

REVISTA ENERGETICA

ENERGY MAGAZINE



ORGANIZACION LATINOAMERICANA DE ENERGIA LATIN AMERICAN ENERGY ORGANIZATION

EL POTENCIAL BIOENERGETICO DE JAMAICA

JAMAICA'S BIOENERGY POTENTIAL

Ministry of Mining, Energy and Tourism

AVANCES EN LA INTEGRACION ELECTRICA CENTRO AMERICANA Y POSIBILIDADES PARA SU EXTENSION ABRANDO A MEXICO Y COLOMBIA

ADVANCES IN CENTRAL AMERICAN ELECTRIC POWER INTEGRATION AND POSSIBILITIES FOR ITS EXTENSION INTO MEXICO AND COLOMBIA

Afonso Maria Furtado da Silva

METODO DE DOBLE ESCORIA PARA LA OBTENCION DE ACERO A PARTIR DE BRIQUETAS AUTORREDUCTORAS EN HORNOS DE INDUCCION

DOUBLE-SLAG METHOD FOR OBTAINING STEEL FROM SELF-REDUCING BRIQUETTES IN INDUCTION FURNACES

J. M. Rodriguez, M. Descazeaux, R. Rojas

LA NUEVA POLITICA PETROLERA ECUATORIANA: LA INFLUENCIA DEL PETROLEO EN LA ECONOMIA NACIONAL

THE NEW PETROLEUM POLICY OF ECUADOR:
THE INFLUENCE OF OIL ON THE NATIONAL ECONOMY

Fernando Santos Alvite

AÑO 9 N°1 ABRIL 1985

YEAR 9 N°1 APRIL 1985

**ORGANIZACION
LATINOAMERICANA DE ENERGIA**

SECRETARIA PERMANENTE

MARCIO NUNES.
SECRETARIO EJECUTIVO

JOÃO PIMENTEL
ASESOR GENERAL DEL SECRETARIO EJECUTIVO
EDUARDO PASCUAL
DIRECTOR DE COOPERACION

CESAR MOYA
DIRECTOR DE PLANIFICACION
GUSTAVO SORONDO
DIRECTOR TECNICO

REVISTA ENERGETICA

JOÃO PIMENTEL
DIRECTOR Y EDITOR
MIRIAM MORALES
JEFE, DEPARTAMENTO DE
COMUNICACION SOCIAL
BARBARA SIPE DE FALCONI
TRADUCTORA

La **Revista Energética** es el órgano de divulgación técnica de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE).

La **Revista Energética** es publicada cuatrimestralmente por la Secretaría Permanente de OLADE.

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

Artículos, contribuciones y correspondencia relativa a la **Revista Energética** deben ser enviados a Joao Pimentel, Director, Casilla de Correos 6413 C.C.I., Quito, Ecuador. La suscripción anual de la Revista Energética es de US\$ 50.00. Los suscriptores de la Revista Energética recibirán sin costo adicional la publicación **Actualidad Energética Latinoamericana**. En la última página se encuentra el formato apropiado para solicitar la suscripción de la revista.

REVISTA ENERGETICA

ENERGY MAGAZINE

Año 9, Número 1

Abril, 1985

Enero - Febrero - Marzo - Abril
1985

Pág.

EDITORIAL	5
✓ 215 EL POTENCIAL BIOENERGETICO DE JA- MAICA	7
✓ 216 AVANCES EN LA INTEGRACION ELECTRI- CA CENTROAMERICANA Y POSIBILIDA- DES PARA SU EXTENSION ABARCANDO A MEXICO Y COLOMBIA	19
✓ 217 METODO DE DOBLE ESCORIA PARA LA OBTENCION DE ACERO A PARTIR DE BRIQUETAS AUTORREDUCTORAS EN HORNOS DE INDUCCION	43
✓ 218 LA NUEVA POLITICA PETROLERA DEL ECUADOR: LA INFLUENCIA DEL PETROLEO EN EL ECONOMIA NACIONAL	57

EDITORIAL

Entregamos a nuestros lectores el número 1 de la Revista Energética, correspondiente a su noveno año, en el nuevo formato que servirá para facilitar el envío por correo, así como su manejo y lectura.

Desde el principio de este año, estamos remitiendo a los suscriptores de la Revista Energética, y sin costo adicional, la publicación bimestral "Actualidad Energética Latinoamericana", con el objeto de mantenerlos constantemente informados de las principales actividades del sector energético de la región. En el futuro cercano la "Actualidad" pasará a ser publicada mensualmente dando así mayor dinamismo y agilidad en las informaciones a ser difundidas.

En el presente número incluimos un artículo del Dr. Fernando Santos Alvite, Subsecretario de Energía del Ecuador, sobre la nueva política de contratación petrolera en ese país, con miras a ampliar las reservas de hidrocarburos de ese importante exportador de América Latina.

Dentro del espíritu de integración latinoamericana, se vienen realizando estudios por parte de importantes instituciones financieras de desarrollo respecto a un proyecto de interconexión eléctrica que abarca desde Colombia hasta México. En el artículo del Ing. Furtado Da Silva, se analizan los avances de ese proyecto.

Se presentan además sendos artículos sobre el potencial bioenergético de Jamaica y sobre la utilización del carbón mineral en la industria siderúrgica.

JOÃO PIMENTEL
ASESOR GENERAL DEL SECRETARIO EJECUTIVO

EL POTENCIAL BIOENERGETICO DE JAMAICA

MINISTERIO DE MINAS, ENERGIA Y TURISMO
KINGSTON - JAMAICA

INTRODUCCION

Al acercarse a la isla por vía aérea, el visitante a Jamaica se impresiona ante todo por su topografía particular.

El tercio oriental de la isla está compuesto por diversas rocas ígneas, sedimentarias y metamórficas, crestas pronunciadas y valles serpentinos. En medio de estas estructuras corre la cordillera más alta de la isla, las Montañas Azules, que alcanza hasta 7.402 pies de altura.

El interior de la isla está cubierto por gruesos estratos de calizas. Corrientes subterráneas circulan a través de cavernas y aparecen en cuencas más profundas o al borde de las calizas.

Arenas muy redondeadas y profundas y enormes contrafuertes rocosos constituyen las zonas denominadas "Cockpit Country". Estas son en su mayoría impenetrables y por lo tanto escasamente pobladas. En otras secciones se ha formado, por la erosión, un paisaje ondulado con colinas y pequeños valles.

Los asentamientos agrícolas de tamaño importante existen principalmente en las cuencas, en las que se han depositado suelos bien desarrollados y de gran profundidad.

Las angostas planicies costeras se interrumpen puntualmente con espolones de tierras altas que penetran al mar. La mayor parte de las costas del Norte y del Oeste desciende abruptamente a las terrazas de coral que evidencian pequeños levantamientos recientes.

En otros lugares, la planicie consiste en una mezcla de arcillas aluviales, arenas y guijarros. A lo largo de algunas partes de la costa, el mar ha acumulado depósitos de playa, formando bancos.

Se utiliza un 41% de la superficie continental de Jamaica para la agricultura; menos de la mitad de estas tierras están destinadas a pastizales. Estas, junto con una pequeña parte recubierta por los bosques de la isla, son las únicas consideradas productivas.

La mitad de la isla se encuentra por encima de los 1.000 pies de altura, limitando así el potencial para un amplio aprovechamiento agrícola. Los suelos son particularmente deficientes en las zonas de calizas, donde el agua es difícil de obtener.

LA TURBA

Los principales recursos de turba de Jamaica están ubicados en las zonas húmedas del Río Negro y detrás del Complejo Turístico Costero de Negril, en Westmoreland. El total de las reservas de turba de la isla se estima en unas 28,9 millones de toneladas. De esta cantidad, el país tiene la intención de utilizar 9,5 millones de toneladas métricas en la forma de sólidos secos. El potencial de los depósitos de turba en Negril es suficiente para abastecer de combustible a una planta de 60 MW durante 27 años.

Varios estudios han determinado la factibilidad de aprovechar la turba de Jamaica y han examinado cómo minimizar el impacto ambiental al sacar la turba de las tierras húmedas. El costo por kilovatio hora de electricidad generada a partir de esta turba, resultaría considerablemente menor al de los productos petroleros que actualmente se utilizan para este fin.

EL ESTADO ACTUAL DE ENERGIA EN LA INDUSTRIA AZUCARERA

Los campos de caña de azúcar ocupan un 35% de las tierras cultivables de Jamaica, principalmente las tierras bajas planas. Los equipos mal mantenidos y obsoletos de los ingenios, junto con la quema de la caña en los campos, dieron origen a retornos disminuidos de bagazo, con la consecuente necesidad de recurrir a otros combustibles. Así, llegó a su fin la autosuficiencia energética de la que había disfrutado la industria azucarera en el pasado.

Sin embargo, a través de grandes mejoras en las técnicas de sembrío y en los equipos de ingenios, junto con el aprovechamiento de la caña energética, la industria azucarera puede recuperar su autosuficiencia energética. En el caso de los ingenios más grandes, los excedentes de electricidad podrían ser integrados a la red nacional.

La industria azucarera también tiene el potencial de producir alcohol carburante. En la actualidad Jamaica está produciendo aproximadamente 1,2 millones de galones de alcohol hidratado para aplicaciones industriales. El producto local se complementa con importaciones.

Maximizar el potencial de la industria azucarera para producir alcohol carburante implica la rehabilitación de los ingenios viejos e inefficientes y el establecimiento de una planta de alcohol a gran escala. Estas medidas están siendo consideradas actualmente, ya que se ha estimado que el alcohol combustible podría reemplazar un 10% de la gasolina utilizada anualmente.

También está siendo analizada la posibilidad de utilizar otro producto agrícola para producir alcohol: la mandioca. Sin embargo, la producción de alcohol a partir de ella puede verse limitada por la demanda que esta tiene para la producción de alimentos para animales.

LOS BOSQUES

A lo largo de la historia de la isla, los bosques han proporcionado a la población combustible para la cocción. Actualmente la leña es uno de los principales combustibles destinados a este fin por un gran porcentaje de la población rural del país. Los niños que cargan un atasco de leña en sus cabezas son todavía un cuadro muy común en muchas zonas rurales de Jamaica.

El desarrollo de estufas de leña y de hornos de carbón vegetal más eficientes ha sido una manera de ejercer cierto grado de control sobre el uso de los recursos forestales. Los hornos metálicos están produciendo unas 1.056 toneladas de carbón vegetal por año.

Es enorme el potencial para el establecimiento de plantaciones energéticas en Jamaica. Ya se están implantando algunas de especies de rápido crecimiento, por ejemplo **Lucaena, Calliandra y Cassia**. El potencial energético de las plantaciones forestales es del orden de 1 MW por 1.000 acres; se tiene identificado un potencial de 10 - 15 MW con la utilización de 5 localidades.

EL APROVECHAMIENTO DE RESIDUOS AGRICOLAS, URBANOS E INDUSTRIALES

Para el jamaiquino promedio, el uso de residuos animales o hu-

manos para generar energía es una aberración cultural. En el uso de aguas negras provenientes de comunidades urbanas o suburbanas hay mucho potencial, pero su aprovechamiento enfrenta una fuerte reacción motivada por actitudes culturales. El uso de residuos animales para generar biogás en las propiedades agrícolas está logrando un apoyo cada vez mayor, conforme los diversos proyectos de biogás van arrojando resultados positivos.

Si bien Jamaica tiene un potencial importante en materia de generación de biogás a partir de residuos animales, en la actualidad resulta problemático su aprovechamiento por la alta inversión de capital exigida para la construcción de biodigestores de concreto. Otros tipos de digestores están siendo estudiados en un intento de reducir el costo de estos para los granjeros.

Una de las principales limitantes para el uso de los residuos agrícolas en la producción de energía radica en la dispersión que ellos muestran. A través de estudios se ha procurado cuantificar el volumen de algunos de estos residuos.

La producción del banano ocupa aproximadamente 17% de las tierras cultivables de la isla, siendo cultivada la mayor parte de la fruta en pequeñas propiedades agrícolas y estancias. Los residuos de la producción bananera se han estimado en 7.040 toneladas. El café es particularmente valioso para la isla, ya que se cultiva con facilidad en los distritos accidentados que a menudo no son propicios para otros cultivos. El café contribuye con una parte importante de los ingresos por exportaciones de Jamaica. Se estima que unas 4.500 toneladas de residuos agrícolas provienen de la producción de café. Los desechos vegetales producen aproximadamente 30.100 toneladas de residuos.*

El uso de los residuos urbanos sólidos en la combustión directa alcanza por lo menos 550-600 toneladas diarias, ó 249,41 MBEP anuales, según cifras del documento "Programa y Política Energética Nacional de Jamaica", publicado por el Ministerio de Minas, Energía y Turismo.

La viabilidad de la generación eléctrica a partir de residuos sólidos se ve directamente influida por la capacidad de las autoridades municipales para recolectar, de una manera eficiente, toda la basura

* Cifras tomadas del levantamiento "Biomass Survey".

generadas. La alta inversión de capital involucrada en el establecimiento de una planta para la combustión de estos residuos, podría ser un factor limitante. Ello dependerá de las decisiones de política adoptadas. Aparte de los beneficios en términos de producción de energía con la utilización de estos desperdicios, existen beneficios ambientales y mayores oportunidades de empleo.

La industria alimenticia de Jamaica continúa aumentando su aporte a la economía nacional. Varias de las empresas procesadoras de alimentos han logrado normas de calidad y reconocimiento internacional.

Los subproductos del procesamiento de alimentos también pueden contribuir al potencial bioenergético del país. Los métodos para utilizar estas fuentes de energía incluyen la fermentación, la digestión aneróbica, y la combustión directa.

LAS PERSPECTIVAS

En términos de potencial bioenergético, no se puede decir que Jamaica sea un país deficiente. Sin embargo, los limitados recursos financieros y las diversas demandas apremiantes por dichos recursos, inevitablemente determinan el ritmo de desarrollo de sus recursos bioenergéticos.

En todo caso, para 1988 Jamaica espera obtener logros importantes en el uso de biodigestores de pequeña escala para la cocción y refrigeración en residencias rurales. Para el mismo año, también se espera haber introducido estufas de leña y hornos de carbón vegetal mejorados para satisfacer las necesidades urbanas y rurales.

La comunidad rural debe estar experimentando una mayor autosuficiencia, dada la utilización de residuos agrícolas para cubrir las necesidades energéticas de sus actividades.

El aporte de la turba a la generación eléctrica todavía está por concretarse. A la luz del actual debate público, la cuestión de su explotación aguarda aún una decisión política definitiva.

Los residuos de las destilerías deben estar utilizándose como materia prima para los biodigestores hacia 1988, atendiendo así sus propias necesidades internas.

Para el año 1993, debe haber grandes biodigestores generando energía a partir de residuos en las principales empresas ganaderas. Se espera que los digestores medianos, que suministran fuerza motriz para las actividades agrícolas, entrarán en operación utilizando estos residuos. Además, se espera tener en marcha la producción de alcohol industrial a partir de la fermentación o destilación de residuos agrícolas.

También deben estar operando gasificadores de leña para bombeo de agua con fines de riego. El alcohol producido a partir de la caña de azúcar debe abastecer en parte a los sectores industrial y de transporte.

Para fines de este siglo y comienzos del próximo, el bagazo de la caña de azúcar debe estar siendo utilizada para generar electricidad. Además, es probable que la leña se esté utilizando en grandes gasificaciones con el mismo fin.

Jamaica mira hacia el siglo XXI con una creciente esperanza en su capacidad de utilizar de forma efectiva todas sus potencialidades bionergéticas.

ANEXO I

RESUMEN DEL POTENCIAL DE RESIDUOS ANIMALES Y VEGETALES

El contenido energético de los residuos de cultivos en Jamaica se puede determinar con la siguiente expresión:

$$\text{CRE (kWh/año)} = \text{CP (toneladas/año)} \times \text{CRC c EVCR (kWh/tonelada)}$$

donde:

CRE = Contenido energético de los residuos de cultivos

CP = Cantidad producida de cada cultivo (Datos obtenidos del Banco de Datos, Ministerio de Agricultura, Producción Estimada por Trimestre, 1980, y otras fuentes estadísticas ya citadas)

CRC = Coeficiente de residuos de cultivos (algunos coeficientes de residuos de cultivos (Algunos coeficientes de Makhijani y Poole, utilizados en la Hoja de Datos Energéticos Mundiales, otros supuestos en base a la relación estimada de residuos en relación a la parte comestible del cultivo.)

EVCR = Valor energético de cada cultivo, dado como 4.030 kWh/tonelada ($12,5 \times 10^6$ BTU/tonelada) (De Downing, C., utilizado en la Hoja de Datos Energéticos Mundiales).

CULTIVO	CANTIDAD DE PRODUCCION (CP) TONELADAS/ AÑO X 10 ³	COEFICIENTE DE RESIDUOS (CRC)	CONTENIDO ENERGETICO DE LOS RESI- DUOS (CRE) kWh/año 10 ⁶
Caña de azúcar	2.900,00	0,30	3.506,00
Banano	69,00	0,25	69,50
Coco	25,00	0,30	30,20
Pimiento	1,30	0,50	2,60
Café	12,30	0,50	24,80
Cacao	1,80	0,40	2,90
Frutas (excluyendo melones)	0,20	0,25	9,20
Legumbres	10,80	2,80	121,90
Vegetales y melones	114,00	0,25	114,90
Condimentos	9,10	0,10	3,70
Cereales	7,60	1,70	52,10
Tubérculos	252,00	0,20	203,10
Plátano	28,10	0,25	28,30
TOTAL	4.169,20		

La Energía Biomásica (BE) de los residuos de Jamaica se calcula entonces sumando la Energía de los Residuos de los Cultivos (CRE) para cada producto y la Energía de Estiércol (ME) para cada animal doméstico.

$$\begin{aligned}
 \text{Así que } BE &= CRE + ME \\
 &= (4.169,2 \times 10^6 + 1.029,48 \times 10^6) \text{ kWh/año} \\
 &= 5.198,68 \times 10^6 \text{ ó } 5.199 \text{ GWh/año}
 \end{aligned}$$

FUENTE: Nelson, Lilieth. Proyecto de Evaluación de Recursos Bioenergéticos, Fase I y Planes para Instrumentar la Fase II: Informe a la Dirección de Energía del Ministerio de Minas y Energía, 1982.

