national as well as foreign private sectors to clearly know what their possibilities, rights, and obligations are.

Concerning the subsectors, this legislation has established the following:

Electricity. There is freedom to build generating stations and trans-

A good policy also requires stability over time, without which it is impossible to attempt a rational allocation of resources in the economy or a substantial and efficient participation of all national sectors in development

mission lines. A concession from the State is required only when the works involved are located on public land. Of course, hydropower stations need to obtain water rights. Distribution of electricity always requires a concession. Electricity prices are freely determined for customers who consume power over 2000 kw (which account for 40% of total electricity) and are regulated for all other consumers. This rule is clear and objectively defined by law and enables utilities to obtain reasonable returns.

Coal. There is freedom to exploit, import, and sell coal. Prices are freely determined.

Oil and gas. According to the Constitution, the State is the owner of all oil deposits. Nevertheless, it can grant operation contracts to private enterprises so they can conduct prospecting and sell part of the oil and gas discovered. The refining and distribution of oil, its products, and gas are free market activities, as well as their sales prices, except in the case of monopolies (there is only one case in Punta Arenas).

4. OUR OUTLOOK FOR THE SECTOR

The development of the sector in Chile requires investments of about US\$500 million per year, a considerable figure for our country.

The signals received by the

Government concerning private sector interest in developing energy projects are highly promising.

Privatized electric utilities have current investments that amount to more than US\$1 billion in three stations under construction. Moreover, there are private enterprises that are already making decisions to invest an extra US\$1 billion in three new power stations (one of which is coal-fired), which would ensure electric power demand up to 1998.

In the hydrocarbons subsector, the private sector is interested in investing in refineries, in using the gas of Magallanes (ammonia-urea), in building a gas pipeline to have natural gas from Argentina, etc. This latter project is under negotiation with the Argentine counterpart and, if it is successful, construction would begin immediately.

Total projects in which the private sector is interested amount to more than US\$2 billion during the next four or five years.

If private projects in the mining and wood subsectors are added to these, the figure for this period would amount to more than US\$10 billion.

Because of this, the Government is convinced that the country's sound economic situation, the clarity and stability of its current policies and standing legislation, and the experience and skills of its professional experts and entrepreneurs will enable

the national and foreign private sector to play an increasingly greater role in the energy sector, as well as in other economic sectors.

5. FINAL COMMENTS

A policy of this kind is difficult to implement and undoubtedly entails sacrifices from the population, all the more so when, as in the case of most countries, there has already been a long tradition of State intervention and subsidized prices.

Although there is increasingly greater consensus that the State can and should efficiently direct the economy rather than directly involve itself in productive processes, there still remain considerable forces that are resisting this trend in many sectors.

First of all, the workers and personnel of state-owned enterprises, as well as their executives, who believe they will lose job security and power with privatization, are showing signs of resistance. There are also many entrepreneurs who prefer the State's discretionary powers when these are to their advantage.

Finally, if prices have been subsidized in the past, the shift to real prices demands a sacrifice on the part of the entire country.

In order to implement this policy therefore, conviction, political will, and leadership are required.

Participación de las Empresas Privadas en el Subsector Eléctrico

Ing. Antonio C. Tatit Holtz*

El objeto de este artículo es identificar aquellos aspectos que parecen ser de interés para la discusión de la participación de la empresa privada en el subsector eléctrico de América Latina y El Caribe.

En primer lugar, es importante indicar que, en la Región, el subsector eléctrico ya contaba en 1990 con una capacidad instalada de alrededor de 160.000 MW, con 65% de la misma en hidroeléctricas y un extenso sistema de transmisión.

Además, las proyecciones más conservadoras de mercado de electricidad indican la necesidad de añadir a esa capacidad 60.000 MW más para el año 2000, correspondiendo el 70% a proyectos hidroeléctricos. Eso representaría una inversión de US\$140 mil millones durante un período de diez años, si se toma en cuenta la expansión necesaria en generación, transmisión y distribución.

Con tal volumen de inversiones, no hay duda que habrá espacio para la participación de la empresa privada en esta evolución.

La participación del sector privado puede presentarse en las formas siguientes:

1. Compra de acciones de empresas que permanecen estatales.
2. Adquisición del control accionario de empresas eléctricas.
3. Generación de energía para autoproducción, con ventas eventuales a las empresas eléctricas.

4. Cogeneración de energía con ventas a las empresas eléctricas.
5. Construcción de plantas, subestaciones o sistemas de transmisión para el suministro de electricidad a empresas concesionarias.
6. Privatización de la gerencia de las empresas eléctricas sin venta del control accionario pero con contratos que fijan metas a ser alcanzadas por la administración.

Esa participación podría realizarse con mayor o menor intensidad y frecuencia según las señales que los empresarios reciban de las autoridades energéticas y de la economía local.

Así, precios altos de electricidad, por ejemplo, pueden ayudar al crecimiento de la autoproducción y también pueden conducir a empresas eléctricas rentables que se vuelven más interesantes para los empresarios privados.

Por otro lado, tarifas bajas, además de inducir al mal uso de la energía, conducen a empresas deficitarias que no presentan interés para el empresario privado que seguirá consumiendo electricidad del sistema existente en lugar de generarla.

Cuando esta situación alcanza un extremo, corre peligro el desabastecimiento aunque, paradójicamente, a más largo plazo, puede haber también un mayor crecimiento de la autoproducción.

Otras señales son los marcos

regulatorios que pueden tornar más o menos sencilla la participación privada. Algunos países intentan efectuar cambios en su regulación, justamente para atraer capitales privados.

Pero ¿cuáles serían los problemas que enfrentarán los empresarios interesados en esta participación?

Es bueno recordar que las empresas eléctricas y los proyectos eléctricos, principalmente los hidroeléctricos, necesitan muchos años para madurar económicamente y las señales indicadas anteriormente pueden cambiar a largo plazo, convirtiendo poco interesante una decisión fundamentada en otro contexto.

En países con mayor inflación, por ejemplo, existe la tendencia a controlarla por medio de la contención de los precios públicos, teniendo como consecuencia un acercamiento de los precios cobrados y los costos de las expansiones, eliminando el factor lucro o llegando al mismo perjuicio.

Esta puede ser una política equivocada, puesto que un sector con tarifas reales es más neutro en relación con la inflación que un sistema que dependa del presupuesto gubernamental. Tarifas reales ejercen una presión solamente sobre los precios de energía y los consumidores pueden ahorrarla si lo desean, mientras que los contribuyentes no pueden ser sensibles al problema porque no conocen qué parte de los impuestos que pagan se destinarán al sector.

* Director de Informática y Comunicación, OLADE

Se deben realizar reformas institucionales y mantenerlas en forma confiable a lo largo del tiempo para que se establezca una confianza en las leyes e instituciones

Además, con precios adecuados que reflejen los costos incurridos en la prestación del servicio, se puede mejorar la situación financiera de las empresas (privadas o estatales) y también dar a los consumidores las señales económicas correctas en términos de sus decisiones de ahorrar electricidad.

En el caso de Chile, se llevó a cabo un importante programa de estudios tarifarios y una política de precios durante la década de los setenta, con adopción inclusive de tarifas a costos marginales para la generación, para las cuales se implantó un esquema regulatorio muy transparente en términos legales. Pero Chile no representa la situación típica de las políticas tarifarias en otros países de América Latina y El Caribe donde en general existe más incertidumbre.

Sin embargo, esta incertidumbre, a la cual las empresas estatales están acostumbradas, puede ser fatal para la iniciativa privada.

Se puede sacar una primera conclusión de estos hechos: se necesitan reglas muy claras para la fijación de los precios con el fin de posibilitar una mayor participación de las empresas privadas.

También se deben realizar reformas institucionales y mantenerlas en forma confiable a lo largo del tiempo para que se establezca una confianza en las leyes e instituciones.

Es preciso tener en cuenta que, si los marcos regulatorios son inadecuados, de nada sirve privatizar,

puesto que las empresas, sean públicas o privadas, serán ineficientes.

Las señales emitidas por la autoridad regulatoria deben ser correctas no sólo en términos de precios sino en cuanto a las reglas de juego que definan la intervención de las empresas y que conduzcan a la producción y el consumo eficiente de electricidad.

Por otro lado, estos precios y leyes también deben ser fijados teniendo en cuenta la necesidad de proteger a los consumidores, garantizando un equilibrio entre los aspectos sociales y los comerciales.

La segunda conclusión de este análisis, por lo tanto, es que el Estado siempre tendrá un papel importante e indelegable y deberá seguir actuando en el sector en los aspectos regulatorios y de precios.

Sin embargo, para continuar con nuestro análisis, vamos a suponer que todos estos problemas se hayan resueltos, porque su solución interesa a empresarios privados y estatales, y a preguntarnos: ¿Hasta qué medida las empresas privadas nacionales tendrán capacidad financiera para participar en el subsector?

Sería interesante mirar algún ejemplo como el de Gran Bretaña, que inició recientemente un programa de privatización de su subsector eléctrico después de que otros sectores del país ejecutaran programas de privatización más avanzados. La capacidad instalada es de alrededor de 60.000 MW (exceptuando las nucleares que no serán privatizadas)

y las proyecciones de crecimiento indican un incremento de 13.000 MW hasta el año 2000.

Se trata de un patrimonio que representa el 38% de todas las empresas eléctricas de América Latina y El Caribe. Asimismo, la inversión en Gran Bretaña alcanza sólo el 20% de la cantidad que se necesita en nuestra Región, ya que tenemos que añadir para el año 2000 el equivalente a toda la capacidad instalada en Gran Bretaña.

Así el volumen de inversión involucrado en una privatización total del subsector eléctrico de América Latina y El Caribe en el momento actual sería 2,5 veces más grande que el de Gran Bretaña.

En términos de inversiones para expansión de los sistemas hasta el año 2000, necesitaríamos 4,5 veces lo que necesita aquel país. Tendremos que invertir alrededor del 2% de nuestro PIB al año mientras que los británicos menos del 1%, en un país en que la formación bruta de capital fijo es aproximadamente el 19% del PIB.

Por otro lado, aquel país, además de tener tarifas adecuadas que pueden volver las empresas eléctricas atractivas como negocios privados, tiene un mercado financiero desarrollado.

Sería indispensable desarrollar el mercado financiero de los países, además de resolver los problemas exclusivamente relacionados con el subsector eléctrico, y eso no es una tarea que se puede ejecutar a corto plazo, teniendo en cuenta las cantidades de dinero de que estamos hablando.

Como tercera conclusión, es poco probable que, en términos relativos, haya una participación considerable de las actividades privadas nacionales en el corto plazo, teniendo en cuenta el parque ya existente y la expansión necesaria para el subsector eléctrico de América Latina y El Caribe.

Además de la autoproducción y cogeneración, inicialmente quizas el ramo de la distribución, que tendrá que invertir alrededor del 13% de las inversiones totales y que tiene un retorno más rápido de capital, puede ser un campo más sencillo para que la iniciativa privada pueda participar en el subsector.

Pero en el caso de la distribución, es importante tener cuidado con políticas que tengan por objeto viabilizar tal participación por medio de la compra de electricidad a una empresa estatal de generación a precios irreales (muchas veces por debajo de los costos) y la subsecuente venta al consumidor final por una tarifa que le garantice al concesionario privado el lucro.

Tampoco se debe pensar en empresas privadas de generación que venden la energía eléctrica a la empresa estatal de distribución por un precio que le es conveniente mientras que esta última, en cambio, no puede tener lucro por el hecho de que sus tarifas al consumidor final son menores que sus costos. Esas no son las maneras correctas de viabilizar los negocios.

Pero en un marco institucional claro y con precios reales y a medida que se desarrolla el mercado financiero, esa participación podría ocurrir en forma creciente, alcanzando varios segmentos del subsector.

De todas maneras, mientras no ocurre eso, el sector público continuará jugando un papel esencial en la gerencia de las empresas y sus inversiones y por ello no podrá ser olvidado en beneficio del sector privado.

No se puede pensar en atender solamente una de las partes involucradas en el problema, porque las dos pueden ser esenciales en el suministro adecuado de energía a nuestros países que necesitan de ese servicio para su desarrollo económico y social.

Por lo tanto, señalamos como

cuarto aspecto que cualquier solución del problema del subsector eléctrico deberá pasar por medidas institucionales y financieras válidas para todo tipo de accionistas, público o privado.

Si bien es difícil creer que a corto plazo habrá una participación relativamente importante de las empresas y de los capitales privados nacionales (sin embargo puede ser significativa en términos absolutos), entonces ¿qué papel se puede esperar del capital privado internacional?

Seguramente hay espacio para absorber ese tipo de capital, sea en la forma de préstamos o en la forma de inversiones directas, respetando los aspectos legales de cada país y los puntos que aquí fueron identificados. Pero las dificultades para obtenerlo serán aún más grandes.

Por lo tanto, es muy probable que, por falta de aportes financieros inmediatos, el subsector no tendrá capacidad para expandirse de acuerdo con las necesidades regionales, constituyéndose en un cuello de botella para una reactivación rápida de nuestro desarrollo.

Como quinta conclusión, señalamos que se impone adoptar soluciones rápidas para los problemas

económicos, financieros e institucionales del subsector, minimizando los efectos negativos que ese hecho puede causar a nuestra economía y sociedad.

Como consideraciones finales, se puede decir que el esfuerzo financiero involucrado en la expansión del subsector eléctrico regional será relativamente grande comparado con el equivalente en países desarrollados y, en general, nuestros países viven una gran crisis financiera que no les permite garantizar el total de inversiones necesarias en infraestructura, en particular en el subsector eléctrico.

Eso explica por qué muchos países están tomando la decisión política -basada en sus necesidades- de llamar a la iniciativa privada a participar de este gigantesco esfuerzo. No hay ideología necesariamente por detrás de tales decisiones sino que es una actitud pragmática.

En el caso chileno, el subsector ya había sido saneado financieramente cuando fue privatizado en los años ochenta por una decisión política de hacerlos, para cambiar el papel del estado en aquel país.

Pero en el caso presente, como en muchas partes del mundo, se puede decir que el entusiasmo privatista verificado hoy día no es debido solamente a la fe en las virtudes de la gestión de la iniciativa privada sino también por una necesidad financiera.

En el caso de la Región, por ejemplo, si el problema del subsector eléctrico fuera solamente de eficiencia en la gestión empresarial por parte del Gobierno, podría ser resuelto por medio de varios instrumentos como los contratos de gestión (utilizados en Francia, por ejemplo) entre las empresas estatales y el mismo Gobierno o por contratación de gerencia privada (sexta forma de participación señalada al inicio de este artículo).

En realidad, es difícil creer que haya existido mucha inefficiencia

El Estado siempre tendrá un papel importante e indelegable y deberá seguir actuando en el sector en los aspectos regulatorios y de precios

empresarial en el subsector, puesto que ha trabajado con tecnologías de punta y supo suministrar energía a la Región en niveles de eficiencia más altos que muchos otros sectores industriales y de servicio de nuestros países, incluso algunos en manos de la iniciativa privada.

Pero, independiente del grado de participación privada, hay oportunidades de mejorar el subsector, tornándolo más eficiente empresarial y económicamente, procurando su saneamiento financiero a través de la renegociación de su deuda y de la asignación de tarifas adecuadas que, además, conduzcan a un uso más racional de la electricidad por parte del consumidor final, y tratando de dotarlo de los instrumentos institucionales que necesita.

Si la participación de la iniciativa privada en el subsector eléctrico de la Región puede contribuir a

***Nuestros países
viven una gran
crisis financiera que
no les permite
garantizar el total
de inversiones
necesarias en infra-
estructura, en
particular en el
subsector eléctrico***

alcanzar esos objetivos, se la debe examinar con seriedad y profundidad como una de las medidas que pueden ser adoptadas para ayudar a la solución de los angustiantes problemas del subsector.

Además, todas las medidas que puedan traerle beneficios interesan no solamente a los accionistas, sean ellos públicos o privados, sino a las propias naciones que dependen de sus subsectores eléctricos para su desarrollo.

Como conclusión, se puede afirmar que la voluntad política de los gobiernos podrá conducir a una mayor participación de la iniciativa privada en el subsector, lo que podría contribuir a solucionar los problemas sectoriales, si se toman en cuenta todos los factores implicados en la cuestión, mencionados en el presente artículo.

Private Enterprise Participation in the Power Subsector

*Antonio C. Tatit Holtz**

The purpose of this article is to identify those aspects that might be of interest for discussing private enterprise involvement in the power subsector of Latin America and the Caribbean.

First of all, it is important to indicate that the Region's power subsector by 1990 had an installed capacity of about 160,000 MW, with hydropower accounting for 65% of this total and an extensive transmission system throughout the Region.

Moreover, the most conservative forecasts for the power market estimate that 60,000 MW will have to be added to this capacity by the year 2000, with hydropower supplying 70% of this new demand. This would entail an investment of about US\$140 billion during a ten-year period, bearing in mind the necessary enlargement of generation, transmission, and distribution systems.

With such a large volume of investments, there will undoubtedly be room for private sector participation in this development.

Private sector involvement could occur in the following forms:

1. Purchase of stock of utilities that remain state-owned.
2. Acquisition of majority shareholdings in electric power utilities.
3. Energy generation for self-production, with eventual sales to electric power utilities.

4. Co-generation of energy with sales to electric power utilities.
5. Construction of stations, substations, and transmission systems for supplying electricity to concession-holding utilities.
6. Privatization of the utility's management without the sale of majority shareholdings but with contracts that set the goals to be attained by the administration.

Private investors can participate in all of these with lesser or greater intensity and frequency depending on the signals they receive from energy authorities and the local economy.

Thus, high electricity prices, for example, could help to increase self-production and could also lead to profit-making electric utilities, which would become more interesting for private entrepreneurs.

On the other hand, low tariffs, in addition to fostering the misuse of energy, lead to deficit-showing enterprises that are of no interest to the private entrepreneur, who will continue consuming electricity from the existing system instead of generating it.

This situation, however, when it reaches an extreme runs the risk of creating shortages and, paradoxically, in the longer term, may also lead to increased self-production.

Other signs that could make

private participation more or less simple are the regulatory structures. Some countries are trying to change their regulations specifically to attract private capital.

But what are the problems that private investors interested in this participation will come up against?

First of all, it should be recalled that power utilities and electricity projects, mainly hydropower projects, need many years to mature economically, and therefore the above-mentioned signs can change in the long term, which would undermine the benefits or wisdom of a decision that in another context was justified.

In countries with greater inflation, for example, there is a tendency to control this inflation by curbing public prices, leading to the reconciliation of charged prices with expansion costs, eliminating the profit factor or leading to the same losses.

This is probably a wrong policy, since a sector with real tariffs is more neutral with respect to inflation than a system that depends on the state budget. Real tariffs only exert pressure on energy prices, and consumers can therefore save energy if they wish, whereas taxpayers cannot be sensitive to the problem because they are not aware that part of the taxes they are paying go into the sector.

* Director of Informatics and Communications, OLADE

Institutional reforms will also have to be adopted, if necessary, and reliably maintained over a long period of time to inspire trust in laws and institutions

Moreover, with adequate prices that reflect the costs incurred for delivering the service, both the private and state-owned utilities' financial situation can be improved while providing to the consumers the correct economic signals as to their decisions to save electricity.

In the case of Chile, an important tariff study program was conducted and a pricing policy was established throughout the seventies, with the adoption of marginal cost tariffs for generation, for which a highly transparent and legal regulatory system was laid out. But this case is not representative of the tariff policy patterns in other Latin American and Caribbean countries, where a great deal more uncertainty with respect to these policies is the general rule.

Nevertheless, these uncertainties, which state-owned utilities are used to live with, can be fatal for private initiative.

One initial conclusion can be drawn from these facts: very clear rules are needed on how prices will be determined to enable the wider participation of private enterprises.

Institutional reforms will also have to be adopted, if necessary, and reliably maintained over a long period of time to inspire trust in laws and institutions.

It should be borne in mind that if the regulatory structures are inade-

quate, privatization will be of no use, since the companies will be inefficient in any case, whether they are public or private.

The signals issued by the regulatory agency should be correct in terms not only of prices but also of the rules that define the intervention of the utilities and promote the efficient production and consumption of electricity.

In addition, these prices and laws should also be determined taking into account the need to protect the consumers, ensuring a balance between social and commercial aspects.

The second conclusion therefore is that the State will always play an important role that it will be unable to delegate and that it should continue acting in the power subsector with respect to regulations and prices.

In order to continue with our analysis, however, let us assume that all these problems have been dealt with, because their solution is in the interest of private and state enterprises, and then ask: To what extent will national private enterprises have the financial capacity to participate in the subsector?

It would be interesting to look at Great Britain, for example, which recently initiated the privatization of its power subsector after other sectors of the country had undergone more

advanced privatization programs. The installed capacity of this country is about 60,000 MW (except the nuclear stations which will not be privatized), and growth forecasts estimate that an additional 13,000 MW will be needed by the year 2000.