ANEXO II

Rendimiento forestal total = 4'600.000 toneladas/año

Durante las cosechas, 30% del total se puede convertir en leña:

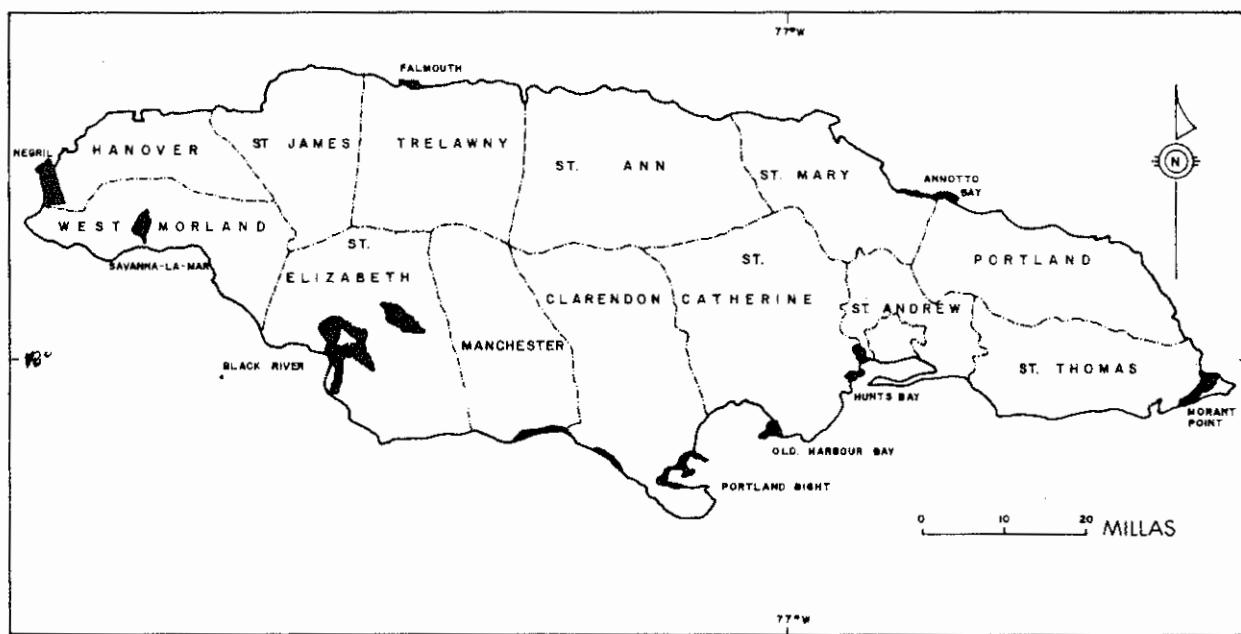
= 1'380.000 toneladas/año

= 342100 BEP

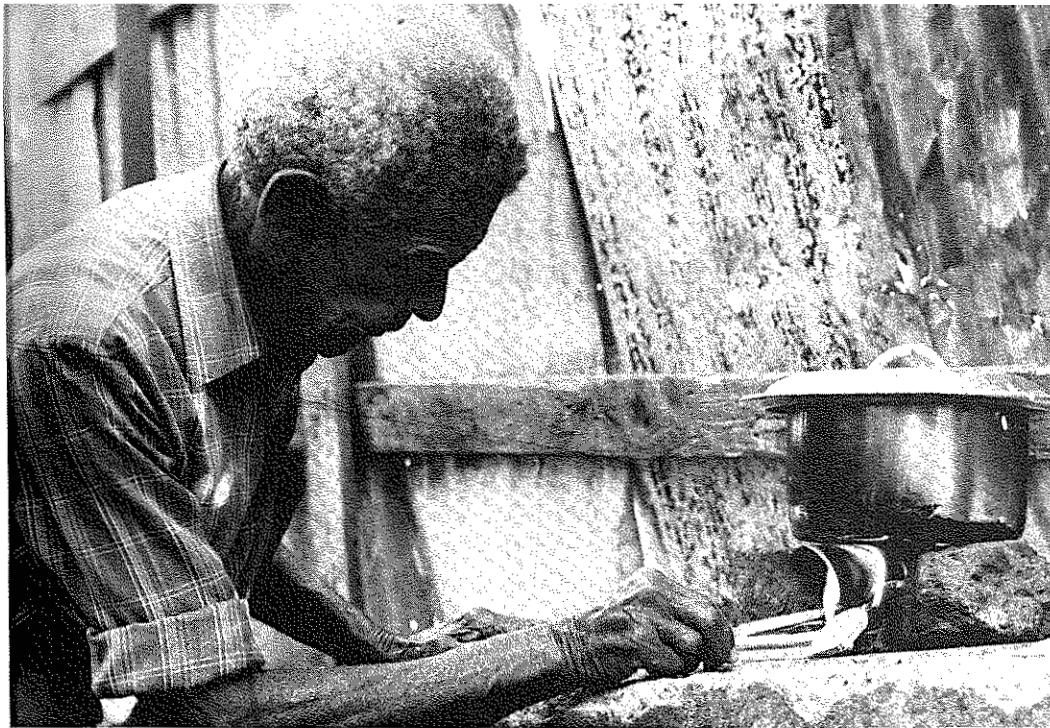
= US \$ 10'263.150/año

FUENTE: Agrocon, Proyecto de Recursos Forestales, USAID/Gobierno de Jamaica, 1983.

ANEXO III
MAPA DE LOS DEPOSITOS GRANDES
Y PEQUEÑOS DE TURBA EN JAMAICA



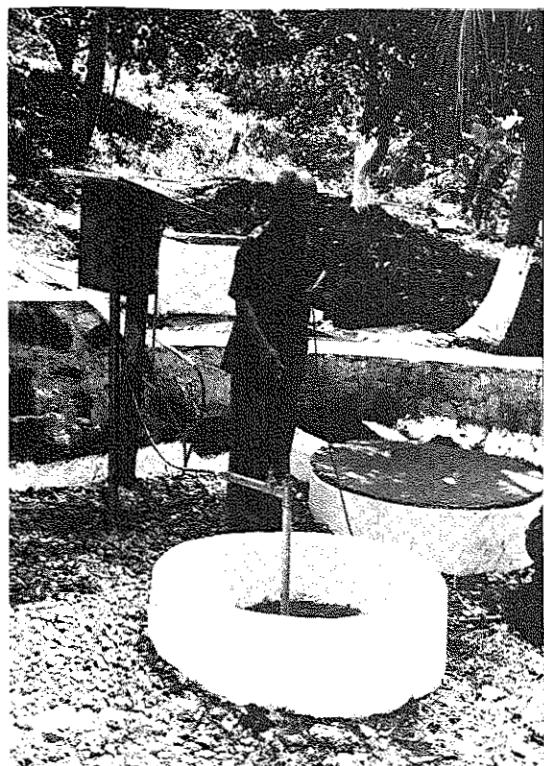
16



COCCION CON LEÑA (KINGSTON)



LIMPIEZA Y SEMBRO DE ARBOLITOS
PARA UN BOSQUE ENERGETICO (HANOVER)



AGRICULTOR WYLIE SWEENEY
EXPLICANDO LAS OPERACIONES
DE SU PLANTA DE BIOGAS
TIPO CHINO (WESTMORELAND)

AVANCES EN LA INTEGRACION ELECTRICA CENTROAMERICANA Y POSIBILIDADES PARA SU EXTENSION ABARCANDO A MEXICO Y COLOMBIA

ING. AFFONSO MARIA FURTADO DA SILVA (*)

I — RESUMEN

Este artículo es una adaptación actualizada de los estudios que fueron publicados por el Boletín del Instituto de Investigación Eléctrica de México: Volumen 7, Números 3 y 4 de 1983.

En él se analiza el estado actual y las perspectivas de expansión de los sistemas eléctricos de los países de América Central, hacia un creciente grado de integración a través de la interconexión eléctrica centroamericana.

De concretarse el vigoroso programa centroamericano de adiciones de grandes plantas hidroeléctricas con capacidad generadora en cada país, por lo general muy superiores a las respectivas demandas proyectadas, se observa que habrá considerables excedentes de energía hidroeléctrica primaria durante lapsos que se siguen a la puesta en operación de los proyectos, y secundaria en algunos meses del año que corresponden a la estación lluviosa regional. Por estas razones, aparte de incentivar su uso interno para reemplazar generación termoeléctrica de servicio público o para consumo industrial, la región podría embarcarse en un programa de intercambio de energía eléctrica con países vecinos. En este sentido, se proporcionan algunas ideas en este documento, respecto al conocido plan de interconexión mesoamericana o sea, que además de Centroamérica incluiría a México y Colombia.

El autor quisiera exteriorizar su más expresivo agradecimiento a las empresas estatales de electrificación de los países centroamericanos y de México que durante las misiones realizadas a ellos proporcionaron la información básica más reciente utilizada en este documento.

(*) Ex Asesor Regional de Energía de la ONU asignado a la CEPAL/MEXICO -
Área de Planeación de ELETROBRAS.

II — INTRODUCCION

El proyecto de la interconexión eléctrica de los países centroamericanos: Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica y Panamá, que habrá de concretarse en 1985, pone en relieve un notable ejemplo de cooperación técnico - económica entre países en vías de desarrollo.

Es bien conocido que la efectiva integración de los sistemas eléctricos nacionales de la región permitirá la reducción del uso de derivados de petróleo para la generación de electricidad; el desarrollo en gran escala de fuentes renovables de energía eléctrica como el potencial hidroeléctrico y el geotérmico, disponibles en la región, y la mejoría de las condiciones de seguridad del suministro de electricidad a las diversas clases de consumidores.

Los estudios comenzaron a fines de la década de los años sesenta, a través de las reuniones del entonces Grupo Regional sobre Interconexión Eléctrica (GRIE).

En el último lustro, se han efectuado esfuerzos significativos para desarrollar la citada interconexión eléctrica regional con objeto de disminuir el pesado gravamen del consumo de combustibles derivados del petróleo importado que se emplea en la generación eléctrica y que afecta sobremanera las economías de los países del área.

El primer tramo de la interconexión eléctrica regional fue puesto en operación en 1976, conectando Honduras y Nicaragua por un circuito sencillo de 230 kW, energizado en 138 kV. Desde entonces las empresas eléctricas de estos países han intercambiado energía eléctrica en ambos sentidos por un valor promedio para 1976 - 1981 de aproximadamente 22 GWh anuales, lo que equivale a un factor de carga promedio anual inferior a 5%. Esto representa una utilización mínima de la referida línea de interconexión entre dos sistemas eléctricos con una participación térmica significativa.

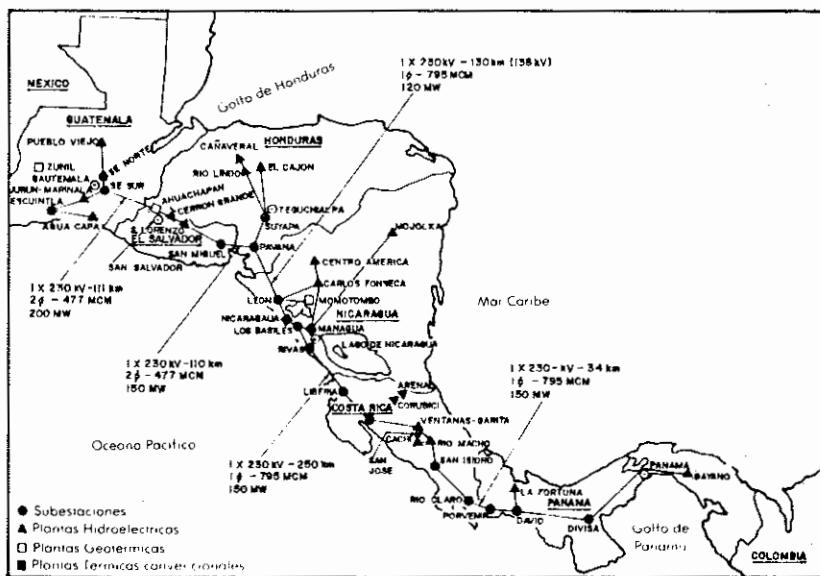
A mediados de 1982, otro importante tramo de la interconexión eléctrica centroamericana entró en operación. Trátase de la línea de transmisión en 230 kV conectando a Nicaragua y Costa Rica. Este hecho culminó con la puesta en marcha de un conjunto de instrumentos; por ejemplo, la creación del Comité de Interconexión Costa Rica - Nicaragua - Honduras, que en el futuro comprenderá a los otros países de la región. La existencia de este organismo permitió establecer contratos de suministro y elaborar el Reglamento de Operación para los países ya interconectados.

En el curso del año de 1985, se prevé que, a excepción de la

interconexión entre Guatemala - Honduras, todas las demás estarán en operación, o sea las correspondientes a Guatemala - El Salvador, El Salvador - Honduras y Costa Rica - Panamá; es decir, teóricamente, la energía podría fluir desde Guatemala hasta Panamá, pasando por cada país que comprende la región centroamericana.

En el mapa de la región (véase la Fig. 1) se indican las principales plantas eléctricas, subestaciones, líneas troncales nacionales y características básicas de las interconexiones eléctricas binacionales que constituyen el sistema eléctrico regional previsto para 1990.

FIG. 1



En el cuadro 1, se resumen las principales características de las líneas de interconexión binacionales, presentadas en el mapa citado.

CUADRO 1
PRINCIPALES CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS
ELECTRICAS BINACIONALES

Interconexión	Distancia km.	Voltaje kV.	Núm. de circuito por fase	Conductor	Calibre mm. ²	Potencia estimada MW ^o
Guatemala - El Salvador	111	230	1	2	477	200
El Salvador - Honduras	110	230	1	2	477	150
Honduras - Nicaragua	130	230	1	1	795	120
Nicaragua - Costa Rica	250	230	1	1	795	150
Costa Rica - Panamá	34	230	1	1	795	150

^o Tomando en cuenta la limitada capacidad de transformación y disponibilidad de reactivos.

CUADRO 2
UTILIZACION DE LOS RECURSOS ENERGETICOS PRIMARIOS - 1980

Recursos Primarios	Guate- mala	El Salvador	Honduras	Nicara- gua	Costa Rica	Panamá	Centro América	Unidad: T cal
1. Energía hidráulica*								
1.1 Origen (afluentes)	240	1 508	814	1 703	2 910	1 218	7 393	
1.2 Variación de stock (embalse)	—	—	—	—	(136)	(10)	(146)	
1.3 Destino (a generar)	240	1 116	813	532	2 062	1 014	5 777	
1.4 Cierre (pérdidas)	—	392	—	158	721	194	1 465	
2. Geotérmica		2 348	—	—	—	—	2 348	
3. Petróleo (crudo)	8 322	6 253	5 102	5 574	5 221	19 440	49 912	
4. Leña	26 074	12 977	11 078	6 125	4 553	2 999	63 806	
5. Bagazo y residuos vegetales	1 937	1 207	1 033	1 269	1 299	1 162	7 907	
6. Otros	—	2	—	159	3	—	164	
7. TOTAL								
	(1.3+2+3+4+5+6)	36 578	23 903	18 026	13 650	13 138	24 615	129 914

* Se utilizó la equivalencia 0.86 T cal/GWh.

Obs.: Aunque los datos se refieren a 1980, la estructura ha cambiado poco, debido a su evolución casi constante en los años recientes.

**III — UTILIZACION REGIONAL DE RECURSOS ENERGETICOS
PRIMARIOS**

En esta sección se resume el perfil energético de la región, en cuanto a la utilización de recursos energéticos primarios.

El cuadro 2 muestra la estructura de utilización de recursos primarios de 1980, considerando los balances energéticos preparados por cada país.

Como se aprecia, existe una fuerte dependencia de todos los países respecto al uso de la leña y de la energía procedente del petróleo. La energía hidráulica y geotérmica juntas alcanzan en Costa Rica la máxima ponderación de 21% del total de energía que cada país destina, directa o indirectamente, a los consumidores e incluso, a la eventual exportación. Le sigue El Salvador con 14% y Honduras, Nicaragua y Panamá que oscilan entre 4 y 5 por ciento, mientras que Guatemala se sitúa abajo del 1%. A partir de las mismas fuentes de datos, se desprende que el uso regional de hidrocarburos en generación eléctrica alcanzó, en 1980, cerca de 25% del total producido.

Conforme se mostrará más adelante, la evolución de los sistemas eléctricos de cada país contempla la inclusión de proyectos hidroeléctricos y geotérmicos con el fin de ahorrar combustibles derivados de petróleo importado, empleados en termolectricidad. La perspectiva de utilizar recursos renovables propios, en forma creciente, implica el desarrollo adecuado de las interconexiones eléctricas sub-regionales y, en su caso, regionales en el sentido de concretar un conjunto de beneficios ya mencionados, que estas interconexiones propiciarán a dichos países.

IV — EL SECTOR DE ENERGIA ELECTRICA CENTROAMERICANO

Mercado de energía eléctrica

El consumo total de energía eléctrica de los sistemas interconectados nacionales de la región presentó un crecimiento dinámico y sostenido en los primeros ocho años del decenio de 1970, con una tasa de crecimiento medio anual de alrededor de 8% a nivel regional. En el quinquenio 1978 - 1982, la tasa regional se redujo abruptamente a un valor inferior a 1%. Este comportamiento se observó en casi todos los países del área, excepto en Honduras.

Las proyecciones del mercado de energía eléctrica recientemente actualizadas o confirmadas por las empresas eléctricas nacionales prevén, a partir de 1983, una gradual mejoría de la tasa de crecimiento, a manera de retomar la tendencia observada en la década de los años setenta, antes de la reducción mencionada, o sea, en torno al promedio de 8% anual. A continuación se presentan los valores correspondientes a las proyecciones de la demanda de energía, potencia y tasas medias anuales de crecimiento. Cabe mencionar que, a lo largo de este informe, las demandas de energía se expresan

en términos de potencia media, es decir, que los megawatts hora anuales se dividen por el número de horas del año (8.760 horas por año) que resulta en la unidad cuya dimensión es el megawatt año (véase el Cuadro 3).

**CUADRO 3
DEMANDA DE ENERGIA Y POTENCIA**

	1983 MW, año	1985 MW, año	1990 MW, año	1995 MW, año	Tasa de crecimiento de la demanda de energía		
						1983-1990 %	1991-1995 %
Guatemala	169	282	314	255	417	342	544
El Salvador	160	265	189	338	307	602	494
Honduras	134	213	167	266	243	406	369
Nicaragua	139	227	176	281	294	461	458
Costa Rica	267	432	298	482	448	703	699
Panama	239	364	272	413	371	564	511
Centroamérica	1 108	1 783	1 290	2 094	1 918	3 153	2 873
						4 649	8.2
							8.4

Capacidad generadora de energía eléctrica

La expansión de la capacidad generadora de los sistemas eléctricos nacionales se presenta en el Anexo que comprende adiciones y retiros de plantas eléctricas programados hasta 1995. En el Anexo se computa el estado actual (1982) y la evolución de la potencia nominal de la energía promedio, así como de la capacidad de la energía embalsamada de las plantas hidroeléctricas con tipo de regulación estacional, anual y plurianual. La unidad física utilizada para la energía embalsada fue el megawatt mes que, de igual modo al megawatt año, se obtiene mediante la división de los valores en megawatt hora por el número medio de horas del mes (730 horas por mes).

Convendría, no obstante, destacar los proyectos hidroeléctricos más significativos que, en el ámbito nacional y regional, contempla el mencionado programa de expansión de la capacidad generadora de energía eléctrica (véase el Cuadro 4).

El análisis de los resultados del Anexo permite sacar algunos parámetros del sistema generador de Centroamérica, en cuanto a la estructura del parque generador de electricidad expresados en megawatts y en términos porcentuales entre paréntesis (véase el Cuadro 5).

Se advierte la tendencia ascendente de la participación porcen-

CUADRO 4
PROGRAMA DE EXPANSIÓN DE LA CAPACIDAD GENERADORA

Proyecto	Potencia nominal kW	Energía promedio MW año	Energía embolsada MW mes	Fecha prevista de entrada en operación
• Guatemala				
Pueblo Viejo ^a	$5 \times 60 = 300$	181	449	1985
Chulac ^b	$4 \times 110 = 440$	196	467	1991
Xalala ^a	$3 \times 120 = 360$	168	130	1995
• El Salvador				
San Lorenzo	$2 \times 90 = 180$	82	—	1984
El Tigre ^a	540	204	227	1993
• Honduras				
El Cajón ^a	$4 \times 73 = 292$	159	2 029	1986
Cuyamel ^a	300	285 ^c	918	1991
• Nicaragua				
Mojolka	155	68	—	1989
Copalar ^a	160	122	2 559	1993
• Costa Rica				
Ventanas - Garita	$3 \times 30 = 90$	53	—	1986
Angostura	$3 \times 60 = 180$	114	—	1995
• Panamá				
Fortuna ^a	$3 \times 107 = 321$	166	414	1985
Changinola ^a	$3 \times 100 = 300$	205	501	1991

- a. Regularización anual o plurianual
 b. Regularización estacional
 c. Energía promedio limitada a la capacidad instalada de la etapa de instalación indicada.

CUADRO 5
ESTRUCTURA DEL PARQUE GENERADOR DE ELECTRICIDAD

	Existente en 1982 MW(%)	1990 MW(%)	1995 MW(%)
Hidroeléctrica	1 509 (56)	3 186 (69)	5 527 (76)
Geotérmica	95 (4)	322 (7)	519 (7)
Térmica	1 074 (40)	1 143 (24)	1 203 (17)
Total	2 678 (100)	4 654 (100)	7 242 (100)

tual de la hidroelectricidad en la capacidad generadora del parque eléctrico centroamericano, puesto que de un nivel de 56% en 1982 respecto del total de la capacidad instalada regional, llega a cerca de 70% al final del decenio de los noventa, siguiendo la tendencia creciente hasta un valor de 76% en 1995.

Por lo contrario, la participación de plantas térmicas convencionales presenta una disminución bastante significativa, ya que de alrededor de 40% en 1982 se reduce a menos de la mitad en 1995. Cabe aún señalar un considerable aumento de las plantas geotérmicas, que prácticamente duplican su participación entre 1982 y 1995.

Cabría examinar ahora la capacidad del programa de generación de energía eléctrica para hacer frente a las proyecciones de la demanda de energía eléctrica a lo largo del período. Con base en los requerimientos de la demanda de energía eléctrica presentados anteriormente y en la evolución por etapas (1985, 1990 y 1995) de la disponibilidad de energía hidroeléctrica y geotérmica del sistema eléctrico de cada país incluida en el Anexo, el cuadro 6 muestra, en términos de megawatt año, el balance de energía eléctrica que resulta de la comparación de la oferta respecto a la demanda.