We are dealing here with an equity that is 38% of the equity of all power utilities of Latin America and the Caribbean. By the same token, the investment required in Great Britain amounts to only 20% of what we would need in our Region, since we will have to add by the year 2000 the equivalent of Great Britain's present installed capacity.

Thus, the investment volume involved in a total privatization of the current power subsector of Latin America and the Caribbean would be 2.5 times greater than Great Britain's.

In terms of the future expansion investment program up to the year 2000, we would need 4.5 times what is needed by this country. We would have to invest about 2% of our GDP per year whereas the British would have to invest less than 1%, in a country where gross fixed capital formation is about 19% of GDP.

Moreover, this country not only has adequate tariffs that can make the electric utilities attractive for private business but also has a developed financial market.

Development of the Region's financial markets, as well as resolving the problems exclusively related to the power subsector, would be indispensable for privatization. This of course is not a task that can be easily carried out in the short term, in view of the amount of money that we are talking about.

As a third conclusion, in view of existing installations and the need for expansion of the Latin American and Caribbean power subsector, it is

highly unlikely that, in relative terms, there will be a substantial participation of national private activities in the short term.

Initially, in addition to self-production and co-generation, probably the distribution area, which would have to invest about 13% of total investments and which has a quicker return on capital, might be a simpler area for private initiative in the sub-sector.

In the case of distribution, however, care should be taken not to implement policies aimed at fostering private participation by purchasing electricity from state-owned power generation utilities at unreal prices (often below costs) and then selling this electricity to the final consumer at a tariff that ensures a profit for the private concessionaire.

Nor should private generators be allowed to sell energy at a price that suits their purposes to the state-owned distributor, which in turn cannot make a profit because its tariffs to the final consumer are lower than its costs. Both of these business promotion schemes are incorrect.

With a clear institutional framework, real prices, and the development of the financial market, this participation could occur increasingly, reaching various areas of the sub-sector.

In any case, until this occurs, the public sector will continue to play an essential role in the management of utilities and their investments. It cannot therefore be forgotten in favor of the private sector.

Efforts should not be focused on merely one of the parties involved in the problem, because both are essential for adequately supplying energy to our countries, which require this service for their economic and social development.

As a fourth conclusion, we would like to indicate that any solution of the power subsector problem should be handled by institutional and financial measures that are valid for all kinds of shareholders, whether public or private.

Since it is difficult to believe that there will be a relatively substantial participation of private national enterprise and capital in the short term (although in absolute terms it may be significant), we should ask ourselves what role could international private capital be expected to play?

There is surely the capacity to absorb this kind of capital, whether in the form of loans or in the form of direct investment, in accordance with the legal requirements of each country and the conditions identified in this article. But there will be even greater difficulties in obtaining this capital.

It is very likely that, due to the lack of immediate financial flows, the subsector will not be able to expand in keeping with its regional needs and will become a bottleneck for a rapid reactivation of our development.

As a fifth conclusion, we

The State will always play an important role that it will be unable to delegate and that it should continue acting in the power subsector with respect to regulations and prices

would like to indicate that rapid solutions for the subsector's economic, financial, and institutional problems should be adopted to minimize the negative effects that they could exert on our economies and societies.

Finally, it should be noted that the financial effort involved in expanding the Region's power subsector is relatively large, compared to similar efforts in developed countries. In general, our countries are experiencing a severe financial crisis that prevents them from ensuring all the infrastructure investments needed, especially in the power subsector.

This explains the reason why many countries are taking the political decision, based on their needs, to call upon private initiatives to participate in this huge effort. There is no ideology necessarily involved behind these decisions, but rather a pragmatic attitude.

In the Chilean case, the power subsector had already been placed on a sound financial footing when it was privatized in the eighties through a political decision to change the State's role in this country.

At present, however, as in many parts of the world, it can be asserted that the apparent enthusiasm for the private sector stems not only from greater faith in the virtues of private sector management but also from financial necessity.

In the Region, for example, if the problems of the power subsector merely had to do with company management efficiency on the part of the Government, it could be resolved by various modalities such as management contracts (used in France, for example) between state-owned utilities and the Government itself or by contracting private management (the sixth form of participation indicated at the beginning of this article).

In fact, it is hard to believe that there has been that much administrative inefficiency in the subsector, since it has been working with frontier technologies and has been able to supply energy to the Region at much higher levels of efficiency than many other industrial and services sectors of our countries, even those in the hands of private enterprise.

Apart from the degree of private sector involvement, however, there is a great deal of room for improving the power subsector, making it more efficient administratively and economically, providing it with a solid financial base through debt rescheduling negotiations and adequate tariffs, which would lead to a more rational use of electricity by the final consumers, and trying to endow it with the institutional instruments it needs.

Our countries are experiencing a severe financial crisis that prevents them from ensuring all the infrastructure investments needed, especially in the power subsector

If private sector involvement in the Region's power subsector can contribute to achieve these objectives, it should therefore be thoroughly examined as one of the measures that could be adopted to help solve the subsector's distressing problems.

Moreover, any measure that can provide benefits is of interest not only to the shareholders, whether they are public or private, but also to the nations themselves, which rely on the power subsector for their development.

In conclusion, it can be asserted that the political will of governments could well lead to a greater participation of private initiative in the power subsector than what exists at present and that this could contribute to solve its problems, if all the factors involved in the issue and described in this article are taken into account.

Generación Privada de Electricidad en Costa Rica

Dr. Jorge Blanco Roldán*

En 1928, la ley número setenta y siete establece la nacionalización de las "fuerzas eléctricas" y señala que el Estado explotará las mayores de 500 caballos para suministrar al público el servicio eléctrico. El aprovechamiento de las fuerzas eléctricas menores de 500 caballos podía ser realizado por particulares mediante concesión en tiempo limitado.

Este acto representa el inicio de una intensa actividad estatal, que incluye la creación de varias instituciones y empresas relacionadas con el quehacer eléctrico, entre ellas el Instituto Costarricense de Electricidad (ICE) en 1949, principal impulsor del desarrollo hidroeléctrico del país.

En el presente, un ligero diagnóstico muestra los beneficios de esa decisión:

- a) un grado de electrificación cercano al 90%;
- b) una alta calidad del suministro de electricidad; y
- c) una alta capacidad técnica y administrativa.

Sin embargo, existen también algunas desventajas debidas principalmente a factores externos:

- a) una deuda externa eléctrica elevada, cercana al 15% del total del país;
- b) algunas tarifas subsidiadas, que junto con el punto anterior producen situaciones financieras difíciles; y

c) el parque térmico en mal estado debido al uso temporal por el exceso hidroeléctrico o las variaciones en los precios internacionales del petróleo.

El desarrollo eléctrico debe continuar, por lo menos al ritmo que predice el Plan Nacional de Energía, para satisfacer una demanda que crecerá en un 5,2% anual durante los próximos 20 años. Con este crecimiento, el plan de expansión necesario del subsector eléctrico requiere una suma cercana a los US\$3,5 mil millones de inversiones en obras de generación, transmisión y distribución en el período especificado. De esta manera, se deben agregar 1600 MW de capacidad instalada al sistema nacional interconectado que cuenta en 1991 con 870 MW, lo cual pretende hacer el ICE con proyectos cuya potencia individual sea mayor a los 30 MW.

Ante las dificultades que pueden presentarse para financiar este plan de expansión con crédito externo, se analizan diferentes opciones para poder cumplir con la oferta eléctrica. Una de ellas es el ajuste tarifario mediante una fórmula que actúa automáticamente con la variación en el tipo de cambio y la inflación. Otra se da con la iniciativa del sector privado para contribuir en la generación de electricidad.

Surge así una tendencia para permitir la generación privada de electricidad en un límite muy

superior al de los 500 caballos de potencia que establece la ley de 1928, sin tener que recurrir a la aprobación legislativa para ello. Se creó una comisión estatal que estableció una reglamentación y un sistema tarifario para la compra de energía que distingue entre época lluviosa y seca, día y noche, y que recomendó una modificación legislativa para permitir concesiones de hasta 20 MW.

Este proceso culminó con la aprobación de la "Ley que autoriza la Generación Eléctrica Autónoma o Paralela". Este término se aplica a la

El desarrollo eléctrico debe continuar, por lo menos al ritmo que predice el Plan Nacional de Energía, para satisfacer una demanda que crecerá en un 5,2% anual durante los próximos 20 años

* Director Sectorial de Energía, Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas de Costa Rica

generación producida por centrales eléctricas de limitada capacidad, que son aquellas hidroeléctricas o no convencionales que no sobrepasen los 20.000 kw, que pertenezcan a empresas privadas (65% de capital costarricense) o a cooperativas de electrificación rural, que puedan ser integradas al sistema eléctrico nacional. Al mismo tiempo se declaró de interés público la compra de electricidad por parte del ICE y se facultó al Servicio Nacional de Electricidad (SNE) para otorgar concesiones hasta por un máximo de 20.000 kw y un plazo no mayor de 15 años.

El procedimiento previsto en la ley y el reglamento establece cuatro pasos a seguir por el generador privado:

- a) obtener una declaratoria de elegibilidad por parte del ICE;
- b) un estudio de impacto ambiental del proyecto aprobado por el Ministerio de Recursos Naturales, Energía y Minas (MIRENEM);
- c) una concesión por parte del SNE que tiene como requisito adicional los dos pasos anteriores; y
- d) la firma de un contrato de compra con el ICE.

La elegibilidad de un proyecto se condiciona a que no interfiera con otro en trámite o ya concedido, pero, además, se ha establecido que la suma de las capacidades instaladas de los proyectos privados no podrá exceder el 15% de la capacidad total del sistema eléctrico nacional. Por otro lado, se solicita demostrar la capacidad técnica y financiera del empresario privado, una viabilidad del proyecto y definir la fuente energética que utilizará, todo lo cual impide el acaparamiento de elegibilidades por personas no idóneas. En la actualidad (mayo de 1991), se han recibido solicitudes de

Las perspectivas son alentadoras, dada la capacidad técnica y empresarial del país, pero aún subsiste la duda en cuanto a la capacidad financiera de los productores privados

elegibilidad por 145 MW que se originan en 28 proyectos, de los cuales la mayoría son hidroeléctricos, aunque dos son con bagazo y uno eólico. Solamente se han declarado elegibles cuatro proyectos hidroeléctricos que suman 37,9 MW.

El estudio de impacto ambiental es el resultado de una preocupación creciente en Costa Rica por la protección, conservación y recuperación del ambiente natural y debe acompañarse de una garantía incondicional de cumplimiento en favor del MIRENEM, equivalente a un 4% del valor del proyecto en la etapa de construcción de la obra y el 1% durante el resto de la vigencia de la concesión.

El mecanismo de concesión permite a los productores privados obtener el permiso de operación y la utilización de ciertos recursos que pertenecen al Estado, como es el caso de las aguas continentales. Además de dar la concesión, el SNE fija las tarifas de compra de electricidad, las cuales se basan en el principio de costo evitado referido al costo marginal de largo plazo de la expansión del sistema nacional interconectado. Estas tarifas pretenden el máximo beneficio económico para el país, para el consumidor final y para el

productor al definirse un ajuste automático por variación en el tipo de cambio, en la inflación y los precios internacionales del petróleo.

Establecido el precio de compra y el plazo de la concesión, el contrato de compra de electricidad culmina la relación entre las partes estableciendo los términos de entrega de energía firme, el punto de medición y las cláusulas de penalización, finalización o prórroga del contrato. Hasta el presente se han contratado 4,9 MW, representados por un ingenio azucarero de 4 MW y cuatro pequeños proyectos hidroeléctricos.

Las perspectivas son alentadoras, dada la capacidad técnica y empresarial del país, pero aún subsiste la duda en cuanto a la capacidad financiera de los productores privados. Al inicio de este proceso, el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) mostró un gran dinamismo e interés por apoyar la generación privada de electricidad en Costa Rica, ofreciendo la posibilidad de un préstamo cercano a los US\$60 millones, equivalentes al 70% de las necesidades identificadas, pero por diversas razones esta operación no se ha podido concretar, lo que ha originado la búsqueda de esquemas alternativos de financiamiento.

Private Generation of Electrical Power in Costa Rica

Jorge Blanco-Roldán*

In 1928, Law No. 77 established the nationalization of "electric power" and indicated that the State would exploit power stations of more than 500 horsepower to provide the public with electricity. Power stations less than 500 horsepower could be developed by the private sector through concessions for limited periods of time.

The enactment of this law represented the beginning of intense activities on the part of the Government, which included the creation of various institutions and enterprises related to the production and distribution of electrical energy, among which the Costa Rican Electricity Institute (ICE) in 1949, the main promoter of hydropower development in the country.

At present, a quick assessment of the situation shows the wisdom of this decision:

- a) national electricity coverage that is close to 90%;
- b) high-quality service in the supply of electricity;
- c) high technical and administrative capacity.

There are also, however, some disadvantages, mainly due to external factors:

- a) high foreign debt of the power subsector, which accounts for about 15% of the country's total debt;
- b) some subsidized tariffs that, along with preceding debt problem, lead

- to difficult financial situations;
- c) thermal facilities in poor condition owing to their occasional use because of an oversupply of hydropower or the fluctuations in international oil prices.

The development of electrical power should continue to keep pace with the growth forecast by the National Energy Plan, that is, to meet a demand that will be increasing by 5.2% annually during the next 20 years. According to this growth, the power sector expansion plan requires close to US\$3.5 billion of investment in generation, transmission, and distribution projects during the above-mentioned time period. This would entail the addition of 1,600 MW to the national grid's installed capacity, which in 1991 has 870 MW, and the ICE plans to meet this demand by implementing individual power projects greater than 30 MW.

Faced with the difficulties that could arise to finance this expansion plan with foreign credit, different options are being analyzed to supply electrical power. One of them is a tariff adjustment using a formula that would be applied automatically in accordance with fluctuations in exchange rates and inflation. Another alternative is private sector initiatives to contribute to the generation of electricity.

A trend has thus emerged that enables private generation of electricity far beyond the 500 horsepower

established by the Law of 1928, without the need to resort to legislative approval. A State commission was set up which established rules and regulations and a tariff system for the purchase of energy that differentiated between rainy and dry season, day and night, and which recommended a legal modification that would permit concessions of up to 20 MW.

This process culminated with the enactment of the "Law Authorizing Autonomous or Parallel Power Generation". This term is applied to power generation produced

The development of electrical power should continue to keep pace with the growth forecast by the National Energy Plan, that is, to meet a demand that will be increasing by 5.2% annually during the next 20 years

* Energy Sector Director, Ministry of Natural Resources, Energy and Mines of Costa Rica

by electric power stations that have a limited capacity, which means those hydropower or nonconventional stations that do not exceed 20,000 kw and that belong to private enterprises (65% Costa Rican capital) o rural electrification cooperatives that can be integrated to the national electricity grid. At the same time, the purchase of electricity by ICE was declared a matter of public interest, and the National Electricity Service (SNE) was empowered to grant concessions for a maximum of 20,000 kw and a period not to exceed 15 years.

The procedures provided by law and the regulations established four steps that the private power producer should take:

- a) obtain a certificate of eligibility from the ICE;
- b) conduct an environmental impact study on the project approved by the Ministry of Natural Resources, Energy and Mines (MIRENEM);
- c) obtain a concession from the SNE which would require prior compliance with the two preceding steps;
- d) the signing of a purchase contract with the ICE.

A project is eligible if it does not interfere with another project that is under negotiation or has already obtained a concession. In addition, it has been determined that the installed capacity of private projects cannot exceed 15% of the national power system's total capacity. Moreover, the private company is required to prove its technical capacity and financial solvency, to present a prefeasibility study, and to define the energy source that will be used, all of which is designed to prevent unsuitable entities from monopolizing the certificates of eligibility. At present (May 1991), requests for eligibility have been

The outlook is quite promising given the country's technical capacity and private enterprise sector, although there still is some doubt about the financial capacity of private producer

received for a total of 145 MW produced by 28 projects, most of which are hydropower, although two use bagasse and one uses wind energy. Only four hydropower projects have been declared eligible, for an amount of 37.9 MW. The environmental impact study is the result of a growing concern in Costa Rica over the protection, conservation, and recovery of the natural environment and should be accompanied by an unconditional pledge to MIRENEM in the amount of 4% of the project's total value during the construction phase and 1% during the rest of the concession period.

The concession mechanism enables private producers to obtain the operation permit and the use of certain State resources, such as continental waters. In addition to granting the concession, the SNE sets the tariffs for the purchase of electricity, which are based on the principle of avoided cost in terms of the long-term marginal cost of the national grid's expansion plans. These tariffs are aimed at earning maximum economic benefits for the country as a whole, for the end-user, and for the producer by the application of an automatic adjust-

ment mechanism responsive to changes in exchange rates, inflation, and international oil prices.

Once the purchase price and the term of the concession have been determined, the electricity purchase contract culminates the relationship between the parties and establishes the terms of firm energy delivery, the point of measurement, and the sanction, contract termination or extension clauses. To date, 4.9 MW have been contracted: a sugar mill of 4 MW and four small hydropower projects.

The outlook is quite promising given the country's technical capacity and private enterprise sector, although there still is some doubt about the financial capacity of private producers. At the beginning of this process, the Inter-American Development Bank (IDB) was actively interested in supporting the private generation of electricity in Costa Rica and offered a loan in the amount of close to US\$60 million, which accounted for 70% of the identified needs, but for various reasons this operation did not materialize. Therefore, alternative financing schemes are being sought.

Participación Privada en el Subsector de Energía Eléctrica de los Países de América Latina: Un Estudio de Caso en Guatemala*

Rafael Campo, Jorge Manrique,
Carlos Mansilla y María Richter

1. INTRODUCCION

Para los países en desarrollo, la energía eléctrica es un factor importante para su desarrollo económico. La mayoría de esos países, sin embargo, enfrentan problemas financieros y organizacionales que dificultan la construcción de nueva capacidad de generación. Además, deben tomar decisiones difíciles en cuanto a la asignación de sus escasos recursos para satisfacer o las necesidades sociales urgentes o los requerimientos del subsector eléctrico.

Bajo esas circunstancias, la participación del sector privado parece una opción atractiva que permite disponer de los fondos necesarios sin desviar recursos prioritarios que se necesitan en otras áreas socioeconómicas. Existen ventajas adicionales derivadas de los períodos más cortos que se requieren para poner en marcha una nueva capacidad (dos a tres años), debido a la naturaleza de la tecnología utilizada (usualmente cogeneración y proyectos de pequeñas centrales hidroeléctricas) y a la toma de decisiones más eficiente relacionada con el sector privado.

En el presente artículo, des-

cribimos una experiencia reciente que tuvo éxito en Guatemala, que consistía en vender una generación eléctrica producida a base del bagazo de la caña de azúcar a la red nacional de distribución eléctrica.

2 SUBSECTOR ELECTRICO DE GUATEMALA

Guatemala dispone de una abundancia de recursos energéticos naturales, incluyendo la energía hidroeléctrica, la geotermia y el biogás. Existen algunas reservas comprobadas de petróleo y gas natural. Sin embargo, el país es un importador neto de petróleo.

El subsector eléctrico de Guatemala está constituido por las siguientes instituciones:

a. El Instituto Nacional de Eletrificación (INDE), la empresa nacional estatal encargada de la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica en todas las provincias más densamente pobladas (menos tres). El INDE genera aproximadamente 95% del total nacional y distribuye cerca de 17% del consumo total. De la capacidad instalada

del INDE de 694 MW, 488 MW son de hidroenergía y el resto que suma 206 MW es térmica. INDE coordina con el Ministerio de Energía y Minas (MEM) para fijar las tarifas de electricidad.

- b. La Empresa de Energía Eléctrica de Guatemala (EEGSA) era una empresa privada de servicio público hasta 1972, año en el cual 92,5% de sus acciones fueron adquiridas por el Gobierno y transferidas al INDE. No obstante, la EEGSA sigue operando como una empresa privada, siendo principalmente una empresa de distribución eléctrica (sus ventas representan 80% del total nacional), con 95 MW de generación térmica instalada. Sus clientes están concentrados en las áreas más desarrolladas del país.
- c. Municipalidades y empresas eléctricas privadas, de pequeñas dimensiones y que tienen alguna capacidad de generación, que compran sobre todo del INDE.

El MEM desempeña un papel importante de intermediario entre las empresas. En la administración anterior, en la cual este proyecto fue ejecutado, el Ministro de Energía y

* El éxito de este proyecto requirió la cooperación del personal ejecutivo y técnico de todas las partes interesadas. Los autores desean expresar sus agradecimientos especiales a L. Ortiz del MEM, G. Obiols y F. Oroxom del INDE, R. Santizo y E. Barrientos de EEGSA, L. Cáceres de los Productores de Caña de Azúcar y R. Figueroa de la misión USAID en Guatemala por sus valiosas contribuciones.

Minas también era Presidente Ejecutivo del INDE y Presidente del Consejo Directivo de la EEGSA. Sin embargo, no existe un organismo regulador independiente que tenga la autoridad de arreglar diferendos entre las empresas eléctricas y los productores independientes.