CUADRO 6
BALANCE DE DISPONIBILIDAD DE ENERGIA HIDROELECTRICA + GEOTERMICA — DEMANDA DE ENERGIA (MW AÑO)

Año	Guate-mala	El Salvador	Honduras	Nicara-gua	Costa Rica	Panamá	Centro-américa
1985	63	89	— 93	— 101	61	14	33
1990	35	10	— 10	— 76	9	— 77	— 109
1995	312	66	149	— 54	— 74	— 12	387

Aún cuando estos balances son indicativos, se observa la posibilidad real de establecer esquemas de intercambio de energía de origen hidroeléctrico y geotérmico entre los países centroamericanos. Sin embargo, hacia 1990, se requiere generar energía térmica convencional a fin de satisfacer la carga regional prevista.

El excedente total de energía indicado para 1995, se aproxima a 13% de la demanda regional de energía prevista para el mismo año a causa, principalmente, de la entrada en operación de tres proyectos de gran magnitud: Chulac y Xalala, en Guatemala, y Cuyamel, en Honduras.

Ampliación de interconexión eléctrica centroamericana

Con respecto a la ampliación de la red eléctrica constituida por las líneas de transmisión binacionales en operación y las ya programadas —según lo expuesto con anterioridad— no existe acuerdo alguno entre los organismos nacionales de electrificación. El análisis de la expansión del sistema eléctrico regional, hacia el año 2000, fue proporcionado por el estudio elaborado por la CEPAL-México, durante los años 1978-1980, con el apoyo de las empresas eléctricas nacionales de la región¹. Además, se ha planteado una ambiciosa idea para ampliar la dimensión geográfica de la interconexión eléctrica centroamericana, con el fin de abarcar México y Colombia o sea, lo que se conoce como la interconexión mesoamericana sobre la que se tratará más adelante.².

En relación con el tema de interconexión eléctrica regional cabría aún mencionar que recientemente los organismos nacionales de electrificación de los seis países centroamericanos, acordaron de modo unánime la creación definitiva del Consejo de Electrificación de América Central (CEAC), con el objeto básico de fomentar y coordinar las actividades regionales del subsector eléctrico.

Características y parámetros operativos

En esta sección se analizarán algunas características y se estimarán algunos parámetros típicos de sistemas de base hidroeléctrica, utilizando los resultados del Anexo. Asimismo, se presenta, en términos generales, la energía almacenada, la generación promedio de energía hidroeléctrica y la relación entre ambas, estimada para 1982-1990 y 1995 (véase el Cuadro 7).

1 Véase CEPAL, Estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano, 2 v., 1980.

2 Para mayor información véase Bernardo Quintana Arrijoa, Integración de los recursos hidroeléctricos en América Latina: un planteamiento, México, abril 1981.

**CUADRO 7
PARAMETROS OPERATIVOS REGIONALES**

	Existente	Previsto	
	1982	1990	1995
Energía embalsada: MW mes (a)	2 738	5 773	10 074
Energía promedio: MW año (b)	809	1 578	2 387
Relación (a)/(b): Meses por año	3.4	3.6	4.2

Esta relación proporciona una idea de la capacidad de regulación de los embalses para manejar la energía natural que aporta a todas las plantas hidroeléctricas, de acumulación y de pasada.

Cabe señalar que se ha estimado este coeficiente de regulación del sistema de generación eléctrica regional, considerando la energía promedio en lugar de la energía natural media afluente a la que no afectan el efecto regularizador de los embalses ni los rebases, ya que ambos hacen la diferencia entre los dos tipos de energía.

Esta importante relación constituye una base para el conocimiento de la operación integrada regional, así como para la planeación y el diseño de futuros proyectos hidroeléctricos.

Se observa, sin embargo, una tendencia creciente de esta relación a lo largo del período para el sistema eléctrico regional que partiendo de 1983 con una capacidad de energía almacenada o embalsamada de cerca de 2 740 MW mes (2TWh), alcanza prácticamente 10 000 MW mes (7.3 TWh) en la mitad del decenio de los noventa. En este período dicha relación se mantiene en el intervalo de tres o cuatro meses por año.

En términos de cada país centroamericano, las estimaciones de la mencionada relación se derivan igualmente de los datos presentados en el Anexo y se muestran en el cuadro 8.

**CUADRO 8
COEFICIENTES ESTIMADOS DE REGULACION DE LOS EMBALSES
(MESES POR AÑO)**

	Existente		
	1982	1990	1995
Guatemala	0.3	1.7	1.7
El Salvador	2.7	1.7	1.4
Honduras	3.3	10.1	6.3
Nicaragua	6.1	3.4	10.9
Costa Rica	3.0	2.6	2.0
Panamá	6.0	4.0	2.4
Centroamérica	3.4	3.6	4.2

Se observa que, de acuerdo con el programa de adiciones de plantas hidroeléctricas hasta 1995, la mayor capacidad de modular las fluctuaciones de la energía natural afluente de las plantas hidroeléctricas se concentrará en Honduras (Cañaveral, El Cajón y Cuyamel) y en Nicaragua (Centroamérica, Asturias y Copalar). Las primeras abastecerán a la denominada subregión norte (Guatemala, El Salvador y Honduras), mientras que las segundas, a la sur (Nicaragua, Costa Rica y Panamá). De este modo, estos dos países constituirán un apoyo para los demás del área, en relación con la capacidad de que dispondrán para recibir eventuales flujos de energía para su almacenamiento.

Esta posibilidad requerirá, sin embargo, que exista una apropiada red de transmisión regional y nacional, con el propósito de llevar a cabo los desplazamientos de carga que sean necesarios.

Convendría profundizar más el análisis en torno al comportamiento de la energía natural afluente, en términos de su variación mensual — o sea la estacionalidad — y anual.

En la figura 2 se ofrecen dos gráficos donde se aprecian estas variaciones de la energía natural afluente que van a determinar, en conjunto con el programa de adiciones de plantas eléctricas, las posibilidades de intercambio de energía en ámbito regional; estas gráficas muestran el régimen hidrológico de las cuencas de la región donde se ubican los proyectos de mayor significación para el suministro de energía eléctrica regional; asimismo sirven como muestra del comportamiento de la energía hidroeléctrica natural, ya que siendo los caudales naturales una variable aleatoria, también lo será la energía natural afluente de ellos derivada, con valores promedio y variaciones interrelacionables.

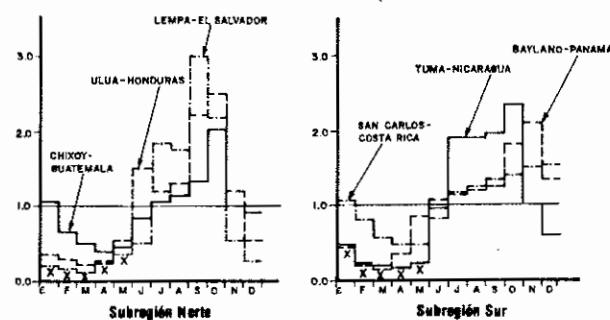
En el cuadro 9 se listan los ríos y locales que dan origen a un mayor número de proyectos hidroeléctricos de gran significación, en operación, en construcción y programados.

El análisis de las gráficas, interpretando las variaciones de los caudales medio mensuales y de los volúmenes acumulados anuales referidos a los respectivos valores medios de largo plazo, permite:

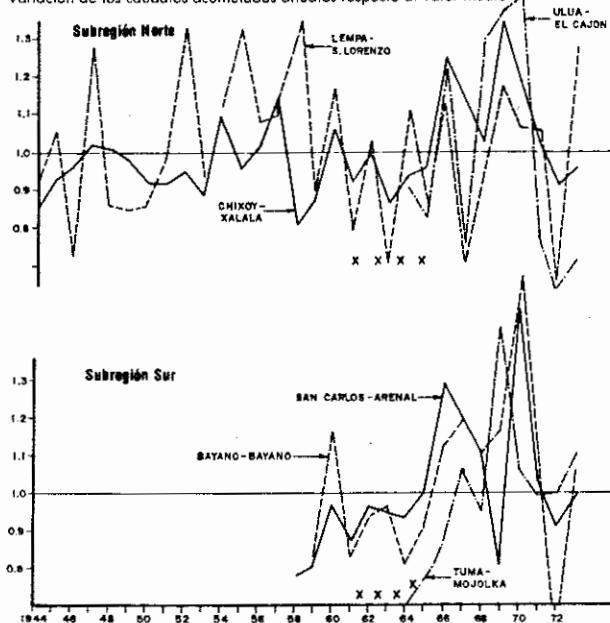
- Observar, a grosso modo, que la duración de cada estación varía ligeramente de país a país, ya que, por ejemplo, la época seca va, en algunos de ellos, de diciembre a mayo (6 meses); en otros, de enero a mayo (5 meses), y de febrero a mayo (4 meses) en los restantes. Estudios anteriores han identificado dos conjuntos de estaciones, seca o de estiaje y húmeda o lluviosa. Para los países de la subregión norte, la época seca sería de noviembre a mayo, con 4 380 ho-

FIGURA 2
REGIMEN HIDROLOGICO DE LAS PRINCIPALES CUENCAS CENTROAMERICANAS

■ Estacionalidad de los caudales medios mensuales respecto al módulo



■ Variación de los caudales acumulados anuales respecto al valor medio



OBS: Indicación de meses de la estación seca y años del periodo crítico.
Módulo - caudal medio de largo plazo

CUADRO 9
PROYECTOS HIDROELECTRICOS DE GRAN SIGNIFICACION

PAÍS	RÍO	LOCAL	PLANTAS
Guatemala	Chixoy	Xalala	Pueblo Viejo y Xalala
El Salvador	Lempa	San Lorenzo	Guajoyo Cerrón Grande, 5 Noviembre, El Tigre y San Lorenzo
Honduras	Humuya	El Cajón	El Cajón
Nicaragua	Tuma	Mojolka	Mojolka
Costa Rica	San Carlos	Arenal	Complejo Arenal Corubici
Panamá	Bayano	Bayano	Bayano

ras y la húmeda, de junio a octubre con 4 380 horas; en cambio para la subregión sur, la estación seca se extiende de febrero a mayo con 2 920 horas, mientras la húmeda es de junio a enero con 5 840 horas. Desde el punto de vista energético, la definición de un período común de estación húmeda y seca debe considerar, además de la estacionalidad de otros ríos —no mencionados en el cuadro—, el peso energético de cada uno de ellos, por sus plantas hidroeléctricas existentes y programadas. Como se indica en las gráficas de estacionalidad puede admitirse, para simplificar, que la estación seca se extendería de diciembre a mayo y, por consiguiente, la húmeda de junio a noviembre.

Otro tema que valdría la pena mencionar es el grado de dispersión de los caudales mensuales respecto a la media. Se observa que los ríos de la subregión norte centroamericana presentan mayor grado de dispersión que los de la subregión sur que tienen un comportamiento estacional más uniforme.

- Identificar, considerando la variación anual de los caudales acumulados respecto al valor medio de largo plazo, conforme se indica en las gráficas inferiores de la figura 2, un período (1961-1965) en el que prácticamente toda la afluencia anual acumulada de los ríos seleccionados estuvo por debajo del valor medio. Esto indica que regionalmente el período crítico seco, o simplemente período crítico, queda ubicado en este intervalo de tiempo. Por período crítico se entiende el mayor intervalo de tiempo a lo largo de la serie hidrológica histórica de caudales, en el que el sistema eléctrico, partiendo con sus embalses totalmente llenos, utiliza toda la energía almacenada para garantizar la producción de potencia.

En esta definición de período crítico, y consecuentemente de la potencia firme que en él se produce, se respetó la secuencia hidrológica de los caudales impuesta por las correlaciones temporales (o seriales) mes tras mes, año tras año, etc., así como la espacial (o geográfica) de cuenca a cuenca al reverso del procedimiento que define estos conceptos con base en curvas de duración de caudales. "Se han adoptado caudales de 90 ó 95 por ciento de duración (porcentaje de tiempo en que se iguala o sobrepasa un valor fijado del caudal), se ve que la secuencia cronológica de los sucesos está completamente camuflada en este tipo de curvas, de ahí su uso restringido."³

Aunque restaría examinar los registros hidrológicos de años recientes, un análisis somero indica que el período crítico se extendería del último mes de la estación lluviosa de 1962 (noviembre) hasta el último mes de la estación seca en 1964 (mayo), es decir, sería de diecinueve meses o año y medio, aproximadamente. No obstante, mediante un estudio más riguroso apoyado en modelos de computación, podría fijarse para el período crítico un lapso de tiempo distinto del indicado. Conocer el período crítico regional es muy importante para la planeación, el diseño y la operación de los sistemas hidroeléctricos y ha sido utilizado ampliamente por diversos sistemas eléctricos internacionales, como en Suecia (Swedish State Power Board), en Noruega (Norwegian State Power System), en Estados Unidos (Tennessee Valley Authority-TVA y Bonneville Power Administration-BPA), en Canadá (British Columbia Hydro) y en Brasil (Eletrobras).

- Observar que en 1969-1970 se registraron las crecidas más severas y, por razones similares, este período debe considerarse para la operación del sistema eléctrico integrado, estableciendo procedimientos que permiten proteger las plantas hidroeléctricas de los daños causados por tales condiciones hidrológicas extremas, como ya han ocurrido en algunas plantas de la región.

V - LA INTERCONEXION ELECTRICA MESOAMERICANA

Es bien conocido el hecho de que México posee abundantes reservas de petróleo y gas natural y un limitado potencial hidroeléctrico, ya que debe considerar la necesidad de utilizar el agua para otros fines.

El volumen de las reservas probadas de hidrocarburos a finales de 1981 alcanzaba cerca de 72 000 millones de barriles, lo que de

3. Ecuador, Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología-Ing. Juergen Oeisner (OMN/ONU): Introducción a la hidrología de aguas superficiales. Quito: 1965.

acuerdo con la producción del mismo año, 2,3 millones de barriles diarios, arroja una vida útil de 60 años.

En la actualidad los hidrocarburos constituyen en México la principal fuente de energía utilizada, con cerca de 90% de la demanda interna (Petróleo 61%, Gas natural 29% y Otros 10%), así como de divisas del país.

Esto resulta en una situación de reconocida vulnerabilidad económica y energética, sea por tratarse de un energético no renovable o sea por la tendencia a la baja en los precios internacionales de los crudos, los cuales repercutieron de forma intensa en el desarrollo mexicano, obligando incluso la cancelación del programa nuclear planteado para que a finales del siglo se tendrían instalados 20 000 MW de capacidad. Sin embargo, se siguen los trabajos para ponerse en marcha la planta nucleoeléctrica de Laguna Verde (2x654 MW) a partir de 1986.

El potencial hidroeléctrico identificado de México en plantas en operación, construcción y programadas es de 164.9 TWh/año, es decir, cerca de 18 800 MW año que al factor de planta de 50% corresponde a 37 600 MW. Cerca de 30% de este potencial se localiza en el complejo Grijalva-Usumacinta en la zona Golfo-Sureste de México. El grado de aprovechamiento del potencial total a fines de 1982 era de alrededor de 20 por ciento.

El sistema eléctrico interconectado mexicano presentó a fines de 1980, una generación térmica bruta del orden de 65%, respecto al valor total, y se siguen desarrollando centrales térmicas convencionales de combustible, gas, carbón mineral y nuclear de acuerdo con los programas de expansión de la capacidad generadora.

El régimen hidrológico mexicano es, a su vez, muy similar al de los países centroamericanos, con una marcada estación de estiaje, de diciembre a mayo y lluviosa de junio a noviembre.

En Centroamérica, el potencial hidroeléctrico identificado a través de proyectos es bastante significativo, conforme se muestra en el cuadro 10.

Los costos estimados para los proyectos, a nivel de factibilidad, oscilan entre 2 000 y 2 500 dólares por kW a precios de 1982.

Por su parte, el régimen hidrológico predominante en las cuencas de Centroamérica se trató ampliamente con anterioridad.

En el otro extremo, Colombia posee, además de sus grandes reservas carboníferas comprobadas, el sexto potencial hidráulico del

CUADRO 10
POTENCIAL HIDROELECTRICO
CENTRO AMERICANO

País	Potencia nominal (MW)	Grado de aprovechamiento a 1982 (%)
Guatemala	2.640	7.1
El Salvador	960	2.4
Honduras	1.520	7.1
Nicaragua	2.940	3.4
Costa Rica	3.120	14.6
Panamá	1.420	17.7
Centroamérica	12.600	10.6

mundo y su inventario de proyectos alcanza 93.1 GW. La capacidad instalada, a fines de 1980, utilizaba 3.2% aproximadamente de dicho potencial; para el año 2 000, deberá ascender a 20% del potencial.

Cabe aún mencionar que la mayor parte de este potencial se localiza en las cuencas del Magdalena y del Cauca, con 132 proyectos que totalizan cerca de 35 GW, poco más de un tercio del total.

Estas cuencas pertenecen a la vertiente del Caribe, cercana al istmo centroamericano. Examinando la estacionalidad de los caudales medios mensuales, se observa que hay dos máximos y dos mínimos. En la zona de la cuenca del Cauca, los máximos se producen en los meses de mayo y noviembre y los mínimos, en febrero y septiembre. En la Magdalena, los mínimos ocurren en los mismos meses, en tanto que los máximos, en mayo y octubre; prácticamente coinciden los regímenes de estos ríos de la vertiente del Caribe.

Sin entrar en análisis más detallados se deduce que en cierta forma se complementan hidrológicamente, ya que el mes más seco del régimen mexicano y centroamericano —mayo— es uno de los que presenta los máximos dentro del comportamiento hidrológico colombiano.

Los bajos grados de irregularidad observados en las cuencas del Magdalena y del Cauca producidos por regímenes hidrológicos con dos máximos y dos mínimos anuales alternativos son de gran importancia económica, porque implican una inversión moderada en las obras de regularización de caudales. Este ahorro se refleja, por consiguiente, en los costos de los proyectos hidroeléctricos.

En efecto, en el presupuesto para los 25 proyectos considerados

como "decididos" se estima un costo promedio de cerca de 800 dólares por kW a precios de diciembre de 1979, lo que equivaldría aproximadamente a 1 300 dólares por kilowatt a fines de 1982.

Esta breve descripción no pretende analizar todas las características del inmenso potencial hidráulico colombiano; sin embargo, sirve para proporcionar una idea clara de sus posibilidades para poder replantear una futura interconexión eléctrica de larga distancia de México a Colombia. Con una extensión de 1 800 km. aproximadamente, de la frontera México-Guatemala a la de Panamá-Colombia en la línea de las carreteras internacionales, tal interconexión de larga distancia podría desarrollarse según distintas configuraciones eléctricas, involucrando uno o más países o subregiones de Centroamérica.

En América Latina, existen configuraciones eléctricas similares, como la interconexión brasileña Norte-Noroeste en 500 kW, que conecta la planta eléctrica de Tucurui (7 000 MW) —en la cuenca del Tocantí-Araguaia de la gran región amazónica— a los aprovechamientos hidroeléctricos del Río San Francisco que suministran energía a los centros consumidores de Recife y Salvador, ciudades ubicadas a lo largo de la costa del Océano Atlántico.

Como alternativa, y a efecto de ejercicio, se ha considerado una línea de interconexión en 500 KV con un circuito sencillo y dos subestaciones intermedias en Centroamérica, una en cada subregión a fin de actuar como punto de referencia para los intercambios con los países de las respectivas subregiones.

Se trata de la línea que sigue la ruta frontera México/Guatemala —Hidroeléctrica El Tigre (540 MW), en El Salvador — Hidroeléctrica Boruca (810 MW), en Costa Rica — frontera Panamá/Colombia. Esta línea podría inyectar al sistema eléctrico mexicano unos 700 MW y su presupuesto preliminar, incluyendo las citadas subestaciones intermedias en cada subregión centroamericana y las reductoras en cada extremo, alcanzaría la cifra de 1600 millones de dólares de finales de 1982.

VI - CONSIDERACIONES FINALES

A lo largo del artículo se informó sobre distintos aspectos relacionados con el estado actual y desarrollo de los sistemas eléctricos nacionales de Centroamérica, incluyendo sus interconexiones recíprocas. De igual modo, se analizaron, en forma preliminar, algunas características y parámetros típicos de la planificación, el diseño y la operación de sistemas de base hidroeléctrica. De todo ello resultó un conjunto de observaciones sobre el área, que deben estudiarse con

más detalle a fin de promover una planificación más adecuada e integral, así como una mejor coordinación de las operaciones del sistema interconectado centroamericano.