De una estimación total de generación de 2384 GWh en 1990, alrededor de 95% es hidroenergía y cerca de 65% viene de un solo proyecto, Chixoy, con una regulación anual. Los otros proyectos hidroeléctricos tienen principalmente una regulación diaria. Existen dos estaciones muy bien definidas: la estación seca, que comprende los meses de noviembre a mayo y la estación húmeda, que comprende el resto del año. La generación térmica se basa en el petróleo importado.

3. FORMULACION DE PROYECTO

La participación del sector privado en la generación eléctrica no es nueva, aún para países en desarrollo. La cogeneración (producción simultánea de vapor y electricidad en los procesos industriales) se inició en los Estados Unidos con la implementación en 1978 del Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA), es decir la promulgación de la Ley sobre Políticas Reguladoras de las Empresas de Servicio Público, que incentivó la participación del sector privado en la generación de la electricidad. Los beneficios de cogeneración fueron ampliamente apreciados y muchos países recogieron la iniciativa de los norteamericanos.

Se formularon los lineamientos para el Plan Energético Nacional de Guatemala al principio de 1986 en el cual se incluyó específicamente la cogeneración por el sector privado como alternativa para estudiar y promover. El 8 de enero del mismo año, se aprobó una ley que

Se formularon los lineamientos para el Plan Energético Nacional de Guatemala al principio de 1986 en el cual se incluyó específicamente la cogeneración por el sector privado como alternativa para estudiar y promover

apoyo técnico de la Agencia de los Estados Unidos para el Desarrollo Internacional (USAID) y se realizaron varias reuniones en las cuales se acordó llevar a cabo estudios técnicos para incluir formalmente la participación del sector privado en la industria eléctrica, con los siguientes objetivos concretos:

- a. Desarrollar una metodología para determinar los precios adecuados de venta de la electricidad producida por los cogeneradores con el fin de optimizar los beneficios para la sociedad en su totalidad.
- b. Producir los lineamientos generales para establecer contratos entre productores privados y empresas eléctricas.
- c. Capacitar el personal local de las empresas.

4. METODOLOGIA DEL PROYECTO

Para lograr los objetivos establecidos en la sección anterior, se decidió fijar los precios de compra-venta de electricidad de acuerdo con los costos marginales de corto plazo, en base al plan de expansión existente para el Sistema Nacional Interconectado (SNI). En cooperación con el INDE, EEGSA y MEM, los consultores revisaron cuidadosamente los datos y modelos utilizados para producir el plan de expansión. Luego se seleccionó un programa de informática apropiado para el análisis de costos marginales y se determinaron los costos. Finalmente, se recomendaron el lenguaje y el contenido de los contratos para la venta de energía y/o electricidad, a base de las experiencias en otros países, sobre todo los Estados Unidos. Se proporcionó al mismo tiempo una capacitación para el personal de las empresas públicas y del sector privado.

Un Comité Ejecutivo que incluía representantes del MEM, la USAID, el INDE, la EEGSA, la industria azucarera y los consultores

En 1989, el MEM solicitó el

supervisó la implementación del proyecto. El Comité Ejecutivo discutió y tomó las decisiones. El equipo de consultores siempre estaba disponible para todas las partes implicadas y fue percibido por esas partes como un grupo técnico independiente y competente. Esto era esencial para el éxito del proyecto. Esta estructura permitió que las partes interesadas obtuvieran un entendimiento más concreto y realista de la cogeneración y de la participación privada en el subsector eléctrico, ya que el sector público empezó a contar con el sector privado como recurso importante que debía tomarse en cuenta en los planes de expansión y como una nueva actividad productiva, en vez de solamente una adición a los procesos existentes.

El enfoque participativo que se utilizó incluyó la discusión y aprobación por el Comité Ejecutivo de los datos requeridos para el análisis de costos marginales. Luego se llegó a un acuerdo sobre la metodología para determinar los costos marginales. Se recalcó que los costos marginales constituyen sólo una pauta que se debía utilizar en las negociaciones contractuales y que había que equilibrar y reflejar en las tarifas los riesgos tanto para los vendedores como para los compradores. El éxito de la cogeneración en los países en desarrollo depende en mucho de la existencia de un marco institucional apropiado y de un consenso sobre las metodologías y resultados del proceso de planificación por todas las partes interesadas. Se logró ese éxito en Guatemala asegurándose que los representantes del Gobierno, las empresas públicas y el sector privado participaran en todas las etapas del proyecto y en la toma de decisiones, a través del Comité Ejecutivo.

Es más fácil entender este proyecto utilizando el marco de referencia de la estructura denominada en inglés Appreciation-Influence-Control (AIC), es decir

apreciación, influencia y control, introducida y ampliamente utilizada por William E. Smith de la Organization for Development - An International Institute (ODII), una organización para el desarrollo localizada en Washington, D.C.. A continuación se presenta una breve introducción a las ideas de Smith.

Se puede considerar que un proyecto consiste en tres etapas. En la primera, la de apreciación, se forma una base común de entendimiento entre todas las partes implicadas con respecto a las realidades y posibilidades del proyecto. En la segunda, la fase de influencia, un grupo relativamente pequeño de personas, representando a todas las partes interesadas, recoge los lineamientos establecidos por la primera fase y actúa como intermediario entre los intereses del grupo entero y los de cada una de las partes. Solamente la tercera etapa, la de control, está dirigida específicamente hacia el trabajo técnico y la ejecución del proyecto.

En Guatemala, la fase de apreciación se realizó durante la formulación del proyecto. El grupo que llevó a cabo la fase de influencia era el Comité Ejecutivo.

La fase de control fue ejecutada principalmente por los consultores y el personal de planificación del INDE. Esa etapa implicó un diálogo continuo con el Comité Ejecutivo: inicialmente, se discutieron y aprobaron los datos requeridos por los representantes de las partes interesadas en el Comité para el análisis de los costos marginales. Luego se llegó a un acuerdo sobre la metodología para determinar los costos marginales. Es importante señalar que la mayor parte de las recomendaciones y conclusiones se originaron dentro del Comité. Eso era esencial para el éxito del proyecto.

No se puede subestimar la importancia de la fase de influencia, sobre todo en las culturas deno-

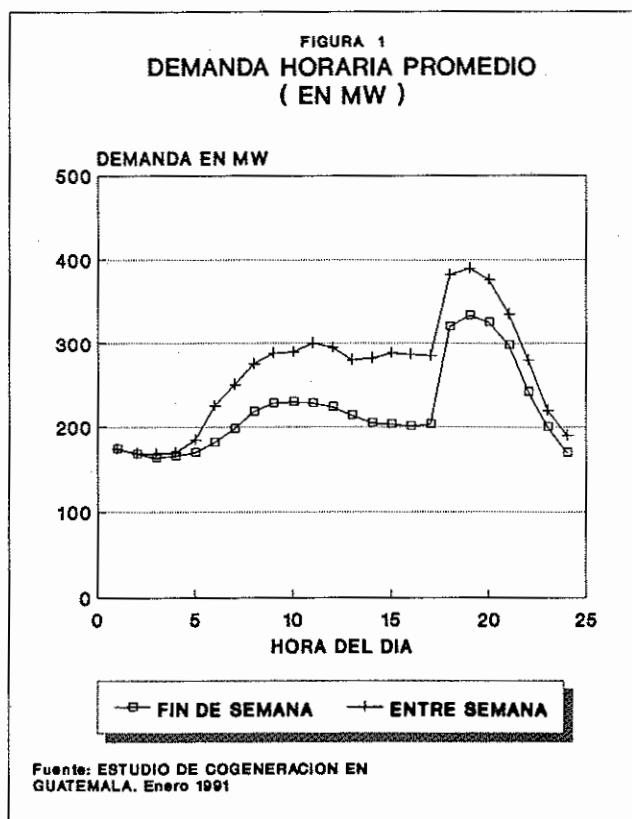
minadas de "influencia" como las latinoamericanas. En cambio, las culturas asiáticas son principalmente "apreciativas" y las nórdicas enfocadas especialmente hacia el "control". Tal como lo indica Smith, la mayor parte de los proyectos fracasan porque sus gestores pasan demasiado rápidamente de un entendimiento parcial de los temas (una apreciación incompleta) a la ejecución de las decisiones (control), sin prestar la debida atención al punto intermedio que asegura el apoyo y compromiso de la gente que dispone de la autoridad para afectar los resultados. En los ministerios y las empresas públicas existen estantes forrados de informes (generalmente sólidos del punto de vista técnico) completamente ignorados por la gente que se suponía tenía que beneficiarse de ellos, debido a que sus autores no dieron suficiente importancia a la fase de influencia.

5. DETERMINACION DE LOS COSTOS MARGINALES

En esta sección explicamos brevemente el procedimiento utilizado para determinar los costos marginales de corto plazo de la energía y la capacidad, que deberán utilizarse en las negociaciones contractuales entre las empresas públicas y los generadores privados. Utilizando los costos marginales, se pueden determinar tarifas horario-estacionales de acuerdo con la estación (seca, húmeda) y el período del día (pico, fuera de pico).

5.1 Costos marginales de generación

Un análisis de la curva de carga de Guatemala pone en evidencia un pico diario (bastante marcado) de 4 horas entre las 18 y 21 horas (Figura 1). Las cargas en los fines de semana y los feriados son inferiores (como se puede esperar) a los días



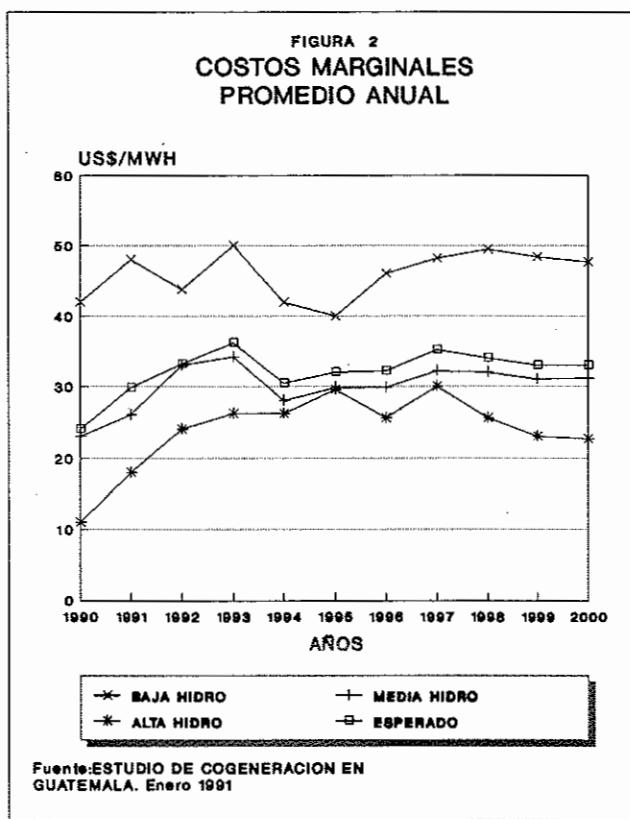
regulares entre semana. No existe estacionalidad marcada en la demanda. Existe, no obstante, una fuerte variación estacional en la generación hidroeléctrica, según uno se encuentra en la estación seca o la húmeda. Todo eso indica la existencia de cuatro períodos horario-estacionales para los costos marginales, de acuerdo con la estación y con el período del día, ya sean las horas de pico (día regular entre semana, de las 18 a las 21 horas) o las horas fuera de pico (todas las otras horas). Una estructura de tarifas basada en esos costos marginales proporcionará las señales apropiadas tanto a los consumidores como a los cogeneradores.

La presencia de un proyecto hidroeléctrico grande en el sistema guatemalteco (Chixoy), con regulación anual, sugiere la necesidad de utilizar un algoritmo de despacho óptimo (muy probablemente basado

en una programación dinámica estocástica), para determinar las políticas óptimas de generación hidráulica y el valor del agua como función de los contenidos del embalse. Un modelo que simula los aportes hídricos podría entonces utilizarse para determinar los promedios para cada período del horizonte de planificación. Entre los resultados que se pueden obtener de esa manera están los costos marginales para cada segmento de la curva de la duración de carga.

Para ese estudio, sin embargo, no había un algoritmo de despacho disponible y, debido a limitaciones de tiempo y presupuesto, no fue posible desarrollar o adaptar uno. Debido a la situación de suministro limitado en Guatemala, sin embargo, era evidente que la política óptima era que Chixoy produjera la mayor energía posible dentro de sus límites físicos y eléctricos, con el embalse lleno al principio

Un modelo que simula los aportes hídricos podría entonces utilizarse para determinar los promedios para cada período del horizonte de planificación



pio de la estación seca y llegando a su más bajo nivel al principio de la estación húmeda (primeros diez días de junio). Además, debido a la dimensión relativamente reducida del embalse de Chixoy en comparación con sus aportes de agua, la mejor política durante la estación húmeda es generar tanto como sea posible (en todos los años de la operación de Chixoy se han presentando alivios). Durante los meses secos una política óptima estará orientada a generar casi la misma cantidad todos los meses (no existe estacionalidad en la demanda), de tal manera que el embalse estará casi vacío al final de la estación seca. Con esas reglas, fue posible simular la operación de Chixoy bajo varias hidrologías (se utilizaron 100, históricas y sintéticas) y conseguir valores de generación hidroeléctrica que corresponden más o menos a los aportes altos, medianos y bajos, con sus probabilidades conocidas.

das de ocurrencia. Se obtuvo la generación de los proyectos hidroeléctricos filo de agua para los mismos aportes.

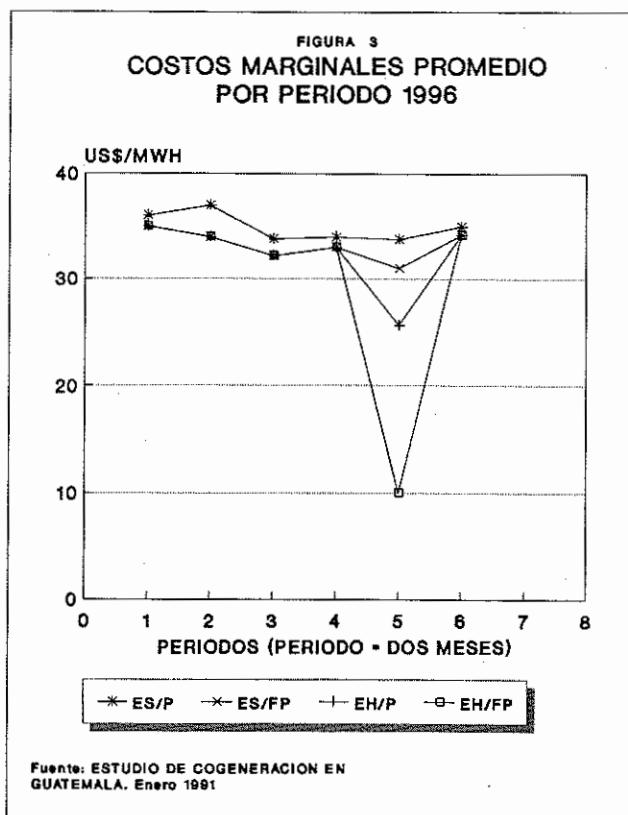
Una vez que se ha encontrado la generación hidroeléctrica, la generación térmica y los costos de racionamiento determinan los costos marginales. Un programa de informática con una buena modelación de asignación y despacho es muy apropiado para ese propósito. El programa denominado Load Management Strategy Testing Model (LMSTM), es decir el Modelo para Probar la Estrategia del Manejo de Carga, fue escogido por esa razón, ya que permite un buen nivel de detalle y precisión en los cálculos de los costos marginales. El LMSTM primero despacha la generación hidráulica para nivelar la carga (afeite de los picos). Se asigna en forma óptima la generación térmica y se la despacha, simulando una amplia

gama de condiciones de salidas forzadas. Los costos marginales de cada hora corresponden al costo incremental del último, y más costoso, segmento de la última unidad despachada para la hora (se despachan las unidades por orden de mérito). Se representa al racionamiento como una unidad térmica con un alto costo incremental.

Se obtuvieron costos marginales promedios a corto plazo para cada año de 1990 a 2000, para períodos bimestrales de cada uno de esos años y para las horas pico y fuera de pico (entre semana y fines de semana) de los períodos bimestrales. La Figura 2 proporciona los costos marginales anuales bajo las tres condiciones hidrológicas y los costos marginales promedios. Vale observar la importancia de la generación hidroeléctrica para determinar los costos marginales en el sistema de Guatemala.

La Figura 2 indica que los costos marginales aumentan después de 1990 debido a los aumentos en la demanda, hasta 1993 cuando se agregan 59 MW al sistema. Permanecen bastante estables entre 1994 y 1996, indicando un equilibrio oferta-demanda, y empiezan a aumentar otra vez después de 1996, alcanzando un tope en 1997 para luego bajar a un valor cercano a US\$30/MWh para el año 2000. Se escogió al año 1996 para el análisis de los costos marginales ya que se encuentra en un período de equilibrio oferta-demanda, que se supone corresponde a un nivel óptimo de la capacidad de generación. La Figura 2 corresponde al valor "caso de base" de las variables de insumo con un valor asumido de US\$18 por barril de petróleo.

Se efectuó un análisis de sensibilidad para las tasas de salida forzada, los escenarios de mantenimiento, los costos de combustible, las reservas rodantes y los costos de racionamiento. Se determinó que



sólo los costos de combustible y los costos de racionamiento tenían impactos significativos en los costos marginales. Se supuso que los costos de racionamiento se elevaban a US\$150/MWh, de acuerdo con los estudios recientemente llevados a cabo en Colombia y Brasil, cuando el racionamiento está por debajo de 2%, lo que ciertamente es el caso en Guatemala.

Se observó que, si el precio del petróleo aumenta de US\$18 a US\$25 por barril, el costo marginal medio en 1996 sube de US\$32 a US\$52/MWh. La Figura 3 proporciona, para el caso de base, los costos marginales para las horas pico y fuera de pico y las estaciones secas y húmedas para períodos bimensuales de 1996. Tomando en cuenta esos valores, la siguiente estructura es apropiada para los costos marginales de energía en US\$/MWh:

Período	Estación Seca	Estación Húmeda
Pico	36	33
Fuera de pico	32	26

Se debe observar que, debido a que la cogeneración a base del bagazo de la caña de azúcar se efectúa durante la cosecha, que coincide con el período seco de diciembre a abril, se introduce una diversidad oportuna con la generación hidráulica.

5.2 Costos marginales de capacidad

Se determinaron los costos marginales de capacidad a base de los costos anticipados de la unidad de punta, una turbina de gas en Guatemala, menos las economías de combustible obtenidas como resultado de su introducción en la mezcla de generación. Para cualquier año

dado, el Costo Anticipado (CANT) puede obtenerse con la siguiente ecuación:

$$CANT = (rec + om) * INV$$

donde INV es la inversión anual por unidad (US\$/kw), incluyendo los intereses durante la construcción; "om" corresponde a los costos fijos de operación y mantenimiento anual; y "rec" al factor de recuperación de capital:

$$rec = (a * (1 + a)^n) / (1 + a)^n - 1$$

donde "a" es la tasa de actualización y "n" la vida de la unidad.

Si FEC son las economías anuales de combustible obtenidas por la anticipación del equipo de carga máxima, el Costo Marginal de Capacidad (CMC) puede expresarse como sigue:

$$CMC = (CANT - FEC) / ((1 - FOR) * (1 - FLS))$$

donde FOR es la tasa de salida forzada y FLS la tasa de pérdida que toma en cuenta el calor, el autoconsumo y las pérdidas de transmisión.

Para el sistema de Guatemala, el CMC resultó ser US\$40/kw, repartido en base a la distribución observada del racionamiento en cada uno de los períodos horario-estacionales (73% en los períodos pico de la estación seca y 27% en los períodos pico de la estación húmeda; ningún racionamiento en los períodos fuera de pico), como se indica a continuación:

Costos Marginales de Capacidad

	US\$/kw
Pico, estación seca	29
Pico, estación húmeda	11

6. ASPECTOS CONTRACTUALES Y LEGALES

El papel de los contratos de cogeneración es proporcionar a cada parte las garantías necesarias para vender y comprar la energía eléctrica para compartir los riesgos y beneficios de manera equitativa. Los riesgos específicos son para el vendedor:

- a. El riesgo de vender, debido a la existencia de solamente un comprador.
- b. El riesgo de pago, relacionado con pagos morosos o incumplimiento de pago.
- c. Los riesgos políticos y reguladores, que se vuelven más graves en los países en desarrollo por la falta de organismos reguladores independientes.

Los principales riesgos para el comprador incluyen:

- a. El riesgo de comprar, es decir que puede ser que la energía y/o capacidad contratada no esté disponible cuando el comprador la necesita.
- b. El riesgo de servicio: los cogeneradores carecen de experiencia en la generación de electricidad y la calidad del servicio que suministran puede estar por debajo de las normas requeridas por el comprador.
- c. El riesgo de precio: al negociar una tarifa, el comprador se sujeta a condiciones económicas cambiantes que pueden afectar sus costos marginales, de tal forma que pueda terminar pagando mucho más por la energía y/o capacidad adquirida de los cogeneradores que la generada por sus propios recursos.