Se abordó, de manera preliminar, la interconexión mesoamericana. Al respecto se intentó determinar la situación energética complementaria que permitiría el intercambio estacional de energía eléctrica entre Colombia, Centroamérica y México.

Básicamente, se observó que el potencial hidroeléctrico de Colombia, el sexto del mundo, ofrece cierto grado de diversidad hidrológica respecto al régimen que predomina en Centroamérica y México y, por tanto, constituye una fuente de energía renovable para reemplazar el combustible fósil empleado en termoelectricidad, y que de otra forma sería perdida en los vertederos de las plantas.

Otro aspecto importante que habría que considerar es la disponibilidad de generación de energía eléctrica marginal de bajo costo, a partir de las centrales térmicas de México que podrían resultar un complemento importante de los sistemas hidroeléctricos en las épocas de estiaje.

Estas condiciones han sido base de numerosos planes internacionales de interconexión, tanto en Europa Occidental y Oriental como en el norte de América.

El desarrollo de una red de interconexión mesoamericana tendría justificación técnica y económica por el factor promedio de utilización de la energía que circulará en la red, lo que a la larga compensaría las inversiones requeridas por las obras del sistema eléctrico de interconexión.

Este proyecto, por su dimensión y complejidad política, debería contemplarse para el próximo decenio. Asimismo, convendría, desde luego, llevar a cabo un estudio más detallado del citado proyecto.

A N E X O

EXPANSION DE LA CAPACIDAD GENERADORA DE LOS SISTEMAS ELECTRICOS NACIONALES CENTROAMERICANOS 1982 - 1995

PAIS/ PERIODO/ PLANTA	Potencia instalada (MW)	Energía promedio (MW año)	Energía embalsada (MW mes)		
GUATEMALA					
1982-Sistema existente					
Hidro: Aguacapa-Jarum-Marina - la (A)-Los Esclavos y Menores	175	175	70	70	20
Térmica: (turbina gas y vapor)	235	235	188	188	—
Total	410	410	258	258	20
1983 - 1985					
Hidro: Pueblo Viejo (A)	300	475	181	251	449
Térmica: (retiro)	— 35	200	— 28	160	—
Total	265	675	153	411	449
1986-1990					
Hidro: Santa María II (desconecta Santa María I)	63	538	28	279	— 469
Geo: Zunel	15	15	11	11	—
Térmica: Rubel Santo-Eximbal	75	275	60	220	—
Total	153	828	99	510	469
1991-1995					
Hidro: Chulac (A) Xalala (E)	760	1 298	364	643	597 1 066
Geo:	—	15	—	11	—
Térmica:	—	275	—	220	—
Total	760	1 588	364	874	597 1 066
EL SALVADOR					
1982-Sistema existente					
Hidro: Cerrón Grande (A)					
5 Noviembre-Guaíjyo	232	232	129	129	351
Geo: Ahuachapán	95	95	67	67	—
Térmico: (turbina gas y vapor)	147	147	118	118	—
Total	474	474	314	314	351
1983-1985					
Hidro: San Lorenzo	180	412	82	211	— 351
Geo:	—	95	—	67	—
Térmica:	—	147	—	118	—
Total	180	654	82	396	— 351

PAÍS/PERÍODO/PLANTA	Potencia instalada (MW)		Energía promedio (MW año)		Energía embalsada (MW mes)	
1986-1990						
Hidro: 5 de Noviembre (ampliación)	120	532	—	211	—	351
Geo: Berlín	55	150	39	106	—	—
Térmica:	125	272	100	218	—	—
Total	300	854	139	535	—	351
1991-1995						
Hidro: Cerrón Grande (A) (ampliación) El Tigre (A)	608	1 140	204	415	227	578
Geo: Unidad Geotérmica	55	205	39	145	—	—
Térmica:	100	372	80	298	—	—
Total	763	1 717	323	858	—	578
HONDURAS						
1982-Sistema existente						
Hidro: Cañaveral (A)-Río Lindo-El Níspero	132	132	74	74	247	247
Térmica: (turbina gas y diesel)	112	112	78	78	—	—
Total	244	244	152	152	247	247
1983-1985						
Hidro:	—	132	—	74	—	247
Térmica: Puerto Cortés (diesel)	25	137	18	96	—	—
Total	25	269	18	170	—	247
1986-1990						
Hidro: El Cajón (A)	292	424	159	233	2 095	2 342
Térmica:	—	137	—	96	—	—
Total	292	561	159	329	2 095	2 342
1991-1995						
Hidro: Cuyamel (A)	300	724	285	518	918	3 260
Térmica:	—	137	—	96	—	—
Total	300	861	285	614	918	3 260
NICARAGUA						
1982-Sistema existente						
Hidro: Centroamérica (A)						
C. Fonseca	100	100	40	40	243	243
Térmica; (turbina vapor y diesel)	190	190	152	152	—	—
Total	290	290	192	192	243	243
1983-1985						
Hidro: Asturias (embalse) (E)	—	100	10	50	77	320
Geo: Momotombo I	35	35	25	25	—	—
Térmica:	—	190	—	152	—	—
Total	35	325	35	227	77	320

PAÍS/PERÍODO/ PLANTA		Potencia instalada (MW)		Energía promedio (MW año)		Energía embalsada (MW mes)
1986-1990						
Hidro: Larreynaga-Río Y-Y						
Mojolka-Menores	216	316	93	143	—	320
Geo: Momotombo II, El Hoyo I	70	105	50	75	—	—
Térmica: (retiro)	— 40	150	— 32	120	—	—
Total	246	571	111	338	—	320
1991-1995						
Hidro: Copalar (A)	160	476	122	265	2.559	2 879
Geo: El Hoyo II-Masaya I	90	195	64	139	—	—
Térmica:	—	150	—	120	—	—
Total	250	821	186	524	2.559	2 879
COSTA RICA						
1982-Sistema existente						
Hidro: Arenal (A)						
Corubici-Cachi (E)-Río						
Macho-La Garita-Menores	619	619	368	368	1 107	1 107
Térmica: (turbina-gas y vapor)	100	100	80	180	—	—
Total	719	719	448	448	1 107	1 107
1983-1985						
Hidro: Reducción Cachi-Río						
Macho (extracción de 1.8 m 3/5) (acueducto metropolitano)	—	619	— 9	359	—	1 107
Térmica: (retiro)	— 24	86	— 19	61	—	—
Total	— 24	705	— 28	420	—	1 107
1986-1990						
Hidro: Ventanas-Garita-Retiro de Ventanas-Sandillal	113	732	59	418	—	1 107
Geo: Geotérmica I	52	52	39	39	39	—
Térmica: (retiro)	— 36	50	— 29	32	—	—
Total	127	834	69	489	39	1 107
1991-1995						
Hidro: Palomo-Angostura	210	924	129	547	—	1 107
Geo: Geotérmica II	52	104	39	78	—	—
Térmica: (retiro)	— 20	— 30	— 16	16	—	—
Total	242	998	152	641	—	1 107
PANAMA						
1982-Sistema existente						
Hidro: Bayano (A) Los Valles						
La Estrella-Menores	251	251	128	128	770	770
Térmica: (gas-vapor-diesel)	290	290	232	232	—	—
Total	541	541	360	360	770	770

PAÍS/ PERÍODO/ PLANTA	Potencia instalada (MW)	Energía promedio (MW año)	Energía embalsada (MW mes)
1983-1985			
Hidro: Fortuna	321	572	158
Térmica: (retiro)	— 8	282	— 6
Total	313	854	152
1986-1990			
Hidro: Fortuna (E) (ampliación de la presa)	75	647	8
Bayano (ampliación potencia)	— 23	259	— 18
Térmica: (retiro)	—	—	208
Total	52	906	— 10
1991-1995			
Hidro: Changuinola	300	947	205
Térmica: (retiro)	— 20	239	— 16
Total	280	1 186	189
CENTROAMERICA			
1982-Sistemas existentes			
Hidro:	—	1 509	—
Geo:	—	95	— 67
Térmica:	—	1 074	— 848
Total		2 678	— 1 724
1983-1985			
Hidro:	—	2 310	— 1 231
Geo:	—	130	— 92
Térmica:	—	1 042	— 813
Total		3 482	— 2 136
1986-1990			
Hidro:	—	3 189	— 1 578
Geo:	—	322	— 231
Térmica:	—	1 143	— 894
Total		4 654	— 2 703
1991-1995			
Hidro:	—	5 527	— 2 887
Geo:	—	519	— 373
Térmica:	—	1 203	— 942
Total		7 249	— 4 202

NOTAS: Unidades de energía adoptadas 1 MW año = 8 760 MWh y 1 MW mes = 730 MWh.

Factores de capacidad o de planta adoptados: Geotérmica = 70%.
Basado en la experiencia operativa de Ahuachapán.)

Turbina a gas y vapor = 80%; turbina a gas y diesel = 70%; turbina vapor y diesel = 80%

BIBLIOGRAFIA

- Cepal, Estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano: (E/CEPAL/CCE/SC-5/135)-2 v., 1980.
- Cooperación Técnica del Gobierno Suizo — Subcomité Centroamericano de Electrificación, Informe sobre la situación energética en América Central, Tratado General de Integración Económica Centroamericana (ELETRO - WATT), Sept. 1969.
- Ecuador, Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología - Ing. Juergen Oeisner (OMN/ONU): Introducción a la hidrología de aguas superficiales. Quito: 1965.
- Naciones Unidas, Los Recursos Hidráulicos de América Latina: III - Bolivia y Colombia, Nueva York: 1964.
- Méjico, Secretaría de Agricultura y Recursos Hidráulicos, Plan Nacional Hidráulico - 1981 - Anexo III - Usos del agua.
- Linstey, R. K., Water Resources Engineering - Nueva York: McGraw Hill, 1972.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), Información climatológica - hidrometeorológica - Grijalva Usumacinta, 1981.
- Colombia, Departamento Nacional de Planeación - Ministerio de Minas y Energía: Estudio Nacional de Energía, Megía Millán y Perry Ltda. 1981.
- Silva, Affonso M. F., Metodología de Analise das Interligacoes de Grande Porte entre Sistemas de Energia Elétrica - V.Snpree, Recife, Brasil: 1977.
- Silva, Affonso M. F., Optimal Operation of an Electric Power System - LP Model, Post Graduate Project - Virginia Polytechnic Institute and State University - Blacksburg, jul, 1971.
- Sautter, Edouard André, Studies in the Long-Range Planning of Interties between Electric Power Systems, IESS, Stanford University, jul, 1964.
- Bergounoux, J., F. Lehmanns, F. P. Jenking, C. Marique y P. L. Nofery, Planning of Interconnections Between Electrical Systems, (CIGRE-1974 Sección-Report Nº 32 - 17).
- Quintana Arrioja, B., Integración de los recursos hidroeléctricos en América Latina: Un planteamiento, abr. 1981.
- Ehlert, J., J. Henriksen, K. Amudsen, A. Jahkola y T. Johanson, Network Planning Activities in the Interconnected NORDEL Power System (CIGRE-1974 Section - Report Nº 32 - 02).
- Galloway, C. D., L. L. Garver, L. K. Kirchmayear y A. J. Wood, "Generation - Transmission Expansion Planning", Proceedings Power System Computation Conference, 1966.
- Goldsmith, K., H.A. Luder y J. Wahl, Power Exchange in Europe - Energy International, feb. 1968.

METODO DE DOBLE ESCORIA PARA LA OBTENCION DE ACERO A PARTIR DE BRIQUETAS AUTORREDUCTORAS EN HORNS DE INDUCCION

J. M. RODRIGUEZ*, M. DESCAZEUX**, R. ROJAS***

RESUMEN

Se investigó experimentalmente, utilizando doble escoria, la posibilidad de bajar el alto índice de basicidad (4,1) requerido para obtener directamente acero de bajo carbono e impurezas a partir de briquetas autorreductoras, cuando se utiliza simple escoria.

Para ello se partió con briquetas autorreductoras con un índice de basicidad molar (CaO/SiO_2) = 3 y luego de procesarlas en un horno de inducción y efectuar un barrido de escoria, se introdujeron distintas cantidades de doble escoria de refino, lo que permitió obtener información acerca de las variaciones del rendimiento, del consumo energético específico y de la composición del acero obtenido, al variar la cantidad de escoria de refino.

1. INTRODUCCION

Utilizando briquetas autorreductoras con un 30% de coque en exceso sobre la cantidad estequiométrica requerida, se realizó con anterioridad una investigación (1) destinada a obtener directamente acero de calidad en un horno de inducción. Ella mostró que si bien se puede obtener con alto rendimiento (94%) acero de bajo contenido de carbono (0,02%), con un bajísimo contenido de fósforo (0,008%) y con un contenido tolerable de azufre (0,038%), las exigencias sobre todo del azufre proveniente del coque, obligaron a trabajar con un alto índice de basicidad molar (I.B.M. = 4,1), creándose dificultades de operación y un alto consumo de cal, además de un considerable desgaste de las paredes del crisol, fabricado en base a MAGNAMIX 363.

* Doctor en Ciencias e Ing. Civil, Profesor Titular, Depto. Ing. Mecánica y Metalurgia, Universidad Católica de Chile.

** Egresado del Depto. Ing. Mecánica y Metalurgia, Universidad Católica de Chile.

*** Ingeniero Civil, Depto. Ing. Mecánica y Metalurgia, Universidad Católica de Chile.

Estos inconvenientes hicieron ver que sería beneficioso bajar el valor del I.B.M., para lo cual se planteó la idea de investigar si es posible disminuir este índice utilizando la técnica de doble escoria; método en el cual la primera escoria que se produce después de procesar las briquetas autorreductoras en el horno de inducción, se retira por barrido, para luego introducir una nueva escoria de refino.

Así de este modo, prácticamente la cal se reparte en dos partes: una contenida en las briquetas autorreductoras y otra que se introduce como refino antes de colar. A diferencia del caso antes citado (1) en el cual la cal venía en su totalidad en las briquetas.

2. EXPERIENCIAS PRELIMINARES

Se realizaron cuatro experimentos previos con briquetas autorreductoras con un I.B.M. = 2,0 y con un exceso de coque de 30%: aglomerados que tenían la composición dada en la Tabla 1, con el objeto de observar su facilidad de fusión en el horno de inducción, sobre todo en cuanto al tiempo requerido para ello.

TABLA 1

COMPOSICION EN PESO DE BRIQUETAS AUTORREDUCTORAS DE EXPERIENCIAS PRELIMINARES (I.B.M. = 2,0; EXCESO DE COQUE 30%)

Mineral	56,78%
Coque	18,60%
Cal apagada	20,07%
Fluorita	3,41%
Bentonita	1,14%

Como chatarra inicial se utilizó un acero 1030 similar al que se especifica más adelante en la Tabla 7.

Después de realizadas estas experiencias previas, se observó que la velocidad de procesamiento de las briquetas era aproximadamente de 130 g/min., o sea poco menos de la mitad que en el caso (1) realizado con briquetas con I.B.M. = 4,1.

Este hecho indicó que era conveniente aumentar la rapidez del proceso de las briquetas autorreductoras, para lo cual se aumentó el porcentaje de cal apagada de los aglomerados, sustancia que contiene:

ne "CaO" que como se sabe es un fundente de la ganga silicosa del mineral, por otro lado se disminuyó el porcentaje del mineral para disminuir así la ganga. Conjuntamente con el incremento de cal se incrementó la cantidad de fluorita para hacer más fluido el proceso, pudiendo así agilizarlo.

El porcentaje de coque es tal que implica un 30% de exceso sobre la cantidad estequiométrica, esta condición se mantuvo en la fabricación de todas las briquetas experimentadas en este trabajo.

3. TECNICA EXPERIMENTAL

A la luz de las experiencias preliminares se plantearon nuevas composiciones para las briquetas autorreductoras que son los aglomerados que se utilizaron en la primera etapa del proceso (etapa de simple escoria). Las composiciones de las nuevas briquetas fabricadas con un I.B.M. = 3, se indican en la Tabla 2.

TABLA 2

**COMPOSICION EN PESO DE LAS BRIQUETAS
AUTORREDUCTORAS UTILIZADAS EN LA ETAPA
SIMPLE ESCORIA DEL PROCESO
(I.B.M. = 3; EXCESO DE COQUE 30%)**

Mineral	48,43%
Coque	15,87%
Cal apagada	28,86%
Fluorita	4,90%
Bentonita	1,94%

Las briquetas cilíndricas de 6 cm. de diámetro y 1,8 cm. de altura se fabricaron en prensa hidráulica bajo una presión de 9.800 KPa. La granulometría de los diferentes integrantes de las briquetas era la misma que en el trabajo antes citado. (1).

Las composiciones químicas de cada uno de los compuestos que integran estos aglomerados con excepción de la fluorita, que era de alta pureza, se dan en las tablas siguientes (de la 3 a la 6).

TÁBLA 3
COMPOSICIÓN EN PESO DEL MINERAL DE FIERRO

Oxido de fierro (casi en su totalidad Fe_3O_4)	84,99%*
SiO_2	7,40%
P	0,14%
S	0,06%
Otros	7,41%

TABLA 4
COMPOSICIÓN EN PESO DEL COQUE

C (fijo)	69,92%
Cenizas	16,41%**
Materia volátil	10,82%
H_2O	2,00%
S	0,84%
P	0,01%

* Este porcentaje de óxido de fierro corresponde a 61,50% de fierro.
** Las cenizas contienen 80% de SiO_2 .

TABLA 5
COMPOSICIÓN EN PESO DE LA CAL APAGADA

CaO	71,22%
H_2O	21,23%
SiO_2	2,27%
Al_2O_3	0,56%
Fe_3O_4	0,18%
MgO	0,32%
S	0,15%
Otros	4,07%

TABLA 6
COMPOSICIÓN EN PESO DE LA BENTONITA

SiO_2	55,44%
Al_2O_3	20,14%
CaO	0,49%
Fe_3O_4	3,27%
Na_2O	2,76%
MgO	2,29%
K_2O	0,60%
Otros	15,01%

Las condiciones de secado de las briquetas eran por exposición directa al sol durante aproximadamente 8 horas análogamente a como se procedía en (1).

Ya que el horno eléctrico empleado, de 75KW de salida, era uno de inducción, se requirió introducir al crisol en cada experiencia, acero inicial, que fue en todos los casos de la misma composición, dada en la Tabla 7.

TABLA 7
**COMPOSICION EN PESO DEL ACERO INICIAL UTILIZADO
EN TODAS LAS EXPERIENCIAS DE DOBLE ESCORIA**

C	0,18%
Mn	0,83%
P	0,02%
S	0,02%
Si	0,04%

Luego de procesadas las briquetas autorreductoras, la escoria era barrida, para luego introducir cal apagada como escoria de refino, escoria que quedaba en el molde junto con el acero colado.

Debido a que la introducción de cal en polvo tiene el inconveniente que los gases de salida del horno, dispersan fuera del crisol una parte de este material, se peletizó previamente antes de su introducción al horno; pudiéndose así tener garantía de que las cantidades pesadas previamente entran realmente al sistema en proceso, constituyendo la segunda escoria (escoria de refino).

Los pellets de cal apagada de aproximadamente 0,8 cm. de diámetro se obtuvieron en un disco peletizador y tenían la composición dada en la Tabla 8.

TABLA 8
**COMPOSICION DE PELLETS DE CAL
APAGADA SECOS**

Cal apagada	92,3%*
Bentonita	7,7%*

* Las composiciones de ambas sustancias aparecen en las Tablas 5 y 6.

FIG. 1
PROCESAMIENTO DE BRIQUETAS AUTORREDUCTORAS CON DESARROLLO DE LA 1º ESCORIA

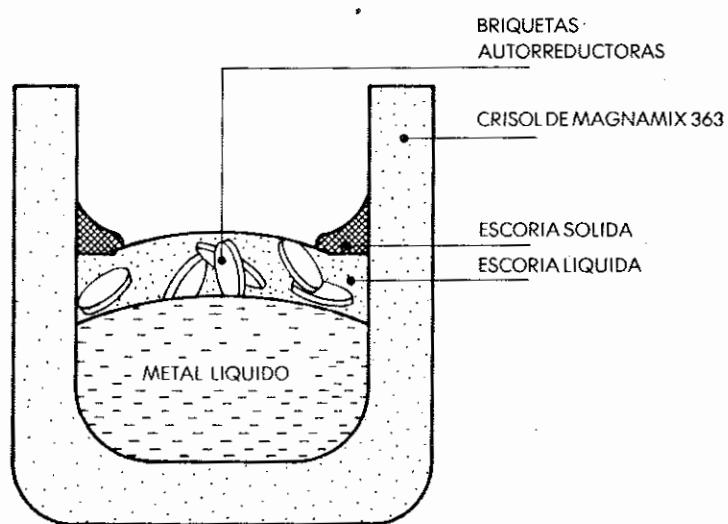
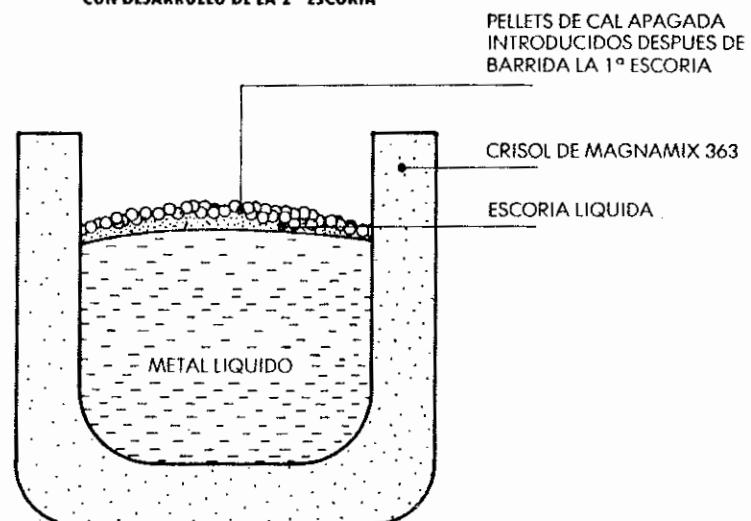


FIG. 2
PROCESAMIENTO DE PELLETS DE CAL APAGADA CON DESARROLLO DE LA 2º ESCORIA



La situación durante la operación se ilustra en las Figuras 1 y 2. La primera muestra el procesamiento de las briquetas autorreductoras, al término del cual se obtiene la primera escoria y, la segunda se refiere al proceso posterior al barrido de la primera escoria en la cual los pellets de cal al fundirse producen la escoria de refino.

EL I.B.M. se varió en las distintas experiencias, en base a variar la masa de la escoria de refino, para lo cual se introducían en el crisol distintas masas de pellets cal (téngase presente que el I.B.M. de las briquetas era siempre el mismo, igual a 3).

Así se incrementó el I.B.M. a partir del valor inicial de 3, realizándose diferentes experiencias en la cual el I.B.M. de cada una difería de la anterior en dos décimas dentro del intervalo $3,0 \leq I.B.M. \leq 4,0$ (véase Tabla 10).

Los crisoles que fueron fabricados especialmente para estas experiencias, eran básicos y de la composición que se detalla en la Tabla 9.

TABLA 9
**COMPOSICION DEL MATERIAL REFRACTARIO SECO
UTILIZADO PARA LA FABRICACION
DE LOS CRISOLES**

MgO	91,0%
SiO ₂	4,5%
Fe ₂ O ₃	1,9%
(Na ₂ O + K ₂ O + Li ₂ O)	1,2%
CaO	0,5%
Al ₂ O ₃	0,3%
Otros	0,6%

La temperatura del baño de acero que se medía con un pirómetro óptico estuvo durante todas las experiencias comprendida entre 1.600°C y 1.700°C.

4. RESULTADOS EXPERIMENTALES

Los resultados experimentales obtenidos en las distintas experiencias con doble escoria se expresan en la Tabla 10 que muestra como varía el rendimiento (% de fierro combinado que pasa al estado metálico) al variar la masa de pellets de cal.

TABLA 10
**RENDIMIENTOS OBTENIDOS EN LOS PROCESOS CON DOBLE ESCORIA
 PARA DISTINTOS INDICES DE BASICIDAD MOLAR (I.B.M.)**

EXP.	ACERO INICIAL (GRAMOS)	BRIQUET. AUTORR. (GRAMOS)	PELLETS DE CAL (GRAMOS)	ACERO TOTAL OBTEN. (GRAMOS)	I.B.M.	% RENDIM.*
1	9.005	11.183	315	10.073	3,2	32,1
2	8.988	10.731	630	10.006	3,4	31,9
3	8.992	11.133	1.012	10.174	3,6	35,7
4	9.001	11.240	1.403	10.957	3,8	58,5
5	9.015	11.243	1.805	11.074	4,0	61,5

* % rendimiento
$$\frac{A - B}{0,2976 \cdot C} \cdot 100$$

A = acero total obtenido

B = acero inicial

C = briquetas autorreductoras

La velocidad de procesamiento de briquetas fue de un valor promedio de 160 g/min.; valor sensiblemente mayor que el de las experiencias preliminares y que indicó que eran acertadas las innovaciones realizadas para lograrlo, pero que es aún bastante menor que el obtenido en el trabajo anterior (1) que fue de 280 g/min.

El consumo energético específico promedio del proceso de doble escoria investigado, aparece en la Tabla 11.

TABLA 11
**CONSUMO ENERGETICO ESPECIFICO DEL PROCESO DE
 DOBLE ESCORIA PARA OBTENER ACERO**

EXP.	KWH/KG, (acero obtenido)	I.B.M.
1	50,63	3,2
2	47,89	3,4
3	42,29	3,6
4	29,22	3,8
5	26,76	4,0

Las composiciones del acero obtenido se dan en la Tabla 12.

TABLA 12
**COMPOSICION DEL ACERO OBTENIDO EN EL
 PROCESO DE DOBLE ESCORIA**

EXP.	C%	P%	S%	Si%
1	0,310	0,013	0,021	0,045
2	0,034	0,008	0,034	0,040
3	0,041	0,008	0,018	0,037
4	0,194	0,005	0,019	0,056
5	0,317	< 0,005	0,028	0,023

El área específica medida para un aglomerado similar al que se utiliza en este trabajo, dio un valor de 14,70 m²/g. (1), aplicando el método de B.E.T. para evaluarla (2). Posteriormente, dada la importancia que se atribuye a esta medida (3), se empleó un método más moderno (4), (5)*, que confirmó este valor, ya que se obtuvo 17,99 m²/g.; valor que difiere del anterior en un porcentaje que puede ser aceptable para este tipo de medidas (2), y que como se sabe no se ve alterado ni por la forma del aglomerado (pellets o briquetas) ni por la presión que se le aplica para obtenerlo, siempre y cuando ésta no se exceda hasta el punto de producir fractura o incremento de defectos dentro de las diferentes especies cristalinas que lo componen.

5. ANALISIS DE RESULTADOS

En la Fig. 3, se muestra cómo depende el rendimiento del I.B.M. de la doble escoria. Para I.B.M. = 4,0 el rendimiento es 61,5%, porcentaje que resulta bajo si se compara con el de 94% obtenido para el mismo valor del I.B.M., pero en un proceso de simple escoria realizado con materias primas y condiciones similares (1). Además, la misma figura muestra un rendimiento de 33% para un I.B.M. = 3,5, en condiciones que con simple escoria y trabajando con el mismo valor de I.B.M., se obtenía 64% como valor del rendimiento (6).

Este mismo hecho se observó en trabajos anteriores realizados con aglomerados autorreductores, en el cual se hicieron algunas experiencias aisladas, con doble escoria; experiencias que mostraron que el rendimiento bajaba en relación al obtenido en el mismo proceso pero con simple escoria (7), (8) (en estos dos trabajos referidos se realizaron experimentos de simple y doble escoria).

* La Ref. (5) trae el valor del área específica de pellets; pero con distinto exceso de coque, de modo que se hace alusión a ella en cuanto al método de evaluación de esta área.

La interpretación de la reducción del rendimiento al trabajar con doble escoria, estaría en que en este caso se barre una escoria saturada de FeO (primera escoria) y la nueva escoria introducida sobre el baño limpio (segunda escoria) también se satura de este mismo óxido debido a la oxidación del metal líquido; obteniéndose como resultado global una merma química de fierro, mayor en este caso que en el caso de simple escoria, y consecuentemente un rendimiento menor.

Ahora comparando entre sí los experimentos de doble escoria de este trabajo, se puede observar en la Fig. 3 que la curva es creciente; comportamiento que se podría explicar teniendo presente que en los rangos de temperatura que se trabaja, no existirá en la escoria Fe_3O_4 sino que FeO (9), sustancia cuya actividad en función de la presión parcial del oxígeno PO_2 está dada (10) por la relación:

$$\alpha_{\text{FeO}} = \alpha_{\text{Fe}} \cdot K \cdot \sqrt{\text{PO}_2} \quad [1]$$

en la que α_{Fe} es la actividad del fierro líquido y K es la constante de equilibrio de la reacción:



cuya energía libre en función de la temperatura es:

$$\Delta F^\circ = -56.900 + 11.82T \quad [3]$$

y para la cual la dependencia $K(T)$, está dada por la expresión:

$$\log K = \frac{12.440}{T} - 2.583 \quad [4]$$

en la que la temperatura está en grados Kelvin.

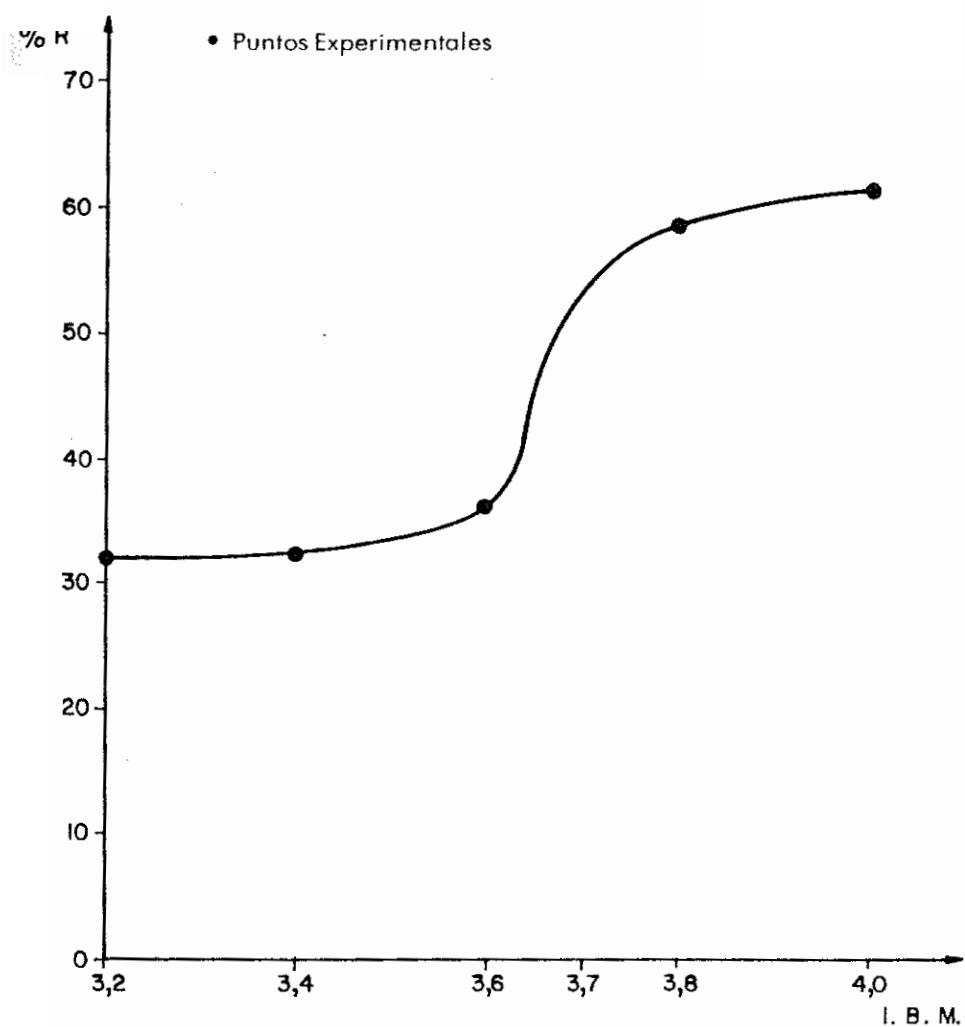
Cuando la escoria está en equilibrio con el fierro metálico (11) $\alpha_{\text{Fe}} = 1$ y la relación [1] queda:

$$\alpha_{\text{FeO}} = K \sqrt{\text{PO}_2} \quad [5]$$

relación que permite explicar que al aumentar la masa de pellets de cal de refino, introducida inmediatamente después del barrido de escoria, la acción del oxígeno atmosférico llegará con menor presión parcial a la superficie del metal líquido, (el espesor de escoria implica una pérdida de carga para la presión parcial del oxígeno) disminuyendo la actividad del FeO y consecuentemente su concentración en la escoria; efecto que se traducirá en una mayor existencia de fierro reducido y por lo tanto en un mayor rendimiento.

El hecho de que el porcentaje de carbono del acero obtenido usando doble escoria (0,317%) sea mayor que el del acero obtenido para el mismo I.B.M. = 4,0 pero por simple escoria (0,021%), (1),

FIG. 3
RENDIMIENTO EN FUNCION DEL INDICE DE BASICIDAD MOLAR TOTAL
(Después del proceso de doble escoria)



podría deberse a la diferencia de rendimientos, ya que si se parte de cantidades iguales de carbono en ambos casos, el mayor rendimiento en el caso de simple escoria debe implicar un mayor consumo de este elemento en la reacción de reducción (que genera gases) y por lo tanto un contenido menor en el baño metálico.

En cuanto a las impurezas azufre y fósforo, se observa una clara disminución al utilizar doble escoria. La Tabla 13 muestra los porcentajes de estos elementos en el acero obtenido por simple y doble escoria para algunos casos en los cuales es posible la comparación a igualdad de I.B.M., ya que se dispone de datos.

TABLA 13
PORCENTAJES DE AZUFRE Y FOSFORO EN EL ACERO
OBTENIDO MEDIANTE SIMPLE Y DOBLE ESCORIA

I.B.M.	AZUFRE		FOSFORO	
	SIMPLE ESCORIA (1), (6)	DOBLE ESCORIA	SIMPLE ESCORIA (1), (6)	DOBLE ESCORIA
4,0	0.038	0.028	0.008	0.005
3,5	0.310	0.026*	0,05	0,008*

* Interpolados de Tabla 12.

En cuanto al consumo energético específico, se observa que decrece al aumentar el I.B.M., o sea la masa de pellets de cal y, que justamente en el mismo intervalo donde el rendimiento sube bruscamente, el consumo energético específico baja bruscamente.

Si se tiene presente que los tiempos y las potencias medias en las distintas experiencias fueron similares, se explica la variación del consumo energético específico por la variación del rendimiento, ya que la energía consumida en cada experiencia fue similar, pero no la producción de acero; o sea que mientras mayor fue el rendimiento menor fue el consumo energético específico.

6. CONCLUSIONES

Con este trabajo no se pretende obtener medidas directamente aplicables a situaciones industriales, porque el tamaño de los crisoles utilizados son de escala de laboratorio, por lo cual no debe extrañar el alto valor del consumo energético específico (12), (13), al trabajar con estos pequeños crisoles en los cuales se producían entre 10 a 11 Kg. de acero en cada experiencia; sin embargo, se pueden inferir diversas conclusiones comparativas:

1. La utilización de doble escoria en un proceso de obtención directa de acero a partir de aglomerados autorreductores baja el rendimiento en relación al que se obtiene en un proceso de simple escoria, similar en cuanto a las materias primas y condiciones de operación.
2. El proceso de doble escoria para obtener acero mediante aglomerados autorreductores elimina una mayor cantidad de azufre y fósforo que el de simple escoria operando con el mismo valor del índice de basicidad; diferencia que parece ser menos acentuada cuando este índice es demasiado alto.
3. Si se comparan entre sí los resultados obtenidos en diferentes experiencias con doble escoria se observa que el rendimiento es creciente en forma sigmoidal con el índice de basicidad; presentando sólo un incremento brusco cuando el índice de basicidad molar varía de 3,6 a 3,8.
4. El consumo de energía por Kg de acero obtenido, decrece al aumentar la masa de la segunda escoria de refino (pellets de cal apagada).
5. El porcentaje de carbono del acero obtenido trabajando con doble escoria resultó más de diez veces el porcentaje del acero obtenido por simple escoria con análogas materias primas y condiciones de operación.
6. Para disminuir el desgaste del refractorio empleado en las experiencias, se sugiere incrementar el MgO y disminuir el SiO₂, fabricando crisoles con RAMMING C-MIX.

AGRADECIMIENTOS

Este trabajo fue posible gracias al apoyo económico otorgado tanto por el DIUC de la Universidad Católica de Chile como por el P.M.T.M. de la O.E.A. Asimismo se agradece el valioso apoyo recibido en el Departamento de Ingeniería Mecánica y Metalurgia de la Universidad Católica; en especial de su Jefe Dr. Cristian Vial Edwards.

BIBLIOGRAFIA

1. Rodríguez, J. M., Rojas, R., Scanavini, A. y Vial, C., Rev. del CENIM (1984) (en prensa).
2. Young, D. M., and Crowell, A. D., Physical Adsorption of Gases, Butterworths, London, 1962, 182.
3. Rodríguez, J. M., Fuller, R., and Salinas, J., Proceedings I Meeting of the Southern Hemisphere on Mineral Technology, Ed. CAPES, Río de Janeiro, 1982, 936.
4. Rodríguez, J. M., and Rodríguez, C., Can J. Phys., 61, 6, (1983), 903.
5. Rodríguez, J. M., y Rodríguez, C., Latin American of Metallurgy and Materials, 3, 1, (1983), 30.
6. Rojas, R. y Scanavini, A., Obtención de Acero de Bajo Carbono e Impurezas a partir de Briquetas Autorreductoras en Horno de Inducción, Depto. de Ingeniería Mecánica y Metalurgia, Universidad Católica de Chile, Santiago, 1983, 39.
7. Rodríguez Cruchaga, J. M., Rivera Agüero, J. D. y Muñoz Bravo, I.M., Advances in Materials Technology in the Americas, ASME, San Francisco (U.S.A.), 1980, 93.
8. Ref. (6), 92.
9. Bénard, J., Michel, A., Philibert, J. y Talbot, J., Metalurgia General, Ed. Hispano Europea, Barcelona, 1973, 314.
10. Philbrook, W. O., and Bever, M.B., Basis Open Hearth Steelmaking, AIME, New York, 1951, 650.
11. Darken, L. and Gurry, R., Physical Chemistry of Metals, Mc Graw - Hill Book Company, Inc., Tokyo, 1953, 351-357.
12. De Sy, A., Iron Ore Reduction (Proceedings), Pergamon Press, New York, 1962, 134.

LA NUEVA POLITICA PETROLERA DEL ECUADOR

LA INFLUENCIA DEL PETROLEO EN LA ECONOMIA NACIONAL

DR. FERNANDO SANTOS ALVITE *

El Ecuador se convirtió en un país exportador de petróleo en 1972. Hasta ese año, era una nación agrícola cuya economía dependía principalmente de la exportación de banano, café y cacao. A partir de 1972 y especialmente gracias a los significativos aumentos del precio del petróleo, en la década de los setenta, la economía ecuatoriana dio un gran salto adelante.

Por ejemplo, mientras en 1970 el total de las exportaciones fue de 190 millones de dólares, en 1980 crecieron hasta alcanzar 2.400 millones de dólares, ésto es, más de doce veces; el PIB creció durante la década a una tasa de alrededor del 6% anual, pasando de US \$ 450 por habitante en 1970 a US \$ 1.050 en 1980.

La composición de las exportaciones también sufrió un cambio radical, pues si en la década de 1960 las exportaciones de los productos agrícolas representaron más del 85% del total, para 1984 habían bajado al 15%. En cambio el petróleo había ascendido de prácticamente cero a representar el 70% del total de las exportaciones del año pasado.

El influjo del petróleo ocasionó asimismo cambios importantes en la sociedad ecuatoriana.

Tradicionalmente el Ecuador había sido una sociedad con predominio en su población rural. La presencia del petróleo, cuyos recursos llegaron más rápido a la ciudad que al campo, aceleró la migración campesina. Si al comienzo de la década de 1960 la población urbana era del 36% del total, para inicios de 1980 ya había ascendido al 44%. Asimismo el crecimiento de los núcleos urbanos ha sido explosivo. Por ejemplo en Quito, la capital del país la población aumentó en más del 50% entre 1973 y 1983, de 600 mil habitantes a más de 900 mil.