Los consultores sugirieron modelos de contrato que permiten equilibrar esos riesgos entre los compradores y los vendedores. Se subrayó que no se puede cubrir o

reducir todos los riesgos con un contrato pero que se puede hacerlos aceptables con una estructura apropiada de tarifas.

Los consultores proporcionaron recomendaciones adicionales con respecto a las disposiciones generales sobre los siguientes aspectos:

- a. El contrato inicial debe ser bastante sencillo, tal vez en forma de un Memorándum de Entendimiento, con la inclusión de puntos para equilibrar los riesgos.
- b. Plazos contractuales: se sugirió un plazo inicial mínimo de diez años, con una posible renovación cada dos a cinco años.
- c. Se recomienda fijar los precios en base a los costos marginales, ajustados periódicamente para reflejar los cambios en los datos de insumo. Para el contrato inicial se recomendó no incluir pagos por capacidad, hasta que los cogeneradores adquieran suficiente experiencia y las empresas públicas que compran su electricidad tengan suficiente confianza en ellos.
- d. Responsabilidad tanto de los compradores como de los vendedores con respecto a aspectos técnicos tales como niveles de voltaje, comunicaciones, estabilidad, etc.
- e. Frecuencia y forma de los pagos.
- f. Multas cobradas por no cumplir con las obligaciones contractuales y formas de arreglar divergencias. Se recomendó la utilización de un proceso de arbitraje para ese propósito por un comité especial establecido para tal fin.

7. CONCLUSIONES

El establecimiento del Comité Ejecutivo, así como el trabajo dentro del Comité, era esencial para el éxito del proyecto de cogeneración. Aunque esta forma de implemen-

tación requiere un esfuerzo adicional, en contraste con la forma usual de consultoría, los resultados obtenidos por el proyecto fueron mucho mejores que lo previsto, permitiendo así una más completa apreciación del potencial de cogeneración y de las reformas institucionales necesarias para aprovecharlo plenamente por parte del Gobierno, las empresas públicas y el sector privado.

Se pueden sacar las siguientes conclusiones del presente estudio:

- a. Existe un considerable potencial para la cogeneración en Guatemala que, si se desarrolla, podría suministrar un porcentaje significativo de los requerimientos de energía eléctrica del país.
- b. La mejor forma de aprovechar la cogeneración es mediante la participación del sector privado.
- c. El enfoque participativo utilizado en este proyecto resultó efectivo, ya que facilitó las negociaciones contractuales de cogeneración y estimuló al sector privado a aceptar la cogeneración como una nueva actividad productiva importante y a las empresas públicas para que la vean como un recurso que se debe incluir en los planes de expansión.
- d. La necesidad de reformas institucionales apropiadas (por ejemplo, la necesidad de establecer un organismo regulador independiente) fue reconocida por todas las partes integrantes del Comité Ejecutivo, incluyendo al Gobierno Nacional, y se procedió a ejecutar esas reformas.
- e. Se apreció mejor la naturaleza de los riesgos incurridos tanto por los compradores como por los vendedores, así como los medios para eliminar, reducir o compensarlos en los contratos, con el fin de lograr un adecuado equilibrio entre los riesgos y los beneficios.

- Tener mayor disponibilidad de nuestros recursos energéticos
- Reducir costos de abastecimiento energético
- Disminuir necesidades de inversión y de recursos financieros
- Reducir el impacto ambiental
- Mejorar la calidad de vida
- To have more natural resources available
- To curtail energy supply costs
- To decrease investment and financial needs
- To reduce its impact on the environment
- To improve the quality of living

Recordemos que la energía es la verdadera riqueza de los tiempos modernos. Su obtención es un proceso caro. Debemos aprender a utilizarla. Este proceso de aprendizaje es tan importante como el descubrimiento de nuevas formas de energía.

Remember that energy is the real wealth of our times. Obtaining energy is a costly process. We should learn how to use it well. This process of awareness is as important as discovering new forms of energy.

Private Participation in the Power Subsector of Latin American Countries: A Case Study in Guatemala*

Rafael Campo, Jorge Manrique,
Carlos Mansilla y María Richter

1. INTRODUCTION

For less developed countries (LDCs), electric energy is an important factor for their economic development. Most of these countries, however, are facing financial and organizational problems that make it difficult for them to build new generation capacity. Moreover, they have to make tough choices as to the allocation of scarce resources to meet either pressing social needs or the requirements of the electric power subsector.

Under these circumstances, private sector participation appears as an attractive option that provides the necessary funds, without diverting resources badly needed in other socioeconomic areas. Further advantages derive from shorter lead times needed to put new capacity on line (two to three years), due to the nature of the technology involved (usually cogeneration and small hydro projects) and from faster decision-making associated with the private sector.

In this article, we describe a recent successful experience in Guatemala involving the sale of

power generation based on sugarcane bagasse to the national electric grid. Emphasis is laid on aspects of implementation that we feel made substantial contributions to the project's success.

2 THE GUATEMALAN POWER SUBSECTOR

Guatemala has an abundance of natural energy resources, including hydroelectric, geothermal, and biogas. There are some proven reserves of oil and natural gas. The country, however, is a net oil importer.

The Guatemalan power subsector is made up of the following institutions:

- a. The National Electrification Institute (Instituto Nacional de Electrificación - INDE), the state-owned national utility, in charge of power generation, transmission, and distribution in all but three of the most densely populated provinces. INDE generates about 95% of the national total and distributes close to 17% of overall consumption. Of INDE's installed

capacity of 694 MW, 488 MW are hydro and the rest (206 MW) are thermal. INDE coordinates with the Ministry of Energy and Mines (Ministerio de Energía y Minas - MEM) the establishment of electricity tariffs.

- b. The Electric Energy Utility of Guatemala (Empresa de Energía Eléctrica de Guatemala - EEGSA) was a privately owned utility until 1972, at which time 92.5% of its stock was acquired by the Government and transferred to INDE. EEGSA, however, still operates as a private company, being predominantly a distribution utility (its sales account for 80% of the national total), with 95 MW of installed thermal generation. Its clients are concentrated in the most developed areas of the country.
- c. Municipalities and investor-owned utilities, of small size and some generation capacity, which mostly buy from INDE.

MEM plays an important mediating role between the utilities. In the previous administration, under

* The success of this project required the cooperation of the executive and technical personnel of all parties involved. The authors would like to especially thank L. Ortiz of the MEM, G. Obiols and F. Oroxom of INDE, R. Santizo and E. Barrientos of EEGSA, L. Cáceres of the Sugarcane Growers, and R. Figueroa of the USAID mission in Guatemala for their valuable contributions.

which this project was implemented, the Minister was also the Executive President of INDE and President of the Board of Directors of EEGSA. At present, however, there does not exist an independent regulatory body with the authority to settle differences between the utilities and independent producers.

Out of an estimated total generation of 2384 GWh in 1990, about 95% is hydro, with close to 65% coming from a single project, Chixoy, with an annual regulation. The other hydro projects mainly have daily regulation. There are two very well-defined seasons: the dry season, from November to May and the rainy season, that includes the rest of the year. Thermal generation is based on imported oil.

3. PROJECT FORMULATION

Private sector participation in electric generation is not new, even for less developed countries. Cogeneration (simultaneous production of steam and electricity in industrial processes) took off in the U.S. with the implementation of the Public Utilities Regulatory Policies Act (PURPA) in 1978, which promoted private sector involvement in power generation. Cogeneration benefits became widely appreciated and many countries followed the American lead.

Guidelines for the Guatemalan National Energy Plan were formulated at the beginning of 1986 and specifically included cogeneration by the private sector as an alternative to be studied and promoted. A law was approved on January 8 of the same year allowing and providing legal and economic incentives for generation based on new and renewable resources. Later on, INDE, MEM and the Inter-American Development

*Guidelines for the
Guatemalan
National Energy
Plan were
formulated at the
beginning of 1986
and specifically
included
cogeneration by the
private sector as an
alternative to be
studied and
promoted*

with the following concrete objectives:

- a. To develop a methodology for determining appropriate sale prices for electricity produced by cogenerators, so as to maximize benefits for society as a whole.
- b. To produce general guidelines for setting up contracts between private producers and electric utilities.
- c. To train local utility personnel.

4. PROJECT METHODOLOGY

To achieve the objectives laid out in the previous section, it was decided to base prices for the buying and selling of electricity on short-run marginal costs, determined on the basis of the existing expansion plan for the National Interconnected System (SNI). In cooperation with INDE, EEGSA and MEM, the consultants carefully reviewed the data and models used to produce the expansion plan. An appropriate computer program was then selected for marginal cost analysis, and costs were estimated. Finally, the language and the content of the contracts for the sale of energy and/or power were suggested, on the basis of experiences in other countries, especially in the United States. Training for utility and private sector personnel was provided along the way.

The project's implementation was supervised by an Executive Committee that included representatives of MEM, USAID, INDE, EEGSA, the sugar industry, and the consultants. Decisions were discussed and made by the Executive Committee. The team of consultants was always available to all parties and was perceived by them as independent, neutral, and technically competent. This was essential for the pro-

ject's success. This set-up allowed interested parties to gain a more concrete and realistic understanding of cogeneration and private involvement in the power subsector. The public sector started viewing cogeneration as an important resource to be considered in its expansion plans, and the private sector began to accept it as a new productive activity, instead of just an addition to existing processes.

The participative approach that was used included discussion and approval by the Executive Committee of data needed for marginal cost analysis. Agreement was then obtained on the methodology for determining marginal costs. It was emphasized that marginal costs are only a guideline to be used in contractual negotiations and that risks for both sellers and buyers had to be balanced and reflected in the tariffs. Success of cogeneration in developing countries largely depends on the existence of an appropriate institutional framework and consensus on the methodologies and results of the planning process by all interested parties. This was accomplished in Guatemala by ensuring the involvement of representatives of government, utilities, and the private sector in all project phases and decision making, through the Executive Committee.

This project is best understood in terms of the Appreciation-Influence-Control (AIC) framework, introduced and used extensively by William E. Smith of Organization for Development - An International Institution (ODII), based in Washington, D.C. A brief introduction to Smith's ideas is provided below.

A project can usually be divided into three phases. In the first, the "appreciation" phase, a common base for understanding the project's realities and possibilities is established

among all parties involved. In the second "influence" phase, the guidelines produced by the first phase are adopted by a relatively small group of people, who represent the interests of all the stakeholders and act as intermediaries between the group as a whole and each stakeholder. Only the third "control" phase deals specifically with technical work and implementation.

In Guatemala, the "appreciation" phase took place during project formulation. The group that conducted the "influence" phase was the Executive Committee.

The "control" phase was largely executed by the consultants and the planning staff at INDE. This phase involved continuous dialogue with the Executive Committee: initially, the data needed for marginal cost analysis were discussed and approved by representatives of the interested parties on the Committee. Agreement was then obtained on the methodology for determining marginal costs. It is important to point out that most recommendations and conclusions came from within the Executive Committee. This was essential for the project's success.

The importance of the "influence" phase cannot be overemphasized, particularly for "influence" cultures, like the Latin American. Asian cultures, however, are predominantly "appreciative", and Nordic cultures mainly focus on "control". As noted by Smith, most projects fail because managers are too quick to jump from a partial understanding of the issues (incomplete appreciation) to the implementation of decisions (control), disregarding the middle ground that

ensures support and commitment from people with the power to affect results. Bookshelves at utilities and ministries are littered with reports that are generally technically sound but

totally ignored by the people who are expected to benefit from them, due to the failure of their authors to give proper importance to the "influence" phase.

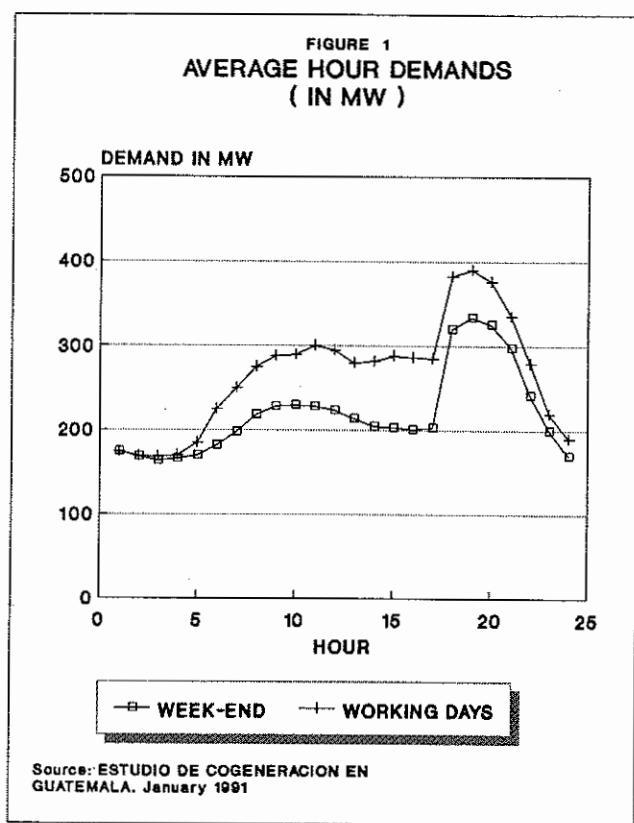
5. DETERMINATION OF MARGINAL COSTS

In this section, we briefly explain the procedure used to determine short-run marginal energy and capacity costs, to be used in contractual negotiations between the utilities and private generators. Using marginal costs, hourly-seasonal tariffs can be calculated according to the season (dry or rainy) and the period of the day (peak or off-peak).

5.1 Generation Marginal Costs

An analysis of the Guatemalan load curve reveals the existence of a fairly pronounced four-hour daily peak between 18:00 and 21:00 (Figure 1). As expected, loads on weekends and holidays are lower than on regular weekdays. There is no other pronounced seasonality in the demand. There is, however, a strong seasonality in hydro generation, depending on whether you are in the dry or in the rainy season. All of this points towards the existence of four hourly-seasonal periods for marginal costs, depending on the season and on whether the hourly period is peak (regular weekday from 18:00 to 21:00) or off-peak (all other hours). A tariff structure based on these marginal costs will send appropriate signals to both consumers and cogenerators.

The presence of a large hydroelectric project in the Guatemalan system (Chixoy), with annual regulation, suggests the need to utilize an optimal dispatch algorithm (most likely based

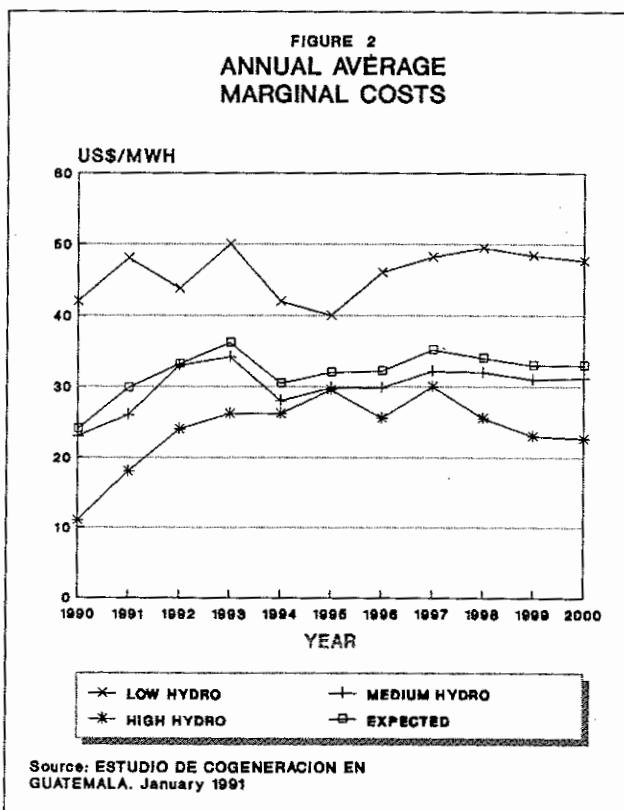


on stochastic dynamic programming), to determine optimal release policies and the value of water as a function of reservoir contents. A model that simulates hydro inflows can then be used to determine averages for each period of the planning horizon. Marginal costs for each segment of the load duration curve can thus be obtained from these results.

For this study, however, such a dispatch algorithm was not available and, due to time and budget constraints, it was not possible to develop or adapt a suitable one. Due to the tight supply situation in Guatemala, however, it was evident that the optimal policy was for Chixoy to produce the maximum energy, in keeping with its physical and electric constraints, with the reservoir starting full at the beginning of the dry season and attaining its lowest level at the beginning of the rainy season (first ten days

of June). Furthermore, due to the relatively small size of Chixoy's reservoir, compared to its inflows, the best policy during the rainy season is to generate as much as possible (during all the years of Chixoy's operation, spilling has been present). During the dry months, an optimal policy will generate close to the same amount all months (there is no seasonality in the demand), so that the reservoir will be near empty at the end of the dry season. Using these guidelines, it was possible to simulate Chixoy's operation under several hydrologies (100 were used, both historical and synthetical) and to obtain hydro generation values roughly corresponding to high, medium, and low inflows, with known probabilities of occurrence. Generation of run-of-the-river hydro projects was obtained for the same inflows.

A model that simulates hydro inflows can then be used to determine averages for each period of the planning horizon



Once the hydro generation is found, thermal generation and rationing costs determine marginal costs. A computer program with good modeling of commitment and dispatch is well suited for this purpose. The Load Management Strategy Testing Model (LMSTM) was chosen for this reason, since it permits a high level of detail and accuracy in marginal cost calculations. First, LMSTM dispatches hydro generation to levelize the load (peak-shaving). Then, thermal generation is optimally committed and dispatched, simulating a wide variety of outage conditions. Marginal costs for each hour correspond to the incremental cost of the last, most expensive segment of the last unit dispatched for the hour (units are dispatched by order of merit). Rationing is represented as a thermal unit with a high incremental cost.

Average short-run marginal costs were obtained for each year from 1990 until 2000, for bimonthly periods of each of these years and for the peak and off-peak (weekday and weekend) hours of the bimonthly periods. Figure 2 provides yearly marginal costs under each of the three hydrological conditions and average marginal costs. The importance of hydro generation for determining marginal costs in the Guatemalan system should be emphasized.

Figure 2 indicates that marginal costs increase after 1990, due to increases in demand, until 1993, at which time 59 MW are added to the system. They remain fairly stable between 1994 and 1996, indicating that a balance between supply and demand has been achieved, start increasing again after 1996, reaching a peak in 1997, and finally decrease to

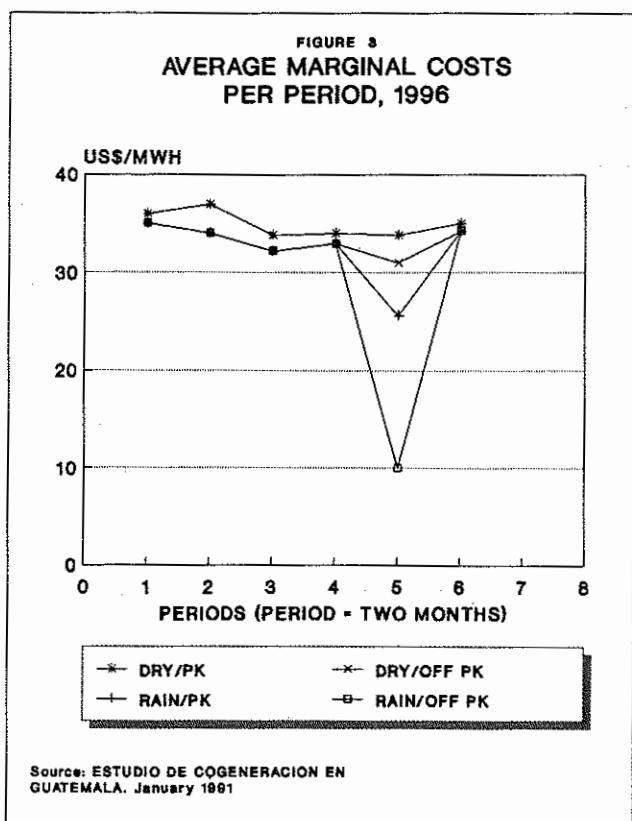
about US\$30/MWh around the year 2000. The year 1996 was chosen for the marginal cost analysis, since it is a period of supply-demand balance and therefore can be assumed to correspond to an optimal level of generation capacity. Figure 2 indicates a "base-case" value of input variables, with an assumed value of US\$18 per barrel of oil.

A sensitivity analysis was conducted for forced outage rates, maintenance scenarios, fuel costs, spinning reserves, and rationing costs. It was determined that only fuel and rationing costs exerted substantial impacts on marginal costs. Rationing costs were assumed to be US\$150/MWh, in accordance with studies recently conducted in Colombia and Brazil, when rationing is less than 2%, which is certainly the case in Guatemala.