Al ir la mayoría de los ingresos petroleros al Gobierno Central, éste se fortaleció, lo que dio como resultado una mayor intervención

* Sub-Secretario de Energía
Ministerio de Recursos Naturales y Energéticos –Ecuador

del estado en todos los órdenes de la vida social de la población.

El fortalecimiento del poder central generó una apreciable estabilidad política. Mientras que en la década de 1960 el país fue regido por seis gobiernos distintos, en la década de 1970 sólo se sucedieron cuatro. Si bien la tónica de la década de 1970 fue el predominio de régimenes militares (1972-1979), desde agosto de 1979 el país ha retornado al sistema democrático y en 1984 se produjo por primera vez en 24 años el cambio de un gobierno libremente elegido por votación popular, a otro electo de la misma manera.

Los ingresos provenientes de la exportación del petróleo dieron gran impulso al desarrollo del país y se tradujeron en importantes avances en los sectores de la electrificación, salud y educación, lo que redundó en un mejoramiento del nivel de vida de la mayoría de los ecuatorianos.

Si bien el país, como casi todos los de América Latina y los en vías de desarrollo en general, presenta un cuadro de deficiente distribución del ingreso nacional, los datos y cifras dan cuenta de un sustancial progreso en el mejoramiento de las condiciones de vida de los ecuatorianos.

La expectativa de vida, que en 1970 era de 51 años, aumentó a 61 años en 1980.

El porcentaje de la población servida por energía eléctrica, que en 1960 era apenas del 30.39%, en 1984 aumentó al 55%.

En educación los logros también son impresionantes. En 1970 se calculaba que uno de cada tres ecuatorianos era iletrado, en cambio para 1984 se estima que sólo menos de uno de cada diez no leen ni escriben. En instrucción secundaria, en 1960 sólo el 12% de los jóvenes podría recibir clases; para 1980 su proporción aumentó al 62%.

Si bien han sido positivas las influencias del petróleo en el progreso del país, también ha traído consigo problemas. Por un lado el abandono de la gente del campo para ir a la ciudad en busca de mejores condiciones de vida, ha producido una sensible disminución de la producción agrícola, pese a las excepcionales posibilidades del Ecuador para la producción de alimentos, por la riqueza y variedad de suelos y climas. Mientras en 1960 las importaciones de alimentos eran prácticamente inexistentes, en 1984 alcanzaron más de 200 millones de dólares, más del 14% del total de las importaciones.

La monetización de los ingresos petroleros trajo como conse-

cuencia la escalada inflacionaria. En las décadas de 1950 y 1960 la inflación no pasó del 6%; en la década de 1970 creció el 12% y en la de 1980 sube aún más, hasta un máximo en septiembre de 1983 del 63.4%. Desde esa fecha se inicia un descenso para situarse al momento entre el 20 y 25%.

El Ecuador comenzó a exportar petróleo en la segunda década de este siglo, en la península de Santa Elena en las costas del Pacífico, desde las áreas operadas por el Grupo de capitales británicos "Anglo Ecuadorian Oilfields Ltd." Estos yacimientos aún arrojan petróleo aunque nunca produjeron más de 10.000 barriles al día.

En las décadas de 1930 y 1940, compañías extranjeras como la Leonard Exploration y la Shell, desarrollaron actividades exploratorias en la región oriental, conocida en el país como "Región Amazónica", pero sin éxito. A principios de 1960 la compañías Texaco y Gulf, animadas por sus descubrimientos en el sur de Colombia, obtuvieron una concesión en el nororiente ecuatoriano y en marzo de 1967, con la perforación del pozo Lago Agrio N° 1 encontraron el petróleo que habría de transformar la faz del Ecuador moderno.

Este descubrimiento atrajo la inversión al Ecuador y creó una suerte de Boom Petrolero. Para 1970 existían alrededor de 30 concesiones con más de diez millones de hectáreas bajo contrato con compañías extranjeras para la búsqueda de petróleo, desatándose una actividad febril. Se decía que el movimiento de helicópteros en ese año era el segundo del mundo, superado sólo por el de Vietnam.

El grupo con más éxito fue el consorcio Texaco-Gulf, cuyo record es envidiable: de 1964 a 1981 de un total de 269 pozos que perforó, 247 fueron productivos, descubriendo reservas de más de 1.500 millones de barriles para una producción diaria de más de 200 mil barriles.

Para transportar el petróleo encontrado en la selva amazónica hacia un puerto de exportación en el Pacífico, las compañías construyeron un oleoducto de 500 kilómetros de longitud, por sobre los Andes, hasta una altura máxima de 4.000 metros, una verdadera obra maestra de ingeniería.

Con las otras compañías, la suerte fue diferente, en 1972 advino un gobierno militar que ordenó a las compañías a renegociar sus contratos, canceló algunas concesiones alegando irregularidades cometidas en su otorgamiento, disponiendo además el ingreso del Ecuador a la OPEP. La respuesta de las compañías, la mayoría de las cuales es-

taba recién en los inicios de la actividad exploratoria, fue negativa y casi todas abandonaron el país, con la excepción de Texaco-Gulf que ya se encontraban listas a exportar el petróleo. Posteriormente, en 1977 Gulf, como parte de su estrategia mundial decidió suspender sus operaciones en el Ecuador y vendió sus intereses a CEPE (Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana), creándose entonces el Consorcio CEPE (62.5%) - Texaco (37.5%). CEPE había sido creada para llevar adelante labores de exploración, explotación e industrialización del petróleo. El aumento de los precios del petróleo ecuatoriano de US \$ 2,30 en agosto de 1973 a US \$ 40,00 en enero de 1981, dió recursos a CEPE para realizar una actividad exploratoria de cierta significación. A partir de 1976 CEPE impulsó labores exploratorias especialmente en áreas revertidas por Texaco y desde 1980 empieza a producir petróleo.

Pero en la década de 1970 la producción se estancó en alrededor de 200 mil barriles al día; en cambio, el consumo interno creció vertiginosamente de 43 mil barriles diarios en 1973 y para 1982 ya era de 110 mil barriles diarios. Esta situación creó alarma en el país que veía con preocupación que poco se hacía para buscar más petróleo para hacer frente a las necesidades y detener la reclinación de las reservas que se habían reducido de más de 1.500 millones de barriles en 1972, a alrededor de 850 millones en 1981.

Por ello, a mediados de 1981, el Gobierno envió al Congreso un Proyecto de reformas a la Ley de Hidrocarburos, introduciendo la modalidad de los contratos de riesgo para facilitar el retorno del capital y tecnología extranjeros en la búsqueda de petróleo.

El Congreso realizó a fines de 1981 una consulta nacional sobre ese proyecto dirigido a los más representativos sectores políticos, académicos y económicos. De los consultados, aproximadamente el 90% se mostró favorable a que compañías extranjeras, estatales y privadas, colaboren con el país en la exploración y explotación de petróleo, de acuerdo con los intereses nacionales.

Con estos antecedentes, a mediados de 1982 la Ley de Hidrocarburos fue reformada, introduciendo los contratos de riesgo bajo la denominación de "contratos de servicios para la exploración y explotación de hidrocarburos".

Las principales características de este tipo de contrato son:

— El tiempo de duración del contrato, en caso de resultados positivos,

es al menos 24 años: 4 años para el período de exploración, y 20 años para el período de explotación; que pueden ser renovables.

- Si el esfuerzo exploratorio ejecutado por la contratista es positivo, es decir si descubren yacimientos comerciales de hidrocarburos, la contratista recibirá el reembolso de las inversiones y costos y un pago económico por sus servicios; reembolso y pago obtenidos exclusivamente de los ingresos originados por el contrato. En caso de no encontrarse petróleo, en cambio, la contratista pierde sus inversiones y no recibe reembolso ni pago alguno.
- La contratista, en caso de resultados positivos, podrá recibir el reembolso de las inversiones y el pago de sus servicios, en dinero o en petróleo crudo. Si recibe en dinero, tendrá opción preferente de compra del 50% del saldo exportable de la producción del área del contrato.
- El ingreso bruto de la contratista está conformado por un porcentaje de la renta minera (precio del petróleo menos costo de producción) ofrecido en la licitación y está obligada a pagar el impuesto consolidado a la renta de alrededor del 50% sobre dicho ingreso bruto.
- Las inversiones de exploración son amortizadas en 5 años y las de desarrollo y producción en 10 años, a partir del inicio de la producción comercial de los yacimientos descubiertos.

A mediados de 1983, el Gobierno invitó a compañías internacionales para la primera ronda de negociaciones para la suscripción de contratos con la nueva modalidad. La respuesta de la industria fue muy positiva, pues más de 30 compañías importantes adquirieron la información. Las ofertas se presentaron sobre cuatro bloques de 200 mil hectáreas cada una, situados 2 en la región amazónica y 2 costa-afuera en el área del Golfo de Guayaquil. Luego del proceso de negociación en enero de 1985, se firmó el primero de estos contratos con la compañía Occidental Exploration and Production Company para un bloque en la Región Oriental. Luego el 3 de abril de 1985, se firmó otro contrato en la misma región con el Consorcio Esso-Ecuador (80%)-Hispanoil (20%). Para los dos bloques costa afuera se está negociando con la compañía Belco, una subsidiaria de Internorth y se espera arribar a un acuerdo definitivo en las próximas semanas.

Entre tanto el Gobierno ha llamado a una segunda ronda de negociaciones que se cerrará el 24 de junio de 1985, para la contrata-

ción de cuatro bloques asimismo de 200 mil hectáreas cada una, dos en la región amazónica y dos costa adentro en el litoral del Pacífico.

A la fecha más de 20 compañías han adquirido la información correspondiente. Se ha anunciado que en el futuro se llamará periódicamente a otras rondas de licitaciones.

Ecuador presenta características óptimas para la búsqueda de petróleo. Hay alrededor de 16 millones de hectáreas potencialmente productivas, de las cuales unos 9 millones se encuentran en la Región Oriental, 3 en la Costa y 4 en la Plataforma Continental.

Con sólo una pequeña parte de ese potencial explorado, el país cuenta con alrededor de 1.100 millones de barriles de reservas probadas recuperables y está en marcha un programa de recuperación secundaria que hará que esas reservas suban sustancialmente.

En 1984, con el advenimiento del Gobierno Constitucional del Ingeniero León Febres Cordero, el país llegó a la producción más alta de su historia: 260.000 barriles diarios. La producción se sitúa hoy en unos 275.000 barriles diarios y se está llevando a cabo el proyecto de ampliación de la capacidad del oleoducto transecuadoriano para completar la capacidad de transportación de 300.000 barriles diarios, proyecto que estará listo el segundo semestre de este año. Se calcula para 1985 una producción de 100 millones de barriles de los cuales se espera exportar 60 millones y destinar 40 millones al consumo interno, cuyo ritmo de crecimiento ha disminuido gracias al ajuste de los precios de los productos y puesta en marcha de proyectos hidroeléctricos.

Existe ahora un clima de confianza mutua entre el Gobierno y las Compañías operadoras. Esta confianza y las excelentes perspectivas para encontrar petróleo que ofrece el Ecuador, auguran brillantes días para la industria hidrocarburífera del país, con el aporte del capital y la tecnología extranjeras.

FORMULARIO DE SUSCRIPCION

NOMBRE _____

TITULO _____

INSTITUCION _____

DIRECCION _____

CIUDAD/ESTADO/PROVINCIA _____

PAIS _____

AGRADEZCO ENVIARME LA REVISTA ENERGETICA. ADJUNTO

CHEQUE POR LA CANTIDAD DE US \$ (O SUCRES) -----

SEGUN LA ESCALA SIGUIENTE:

ECUADOR OTROS PAISES

UN AÑO (3 EDICIONES) S/. 5.000,oo US \$ 50,oo

DOS AÑOS (6 EDICIONES) S/. 9.000,oo US \$ 90,oo

ENVIAR CHEQUE A NOMBRE DE OLADE

RECORTAR Y ENVIAR A: "REVISTA ENERGETICA", OLADE,

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

**LATIN AMERICAN ENERGY
ORGANIZATION**

PERMANENT SECRETARIAT

MARCIO NUNES
EXECUTIVE SECRETARY

JOÃO PIMENTEL
ADVISER-GENERAL TO THE EXECUTIVE SECRETARY

EDUARDO PASCUAL
DIRECTOR OF COOPERATION

CESAR MOYA
DIRECTOR OF PLANNING

GUSTAVO SORONDO
TECHNICAL DIRECTOR

ENERGY MAGAZINE

JOÃO PIMENTEL
DIRECTOR AND EDITOR

MIRIAM MORALES
HEAD OF THE MASS MEDIA DEPARTMENT

BARBARA SIPE DE FALCONI
TRANSLATOR

The **Energy Magazine** is an instrument of technical dissemination of the Latin American Energy Organization (OLADE).

It is published once every four months by the Permanent Secretariat of OLADE.

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

Articles, contributions, and correspondence concerning the **Energy Magazine** should be addressed to Joao Pimentel, Director, P. O. Box 6413 C.C.I., Quito, Ecuador.

The annual subscription fee to the **Energy Magazine** is US\$ 50.00. Subscribers to the **Energy Magazine** will receive, at no additional cost, the publication "Latin American Energy Update". The subscription request form can be found at the back of the magazine.

REVISTA ENERGETICA

ENERGY MAGAZINE

Year 9 Number 1

April 1985

January - February - March - April
1985

	Page
EDITORIAL	69
JAMAICA'S BIOENERGY POTENTIAL	71
ADVANCES IN CENTRAL AMERICAN ELECTRIC POWER INTEGRATION AND POSSIBILITIES FOR ITS EXTENSION INTO MEXICO AND COLOMBIA	81
DOUBLE-SLAG METHOD FOR OBTAIN- ING STEEL FROM SELF-REDUCING BRI- QUETTES IN INDUCTION FURNACES ..	105
THE NEW PETROLEUM POLICY OF ECUA- DOR: THE INFLUENCE OF OIL ON NATIONAL ECONOMY	119

EDITORIAL

We hereby provide our readers with the first issue of the **Energy Magazine** in the new format which will facilitate mailing, handling and reading during its ninth year in print.

Since the beginning of this year, we have been remitting to **Energy Magazine** subscribers the bi-monthly publication "Latin American Energy Update" at no additional cost, in order to keep them constantly informed about the principal activities of the region's energy sector. In the near future the "Update" will be published monthly, thus expediting the dissemination and dynamics of such information.

The present issue includes an article by Dr. Fernando Santos-Alvite, Assistant Secretary of Energy of Ecuador, writing on the new petroleum contracts policy of his country, which was developed with a view to expanding the hydrocarbon reserves of that important Latin American exporter.

Within the spirit of Latin American integration, studies have been underway in important financial institutions for development-with respect to an electrical interconnection project going from Colombia to Mexico. In his article, Mr. Furtado Da Silva analyzes the advances made in this project.

Articles are also presented on Jamaica's bioenergy potential and on the use of coal in the iron and steel industry.

JOÃO PIMENTEL
ADVISER-GENERAL TO THE EXECUTIVE SECRETARY

JAMAICA'S BIOENERGY POTENTIAL

MINISTRY OF MINING, ENERGY AND TOURISM
KINGSTON, JAMAICA

INTRODUCTION

The visitor to Jamaica, approaching the island by air, will first be struck by the island's distinctive terrain.

The eastern third of the island is composed of various igneous, sedimentary, and metamorphic rocks, sharp-crested ridges and serpentine valleys. In the midst of these land structures run the island's highest mountain range, the Blue Mountains, towering up to 7,402 ft.

The island's interior is covered with thick limestone layers. Underground streams ply their way through caverns, appearing in deeper basins or at the edge of the limestone.

Deep round arenas and huge rocky buttresses constitute the "Cockpit Country". These areas are mostly impenetrable and are therefore sparsely populated. In other sections, rolling countryside, hills and hollows have been formed from erosion.

Agricultural settlements of significant size exist mainly in the basins where rich deep soils have been deposited.

The narrow coastal plains are interrupted at points by spurs of highland which thrust out to the sea. Most of the north and west shores descend sharply to coral terraces which provide evidence of recent small uplifts.

In other places the plain consists of mixed alluvial clays, sands and pebbles. Along parts of the coastland the sea has deposited beach material forming spits and bars.

About 41% of Jamaica's land surface is used for agriculture, with less than half of that land being devoted to pastureland. These lands, along with a small section of the island's forest land, are all that are considered productive.

Half of the island lies above 1,000 feet, limiting the potential for extensive agricultural use. The soil is particularly poor in the limestone areas, where water is difficult to obtain.

PEAT

Jamaica's major peat resources are located in the wetlands at Black River and behind the Tourist Beach Resort at Negril in Westmoreland. The island's total peat reserves are estimated at about 28.9 million tons. Of this amount the country intends to use 9.5 million metric tons of dry solids. The peat deposits at Negril have the potential of fueling a 60MW plant for 27 years.

Several studies have determined the feasibility of using Jamaican peat, and of minimising the environmental impact of removing peat from the wetlands. The cost of the peat would prove considerably less than petroleum fuels per kilowatt hour of generated electricity.

THE CURRENT STATE OF ENERGY IN THE SUGAR INDUSTRY

Canefields occupy about 35% of the arable lands in Jamaica, mainly the flat lowlands. Poorly maintained and outdated factory equipment along with the burning of cane in the fields lead to diminished returns of bagasse, and the consequent need to resort to other fuels. Thus, the sugar industry lost the energy self-sufficiency of the past.

Major improvements in field planting techniques and factory equipment plus the use of energy cane can make the sugar industry energy self-sufficient once more. In the case of the larger factories, excess power could be fed from the factory generators to the national grid.

From the sugar industry also arises the potential to produce fuel alcohol. Jamaica is presently producing about 1.2 million proof gallons of hydrous alcohol for industrial use. Imported quantities of fuel alcohol complement the locally produced product.

Maximising the sugar industry's potential to produce fuel alcohol will involve the retrofitting of old and inefficient mills and the establishment of a new large-scale alcohol plant. These steps are being actively considered at the present time. It has been estimated that motor alcohol could replace 10% of gasoline used annually.

The possibility of using another agricultural product, cassava, for the production of alcohol is being examined. The production of alcohol from cassava may, however, be limited by demands for its use in producing animal feeds.

FORESTS

Trees have provided Jamaicans with fuel for cooking for the entire history of the island. Presently it is a major cooking fuel for a large percentage of the nation's rural population. Children carrying bundles of firewood on their heads is still a familiar sight in many areas of rural Jamaica. Action taken to prevent severe deforestation has had to ensure that fuelwood is still available to the nation's people.

The development of more efficient wood stoves and charcoal kilns is one way in which some measure of control is exercised over the use of forest resources. Metal kilns are already producing about 1056 tons of charcoal per year.

The potential for the establishment of fuelwood plantations in Jamaica is vast. Already being established are fuelwood plantations of fast-growing species, e.g., **Lucaena, Calliandra and Cassia**. The energy potential for wood plantations is in the order of about 1MW per 1000 acres and about 10-15MW has been identified using about 5 sites.

UTILIZATION OF AGRICULTURAL, URBAN AND INDUSTRIAL WASTES

For the average Jamaican the use of animal or human waste to generate energy is a cultural aberration. The use of sewage sludge from urban or suburban communities for biogas generation has potential but faces the formidable reaction of cultural attitudes. The use of animal waste to generate biogas on farms is achieving increasing support as various biogas projects prove successful.

While Jamaica has significant potential in the area of biogas generation from animal waste, there exists the problem presently of high capital investment involved in the construction of biogas digesters which use concrete. Other types of digesters are being studied in an attempt to reduce the cost of biogas digesters to the farmers.

A major limitation to the use of agricultural waste for energy production lies in the fact of its very dispersed nature. Studies have tried to quantify some of these wastes.

Banana production occupies just about 17% of the island's arable land, the majority of fruit being grown on small farms and estates. Waste from banana production has been estimated at 7,040 Tons. Coffee is particularly valuable to the island as it grows well in the hilly districts often unsuitable to other crops. Coffee exports contribute a notable portion of Jamaica's export earnings. About 4,500 Tons of agricultural waste can be estimated to arise from

coffee production. Vegetable rejects produce an estimated 30,100 Tons of waste.*

The use of municipal solid wastes in direct combustion promises at least 550-600 tonnes daily, or 249.41 MBOE annually, according to figures in the **Jamaica National Energy Policy and Programme** published by the Ministry of Mining, Energy and Tourism.

The viability of generating electricity from municipal solid wastes is directly influenced by the municipal authority's ability to efficiently collect all the garbage generated. The high capital investment involved in the setting up of a plant for the combustion of municipal solid waste may or may not prove a limiting factor. This depends on the policy decisions taken. Apart from the benefit of producing energy from municipal solid wastes, there are also the benefits of improved environmental conditions and increased employment opportunities.

Jamaican food industries continue to make increasing contributions to the nation's economy. Several of Jamaica's food processing companies have achieved standards of excellence and international recognition.

The by-products of food - processing can also contribute to the country's bioenergy potential. Methods of utilising these sources for energy include fermentation, anaerobic digestion and direct combustion.

PROSPECTS

In terms of potential for bioenergy Jamaica cannot be said to be lacking. Limited financial resources, and various pressing demands for these resources must inevitably determine the rate of development of our bioenergy resources.

By 1988, however, Jamaica hopes to make significant achievements in the use of small-scale biodigesters for rural domestic cooking and refrigeration. By that year also we expect to have introduced significantly improved wood stoves and charcoal kilns to supply both urban and rural needs.

The farming community should be experiencing greater self-sufficiency from the utilisation of agricultural waste for the energy requirements of on-farm activities.

* Figures taken from the "Biomass Survey."

Peat's contribution to electricity generation is yet to be decided finally. In the light of the present public debate, the issue of peat mining awaits a final policy decision.

Distillery waste should by 1988 be in use as feedstock for biodigesters, serving the internal needs of distilleries.

1993 should find large-scale biodigesters generating energy from wastes in large livestock industries. Medium-scale digesters providing shaft power for on-farm activities are expected to be on stream using agricultural wastes. The production of industrial alcohol through fermentation or distillation of agricultural wastes is expected to be on stream by 1993.

Fuelwood-powered gasifiers should be in use for pumping water for irrigation purposes. The transport and industrial sectors ought to be supplied in measure by alcohol produced from sugar cane.

By the end of the century and the beginning of the next century, bagasse from energy cane should be generating electricity. Fuelwood is likely to be in use in large-scale gasifiers for the same purpose.

Jamaica looks forward to the 21st century with increasing hope in our ability to effectively exploit all our existing potential in bioenergy.

APPENDIX I

SUMMARY OF ANIMAL AND PLANT RESIDUE POTENTIAL

The energy content of crop residues for Jamaica is determined by the following calculation:

$$\text{CRE (kwh/yr)} = \text{CP (Tonnes/yr)} \times \text{CRC} \times \text{EVCR (kwh/Tonne)}$$

Where:

CRE = Energy content of crop residues

CP = Amount of each crop produced (Obtained from Data Bank, Ministry of Agriculture, Estimate of Production by Quarters, 1980, and other Statistical Sources already cited).

CRC = Crop Residue Coefficient (Some coefficients from Makhijani and Poole, used in World Energy Data Sheet, others assumed based on estimated ratio of residue in relation to edible part of crop).

EVCR = Energy Value of each crop, given as 4030 kwh/Tonne ... (12.5×10^6 Btu /Ton) (From Downing, C, used in World Energy Data Sheet).

CROP	AMT. OF CROP PRODUCTION (CP) TONNES/ YEAR x 10 ³	CROP RESIDUE COEFFICIENT (CRC)	ENERGY CONTENT OF CROP RESIDUE (CRE) kwh/ year x 10 ⁶
Sugar Cane	2 900.00	0.30	3 506.00
Banana	69.00	0.25	69.50
Coconut	25.00	0.30	30.20
Pimento	1.30	0.50	2.60
Coffee	12.30	0.50	24.80
Cocoa	1.80	0.40	2.90
Fruits (Excl. Melons)	0.20	0.25	9.20
Legumes	10.80	2.80	121.90
Vegetables and Melones	114.00	0.25	114.90
Condiments	9.10	0.10	3.70
Cereals	7.60	1.70	52.10
Root Crops	252.00	0.20	203.10
Plantain	28.10	0.25	28.30
TOTAL			4 169.20

The Biomass Energy (BE) from residues for Jamaica is then calculated by adding together the Crop Residue Energy (CRE) for each crop, and the Manure Energy (ME) for each domestic animal.

$$\begin{aligned}
 \text{Thus BE} &= \text{CRE} + \text{ME} \\
 &= (4169.2 \times 10^6 + 1029.48 \times 10^6) \text{ kwh/yr.} \\
 &= 5198.68 \times 10^6 \text{ or } \mathbf{5199 \text{ Gwh/yr.}}
 \end{aligned}$$

Ref: Nelson, Lilieth, Bioenergy, Resources Assessment Project Phase I and Implementation Plans for Phase II - A report to the Energy Division of the Ministry of Mining and Energy, 1982.

APPENDIX II

Total Forest Yield = 4,600,000 tonnes/yr.

During harvesting 30% of total can be converted to fuelwood

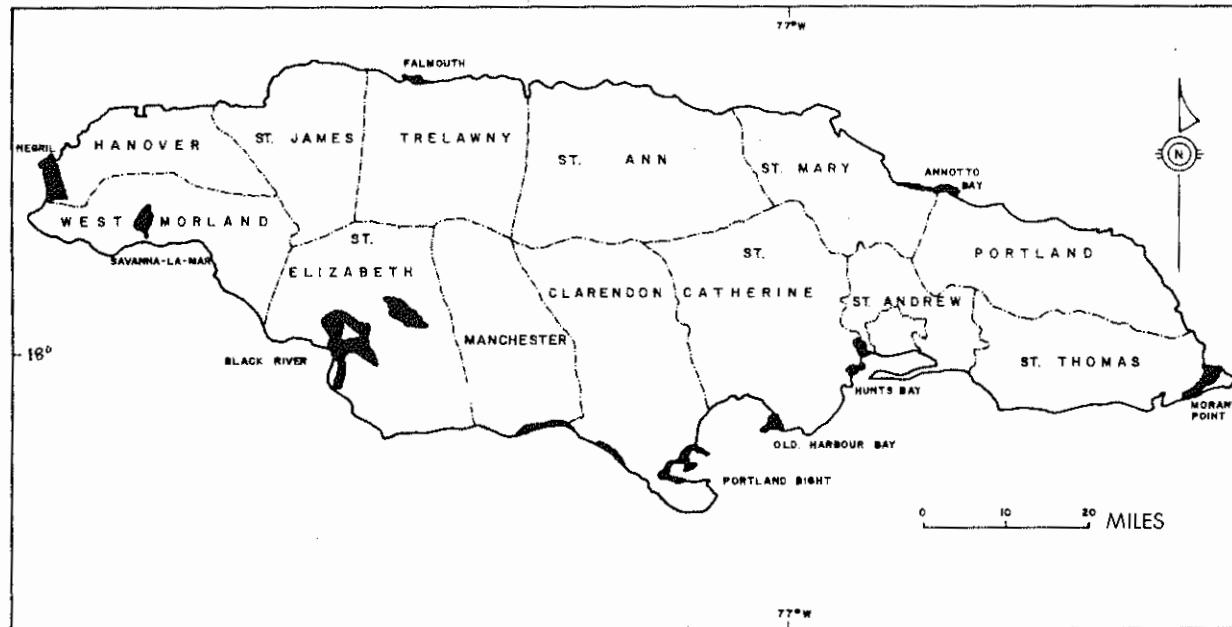
= 1,380,000 tonnes/yr.

= 342100 BOE

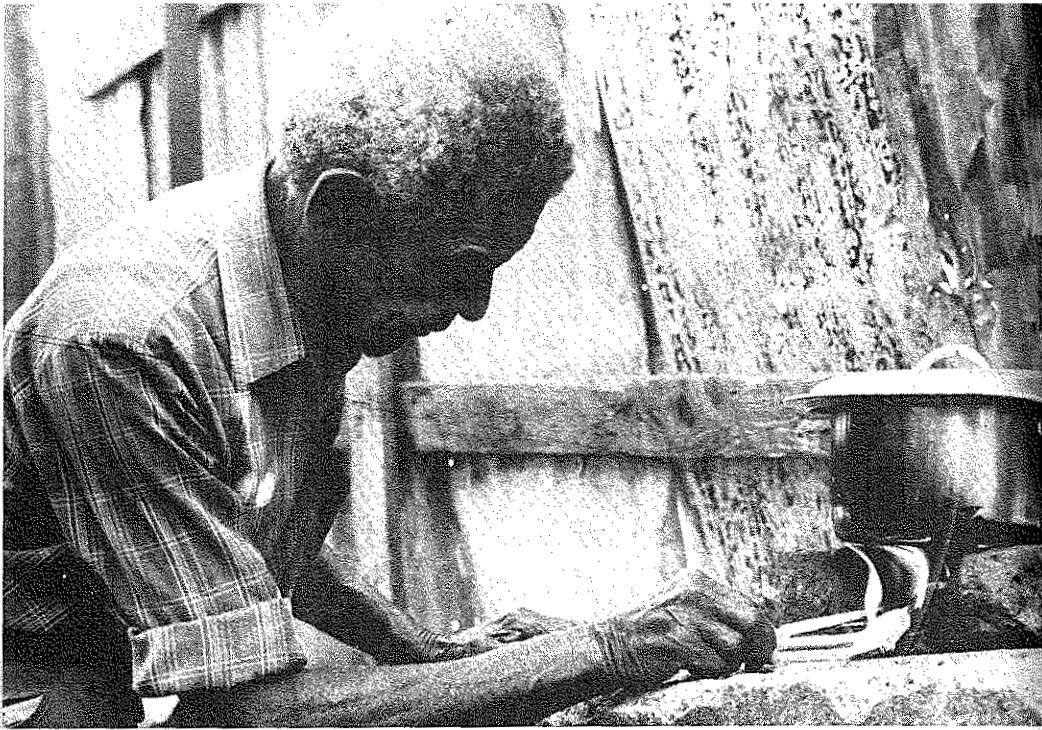
= US\$ 10,263 150/yr.

REF: Agrocon - USAID GOJ
Forestry Resource Project
1983

APPENDIX III
MAP SHOWING LARGE AND SMALL PEAT
DEPOSIT IN JAMAICA



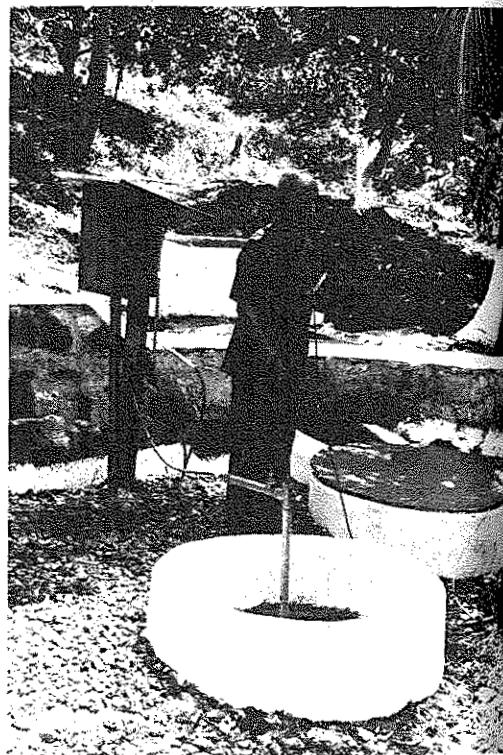
79



COOKING WITH WOOD (KINGSTON)



CLEARING GROUND AND PLANTING SAPLINGS
FOR FUELWOOD PLANTATION (HANOVER)



FARMER WYLIE SWEENEY
EXPLAINING THE OPERATIONS OF
HIS CHINESE-TYPE BIOGAS
PLANT (WESTMORELAND)

ADVANCES IN CENTRAL AMERICAN ELECTRIC POWER INTEGRATION AND POSSIBILITIES FOR ITS EXTENSION INTO MEXICO AND COLOMBIA

AFFONSO MARIA FURTADO DA SILVA*

I. SUMMARY

This article is an updated adaptation of studies published in the Bulletin of the Institute of Electrical Research of Mexico (Volume 7, Numbers 3 and 4) in 1983.

It analyzes the current status of, and prospects for expanding, the electric power systems of the countries of Central America, to include a growing degree of integration through regional electrical interconnections.

By giving concrete form to the ambitious Central American program of additions to the capacity of the large hydroelectricity - generating plants of each country --generally far greater than their respective projected demands-- there would be considerable surpluses of primary hydropower during periods following the start-up of projects, as well as secondary hydropower in some months of the year corresponding to the local rainy season. For these reasons, apart from providing incentives to its domestic use as a substitute for public-service thermoelectric generation or industrial consumption, the region could undertake a program of electric power exchange among neighboring countries. Along this vein, some ideas are set forth herein with respect to the well-known Meso-American Interconnection Plan, which, in addition to Central America, would include Mexico and Colombia.

The author would like to express his gratitude to the State electrification enterprises of the Central American countries and Mexico, which during his missions provided the latest basic information used in this document.

* Ex-Regional Energy Advisor, United Nations, assigned to ECLA/Mexico, Planning Area, ELETROBRAS.

II. INTRODUCTION

The electrical interconnection project of the Central American countries (Guatemala, El Salvador, Honduras, Nicaragua, Costa Rica and Panama), which should become a reality in 1985, serves as a prime example of technical and economic cooperation among developing countries.

It is well known that the effective integration of the national electric power systems of that region will permit a reduction in the use of oil derivatives to generate electricity; the large-scale development of locally-available renewable sources of electric power such as hydro and geothermal; and the improvement of security of electricity supplied to the various kinds of consumers.

Studies began at the end of the 1970's, through meetings of the Regional Electrical Interconnection Group (GRIE).

Over the last five years, significant efforts have been made to develop these regional electrical interconnections in order to reduce the heavy burden imposed by the consumption of imported oil-derivative fuels which are used in the generation of electricity and which strongly affect the economies of the countries in the area.

The first section of the regional electrical system was put into operation in 1976, connecting Honduras and Nicaragua by means of a simple 230-kW circuit, energized at 138 kV. Since then, the electric power utilities of these countries have been sharing electricity, in both directions, for an average of approximately 22 GWh per annum during the 1976-1981 period. This is equivalent to a minimum utilization of the interconnected lines between the two electric power systems, with significant thermal participation.

In mid-1982 another important section of the Central American electrical interconnection was put onstream. This was the 230-kV transmission line connecting Nicaragua and Costa Rica. It culminated in the implementation of a group of instruments such as the Committee of Interconnections Costa Rica-Nicaragua-Honduras, which in the future would include other countries from the region. The existence of this organization made it possible to establish supply contracts and to draw up the Operational Regulations for the countries already interconnected.

During the course of 1985 it is anticipated that, with the exception of the interconnection between Guatemala and Honduras, all of the other hook-ups will be operating, i.e., those corresponding to Guate-

mala-El Salvador-Honduras and Costa Rica-Panama. In other words, in theory energy could flow from Guatemala to Panama, passing through each one of the countries comprising the Central American region.

The map of the area (Figure 1) indicates the major power plants, substations and national grids, as well as the basic features of the binational electrical interconnections that make up the regional power system foreseen for 1990.

FIGURE 1
CENTRAL AMERICA'S INTERCONNECTED ELECTRIC POWER SYSTEM
BASIC CONFIGURATION - 1990

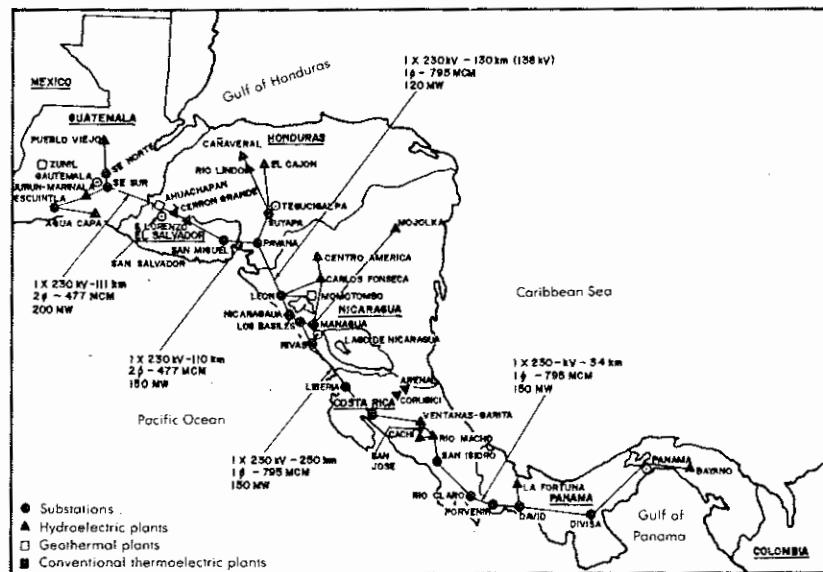


Chart 1 summarizes the main features of the binational interconnected lines presented in the map.

CHART 1
MAIN FEATURES OF BINATIONAL POWER LINES

Interconnection	Distance km	Voltage kV	N° of circuits	Conductor per phase	Gauge mcm	Estimated max. power MW*
Guatemala - El Salvador	111	230	1	2	477	200
El Salvador - Honduras	110	230	1	2	477	150
Honduras - Nicaragua	130	230	1	1	795	120
Nicaragua - Costa Rica	250	230	1	1	795	150
Costa Rica - Panama	34	230	1	1	795	150

* Taking into account the limited capacity available for transformation and reactives.

CHART 2
UTILIZATION OF PRIMARY ENERGY RESOURCES - 1980

Primary Resources	Guate- mala	El Salvador	Honduras	Nicara- guia	Costa Rica	Panama	Central America	Units: Tcal
1. Hydroenergy *								
1.1. Origin (runoff)	240	1 508	814	1 703	2 910	1 218	7 393	
1.2. Stock variation (reservoir)	—	—	—	—	(136)	(10)	(146)	
1.3. Destination (to be generated)	240	1 116	813	532	2 062	1 014	5 777	
1.4. Shutdown (losses)	—	392	—	158	721	194	1 465	
2. Geothermal	—	2 348	—	—	—	—	2 348	
3. Crude oil	8 322	6 253	5 102	5 574	5 221	19 440	49 912	
4. Firewood	26 074	12 977	11 078	6 125	4 553	2 999	63 806	
5. Bagasse and plant residues	1 937	1 207	1 033	1 269	1 299	1 162	7 907	
6. Others	—	2	—	159	3	—	164	
7. TOTAL	(1.3+2+3+4+5+6)	36 578	23 903	18 026	13 650	13 138	24 615	129 914

* Using the equivalency of 0.86 Tcal/GWh

NOTE: Although the data refer to 1980, the structure has changed very little due to the almost constant evolution of recent years.

III. REGIONAL USE OF PRIMARY ENERGY RESOURCES

This section summarizes the energy profile of the region, in terms of the use of primary energy resources.

Chart 2 shows the structure of the use of primary resources in 1980, considering the energy balances prepared by each country.

As can be seen, all of the countries rely heavily on the use of firewood and petroleum-based energy. In Costa Rica, hydroenergy and geothermal energy together reach a maximum weight of 21% of the total energy that each country allocates directly or indirectly to consumers and even to possible exportation. Costa Rica is followed by El Salvador with 14% and Honduras, Nicaragua and Panama with between 4 and 5%, while Guatemala falls below 1%. On the basis of these same data sources, it can be discerned that in 1980 the regional use of hydrocarbons for electricity generation rose to nearly 25% of the total.

As shown below, the evolution of each country's electric power systems contemplates the inclusion of hydroelectric and geothermal projects in order to save on the imported oil-derivative fuels used in thermoelectric generation. The prospects for making increasing use of native renewable resources calls for suitable development of sub-regional and regional electrical interconnections, as the case may be, in order to make a reality of the various benefits, already mentioned, that these interconnections could propitiate for the countries.

IV. CENTRAL AMERICA'S ELECTRIC POWER SECTOR

The Electricity Market

The total electricity consumption of the region's national interconnected systems showed a dynamic, sustained growth during the first eight years of the 1970's, with an average annual growth rate of around 8% overall. During the five-year period 1978-1982, the rate for the region as a whole dropped sharply to a value of below 1%. This behavior was observed in almost all of the countries of the area except Honduras.

The electricity market forecasts recently updated or confirmed by the national light and power companies anticipate a gradual improvement in the growth rate as of 1983, so as to resume the trends observed in the 1970's, before the aforementioned reduction, i.e., around an average 8% per annum. Below are presented the values corresponding to the projections for energy demand, power and average annual growth. It should be noted that, throughout this report, energy demand is expressed in terms of mean power; in other words, the annual megawatt-hours are divided by the number of hours per year (8,760), thus deriving the unit whose dimension is the megawatt-year. (See Chart 3.)