It was noticed that, if the price of oil increased from US\$18 to US\$25 per barrel, the average marginal cost in 1996 would rise from US\$32 to US\$52/MWh. Figure 3 provides, for the base case, marginal costs for peak and off-peak hours and dry and rainy seasons for bimonthly periods of 1996. In view of these values, the following is an appropriate structure for marginal costs of energy in terms of US\$/MWh:

Period	Season	
	Dry	Rainy
Peak	36	33
Off-peak	32	26

It should be observed that, since generation based on sugarcane bagasse takes place during the harvesting season and therefore coincides with the dry period from December to April, a welcome diversity with hydro generation is introduced.



5.2 Capacity Marginal Costs

Capacity marginal costs were calculated using the anticipation costs of the peaking unit, a gas turbine in Guatemala, minus fuel economies obtained as a result of its introduction into the generation mix. For a given year the anticipation cost (CANT) may be obtained as follows:

$$CANT = (rec + om) * INV$$

where INV is the annual unit investment (US\$/kw), including the interests during construction; "om" corresponds to fixed annual operation and maintenance costs; and "rec" to the capital recovery factor:

$$rec = (a * (1 + a)^n) / ((1 + a)^n - 1)$$

where "a" is the discount rate and "n" the unit life.

If FEC are the annual fuel economies obtained by the anticipation of the peaking equipment, the capacity marginal cost (CMC) can be expressed as follows:

$$CMC = (CANT - FEC) / ((1 - FOR) * (1 - FLS))$$

FOR being the forced outage rate and FLS a loss rate that takes into account heat, self-consumption, and transmission losses.

For the Guatemalan system, CMC turned out to be US\$40/kw, which were distributed on the basis of observed distribution of rationing in each of the hourly-seasonal periods (73% in peak periods of the dry season and 27% in peak periods of the rainy season, but no rationing in off-peak periods), as follows:

Capacity Marginal Costs

	US\$/kw
Peak, dry season	29
Peak, rainy season	11

6. CONTRACTUAL AND LEGAL ASPECTS

The role of cogeneration contracts is to provide each party with the necessary guarantees to sell and buy power, in order to share risks and benefits in an equitable manner. The specific risks for the seller include:

- Selling risk, due to the existence of essentially one single buyer.
- Payment risk, stemming from nonpayment or arrears.
- Regulatory and political risks, aggravated in LDCs by the absence of independent regulatory agencies.

The main risks for the buyer

are:

- Buying risk: contracted energy and/or capacity might not be available when the buyer needs it.
- Service risk: cogenerators usually lack experience in power generation, and the quality of service that they provide might be below the standards needed by the buyer.
- Price risk: by negotiating a tariff, the buyer is subject to changing economic conditions that might affect his marginal costs, so that he might end up paying much more for energy and/or capacity acquired from cogenerators than for energy obtained from his own resources.

The consultants suggested contract models that allowed balancing these risks between buyers and sellers. It was emphasized that not all risks can be covered or reduced by a contract but that they can be made

acceptable by an appropriate tariff structure.

Further advice was provided by the consultants regarding general provisions on the following aspects:

- a. The initial contract should be fairly simple, perhaps in the form of a "Memorandum of Understanding", including items for risk balancing.
- b. A minimum initial contract term of ten years was suggested, with possible renewal every two or five years.
- c. Prices should be set on the basis of marginal costs, adjusted periodically to reflect changes in the input data. It was recommended that the initial contract not include capacity payments, until cogenerators gain sufficient experience and the utilities purchasing their power develop greater trust in them.
- d. The responsibility of both buyers and sellers regarding technical aspects like voltage levels, communications, stability, etc., should be established.
- e. The frequency and form of payment should be determined.
- f. Fines for failure to fulfill contrac-

tual obligations should be included, and arbitration was recommended for settling disputes with an ad hoc committee especially set up for this purpose.

7. CONCLUSIONS

Setting up and working with the Executive Committee was fundamental for the success of the cogeneration project. Although this mode of implementation required additional efforts, compared to the usual way in which consulting is conducted, the results obtained by the project were much better than what had been anticipated, allowing for a more complete appreciation of the potential of cogeneration and of the institutional reforms needed to take full advantage of this potential, by the government, the utilities, and the private sector.

The following are some specific conclusions that can be drawn from this study:

- a. There is considerable potential for cogeneration in Guatemala that, if developed, could provide a significant percentage of the country's total power needs.

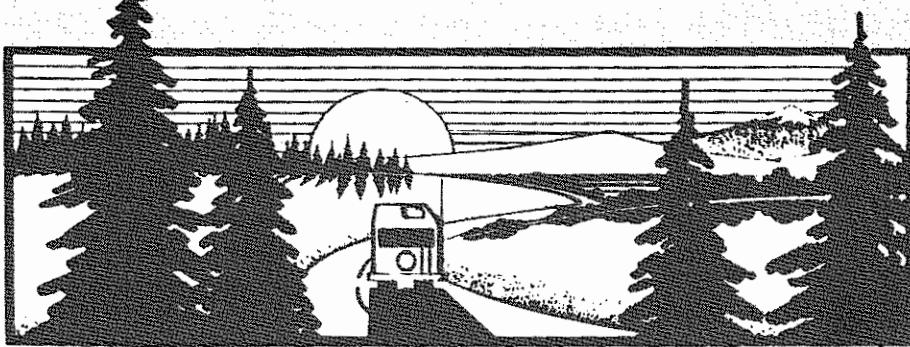
b. The best way to take advantage of cogeneration is through private sector participation.

c. The participative approach taken in this project proved to be effective in facilitating cogeneration contractual negotiations and in encouraging the private sector to accept cogeneration as an important new productive activity and the utilities to think of it as a resource to be included in its expansion plans.

d. The need for appropriate institutional reforms (for example, the necessity of setting up an independent regulatory body) was recognized by all parties of the Executive Committee, including the National Government, and steps were taken to implement these reforms.

e. A greater appreciation of the nature of the risks incurred by both buyers and sellers, as well as the means to eliminate, reduce, or compensate for them in the contracts so as to achieve a proper balance between risks and benefits, was achieved.

A MEDIO AMBIENTE ENVIRONMENT



Necesitamos proteger el medio ambiente

We have to protect the environment

Nuestros países deben estar dispuestos a enfrentar el reto de la producción y utilización de la energía con el menor impacto ambiental.

Our countries should be ready to take up the challenge of producing and using energy with the least environmental impact.

El uso racional y la preservación de los bosques tropicales es un problema de gran interés regional.

The rational use and conservation of tropical forests is a major regional issue.

La pobreza, que es la expresión más perniciosa del subdesarrollo, es la principal causa de daños ambientales en nuestra Región.

Poverty, which is the most pernicious result of underdevelopment, is the main cause of environmental damage in our Region.

América Latina y El Caribe han venido colaborando positivamente para proteger el medio ambiente mundial, desarrollando sus recursos energéticos no contaminantes, como los hidroeléctricos.

Latin America and the Caribbean have been collaborating positively to protect the world's environment, developing non-polluting energy resources, such as hydropower.

BOOT: Una Visión General y las Interrogantes Necesarias para Identificar la Viabilidad

Robert J. Phillips*

BENEFICIOS DE LA PARTICIPACION DEL SECTOR PRIVADO EN LA INFRAESTRUCTURA PUBLICA

En los últimos años, las personas implicadas en los proyectos de infraestructura han identificado varios elementos que el sector privado puede ofrecer al sector público y que el sector público estará esperando. Uno de esos elementos es el rendimiento. Si el sector privado puede realmente mejorar el rendimiento del sector público debido a las presiones competitivas que se aplican para su funcionamiento, es evidente que este mejoramiento será muy atractivo para el gobierno anfitrión.

Además, las responsabilidades que de otra manera serían asumidas por el sector público pueden transferirse al sector privado. El alcance de esta transacción es realmente un tema que debe ser negociado pero gran parte de la responsabilidad será asumida por el sector privado durante la construcción y operación.

Un elemento final es la "adicionalidad" (el efecto positivo que tiene un proyecto exitoso para la implementación de futuros proyectos similares). Usualmente se refiere a la adicionalidad en términos de financiamiento y si la

ejecución de un proyecto BOOT (Build-Own-Operate-Transfer, o sea construir, poseer, operar y transferir) incrementará el número de proyectos que se desarrollan en un país anfitrión particular. Pero adicionalidad también significa aumentar los recursos humanos disponibles, tanto en la actualidad mediante asistencia al país anfitrión en sus planes y brindando al personal mismo del país anfitrión la experiencia para que pueda operar tal proyecto en el futuro. Eso sería el significado de una "T" adicional en la sigla BOOTT. La "T" adicional significa "training", o sea capacitación, y será un elemento muy importante para los países en desarrollo.

ASIGNACION DE RIESGO

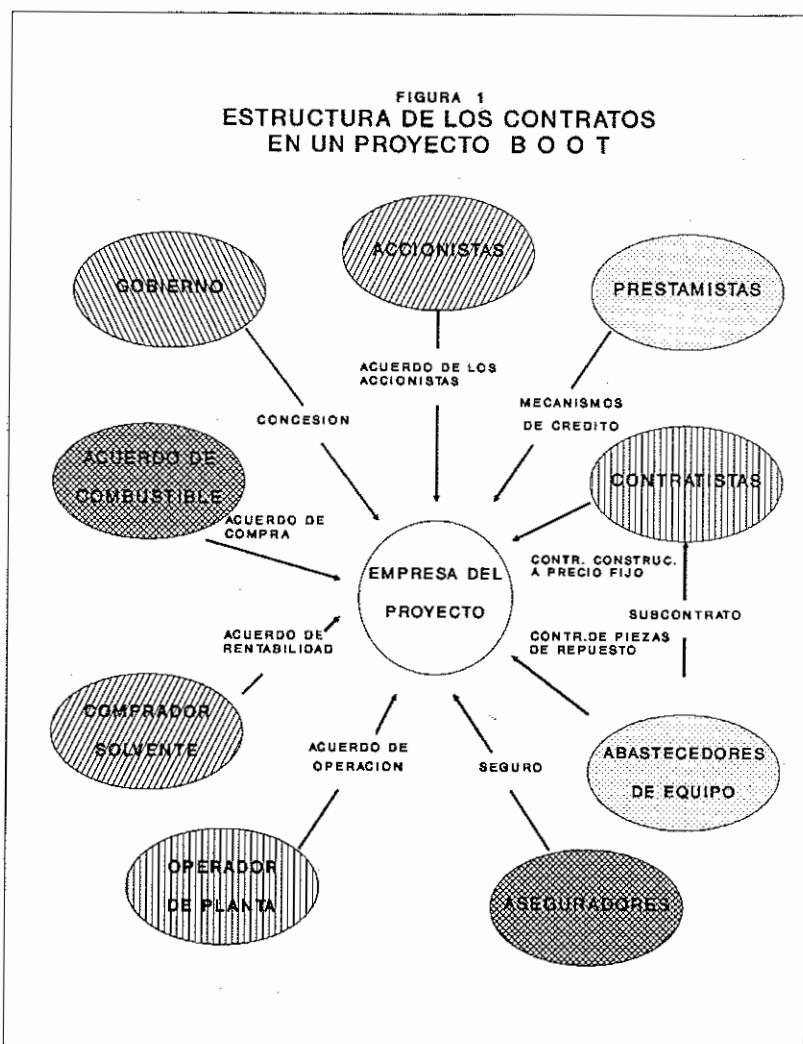
La primera cosa en la que usualmente se fijan los abogados es la estructura del proyecto; pero los asesores financieros, los gobiernos y, de hecho, el sector privado tienen que fijarse en la asignación del riesgo. El riesgo puede dividirse efectivamente en dos categorías. Existe el riesgo y la ganancia, es decir la relación riesgo versus retorno, y existe el elemento de sólo riesgo.

La asignación de riesgo

requiere mucho tiempo y planificación. Es importante en el sector público, así como en el privado, contar con consultores financieros y técnicos apropiados. El tema crucial es determinar cómo se puede asignar los riesgos en la mejor forma para lograr los objetivos deseados. Los riesgos de construcción y operación, los riesgos de divisas, los riesgos de fluctuación y los riesgos de inflación tienen que ser todos tratados, así como los riesgos excepcionales como los de fuerza mayor. "Fuerza mayor" es un término legal muy conocido pero los riesgos que realmente representan permanecen indefinidos. Nadie puede saber con certeza lo que pasará realmente si se inicia una guerra o si hay una insurrección. Sin embargo, todos estos riesgos tienen que ser colocados en una parte y la distribución de riesgos normalmente tiene implicaciones para el costo del proyecto. Si el gobierno acepta parte del riesgo, el costo (el beneficio exigido por el sector privado) puede disminuirse. Si el sector privado tiene que asumir parte del riesgo, los costos aumentan.

Toda una serie de riesgos deben ser considerados y asignados entre las varias partes implicadas, es decir los auspiciadores, el gobierno y las agencias de concesión. Esta

* Coordinador, Unidad de Proyectos Principales, McKenna & Co., Londres



asignación es un elemento vital que debe realizarse antes que los equipos de abogados se involucren en un proyecto. Los abogados pueden contribuir pero se necesita un enfoque claro desde el principio. Se requiere que gente con experiencia participe en las primeras fases de estos proyectos, tanto de parte del país anfitrión como de los sectores privados involucrados.

ESTRUCTURA DE PROYECTO

La estructura de los contratos concatenados en un proyecto típico está indicada en la Figura 1. No es una matriz perfecta; de hecho, no existe ninguna matriz perfecta. A medida que las discusiones se

desarrollan, las partes identifican sus propias posiciones y definen un esquema. De manera general, los elementos reflejados aquí también están reflejados en otros proyectos pero no obligatoriamente en la misma forma.

Gobierno. El gobierno otorgará una concesión a la empresa del proyecto. El acuerdo de concesión o una combinación del acuerdo de concesión y la legislación establecerán las obligaciones y beneficios que el gobierno anfitrión proporcionará a la empresa del proyecto. Si el proyecto, como el Eurotúnel entre Inglaterra y Francia, corre entre dos países, habrá un tratado entre los dos gobiernos y puede ser que la concesión sea otorgada por

dos gobiernos a dos empresas.

Accionistas. Puede haber dos grupos de accionistas implicados en el proyecto. Los accionistas iniciales, es decir los auspiciadores, han respondido a un licitación del gobierno anfitrión para presentar una oferta o han desarrollado un esquema propio que ellos piensan debe ser adoptado por el gobierno. En el caso del cruce del Puerto Oriental en Hong Kong, la empresa Kumagai Gumi llevó la idea al gobierno y el gobierno mostró interés pero requirió una licitación competitiva. Luego, la oferta de Kumagai Gumi ganó la licitación y el contrato le fue adjudicado. Por otro lado, el consorcio que desarrolló primero la idea del puente Dartford-Thurrock, que cruza el río Támesis en Inglaterra, no logró presentar la oferta ganadora. Es uno de los riesgos enfrentados por una empresa que desarrolla un concepto original.

Los accionistas del consorcio ganador suscriben un "acuerdo de accionistas" que rige la relación entre ellos y describe cómo será administrada la empresa del proyecto. Cuando, como sucede frecuentemente, el contratista es un accionista en la empresa del proyecto, existe un posible conflicto de interés entre su papel como contratista y su papel de inversionista. Tal conflicto es considerado en una forma diferente a la del simple enfoque de adversario que se utiliza en la industria de la construcción, especialmente en los Estados Unidos y el Reino Unido. Se adopta usualmente un enfoque más bien de colaboración entre los accionistas, dentro del cual se manejan los varios intereses de los contratistas. Este enfoque refleja la necesidad de confianza, elemento esencial en los proyectos BOOT.

Contratista. A menudo, el contrato entre el contratista y la empresa del proyecto es un contrato

El acuerdo de concesión o una combinación del acuerdo de concesión y la legislación establecerán las obligaciones y beneficios que el gobierno anfitrión proporcionará a la empresa del proyecto

de diseño y construcción a precio fijo, lo que reduce algunos de los riesgos. El financiamiento se vuelve más fácil si el contratista asume la responsabilidad del riesgo de diseño, porque el contratista usualmente asume riesgos para un período más prolongado de lo que haría con un contrato standard de construcción. Bajo este último, la responsabilidad del contratista puede ser de tres a doce años, sujeto al período de limitaciones legales. Por otro lado, en varios proyectos BOOT, se ha solicitado a los contratistas que asuman el riesgo por al menos la vida de la deuda comercial o hasta por la vida de la concesión, generalmente de 20 a 25 años.

Abastecedor de Equipos. El abastecedor de equipos funcionará como subcontratista para el contratista durante la fase de construcción. El abastecedor debe también subscribir un contrato para suministrar las piezas de repuesto durante la vida del proyecto o al menos durante la vida inicial del proyecto a un precio razonable. Se ha sugerido que equipos de segunda mano pueden utilizarse para reducir los costos de capital. Si existe cualquier dificultad o no en el uso de tal equipos depende de si el abastecedor de los equipos rehabilitados usados está preparado para proporcionar alguna garantía acerca de la vida útil de los equipos mencio-

nados. Evidentemente, existen otras desventajas en utilizar equipos usados, tales como su eficiencia inferior de operación en comparación con equipos nuevos. Sin embargo, el costo considerablemente reducido de capital sería una ventaja notable. En los proyectos BOOT, la tecnología ya comprobada es preferible; si la planta funciona en un lugar, probablemente funcionará bastante bien en otro. Los equipos basados en una tecnología no comprobada lleva consigo riesgos que producen nerviosismo tanto en el gobierno como entre los prestamistas.

Operador de Planta. El operador de planta también debe involucrarse en el proyecto desde el principio porque puede realizar una gran contribución al proceso de diseño, para ayudar a asegurar que la planta sea operada en la forma más eficiente, tomando en cuenta las restricciones de costo.

Prestamistas. Si los accionistas han contribuido un capital limitado, los prestamistas estarán proporcionando grandes cantidades de dinero. Los acuerdos, por lo tanto, deben también satisfacer sus necesidades. Los prestamistas normalmente requieren un acuerdo de combustible a largo plazo para asegurarse que la planta realmente producirá electricidad. A veces, sin embargo, un enfoque

innovador hace que tal acuerdo sea innecesario. En un proyecto propuesto para las Filipinas, por ejemplo, el gobierno suministrará el combustible y la planta de energía actuará, en efecto, como una planta de procesamiento tomando el combustible y convirtiéndolo en electricidad. Este enfoque tiene algunas ventajas en términos de tarifas y en algunas circunstancias puede ser muy atractivo.

Compradores. Para los prestamistas, el acuerdo sobre el retorno es el más importante, ya que trata de su preocupación de que habrá ingresos generados del proyecto para pagar la deuda; a los inversionistas les gustaría también tener la seguridad de que realmente van a recibir un dividendo sobre su capital.

Seguro. Aunque la asignación de riesgo es esencial, el seguro puede atenuar algunos de los riesgos. Por ejemplo, el seguro por suspensión de trabajo usualmente es disponible para suministrar fondos por al menos un período si hay averías de planta o de maquinaria que reducen la capacidad disponible. Por otro lado, cuando se trata de vías con peajes y otros proyectos de ingeniería, parece que el mercado se resiste a la idea de suministrar un seguro contra daños por defectos imprevistos. Sin esa clase de seguro, sería difícil tener

El sector privado tiene varias preocupaciones específicas acerca del ambiente fiscal y normativo para la viabilidad de un proyecto BOOT

una cobertura por suspensión de trabajo ya que no habría ninguna póliza a la cual se la podría anexar. Por lo tanto, desde el principio es útil tener asesores de seguro para determinar cuándo se podría obtener un seguro para disminuir los riesgos. Se necesitan asesores de seguro también para determinar el impacto de cualquier requerimiento de obtener un seguro en el país anfitrión, en términos de reaseguro y cláusulas "cutthrough" (de cobertura adicional) en los contratos de financiamiento. Finalmente, el gobierno también necesita asesores de seguro para determinar para cuáles de los riesgos bajo su responsabilidad se puede conseguir una cobertura de seguro.

Así, la estructura del proyecto generalmente incluye todos esos elementos, pero los papeles de los participantes y las relaciones entre ellos varían de proyecto en proyecto. Tanto para el gobierno anfitrión como para las partes del sector privado, es importante considerar la asignación de riesgo cuidadosamente antes de armar el paquete del proyecto.

Una simple planta de energía eléctrica puede servir de ejemplo de cómo los elementos de la estructura de proyecto pueden unirse y

adecuarse en un proyecto de energía del sector privado. La planta de energía eléctrica requerirá combustible, como gas o carbón mineral, para hacer funcionar los generadores. Hay la línea de transmisión de propiedad de la empresa eléctrica en el país anfitrión; el operador y el personal son del sector privado. "Con viento en popa y mucha suerte", se producirá la energía eléctrica con tarifas apropiadas, para que no se aplique ninguna sanción. El proyecto comprendería todo un pliego de contratos. Existe un contrato de suministro de gas o carbón mineral a largo plazo, que es un acuerdo entre el abastecedor y el concedionario. Existe el acuerdo de la entrega de la energía eléctrica, que es principalmente entre la empresa del proyecto y la empresa eléctrica local.

Finalmente, existe un papel para los abogados, que es intentar ayudar a la gente juntar todos los cabos sueltos del proyecto. Si se presentan demoras, el papel del abogado es presionar fuerte y rápidamente para que el proyecto cumpla con el cronograma.

Se espera que todos estos elementos brinden la base para un esquema viable que permita al sector privado participar en el servicio eléctrico.

COSTOS

Los costos generales para un esquema BOOT incurridos en el proceso de conseguir los acuerdos y armar todo el proyecto fluctúan de proyecto en proyecto. Estos costos dependen principalmente del gobierno y de las partes implicadas. Con proyectos del tipo BOOT, una preocupación de los participantes del sector privado es un alto gasto inicial sin ninguna seguridad de que vayan a ganar el contrato o que el proyecto se construya. Las negocia-

ciones a veces requieren dos años. Aunque no implica obligatoriamente que habrá gente completamente ocupada en el asunto durante dos años, el costo incurrido es muy alto, ya que retener un equipo de negociadores puede costar US\$25.000 por día. Una vez que el arreglo inicial esté armado, también existen abogados para los prestamistas, para los accionistas y para las otras partes y así los costos empiezan a aumentar rápidamente. Por lo tanto es importante que todos los participantes aprecien plenamente la necesidad de facilitar el proceso. Cuando las partes se enfrentan con cualquier propuesta del otro lado, es importante que empiecen a interrogarse "¿Por qué no?" en vez de "¿Por qué?".

APOYO DEL GOBIERNO

El sector privado tiene varias preocupaciones específicas acerca del ambiente fiscal y normativo para la viabilidad de un proyecto BOOT. Esas preocupaciones están resumidas en una lista de referencia que se presenta al final del artículo y son discutidas en esta parte. La primera preocupación de los participantes del sector privado en el proyecto - contratista, contratista de operación y mantenimiento (O&M), suministrador de equipos, inversionista y asesor financiero- con respecto a la factibilidad de un proyecto BOOT es si el gobierno, sus autoridades y las autoridades locales respetarán las decisiones del gobierno. Un proyecto BOOT requiere un fuerte liderazgo tanto por parte del gobierno como por parte del sector privado durante todas las etapas del proyecto: las negociaciones, la construcción y también durante la operación, es decir cuando la planta de energía eléctrica genera electricidad. Es importante que todos los organismos claves del gobierno involucrados en el

proyecto (los ministerios correspondientes, las entidades fiscalizadoras, etc.) estén comprometidos en apoyar al proyecto.

La siguiente preocupación es si el gobierno habrá sido adecuadamente asesorado durante un período de tiempo sobre los mecanismos de los proyectos BOOT o si dispondrá de los consultores financieros apropiados. El gobierno necesita tener confianza de que el sector privado esté proporcionando una información apropiada y exacta. En el sector privado se considera que el Banco Mundial podría contribuir en esa área particular. Es importante que los dos lados estén en posiciones de negociación más o menos equivalentes con el fin de desarrollar la confianza necesaria para negociaciones exitosas. Desde luego, los contratistas y abastecedores prefieren tratar con gente en el gobierno que realmente sepan del tema, ya que mejora las posibilidades de un resultado exitoso.

La tercera preocupación es la necesidad de buenos mecanismos de comunicación, incluyendo el transporte. Por ejemplo, los honorarios cobrados por los miembros de los equipos de negociación son usualmente altos y los costos para los participantes privados aumentan indebidamente si tienen que desperdiciar mucho tiempo en movilizarse entre las reuniones. Debido a que

las negociaciones de cara a cara son muy costosas, buenos sistemas de comunicación electrónica son vitales para preparar la base preliminar antes que las partes se reunan.

Luego, es crítico que el gobierno establezca un subcomité a nivel del gabinete con autoridad para agilizar los trámites. Muchas entidades públicas buscan proteger sus intereses y derechos obstruyendo los intentos del sector privado de participar en el desarrollo de una infraestructura pública. Su táctica usual es demorarse durante las negociaciones. Frecuentemente y con el fin de frustrar el proyecto, en las primeras etapas, los ministerios refieren a los negociadores por parte del sector privado que buscan información o asistencia a otra autoridad y protestan que el asunto tratado está fuera de su jurisdicción. A no ser que el gobierno esté dispuesto a coordinar sus esfuerzos para que el equipo de negociadores pueda tener respuestas razonables y rápidas, la buena voluntad esencial del grupo del sector privado desaparecerá dentro de la primera semana de las negociaciones y puede ser que se retiren del proyecto en una etapa temprana para evitar incurrir con gastos fuertes. La preocupación siguiente es si el gobierno facilitará el proceso de conseguir los consentimientos de planificación y los permisos legales

sin demora. En las etapas tempranas del proyecto, eso es usualmente un tema de preocupación para el contratista. Pero, en algunos proyectos, un auténtico inversionista industrial desempeña ese papel. Con sus asesores financieros, estaría preocupándose de los consentimientos y permisos en una etapa temprana para asegurar que esos se finalicen aún antes de involucrar el contratista.

REMISION DE DIVISAS

Para los suministradores de equipo y los contratistas O&M, la viabilidad del proyecto también dependerá de la libertad para remitir divisas. Ellos necesitan esa libertad para cumplir con sus compromisos contractuales relacionados con las fechas establecidas para la terminación y contar con la capacidad de adquirir materiales y equipos y contratar servicios técnicos fuera del país. Finalmente, los suministradores de equipo externo y contratistas O&M estarán preocupados acerca de la remisión de fondos a su país de origen para cubrir los costos generales incurridos en la oficina matriz, así como parte de las ganancias.

LIBERTAD PARA IMPORTAR MATERIALES Y EQUIPOS

Los suministradores de equipo extranjero pueden aprovechar la ventaja de las garantías del crédito de exportación, sujeto a la política vigente de la agencia de crédito para el país interesado. Suponiendo que se impongan obligaciones contractuales bastante firmes sobre las diferentes partes, los suministradores de equipo y los contratistas O&M tendrán que saber al momento de preparar sus ofertas si estarán libres para importar materiales y equipos y si esas importaciones estarán sujetas a derechos e impues-

Una preocupación es si el gobierno habrá sido adecuadamente asesorado durante un período de tiempo sobre los mecanismos de los proyectos BOOT o si dispondrá de los consultores financieros apropiados

tos no discriminatorios. Sin embargo, muchos países en desarrollo tienen dificultades en aceptar esos requerimientos debido a que los consideran como una violación de su soberanía y un perjuicio para la competencia local y la calidad de los productos locales. Algunos gobiernos insisten que los desarrolladores utilicen productos locales. Los manufactureros multinacionales de materiales y equipos pueden estar dispuestos a aprovechar los buenos insumos locales. Sin embargo, el contratista principal que asume la responsabilidad para construir la planta puede estar preocupado que el equipo de producción local no sea tan confiable y que el compromiso de los suministradores locales no sea tan fuerte como, digamos, una empresa internacional que estaría buscando pedidos similares en otros proyectos en el extranjero. Además, los agentes financieros mismos pueden estar preocupados que el equipo producido localmente no sea tan confiable, pero parte de ese problema puede ser solucionado con un seguro. Si los aseguradores no están dispuestos a asegurar el producto local, entonces se debe evidentemente dejar de lado los productos locales.

Cuando hay abastecedores únicos para insumos claves, tales como el cemento o el acero, los responsables del desarrollo del proyecto estarán preocupados acerca de obtener el apoyo del gobierno para la asignación de suficientes suministros. Este apoyo es particularmente importante en los países con planes ambiciosos de desarrollo, donde los suministros locales pueden ser insuficientes. En vez de asegurar que un suministro local suficiente sea asignado al proyecto, se puede permitir la importación de esos bienes. Los inversionistas de proyecto deberán establecer en las negociaciones avanzadas que se les suministren esos bienes a precios

no discriminatorios.

UTILIZACION DE LA MANO DE OBRA LOCAL

Cada condición impuesta que no sea de naturaleza financiera hace que el proyecto sea menos atractivo y también menos capaz de ser financiado, según el país interesado. El contratista O&M, por ejemplo, necesita tener su propio personal de supervisión en el sitio para informar a la oficina matriz. Condiciones contractuales que requieren que el contratista O&M utilice una fuerza laboral local en detrimento del

contrato comercial para un proyecto BOOT. Si la contratación de personal local comprende ventajas financieras para el contratista, entonces el contratista lo hará.

Otra preocupación del sector privado es que una fuerza laboral local capacitada por el sector pueda desaparecer poco después, de tal forma que los contratistas tienen que continuar proporcionando capacitación a un costo considerable. Pero en la mayor parte de los países en desarrollo, el sector privado puede conservar su personal porque los sueldos son superiores a los que el sector público está dispuesto a ofrecer.

Aunque los países inicialmente necesitan la ayuda de muchos expatriados extranjeros con pericia técnica para operar tales instalaciones, los operadores locales deben asumir esa responsabilidad a medida que se vuelven capacitados, aunque el proyecto permanezca privado

rendimiento de la planta constituiría un gran freno para los inversionistas de los proyectos BOOT.

Aunque el contratista O&M tiene un incentivo de costo ya incorporado para formar y capacitar al personal local para que ellos puedan asumir algunas de las operaciones, no es posible utilizar el personal local hasta que existan los niveles apropiados de capacidad. Por lo tanto, los contratistas del sector privado prefieren que el personal local sea capacitado independientemente bajo otros arreglos, tales como mediante programas específicos de formación. Según ellos, ese tipo de objetivo no puede incorporarse a un

UTILIZACION DE CONTRATISTAS LOCALES

El país anfitrión debería desarrollar su capacidad de operar y tomar los riesgos que implica la operación de infraestructuras grandes y complejas. Aunque los países inicialmente necesitan la ayuda de muchos expatriados extranjeros con pericia técnica para operar tales instalaciones, los operadores locales deben asumir esa responsabilidad a medida que se vuelven capacitados, aunque el proyecto permanezca privado. Al transferir ese conocimiento, los propietarios del proyecto también se beneficiarán ya que el costo de contratar ingenieros y

técnicos locales será menor que el de los expatriados. Sin embargo, el país debe recibir una parte del ahorro financiero por medio de un precio en bloque más favorable de la energía eléctrica que se vende a la empresa estatal. En este sentido, el término BOOTT es más apropiado que BOOT, con la segunda "T" que significa "training", o sea capacitación.

Recientemente, una directiva de la Comunidad Europea propuso que los proyectos de energía eléctrica otorgados a las empresas de concesión por modalidades diferentes a las licitaciones competitivas deberán utilizar licitaciones competitivas para 30% del trabajo de construcción. El borrador de la directiva, que todavía no está finalizada, está llevando a que un número de contratistas que han invertido en empresas de consorcios revisen sus planes de participar en la industria privatizada de energía eléctrica del Reino Unido como inversionistas. Un contratista involucrado como auspiciador al menos desea saber si tendrá que competir contra otros para su contrato o si podrá ganar un contrato de la empresa de concesión completamente a base de negociaciones.

La oportunidad de utilizar contratistas locales depende del tipo de proyecto. Hay muy poca probabilidad de esa clase de oportunidad en un proyecto de "planta de capital", en el cual es probable que la planta de procesamiento o el equipo de generación sea importado al país anfitrión por un suministrador del extranjero. Sin embargo, en proyectos normales de ingeniería civil, los contratistas locales pueden contribuir sustancialmente, debido parcialmente a que saben manejar las circunstancias locales mejor que los contratistas extranjeros. En el caso de las obras civiles, al menos en los países en desarrollo, la pericia local y la capacidad en el

área civil sobrepasan con mucho su capacidad para plantas y equipo manufactureros y los contratistas locales de ingeniería civil pueden desenvolverse mejor en el medio comercial local. La experiencia en el sector público indica que, al menos 20 a 30% del costo total de un proyecto consiste en componentes locales, es decir obra civil. Los proyectos BOOT generalmente tienden a tener una composición local muy inferior, en los cuales los componentes son importados para minimizar el riesgo para los inversionistas. La estrategia de obtención de recursos del sector privado en tales casos tiende por lo tanto a estar en conflicto con el objetivo de los gobiernos anfitriones para evitar una fuga indebida de divisas del país por bienes que el mismo país puede proporcionar.

SITUACION LEGAL Y RÉGIMEN TRIBUTARIO

El contratista O&M está preocupado acerca de los cambios discriminatorios en la legislación y los reglamentos relacionados tanto con el proyecto específico como con la categoría de proyectos a que corresponde. Una preocupación especial para la factibilidad del proyecto es el régimen tributario. Es importante tener un código tributario que no sea discriminatorio y que promocione la ejecución del proyecto. Los impuestos gravados en los límites de los países, es decir impuestos de importación y derechos aduaneros, y el impuesto a la renta están reflejados en la tarifa de las ventas en bloque y no presentan problemas para los participantes del proyecto. Sin embargo, los gobiernos están sujetos a presiones contrapuestas. Por un lado, necesitan utilizar los recursos eficientemente para los gastos públicos desde una base fiscal limitada. Por otro lado, el sector privado busca

Cuando el gobierno anfitrión impone una tasa tributaria relativamente alta sobre las ganancias remitidas al extranjero, los inversionistas extranjeros en ese país podrían buscar una ganancia indebidamente alta antes del pago del impuesto

exoneraciones temporales de impuestos, exenciones y otras concesiones para sus proyectos BOOT. Los contratistas han solicitado tales concesiones tributarias del gobierno anfitrión para compensar los impuestos sobre dividendos gravados por el país del contratista. Al momento de hacer sus ofertas, los promotores deberán tomar en cuenta si habrá o no treguas tributarias o zonas económicas especiales o cualquier otro término que se utilice en el país anfitrión particular. Pero obviamente es de su interés saber si hay cualquier ventaja ofrecida por el gobierno que podría utilizarse en beneficio del proyecto.

Algunos gobiernos anfitriones tienen un impuesto especial sobre las ganancias remitidas al extranjero. Eso no ejerce ningún impacto sobre la viabilidad del proyecto mismo pero sí afecta la rentabilidad del proyecto para el inversionista. Los inversionistas intentarán negociar una tarifa de venta en bloque que tome en cuenta esas características a su satisfacción. El punto es que el régimen tributario no debería discriminar contra el inversionista extranjero, cualquiera que sea el nivel de impuestos gravados por el gobierno anfitrión.

Muchas empresas estatales de servicio público gozan de concesiones tributarias. No pagan derechos aduaneros sobre equipo importado tampoco pagan impuestos sobre las sociedades de capital. Tales concesiones deben tomarse en consideración cuando se comparan los costos de la energía eléctrica desde las opciones del sector privado y público. Los patrocinadores del sector privado considerarían que los inversionistas privados en los proyectos deberían recibir las mismas concesiones que el sector público.

También existe una ventaja de presentación con los regímenes tributarios uniformes. Cuando el gobierno anfitrión impone una tasa tributaria relativamente alta sobre las ganancias remitidas al extranjero, los inversionistas extranjeros en ese país podrían buscar una ganancia indebidamente alta antes del pago del impuesto. Buscarán también transferir a las tarifas el costo del impuesto sobre las sociedades de capital. Sin embargo, eso llevaría a problemas prácticos que consisten en que el inversionista extranjero parece estar buscando una ganancia demasiado alta o las tarifas estarán demasiado altas para la empresa en comparación con el costo de la opción del sector público.

En breve, el tema del régimen tributario comprende dos problemas separados. Existen impuestos que solamente pueden reflejarse transfiriéndolos a la tarifa. También existen impuestos sobre la renta o el ingreso por concepto de dividendo del inversionista. Se debe compensar esos impuestos; están reflejados en la decisión de inversión del inversionista, viendo la ganancia neta después de tomar en cuenta el régimen tributario del país. Estos puntos deben tomarse en cuenta en el código de inversión extranjera del país anfitrión. Aunque un proyecto de energía eléctrica tiene algunas características únicas para un inversionista extranjero, tales como producción de un bien no comercializable, un solo comprador (usualmente una empresa estatal) y controles de precio sobre la producción, la mayor parte de esos temas deben ser manejados por el código de inversión extranjera. Para un gobierno que piensa adoptar un enfoque BOOT, el Banco Mundial debería ayudar a revisar las leyes y reglamentos de inversión para asegurar que estén apropiados para el enfoque.

Las Interrogantes Necesarias para Identificar la Viabilidad de un Proyecto BOOT

1. ¿El gobierno estará dispuesto a tomar decisiones que el gobierno, sus autoridades públicas o las autoridades locales respetarán, es decir, el gobierno estará de acuerdo con un convenio de concesión que constituirá el marco para la documentación de base y así establecerá la política?
2. ¿Se informará al gobierno acerca de los detalles del proyecto o, alternativamente, el gobierno tiene acceso a los consultores técnicos apropiados?
3. ¿Existen instalaciones adecuadas de comunicación, incluyendo transporte?
4. ¿Se establecerán, cuando sea necesario, subcomités del gobierno/gabinete para adelantar los trámites?
5. ¿Habrá apoyo del gobierno para obtener los permisos de construcción y similares para evitar demoras?
6. ¿Habrá apoyo del gobierno central para el proyecto?
7. ¿Habrá libertad para remitir divisas:
 - i) para adquirir materiales y planta?
 - ii) para pagar servicios del extranjero?
 - iii) gastos generales y ganancias a la oficina matriz?
8. ¿Habrá libertad para importar materiales y equipos y habrá imposiciones no discriminatorias de derechos e impuestos?
9. ¿Habrá libertad de asignar al proyecto suficiente personal calificado? por ejemplo, expatriados.
10. ¿Habrá libertad de importar piezas de repuesto y servicios requeridos por el mantenimiento?
11. ¿Existe un buen suministro de personal local, incluyendo mano de obra?
12. Cuando hay suministradores únicos para las importaciones del proyecto (por ejemplo, cemento y acero), ¿habrá apoyo del gobierno para asignar suministros suficientes al proyecto?
13. ¿No habrá cambios discriminatorios en la legislación y algo similar?
14. ¿Habrá un régimen tributario no discriminatorio que promocione la ejecución del proyecto?
15. ¿El gobierno establecerá un régimen tributario que conduzca a la ejecución del proyecto?
16. Cuando el contratista de construcción también es un inversionista en el proyecto, ¿habrá exención de licitación competitiva en cuanto al trabajo realizado por ese contratista?
17. ¿Habrá libertad de llevar a cabo operaciones de construcción y mantenimiento por derecho propio o, alternativamente, con un socio local de empresa mixta de su propia selección?
18. ¿Hay derechos de autor u otros derechos de propiedad o protecciones de propiedad intelectual?
19. ¿Habrá un marco para remitir las divisas?
20. ¿Habrá un marco para la conversión de divisas?
21. ¿Quién asume el riesgo de conversión de moneda?
22. ¿Se proporcionarán garantías de Tesorería para las remesas y conversiones?
23. ¿La Agencia de Garantía de las Inversiones Multilaterales (Multilateral Investment Guarantee Agency - MIGA) será disponible para la inversión en el país anfitrión?
24. ¿Habrá capacidad de remitir dividendos sobre las acciones y capital social a disposición?
25. ¿Habrá un mercado para las acciones en la empresa del proyecto?
26. ¿Se entiende el alcance de la competencia (si hubiera) y, preferiblemente, el marco reglamentario ha sido creado para identificar la relación del proyecto con otros esquemas similares, especialmente en la generación de energía eléctrica?
27. ¿Habrá la libertad para fijar una tarifa para proteger una ganancia mínima sobre el capital (aparte el caso de no cumplimiento por la empresa del proyecto)?
28. ¿Habrá una capacidad de convertir los ingresos de moneda local en divisas sin crear una tarifa que penalizaría el usuario doméstico?
29. ¿Habrá apoyo para los inversionistas en el evento de una situación de fuerza mayor o acontecimientos fuera del control del auspiciador o del inversionista?
30. ¿Se proporcionará apoyo a los inversionistas en caso de cambios en la legislación que afecten negativamente el ingreso, el servicio de la deuda o el esquema de nivel mínimo de ganancias?

BOOT: Comentarios

*Anthony A. Churchill**

Durante la década que está empezando, los países en desarrollo piensan invertir aproximadamente un millón de millones de dólares para ampliar sus subsectores eléctricos, o sea US\$100 mil millones por año. Aproximadamente US\$15 a US\$17 mil millones por año provendrán de instituciones como el Banco Mundial, las agencias bilaterales y otros organismos de crédito para el subsector eléctrico, lo que deja una brecha de aproximadamente US\$85 mil millones por año. Es dudoso que mucho de ese dinero provenga del sector privado y seguramente no del sector privado internacional, sobre todo con la estructura actual del subsector eléctrico. Por lo tanto, la mayor parte de esos fondos, como de hecho la mayor parte de los fondos destinados al desarrollo, tendrían que salir de los mismos países en desarrollo.

La primera pregunta, entonces, es si existe suficiente dinero. Las tasas de ahorro en los países en desarrollo son, en promedio, alrededor de dos veces las de los Estados Unidos y dos terceras veces superiores a los niveles europeos. Típicamente, los países altamente endeudados de América Latina tienen tasas de interés superiores al 18% de PNB,

en comparación con algo inferior al 8% en los Estados Unidos. Así, los ahorros están allí pero no se los movilizan, especialmente para el desarrollo.

Una razón por la cual los ahorros internos no se movilizan para propósitos de desarrollo es que los gobiernos, debido a su insistencia en mantener las inversiones realizadas por las empresas eléctricas bajo propiedad y control del sector público, han excluido la participación del capital privado en esos mercados. Han operado esas instituciones de tal modo que no tienen ningún atractivo para el capital privado. Parecería ilógico para un residente de un país en desarrollo invertir su dinero en las empresas eléctricas públicas que muy probablemente estarán en quiebra o si no están en bancarrota se mantienen simplemente mediante la transferencia del dinero de los contribuyentes.

La pregunta por lo tanto es cómo conseguir capital de esos mercados internos para financiar la infraestructura pública. Vale la pena tomar en cuenta la experiencia de los países desarrollados actuales. Se financió una gran parte de su infraestructura pública con ahorros particulares, no mediante fondos de los contribuyentes. Históricamente,

el desarrollo de los ferrocarriles, las empresas de servicio público actuales, las carreteras con peajes, los canales y los tranvías eléctricos en las ciudades, todo fue financiado por la emisión de bonos y acciones de los ahorristas particulares y la creación de proyectos atractivos para el inversionista. Algunos hicieron mucho dinero, otros perdieron en el proceso pero el objetivo era recaudar dinero de los ahorros particulares para el desarrollo y colocarlo en empresas que daban altas tasas de rentabilidad.

Desde la Segunda Guerra Mundial, los países en desarrollo han escogido un rumbo diferente, en el cual se financia la infraestructura pública mediante el contribuyente con la transferencia de fondos públicos. La capacidad de financiar el desarrollo de esa manera ha llegado a su límite. Como ya se ha mencionado anteriormente, no se puede satisfacer la enorme demanda prevista para la infraestructura pública mediante transferencias del sector público, incluyendo el Banco Mundial, las agencias multilaterales y otras instituciones con capital oficial de desarrollo. Simplemente no hay fondos suficientes. Sólo se puede recaudar esos fondos mediante la creación de proyectos que se presentan atractivos para el capital

* Director, Departamento de Industria y Energía, El Banco Mundial

privado y cualquier discusión acerca de las modalidades BOOT, BOO u otros proyectos de ese tipo debe enfocarse en esa cuestión.

El objetivo principal es desarrollar los mercados de capital. Las autoridades de los países en desarrollo dicen reiteradamente que no pueden recaudar fondos de esta manera ya que no existen mercados de capital o el mercado de capital está subdesarrollado. Por supuesto que el mercado de capital está subdesarrollado! Cuando se excluye la inversión del capital privado en los principales tipos de proyectos que se llevan a cabo en las primeras etapas de desarrollo económico, no sorprende que no exista ningún mercado de capital privado o que solamente exista uno muy pequeño. Históricamente, el desarrollo del mercado de capital ha estado estrechamente relacionado con la financiación de grandes proyectos de infraestructura pública. De hecho, todo el concepto de responsabilidad limitada tiene su origen en la financiación de proyectos de infraestructura pública de gran escala.

Una de las ideas que fundamenta el enfoque BOOT es traer capital privado (y usualmente en los esquemas BOOT en los países en desarrollo eso significa el capital privado foráneo) conjuntamente con créditos de proveedores y otros tipos de dineros surtidos para construir una planta de energía eléctrica o una carretera con peaje. El consorcio extranjero o la empresa de operación hacen funcionar los esquemas por un período y luego, en algún momento del futuro (usualmente definido de manera bastante imprecisa), transfiere los valores al sector público del país anfitrión.

Ojalá sea una medida transitoria. Primero, no pienso que sea una forma de desarrollar mercados de capital. Segundo, la devolución de esas empresas al sector público

tal vez agrave el problema. Cuando se construye un proyecto y está funcionando bien, no hay razón para transferirlo a un monopolio público ineficiente. Parece dudoso que el monopolio público sea más eficiente en 10 o 15 años más tarde. La experiencia certamente nos enseña lo contrario.

No se ha reflexionado suficientemente acerca del significado de "transferir" (la "T" de BOOT) y cómo se debe llevar a cabo esa transferencia. En la mayor parte de los esquemas que están operando y bajo consideración, las transferencias están suficientemente distantes en el futuro para que el problema haya requerido mucha atención. Pero sí existe un poco de experiencia con la transferencia de valores de esa manera. Algunas empresas estatales de bus en África operadas por consorcios extranjeros constituyen un ejemplo. Al final del período de concesión, las empresas tenían que ser transferidas de nuevo al sector público. Como se podía prever, a medida que se aproximaba la fecha de la transferencia, el concesionario sentía cada vez más la tentación de erosionar el valor del capital social. Y la historia de muchos de esos esquemas muestra que la erosión del valor del capital social de hecho ha ocurrido. Aunque toda clase de acuerdos legales cuidadosamente redactados que incluyen planes de inspección y otras medidas pueden proporcionar protección por escrito contra ese tipo de pérdida de capital social, no parece muy probable que tales arreglos sean muy efectivos en los países en desarrollo.

Existe una alternativa en la "T" que debe tomarse en cuenta y sería una alternativa que ayudaría a desarrollar el mercado de capital. En vez de volver a transferir una planta a un monopolio público que no ha tenido ningún éxito en operar ese tipo de planta en el pasado, se

solicitaría que los accionistas extranjeros renuncien a sus acciones, hasta cierto porcentaje sujeto a negociación. La transferencia de propiedad se realizaría en forma de documentos, certificados u otros instrumentos para la inversión en el mercado local. En otras palabras, se efectuaría una transferencia de propiedad en lugar de una transferencia de planta.

Yo personalmente estoy en favor de ese tipo de enfoque porque pienso que el objetivo principal tras esos esquemas no debería ser la construcción de otra planta de energía u otra carretera sino el desarrollo del mercado de capital. En todos esos países existe una gran escasez de buenos títulos-valores para invertir. Ese enfoque reuniría un grupo de extranjeros para construir y operar una planta, con toda clase de cláusulas en los acuerdos sobre la repatriación de capital, etc. Cuando esté funcionando el proyecto y el gobierno esté cumpliendo con sus obligaciones, se convierte en un atractivo de primera categoría para los inversionistas locales. Tal vez sea razonable iniciar el proceso de desarrollo del mercado local de capital con un esquema BOOT donde tal vez 10 ó 20% de la inversión inicial provenga de los inversores locales. Empezando a emitir algunas acciones y estimular el crecimiento de las transacciones accionarias es la única manera de replicar ese proceso a una escala que sea relevante para el problema de movilización de capital enfrentado por los países en desarrollo.

De tal forma que se debe pensar en BOOT como parte de una estrategia inicial para desarrollar este mercado de capital, no como un objetivo final. Armar un esquema BOOT y hacer que funcione está muy bien. Sin embargo, no解决 many of the problems, a no ser que haya un seguimiento en cuanto al desarrollo de los mercados

internos de capital en lugar de atraer más y más dineros externos, de los cuales simplemente no hay lo suficiente. Los países en desarrollo tendrán que recaudar la mayor parte de sus requerimientos de capital localmente y los esquemas BOOT son una manera de desarrollar ese mercado de capital local.

Una observación final es que esos esquemas son enormemente complejos en términos de negociaciones y acuerdos que todas las partes deben realizar. Y parte de la complejidad surge de la falta de confianza entre las partes, parcialmente debido a que no ha existido suficiente experiencia con esa clase de enfoque. Los inversionistas privados son escépticos acerca del cumplimiento por parte de los gobiernos de sus obligaciones, tal como si respetarán los aumentos de precio y la convertibilidad de divisas. Así, lo que sucede es que todas las partes del acuerdo contratan grandes grupos de abogados y negocian contratos sofisticados de una gran complejidad, con temas difíciles acerca de adquisiciones, etc. Al final del día, como ocurrió

en Turquía, creo, ambas partes se miran cara a cara y dicen "No vale la pena".

Una solución sería empezar con esos esquemas de menor escala. No se debería solicitar que los consorcios o empresas inviertan mucho inicialmente sino que participen en esquemas pequeños para adquirir experiencia y confianza.

En el subsector de energía eléctrica, tal vez la mejor manera de empezar con sólo pequeños proyectos es con instalaciones de cogeneración, en lugar de empresas independientes o instalaciones independientes de generación con toda clase de garantías. Pero, ciertamente, para desarrollar ese mercado de capital privado, se establecen las reglas del juego progresivamente, a medida que cada lado coge más confianza en el otro.

Las reglas del juego son sumamente importantes. Hay muchas cosas que hace el sector privado para protegerse en esos tipos de esquemas. Pero salvaguardar los legítimos intereses del sector público también tiene su importancia. La mayor parte de los clientes del

sector público del Banco Mundial probablemente no son capaces de hacerlo, al menos con su estructura actual. La mayor parte tienen muy poca experiencia en realizar un giro que implica utilizar la regulación como medio de control en vez de los derechos de propietario. Y el Banco Mundial tiene mucho que hacer en la presente década para ayudar a los gobiernos en desarrollar las reglas del juego y la autoconfianza para aceptar el sector privado como inversionistas.

Así, mientras que se escucha el punto de vista del sector privado, se debe pensar acerca del otro lado en términos de lo que el gobierno debería estar haciendo y cómo debería hacerlo. Es difícil para las partes individuales, con sus diferentes intereses, intentar negociar las reglas del juego bajo esa clase de estructura. Por lo tanto, más organismos neutros, tales como el Banco Mundial y otros, que pueden tener una perspectiva un poco más distante, podría proporcionar alguna asistencia a los gobiernos y las otras partes para reunir y armar estas reglas del juego.

BOOT: The Overview and the Questions Which Need to be Asked to Identify Viability

Robert J. Phillips*

BENEFITS OF PRIVATE SECTOR INVOLVEMENT IN PUBLIC INFRASTRUCTURE

Over the last few years, those involved in infrastructure projects have identified various elements that the private sector can offer to the public sector and the public sector will be expecting. One such element is performance. If the private sector can actually improve performance because of the competitive pressures which are brought to bear upon it, then quite clearly this improvement will be attractive to the host government.

Moreover, burdens which would otherwise be carried by the public sector can be shifted to the private sector. The extent and the scope of the shift is really a matter of negotiation, but a considerable amount of responsibility will be undertaken by the private sector during construction and operation.

A final element is additionality. Additionality tends to be spoken of in terms of finance and whether having a BOOT (Build-Own-Operate-Transfer) project will increase the number of projects being developed in a particular host country. But additionality also means increasing the available human resources, both at present by

assisting the host country in its plans and by giving the host country's own personnel the experience to run such a project in the future. This is the element of an extra "T" in BOOTT. The extra T means "train", and it will be a very important element for developing countries.

ALLOCATION OF RISK

The first thing that lawyers tend to look at is project structure, but financial advisors, governments, and, indeed, the private sector have to look at the allocation of risk. Risk can be divided effectively into two categories. There is the risk and gain, that is, the risk-to-reward ratio, and there is the risk-only element.

Allocating risk takes considerable time and planning. It is important in the public sector, as well as the private sector, to have appropriate financial and technical consultants. The critical question is how the risks can best be allocated to achieve the desired objectives. The risks of construction and operation, currency risks, fluctuations risks, and inflation risks all need to be addressed, as do the exceptional risks like force majeure. "Force majeure" is a well-known legal term, but the risks it actually represents remain uncertain. Nobody can be

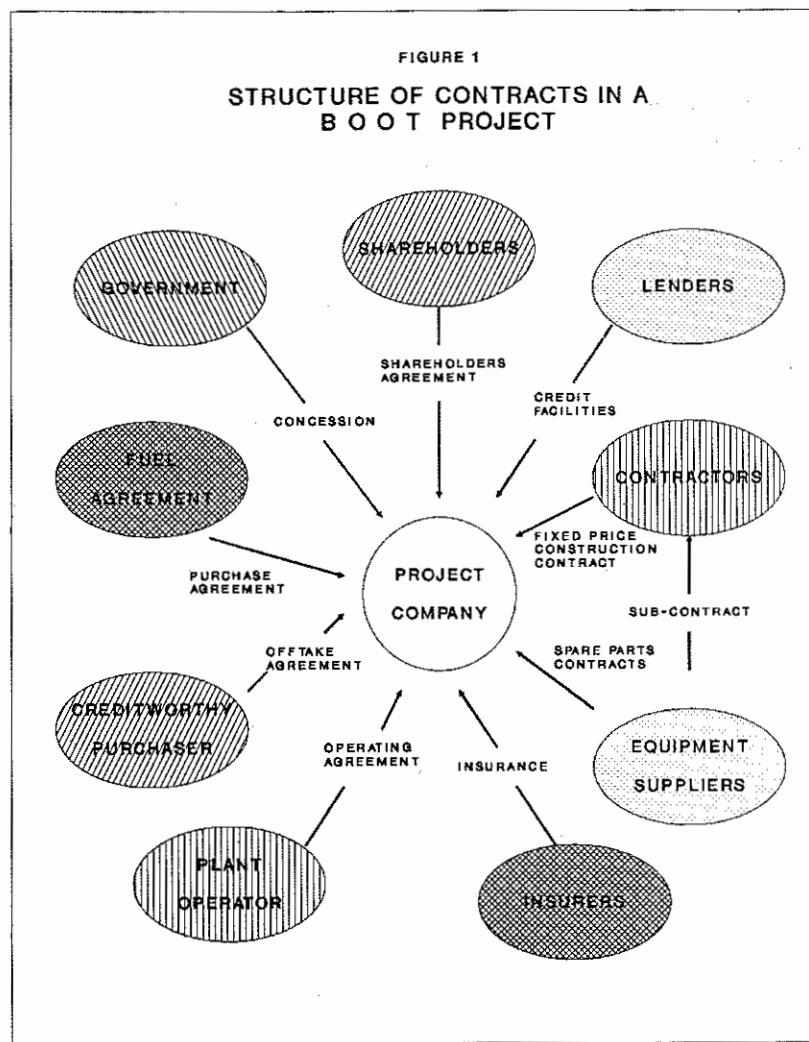
sure what will actually happen if war breaks out or there is insurrection. Nevertheless, all these risks are going to have to be placed somewhere, and risk distribution normally has implications for project cost. If the government accepts some of the risk, the cost (reward demanded by the private sector) may go down. If the private sector has to take some of the risk, the costs rise.

A whole series of risks have to be considered and allocated among the various parties involved, namely the sponsors, the government, and the concession agencies. This allocation is a vital element that must be done before teams of lawyers become involved in a project. Lawyers can assist, but the clear thinking has to be done at the outset. Experienced people need to take part at the early stages of these projects, both on behalf of the host country and on behalf of the private sector parties.

PROJECT STRUCTURE

The structure of interlocking contracts in a typical project is shown in Figure 1. This is not the perfect matrix; in fact there is no perfect matrix. As the discussions take place, the parties identify each other's positions and come up with a

* Coordinator, Major Projects Unit, McKenna & Co., London



of an original concept.

The shareholders of the winning consortium enter into a "shareholders' agreement" with each other which governs the relationship among themselves and describes how the project company will be managed. When, as is often the case, the contractor is a shareholder in the project company, there is a potential conflict of interest between its role as contractor and its role as investor. Such a conflict is viewed differently from the simple adversarial approach that has been taken in the construction industry, particularly in the United States and the United Kingdom. A collaboration approach between the shareholders is usually adopted, within which the contractors' various interests are handled. This approach reflects the need for trust, which is essential in BOOT projects.

Contractor. Often, the contract between the contractor and the project company is a fixed price design-and-build contract, which lessens some of the risks. Financing is facilitated if the contractor takes responsibility for the design risk, because the contractor will usually assume risks for a longer period than he would under a standard construction contract. Under the latter, the contractor's liability may be from 3 to 12 years, depending upon the limitations period in the controlling jurisdiction. On the other hand, in a number of BOOT projects, the contractors have been asked to assume the risk at least for the life of the commercial debt or even for the life of the concession, generally 20 to 25 years.

Equipment Supplier. The equipment supplier will operate as a subcontractor to the contractor during the construction phase. The supplier should also enter into a contract to supply spare parts during the life of the project, or at least the early life of the project, at a reasonable

scheme. On balance, the elements reflected here are also reflected in other projects, but not necessarily in the same way.

Government. The government will grant a concession to the project company. Either the concession agreement or a combination of the concession agreement and legislation will set out the obligations and the benefits which will be received by the project company from the host government. If the project, such as the Eurotunnel between England and France, runs between two countries, there will be a treaty between two governments, and the concession may well be given by two governments to two companies.

Shareholders. There may be

two groups of shareholders involved in a project. The shareholders, or sponsors, have either responded to an invitation from the host government to bid or have come up with a scheme which they believe the host government should properly adopt. In the case of the Eastern Harbor Crossing in Hong Kong, Kumagai Gumi went to the government with the idea, and the government was interested but required competitive tendering. Kumagai Gumi then won the tender and was given the award. On the other hand, the consortium which first developed the idea for the Dartford-Thurrock bridge over the River Thames in England failed to submit the winning tender. This risk is one of those facing the developer

Either the concession agreement or a combination of the concession agreement and legislation will set out the obligations and the benefits which will be received by the project company from the host government

cost. It has been suggested that second-hand equipment might be used to contain capital costs. Whether there are any difficulties with using such equipment depends on whether the supplier of the refurbished second-hand equipment is prepared to provide some assurance about the working life of that equipment. Obviously, there are disadvantages in using second-hand equipment, such as its lower operating efficiency than new equipment. However, the considerably lower capital cost would be a marked advantage. In BOOT projects, "tried and tested" technology tends to be preferred; if the plant has worked in one place, it will probably work reasonably well in another. Equipment based on unproven technology carries risks that make both government and lenders extremely nervous.

Plant Operator. The plant operator should also be involved in the project at an early stage because he can make a considerable contribution to the design process, helping to ensure that the plant is operated in the most efficient way given existing cost constraints.

Lenders. If the shareholders have contributed limited equity, lenders will be providing substantial amounts of money. The agreements, therefore, must also cater to their needs. The lenders will normally require a long-term fuel agreement

to assure themselves that the plant will actually produce electricity. Sometimes, however, an innovative approach makes such an agreement unnecessary. In one project proposed for the Philippines, for example, the government will supply the fuel, and the power plant will act, in effect, as a processing plant by taking the fuel and converting it into electricity. This approach has some advantages in terms of tariffs, and in some circumstances it can be quite attractive.

Purchasers. For the lenders, the offtake agreement is the most important of all, because it addresses their concern that there will be revenues generated from the project to service the debt; the investors would also like some assurance that they will actually receive a dividend on their capital.

Insurance. While allocation of risk is essential, insurance can mitigate some of the risks. For example, business interruption insurance is usually available to provide funds for at least some period of time if there are machinery or plant breakdowns which reduce the available capacity. On the other hand, with toll roads and other civil engineering projects, the market seems resistant to providing latent defects damage insurance. Absent such insurance, it would be difficult to have business disruption coverage because there is no policy to which it

could be attached. So, at an early stage, it is helpful to have insurance advisors to consider when insurance might be obtained to mitigate risks. Insurance advisors are also necessary to determine the impact of any requirement to take out insurance in the host country, in terms of re-insurance and cut-through clauses in financing contracts. Finally, the government also needs insurance advisors to determine for which of the risks it bears it can obtain insurance coverage.

Thus, the project structure generally includes all of these elements, but the roles of the participants and the relationships among them vary from project to project. For both the host government and the private sector parties, it is important that risk allocation be carefully considered before the project package is put together.

A simple power station can serve as an example of how the elements of the project structure fit together in a private sector power project. The power station will require fuel, such as gas or coal, to run the generators. There is the transmission line which is owned by the utility in the host country; the operator and the staff are from the private sector. Given a fair wind and a lot of luck, power will be produced at the appropriate rates, so that there will be no penalties applied. The project

The private sector has numerous specific concerns about the fiscal and regulatory environment for the viability of a BOOT project

will entail a whole raft of contracts. There is a long-term gas or coal supply contract, which is an agreement between the supplier and the franchisee. There is the power offtake agreement, which is primarily between the project company and the local utility.

Finally, there is a role for lawyers, which is to try to help people pull the project strands together. If there are delays, it is the lawyer's role to press hard and fast, so that the project is brought back on schedule.

All of these elements provide the basis, hopefully, for a viable scheme which enables the private sector to make a contribution to the public sector.

COSTS

The overhead costs for a BOOT scheme incurred in getting the agreements and putting the whole project together vary from project to project. These costs depend largely on the government and the parties involved. With BOOT-type projects, one concern of the private sector participants is high expenditure at the front end without necessarily any assurance that they will win the contract and the project

will actually be built. Negotiations sometimes take two years. While it does not necessarily mean having people fully engaged for two years, nevertheless the cost entailed is very high, as retaining a negotiating team can cost US\$25,000 a day. Once the initial deal is put together, there are also lawyers for the lenders, the loan stockholders, and other parties, and the costs begin to mount very quickly. So it is important for all the participants to appreciate fully the need to facilitate the process. When faced with any proposal from the other side, it is important that the parties begin to ask "Why not?" rather than "Why?".

GOVERNMENT SUPPORT

The private sector has numerous specific concerns about the fiscal and regulatory environment for the viability of a BOOT project. These concerns are summarized in a checklist at the end and discussed herein. The first concern of the private sector participants in the project—contractor, operation and maintenance (O&M) contractor, hardware supplier, investor and financial advisor—about the viability of a BOOT project is whether the government, its authorities, and local authorities will abide by government's decisions. A successful BOOT project requires strong leadership from both the government and the private sector during all stages of the project: negotiations, construction, and also implementation, that is, when the power station generates electricity. It is important that all key government agencies for the project (the relevant ministries, regulatory bodies, etc.) be committed to supporting the project.

The next concern is whether the government either will have been properly advised over a period of time on the mechanics of BOOT projects or will have access to appro-

priate financial consultants. The government needs to be confident that the private sector is giving it proper and accurate information. Many in the private sector see this as a particular area where the World Bank could contribute. It is important that the two sides be in roughly equal negotiating positions so as to develop the trust needed for successful negotiations. Certainly, contractors and suppliers much prefer to deal with people in government who really know the subject, as it improves the chances of a successful outcome.

The third concern is the need for good communication facilities, including transport. For example, the rates charged by members of negotiating teams are usually high, and the costs for the private participants increase unduly if they have to spend large amounts of time in transit between meetings. Since face-to-face negotiations are expensive to conduct, good electronic communication facilities are vital for preparing the groundwork before the parties meet around the table.

Next, it is critical that the government set up a cabinet-level subcommittee with authority to push matters ahead. Many public agencies seek to protect their vested interests by obstructing private sector attempts to participate in developing public infrastructure. Their usual tactic is to procrastinate during negotiations. Frequently and frustratingly in the early stages of a project, ministries refer the negotiators for the private sector participants seeking information or assistance to another authority and maintain that the matter in question is beyond their responsibility. Unless the government is prepared to coordinate its efforts, so that the negotiating team is able to get sensible answers quickly, the crucial goodwill of the private sector group will evaporate within the first week of negotiations, and

they may well pull out of a project at an early stage to avoid incurring further heavy costs.

The next concern is whether the government will facilitate the process of obtaining planning consents and legal permits without delay. In the early stages of a project this is usually the concern of the contractor. But, in some projects, this role is undertaken by a genuine industrial investor. With his financial advisors he would be concerned about consents and permits at an early stage, to make sure that these are settled even before bringing in a contractor.

FOREIGN CURRENCY REMITTANCE

For the equipment suppliers and O&M contractors, the project's viability will also depend on the freedom to remit foreign currency. They need this freedom to fulfill their contractual commitments relating to fixed completion dates, by being able to purchase materials and plant and to procure offshore technical services. And finally, foreign equipment suppliers and O&M contractors will be concerned about remitting funds to their home country to cover overhead costs incurred at the head office, as well as some of the profit.

FREEDOM TO IMPORT MATERIALS AND PLANT

Foreign equipment suppliers may be able to obtain the advantage of export credit guarantees, subject to the credit agency's prevailing policy for the country concerned. Assuming that fairly firm contractual obligations are imposed upon the various parties, the equipment suppliers and O&M contractors will need to know, at the time they prepare their bids, whether they will be free to import materials and plant and whether these imports will be subject to nondiscriminatory duties and taxes. However, many developing countries have difficulty in accepting these requirements because they view them as infringing their sovereignty and as slighting local competence and the quality of local products. Some governments insist that the developers use local products. Multinational manufacturers of plant and equipment may be willing to take advantage of good local inputs. However, the main contractor who takes responsibility for constructing the plant may be concerned that locally produced equipment might not be as reliable and that the commitment of the local suppliers might not be as strong as, say, an international company that

would be looking for repeat orders on other overseas projects. In addition, the financiers may themselves be concerned that the locally produced equipment would not be as reliable, but part of this problem can be dealt with by insurance. If the insurers are not prepared to insure local product, then, quite clearly, local products would have to be discounted.

Where there are monopoly suppliers for key inputs, such as cement or steel, the project developers will be concerned about obtaining government support for the allocation of sufficient supplies. This support is particularly important in countries with ambitious development plans, where local supplies may be insufficient. The alternative to ensuring that sufficient local supply will be allocated to the project is to allow importation of these goods. The project investors will need to establish in advanced negotiations that these goods would be supplied to them at nondiscriminatory prices.

USE OF LOCAL LABOR

Each imposed condition of a nonfinancial nature makes a project less attractive and also less financeable, depending on the developing country concerned. The O&M contractor, for example, needs to have its own supervisory staff on site that report to the head office. Contract conditions which require the O&M contractor to use an indigenous work force to the detriment of plant performance would be a major deterrent to investors in BOOT projects.

While the O&M contractor has a built-in cost incentive to develop and train local personnel to take over some of the operations, it is not possible to use local personnel until the appropriate skill levels exist. Thus, the private sector contractors prefer local staff to be trained independently under other arrangements,

One concern is whether the government either will have been properly advised over a period of time on the mechanics of BOOT projects or will have access to appropriate financial consultants

such as through specific training programs. In their view, this kind of objective cannot realistically be incorporated into a commercial contract for a BOOT project. If hiring local staff makes financial sense for the contractor, it will do so.

Another concern of the private sector is that a local work force which it has trained might disappear shortly afterwards, so the contractors have to continue to provide training at considerable expense. But in most developing countries, the private sector can retain its staff because salaries are higher than those the public sector is prepared to offer.

USE OF LOCAL CONTRACTORS

The host country should develop the capability to operate and take the risks in operating large and complex facilities. Even though the countries initially need the help of many foreign expatriates with technical expertise to operate such facilities, local operators should take over this responsibility as they become qualified, even if the project remains in the private sector. By transferring this knowledge, the project owners will also benefit since the cost of hiring local engineers and technicians will be lower than for expatriates. However, the country should receive a share of the financial saving through a more favorable bulk price for power to the power utility. In a sense, the term BOOTT is more appropriate than BOOT, with the second "T" standing for "train".

Recently, a European Community directive proposed that power projects awarded to concession companies by other than competitive tendering should have to use competitive bidding for 30% of the construction work. That draft directive, while not yet finalized, is causing a number of contractors who have invested in consortia companies to review their plans to participate in

the privatized power industry of the United Kingdom as investors. A contractor who is involved as a sponsor at least wants to know whether he will have to compete against others for his contract or will be able to obtain a contract from the concession company entirely from negotiations.

The opportunity for using local contractors depends upon the type of project. There is little such opportunity in a "capital plant" project, in which it is likely that either the process plant or generating equipment will be imported to the host country from an overseas supplier. However, in straight civil engi-

nering projects, local contractors can contribute substantially, due partly to knowing how to deal with local circumstances better than foreign contractors. In the case of civil works, at least in developing countries, local expertise and capability in the civil area far exceeds that for manufacturing plant and equipment, and local civil engineering contractors can deal better with the local business environment. Experience in the public sector shows that, at a minimum, 20 to 30% of the total cost of a project consists of local components, meaning civil work. BOOT projects generally tend to have much lower local composition, in which most of the components are

LEGAL ENVIRONMENT AND TAX REGIME

The O&M contractor is concerned about discriminatory changes in legislation and regulation relating to both the particular project and the category of projects into which it falls.

Even though the countries initially need the help of many foreign expatriates with technical expertise to operate such facilities, local operators should take over this responsibility as they become qualified, even if the project remains in the private sector

neering projects, local contractors can contribute substantially, due partly to knowing how to deal with local circumstances better than foreign contractors. In the case of civil works, at least in developing countries, local expertise and capability in the civil area far exceeds that for manufacturing plant and equipment, and local civil engineering contractors can deal better with the local business environment. Experience in the public sector shows that, at a minimum, 20 to 30% of the total cost of a project consists of local components, meaning civil work. BOOT projects generally tend to have much lower local composition, in which most of the components are

A particular concern for project viability is the tax regime. It is important to have a tax code which is nondiscriminatory and conducive to project implementation. Taxes levied at the border of the countries—import tax and customs duty—and income tax are reflected in the bulk sales tariff and do not pose problems for the project participants. However, governments are under conflicting pressures. On the one hand, they need to utilize resources efficiently for public expenditures from a limited fiscal base. On the other hand, the private sector seeks tax holidays, exemptions, and other concessions for their BOOT projects. Contractors have

sought such tax concessions from the host government to compensate for taxes on dividends levied by the contractor's country. At the time of bidding the promoters would have to take into account whether or not there will be tax holidays or special economic zones or whatever term is used in the particular host country. But, obviously, it is of interest to know whether there are any advantages which the government offers that can be used for the benefit of the project.

Some host governments even levy a special tax on profits remitted overseas. This does not impact the viability of the project itself but does have an impact on the investor's return from the project. The investors will try to negotiate a bulk sales tariff that takes account of these features to their satisfaction. The point is that the tax regime should not discriminate against the foreign investor at whatever levels of taxes levied by the host government.

Many public utilities enjoy tax breaks. They do not pay duties on imported equipment nor do they pay corporation taxes. Such concessions should be taken into consideration in comparing the costs of power from the public and private sector options. The private sector sponsors would consider that private investors in projects should receive the same concessions as the public sector.

There is also a presentational advantage with uniform tax regimes. When the host government imposes a relatively high tax rate on profits

remitted overseas, the foreign investors in that country might seek an unduly high pre-tax return. They will want to pass through a corporate tax into the tariffs. However, this would give rise to practical problems in that either the foreign investor appears to be seeking too high a return or the tariffs will be too high for the utility compared to the cost of the public sector option.

In summary, the issue of tax regime encompasses two separate problems. There are taxes levied by the country itself which can only be reflected by passing them through in the tariff. There are also taxes which are levied on the income or the dividend income of the investor. These should be compensated for; they are reflected in the investment decision of the investor, looking at the net return after taking into consideration the country's tax regime. These points should be taken into account in the host country's foreign investment code. While a BOOT power project has some unique characteristics for a foreign investment, such as production of a nontradable good, a single buyer (usually a state-owned utility), and price controls on the purchasers output, most of these issues should be handled by the foreign investment code. For a government that is thinking about adopting a BOOT approach, the World Bank should help to review investment laws and regulations to make sure they are appropriate for the approach.

When the host government imposes a relatively high tax rate on profits remitted overseas, the foreign investors in that country might seek an unduly high pre-tax return. They will want to pass through a corporate tax into the tariffs

The Questions Which Need to be Asked to Identify the Viability of a BOOT Project

1. Will government be willing to take decisions which government, governmental authorities, or local authorities will abide by, that is, government will agree to a concession agreement which will constitute the framework for underlying documentation and thereby setting the policy?
2. Will government either be appraised of specifics of the project, or alternatively does government have access to appropriate technical consultants?
3. Are there reasonable communication facilities, including transport?
4. Will there be, where appropriate, government/cabinet subcommittees to progress matters?
5. Will government support for obtaining construction consents and the like be available so as to avoid delays?
6. Will central government support be provided for the project?
7. Will there be freedom to remit foreign currency:
 - i) to purchase materials and plant?
 - ii) to pay for offshore services?
 - iii) to cover head office overheads and profit?
8. Will there be freedom to import materials and plant, and will there be nondiscriminatory duty/import imposts?
9. Will there be freedom to assign to the project sufficient qualified personnel, for example, expatriates?
10. Will there be freedom to import spare parts and services required for maintenance?
11. Does a good supply of indigenous personnel, including labor, exist?
12. Where there are monopoly suppliers for project imports (for example, cement, steel), will there be government support for allocation of sufficient supplies to the project?
13. Will there be no discriminatory changes in legislation and the like?
14. Will there be a nondiscriminatory tax regime which is conducive to project implementation?
15. Will government set up a tax regime which is conducive to project implementation?
16. Where the construction contractor is also an investor in the project, will there be freedom from competitive tendering as far as work to be carried out by that contractor is concerned?
17. Will there be freedom to carry out construction operations and maintenance either in own right or alternatively with a joint venture local partner of own choice?
18. Are there copyright and other proprietary rights or intellectual property protections?
19. Will there be a framework to remit foreign currency?
20. Will there be a framework for foreign exchange conversion?
21. Who takes the currency conversion risk?
22. Will treasury guarantees be given for remittances and conversions?
23. Will the Multilateral Investment Guarantee Agency (MIGA) be available for investment in the host country?
24. Will there be an ability to remit dividends on shares and share capital on disposal?
25. Will there be market for shares in the project company?
26. Is the extent of competition (if any) understood and, preferably, has the regulatory framework been created so as to identify the relationship of the project with other similar schemes, particularly in power generation?
27. Will there be the freedom to fix a tariff to protect a minimum return on capital (other than in the case of default by project company)?
28. Will there be an ability to convert local currency earnings to foreign exchange without creating a tariff which would penalize the domestic user?
29. Will support be provided to the investors in the event of force majeure or events outside a sponsor's or investor's control?
30. Will support be given to the investors in the event of changes to legislation adversely affecting income, debt service or minimum level of profits scheme?

BOOT: Remarks

*Anthony A. Churchill**

During the forthcoming decade, developing countries plan to invest approximately a trillion dollars in expanding their power subsectors, or US\$100 billion per year. About US\$15 to US\$17 billion per year will come from institutions like the World Bank, the bilaterals, and other lending agencies for the power subsector, leaving a gap of some US\$85 billion per year. It seems doubtful that, particularly as the subsector is presently structured, much of this money will come from the private sector, and certainly not from the international private sector. Therefore, the bulk of these funds, as indeed, the bulk of most funds for development purposes, will have to come from within the developing countries themselves.

The first question, then, is whether there is enough money. Savings rates in developing countries are, on average, about twice that of the United States and two-thirds greater than European levels. Typically, the highly indebted countries of Latin America have savings rates of over 18% of the GNP, in contrast to somewhat less than 8% in the United States. Thus, the savings are there, but they are not being

mobilized, and in particular not for development purposes.

One reason that domestic savings are not being mobilized for development purposes is that governments, through their insistence on maintaining public ownership and control of investment by utilities, have foreclosed these markets from private capital. They have operated these institutions in such a fashion as to make them unattractive to private capital. It would seem quite illogical to a resident of a developing country to invest money in that country's public utilities which are likely to be bankrupt or, if not bankrupt, simply being maintained through transfers of taxpayers' money.

The issue then becomes how to raise capital from these domestic markets to finance public infrastructure. It is worth bearing in mind the experience of today's developed countries. Much of their public infrastructure was financed through private savings, not through taxpayer funds. Historically, the development of the railroads, the present public utilities, toll roads, canals, and the electric traction railways in the cities was all financed by issuing bonds and shares to private savers, and

making these investments attractive. Some people made a lot of money, some lost money in the process, but the objective was to raise the money for development from private savings and to put it into enterprises which yielded high rates of return.

Since World War II, developing countries have chosen a different route, in which public infrastructure is financed through the taxpayer by transfers of public funds. The ability to finance development this way has reached its limit. As noted, the enormous coming demand for public infrastructure cannot be fully met through transfers from the public sector, including the World Bank, the multilaterals, and other institutions with official development capital. There simply are not enough funds. This money can only be raised by making these projects attractive to private capital, and discussions about BOOTs, BOOs, and other projects of that type must focus on that issue.

The overarching objective is to develop capital markets. The officials of developing countries say repeatedly that they cannot raise money this way because there is no capital market, or the capital market

* Director, Industry and Energy Department, The World Bank

is underdeveloped. Of course, the capital market is underdeveloped! When investment of private capital in the major types of projects that take place at early stages of economic development is precluded, it is no wonder that there is no private capital market, or a very small one. Historically, the development of the capital market has gone hand in hand with the financing of large public infrastructure projects. Indeed, the whole concept of limited liability goes back to the funding of large-scale public infrastructure projects.

One of the ideas behind the BOOT approach is to bring in private capital (and usually in BOOT schemes in developing countries what has been meant is private foreign capital) together with supplier credits and assorted other types of moneys, to build a power plant or toll road. The foreign consortium or the operating company runs the schemes for a while and then, at some point in the future (usually sufficiently vaguely defined), transfers the assets to the public sector of the host nation.

Hopefully, this is a temporary measure. First, I do not think that it is the way to develop capital markets. Second, turning these enterprises back to the public sector probably compounds the problem. When a project is built and running well, there is little reason to turn it over to an inefficient public monopoly. It seems doubtful that the public monopoly will be more efficient 10 or 15 years from now. Experience, certainly, teaches otherwise.

The meaning of "transfer" (the "T" in BOOT) and how it is to be accomplished has not been given sufficient thought. In most of the schemes in operation or under consideration, the transfers are suffi-

ciently far in the future that the problem has not demanded attention. But there is some experience with transferring assets in this fashion. One example is some of the public bus companies in Africa, which were operated by foreign consortia. At the end of the franchise period, these companies were to be transferred back to the public sector. As might have been expected, as the transfer date approached, the temptation for the franchise holder was to run down the capital stock. And the history of many of these schemes shows that running down of capital stock has, in fact, happened. While all sorts of carefully worded legal agreements, which include inspection plans and other measures, may provide protection on paper against this sort of loss of capital stock, it seems unlikely that such arrangements will be effective in developing countries.

There is an alternative to the "T" that needs to be considered, and it is one that will assist in developing the capital market. Rather than transferring a plant back to the public monopoly, which has done so poorly in running that type of plant in the past, the foreign shareholders in the plant would be expected to divest themselves of their stock, up to some negotiated percentage. Ownership could be transferred in the form of paper, certificates or other instruments for investment in the local market. In other words, there would be a transfer of ownership rather than a transfer of the plant.

I happen to favor this kind of approach because I think that the primary objective behind these schemes should be not building another power plant or building another road, but developing that capital market. In all of these countries there is great scarcity of good paper assets for

investment. Every time a good investment scheme comes along, it is oversubscribed. This approach would bring a group of foreigners together to build and run a plant, with all sorts of clauses in the agreements about repatriation of capital, and so on. When the project is working, with the government meeting its obligations, it becomes a prime attraction for local investors. Perhaps it would be sensible to start the process of developing the local capital market with a BOOT scheme where perhaps 10% or 20% of the initial investment comes from local investors. Starting to issue some shares and getting some dealing in the shares is the only way to replicate this process on a scale that is relevant to the capital mobilization problem facing the developing countries.

So BOOT should be thought of as part of an initial strategy to develop this capital market, not as a final objective. Setting up a BOOT scheme and getting it working is very nice. It does not, however, really solve too many problems, unless there is follow-through in developing domestic capital markets rather than in attracting more and more foreign money, of which there simply is not enough. The developing countries are going to have to raise most of their capital requirements locally, and BOOT schemes are one way of developing that local capital market.

A final observation is that these schemes are enormously complex in terms of the negotiations and the agreements that have to be reached by all parties. And part of the complexity arises out of the lack of trust between parties, partly because there has not been enough experience with this sort of approach. Private investors are skep-

tical about whether governments will live up to their agreements, such as whether they will follow through on price increases and currency exchange convertibility. So what happens is that all the parties to the agreement hire large groups of lawyers and negotiate sophisticated contracts of enormous complexity, with difficult procurement issues, etc. At the end of the day, as I think happened in Turkey, the two sides look at each other and say, "It ain't worth it".

One solution may be to begin with these schemes on a smaller scale. Consortia or companies should not be asked to invest heavily initially, but rather to participate in small schemes to build up experience and confidence.

In the power subsector, prob-

ably the best way to start small is through co-generation facilities, rather than independent utilities or independent generating facilities with all sorts of guarantees. But, certainly, in developing this private capital market, the rules of the game are established through progressive steps, as each side becomes more and more confident with the other.

The rules of the game are terribly important. There are many important things that the private sector does to protect itself in these types of schemes. But safeguarding the legitimate public interests of the public sector is also important. Most of the World Bank's public sector customers are probably not capable of doing so, at least as they are currently set up. Most of them have very little experience in shifting

away from using ownership to using regulation as a means of control. And the World Bank has much to do in the coming decade to assist governments in developing the rules of the game and the self-confidence to accept the private sector as investors.

So, while hearing the private sector's side, one should also think about the other side in terms of what the government should be doing and how it should do it. It is hard for the individual parties, with their different interests, to attempt to negotiate the rules of the game under that kind of a structure. Hence, more neutral bodies, such as the World Bank and others, that can step aside a little bit from this, may be able to provide some comfort to governments and others in putting together these rules of the game.