CHART 3
POWER AND ENERGY DEMAND

									Growth rate for energy demand	
	1983 MW, year	MW	1985 MW, year	MW	1990 MW, year	MW	1995 MW, year	MW	1983-1990 %	1991-1995 %
Guatemala	169	282	188	314	255	417	342	544	6.0	6.0
El Salvador	160	265	189	338	307	602	494	969	9.8	10.0
Honduras	134	213	167	266	243	406	369	587	9.9	8.7
Nicaragua	139	227	176	281	294	461	458	702	11.3	9.3
Costa Rica	267	432	298	482	448	703	699	1 070	7.7	9.3
Panamá	239	364	272	413	371	564	511	777	6.5	6.6
Central America	1 108	1 783	1 290	2 094	1 918	3 153	2 873	4 649	8.2	8.4

Electricity - Generating Capacity

The expansion of the generating capacity of the national electric power systems is indicated in the Appendix that shows additions and withdrawals of electric power plants scheduled up through 1995. The Appendix computes the situation as of 1982 and the evolution of the nominal power of the energy, as well as the energy capacity of reservoirs in hydropower plants having seasonal, annual and pluriannual regulation. The physical unit used for the energy in reservoirs was the megawatt-month, which is obtained by dividing the values in megawatt-hours by the average number of hours per month (730).

Nonetheless, it is worthwhile to note the most significant hydropower projects which have been considered by the program to expand the electricity-generating capacity, at the national and regional levels. (See Chart 4.)

An analysis of the results of the Appendix makes it possible to arrive at some parameters for Central America's generating system, insofar as the structure of the electricity-generating park, expressed in megawatts and in percentages (in parentheses). (See Chart 5.)

An upward trend can be discerned in the percentage participation of hydroelectricity in the capacity of the electricity-generating park of Central America, since from a level of 56% in 1982 --with respect to the total installed capacity of the region-- it should rise to nearly 70% by the end of the 1980's and then continue to climb to a value of 76% in 1995.

CHART 4
PROGRAM TO EXPAND GENERATING CAPACITY

Project	Nominal Power kW	Average Energy MW-year	Energy in Reservoir MW - month	Anticipated Start-up Date
• Guatemala				
Pueblo Viejo ^a	$5 \times 60 = 300$	181	449	1985
Chulac ^b	$4 \times 110 = 440$	196	467	1991
Xalala ^a	$3 \times 120 = 360$	168	130	1995
• El Salvador				
San Lorenzo	$2 \times 90 = 180$	82	—	1984
El Tigre ^a	540	204	227	1993
• Honduras				
El Cajon ^a	$4 \times 73 = 292$	159	2 029	1986
Cuyamel ^a	300	285 ^c	918	1991
• Nicaragua				
Mojolka	155	68	—	1989
Copalar ^a	160	122	2 559	1993
• Costa Rica				
Ventanas - Garita	$3 \times 30 = 90$	53	—	1986
Angostura	$3 \times 60 = 180$	114	—	1995
• Panama				
Fortuna ^a	$3 \times 107 = 321$	166	414	1985
Changinola ^a	$3 \times 100 = 300$	205	501	1991

- a. Annual or pluriannual regularization.
- b. Seasonal regulation.
- c. Average energy limited to installed capacity of the facility's indicated stage.

CHART 5
STRUCTURE OF THE ELECTRICITY - GENERATING PARK

	Existing in 1982 MW(%)	1990 MW(%)	1995 MW(%)
Hydroelectric	1 509 (56)	3 186 (69)	5 527 (76)
Geothermal	95 (4)	322 (7)	519 (7)
Thermal	1 074 (40)	1 143 (24)	1 203 (17)
Total	2 678 (100)	4 654 (100)	7 242 (100)

On the other hand, the participation of conventional thermo-electric plants should show a significant decline, since a figure of around 40% in 1982 will probably decrease to less than half that by 1995. It is also worthwhile to note a considerable increase in geothermal plants, which should practically double their participation between 1982 and 1995.

It now remains to review the capacity of the electricity-generating program to cope successfully with projections for electricity demand during the period. On the basis of the requirements for electricity demand presented previously and of the evolution in stages (1985, 1990 and 1995) of the availability of hydroelectric and geothermal energy in the electric power system of each country included in the Appendix, Chart 6 shows, in terms of megawatt-years, the electricity balance which results from a comparison of supply and demand.

CHART 6
BALANCE OF AVAILABLE HYDROELECTRIC +
GEOTHERMAL ENERGY - ENERGY DEMAND (MW - YEAR)

Year	Guate-mala	El Salvador	Honduras	Nicaragua	Costa Rica	Panama	Central America
1985	63	89	— 93	— 101	61	14	33
1990	35	10	— 10	— 76	9	— 77	— 109
1995	312	66	149	— 54	— 74	— 12	387

Although these balances are merely indicative, the real possibility of establishing schemes for the exchange of hydro and geothermal energy among the Central American countries can be appreciated. However, as of 1990 it would probably be necessary to generate conventional thermal energy in order to satisfy the regional needs.

The total energy surplus indicated for 1990 would be close to 13% of the regional energy demand anticipated for the same year, primarily because of the entry into operation of three large-scale projects: Chulac and Xalala, in Guatemala, and Cuyamel, in Honduras.

EXPANSION OF CENTRAL AMERICAN ELECTRICAL INTERCONNECTIONS

With respect to the expansion of the electric power grid constituted by the binational transmission lines in operation and programmed, as explained previously, there is no agreement whatsoever among the national electrification organizations. An analysis of the expansion of the regional electric power system to the year 2000 was provided by

the study prepared by ECLA/Mexico during the years 1978-1980, with support from the national light and power companies of the region¹. Furthermore, an ambitious idea has been proposed for expanding the geographical dimensions of the Central American electrical interconnections, so as to include Mexico and Colombia; that is the Meso-American interconnection, which will be discussed further on.²

In relation to the topic of regional electrical interconnections, it should be mentioned that recently the national electrification organizations of six Central American countries agreed unanimously to set up a Central American Electrification Council (CEAC), with the basic aim of fostering and coordinating regional activities in the electric power subsector.

OPERATIONAL FEATURES AND PARAMETERS

This section analyzes some of the features and estimates some of the parameters typical of hydropower-based systems, using the results in the Appendix. It also presents, in general terms, the amount of energy stored, the average hydroelectricity generation, and the relation between the two, estimated for 1982-1990 and 1995. (See Chart 7.)

This relation provides an idea of the reservoirs' regulating capacity to manage the natural energy contributed by all of the hydro-power plants, both cumulative and seasonal.

1. See ECLA. **Regional Study on Electrical Interconnections in the Central American Isthmus**, 2 vol., 1980.
2. For further information, see Bernardo Quintana Arrioja. **Integration of Hydroelectric Resources in Latin America: A Proposal**, Mexico, April 1981.

CHART 7
REGIONAL PARAMETERS OF OPERATION

	Existing		Anticipated	
	1982	1990	1990	1995
Energy in reservoirs MW-months (a)	2 738	5 773	10 074	
Average energy MW-years (b)	809	1 578	2 387	
Relation (a) / (b)	3.4	3.6	4.2	

It is worthwhile to note that this regulation coefficient has been estimated for the subregion's electricity-generating system considering average energy instead of natural mean energy (runoff), which is not affected by the regularizing effect of the reservoirs or overflows, since these two account for the difference between the two types of energy.

This important relation constitutes a basis for knowledge about integrated regional operation, as well as for planning and designing future hydroelectric projects.

In terms of the subregional electric power system, a tendency for this relation to grow throughout the period can be seen. Starting in 1983 with a stored or in-reservoir energy capacity of nearly 2 740 MW-months (2 TWh), it should reach practically 10 000 MW-months (7.3 TWh) by the middle of the 1990's. In this same period the relation should be maintained in the interval of three to four months per year.

For each Central American country, the estimates of the aforementioned relations are derived from the data presented in the Appendix and shown in Chart 8.

CHART 8
ESTIMATED COEFFICIENTS FOR RESERVOIR REGULATION
UNITS: MONTHS PER YEAR

	Existing 1982	1990	1995
Guatemala	0.3	1.7	1.7
El Salvador	2.7	1.7	1.4
Honduras	3.3	10.1	6.3
Nicaragua	6.1	3.4	10.9
Costa Rica	3.0	2.6	2.0
Panama	6.0	4.0	2.4
Central America	3.4	3.6	4.2

According to the program of hydroelectric plant additions envisaged until 1995, the major capacity for modulating the fluctuation in natural water energy in hydropower plants will be concentrated in Honduras (Cañaveral, El Cajon and Cuyamel) and in Nicaragua (Central America, Asturias and Copalar). The former will supply the so-called northern subregion (Guatemala, El Salvador and Honduras), whereas the latter will cover the southern area (Nicaragua, Costa Rica and Panama). Hence, these two countries will constitute support for the others in the area, in terms of the capacity they will have available for receiving eventual energy flows for storage.

This possibility will nonetheless require the existence of a suitable regional and national transmission network for the purpose of making the necessary load displacements.

It would be worthwhile to delve into greater depth in the analysis of the behavior of natural water energy in terms of its monthly (or seasonal) and annual variations.

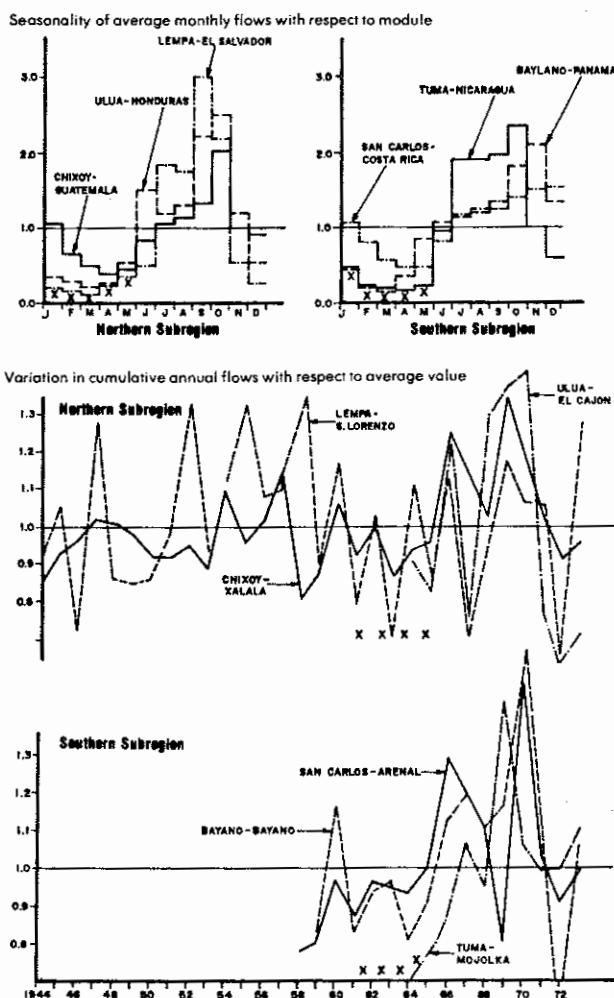
Figure 2 offers two illustrations of these variations in natural water energy, which, together with the program of electric power plant additions, determine the possibilities for exchanging energy at the regional level. These graphs also depict the hydrological regimen of the basins in the region where the projects most significant for the regional electric power supply are located. They also serve as an example of the behavior of natural hydroenergy: as the natural flows are an uncertain variable, so will be the natural water energy derived therefrom, with average values and interrelatable variations.

Chart 9 lists the rivers and sites that feed into a larger number of hydroelectric projects of major significance, in operation, under construction or scheduled.

An analysis of the graphs, interpreting variations in average monthly flows and in cumulative annual volumes and referring to the respective average long-term values, makes it possible:

- To observe, **a grosso modo**, that the duration of each season varies slightly from country to country, since for example the dry season in some of them goes from January to May (5 months) while it is from February to May (4 months) in others. Previous studies have identified two sets of season, dry or low-water and wet or rainy. For the countries of the northern part of the region, the dry season would be from November to May (4 380 hours) and the wet season from June to October (4 380 hours), while in the southern part the dry season would extend from February to May (2 920 hours) and the

FIGURE 2
**HYDROLOGICAL REGIMEN OF THE PRINCIPAL
 CENTRAL AMERICAN BASINS**



NOTE: Indication of months in dry season and years in critical period.
 Module = average long-term flow.

CHART 9
MAJOR HYDROELECTRIC PROJECTS

COUNTRY	RIVER	SITE	PLANTS
Guatemala	Chixoy	Xalala	Pueblo Viejo, Xalala
El Salvador	Lempa	San Lorenzo	Guajoyo, Cerrón Grande, 5 Noviembre, El Tigre, San Lorenzo,
Honduras	Humuya	El Cajon	El Cajon
Nicaragua	Tuma	Mojolka	Mojolka
Costa Rica	San Carlos	Arenal	Arenal Complex Corubici
Panama	Bayano	Bayano	Bayano

wet season from June to January (5 480 hours). From the standpoint of energy, the definition of common wet and dry seasons should consider, in addition to the seasonality of other rivers not mentioned in the chart, the energy weight of each one in light of the existing and programmed hydroelectric plants. As indicated in the seasonality graphs, for the sake of simplification, it can be supposed that the dry season will run from December to May and, therefore, the wet season from June to November.

Another topic worthy of mention is the degree of dispersion of the monthly flows with respect to the mean. It can be observed that the rivers of the northern part of the Central American region show a greater degree of dispersion than those in the southern part, which have a more uniform seasonal behavior.

- To identify, considering the annual variation in the cumulative flows with respect to the average long-term value, as indicated in the lower graphs of Figure 2, a period (1961-1965) in which practically all of the cumulative annual runoff of the selected rivers was below the average value. This indicates that, regionally speaking, the critical dry period or simply the critical period falls within this time interval. The "critical period" is understood to be the longest time interval in the hydrological time-series of flows in which the electric power system, starting with its reservoirs completely full, uses all of the stored energy to guarantee power production.

In this definition of critical period, and consequently of the firm power produced in it, the hydrological sequence of the flows imposed by the seasonal or serial correlations month after month, year

after year, etc., were respected, as well as the spatial (or geographic) sequence from basin to basin, i.e., the reverse of the procedure to define these concepts on the basis of flow duration curves. "Flows of 90 to 95% duration have been adopted (percentage of time in which a fixed flow value is equaled or exceeded). It can be seen that the chronological sequence of events is completely camouflaged in this type of curve, which explains its restricted use."

Although the hydrological logs of recent years would still have to be examined, a superficial analysis indicates that the critical period would extend from the last month of the rainy season in 1962 (November) to the last month of the dry season in 1964 (May), i.e., it would be 19 months, or approximately a year and a half. Nonetheless, by means of a more rigorous study supported by computer models, a different time period from that indicated could be fixed as the critical period. Knowing the critical period of the subregion is very important in planning, designing and operating hydropower systems; and it has been widely used by various international electric power systems such as those in Sweden (Swedish State Power Board), Norway (Norwegian State Power System), the United States (Tennessee Valley Authority - TVA - and Bonneville Power Administration-BPA), Canada (British Columbia Hydro) and Brazil (Eletrobras).

• To observe that in 1969-70 the most severe overflows were recorded and that, for similar reasons, this period should be considered for the operation of the integrated electric power system, establishing procedures that will permit the hydro plants to be protected from damage caused by such extreme hydrological conditions as have already occurred in some plants in the region.

V. THE MESO-AMERICAN ELECTRICAL INTERCONNECTION

It is necessary to take into consideration the well-known fact that Mexico has abundant reserves of petroleum and natural gas and, given the need to use water for other purposes, a limited hydroelectric potential.

At the end of 1981 the volume of proven hydrocarbon reserves amounted to nearly 72000 million barrels, which, according to production figures for that year (2.3 million barrels per day) would yield a useful lifetime of 60 years.

3. Ecuador. National Meteorological and Hydrological Service.
Juergen Oelsner (WMO/UN). **Introduction to Surface Water Hydrology**, Quito, 1965.

Currently, in Mexico hydrocarbons constitute the main source of energy in use, accounting for some 90% of the domestic demand (oil 61%, natural gas 29%, and others 10%), as well as the country's main source of revenue.

This results in a situation of recognized vulnerability in energy and economic terms, whether dealing with its nature as a non-renewable energy source or the tendency of international crude oil prices to drop and thus have intense repercussions for Mexican development, obliging even the cancellation of the nuclear power program proposed so that by the end of the century there would be an installed capacity of 20000MW. Nevertheless, work is still going on to start up the nuclear power plant Laguna Verde (2 x 654 MW) in 1986.

The hydroelectric potential identified in Mexico (in plants in operation, under construction and programmed) is 164.9 TWh/year, that is, nearly 18 800 MW-years, which, with a plant factor of 50%, corresponds to 37 600 MW. Almost 30% of this potential is found in the Grijalva-Usumacinta complex in the Southwest-Gulf area of Mexico. The degree of utilization of the total potential at the end of 1982 was around 20 percent.

The interconnected electric power system of Mexico at the end of 1980 presented a gross thermoelectric generation on the order of 65% of the total value; and conventional thermoelectric stations run on fuel oil, gas, coal and nuclear energy continue to be developed, in line with the programs to expand the generating capacity.

The hydrological regimen of Mexico is, in turn, very similar to that of the Central American countries, with a notably dry season from December to May and a rainy season from June to November.

In Central America, the hydroelectric potential identified through projects is quite significant, as shown in Chart 10.

The estimated project cost at the level of feasibility fluctuates between 2 000 and 2 500 dollars per kW, at 1982 prices.

For its part, the predominant hydrological regimen in the basins of Central America was amply discussed above.

So, at the other extreme, Colombia has --in addition to its large proven coal reserves-- the world's sixth largest hydro potential; its inventory of project sites ascends to 93.1 GW. The installed capacity

CHART 10
**THE CENTRAL AMERICAN
 HYDROELECTRIC POTENTIAL**

Country	Nominal Power (MW)	Degree of Utilization as of 1982 (%)
Guatemala	2,640	7.1
El Salvador	960	2.4
Honduras	1,520	7.1
Nicaragua	2,940	3.4
Costa Rica	3,120	14.6
Panama	1,420	17.7
Central America	12,600	10.6

at the end of 1980 made use of approximately 3.2% of that potential; by the year 2000, this figure should reach 20%.

It is worthwhile to mention that most of this potential lies in the Magdalena and Cauca Basins, with 132 projects totalling nearly 35 GW, a little over one third of the total.

These basins belong to the Caribbean watershed, close to the Central American Isthmus. Examining the seasonality of the average monthly flows, it can be observed that there are two maximums and two minimums. In the area of the Cauca Basin, the highs occur in the months of May and November and the lows in February and September. In the Magdalena Basin, the lows occur in the same months, whereas the highs are in May and October. The regimens of these rivers practically coincide with those of the rivers in the Caribbean watershed.

Without going into a more detailed analysis, it can be deduced that to a certain extent they are hydrologically complementary, since the driest month in the Mexican and Central American regimen (May) is one of the "maximum" months in Colombia's hydrological behavior.

The low degree of irregularity observed in the Magdalena and Cauca Basins, produced by hydrological regimens having two alternative maximums and minimums, is of great economic importance, because they imply a moderate investment in flow regularization works. This savings is then reflected in hydroelectric project costs.

Actually, in the budget of the 25 projects considered as "definite", the estimated average cost is nearly 800 dollars per kW (at December 1979 prices), which would be equivalent to approximately 1,300 dollars per kW at the end of 1982.

This brief description does not intend to analyze all of the characteristics of the immense hydro potential of Colombia, but it will aid in providing a clear idea of the possibilities for a renewed proposal for a future long-distance electrical interconnection from Mexico to Colombia. With an extension of approximately 1 800 kms. from the Mexican-Guatemala border to the Panamanian-Colombian border, along the line of international roadways, such a long-distance interconnection could develop according to different electric power configurations involving one or more countries or areas of the Central American region.

In Latin America there are similar electric power schemes such as Brazil's North-Northwest 500-kV interconnection which ties in the Tucuri power plant (7 000 MW) in the Tocantis-Araguaia Basin of the large Amazon region, with the hydroelectric development sites of the San Francisco River, which supply energy to the consumption centers of Recife and Salvador, cities located along the Atlantic Coast.

As an alternative, for the purposes of exercise, a 500-kV interconnected line with a simple circuit and two intermediate substations in Central America has been considered --one in each subregion, so as to act as a point of reference for the exchanges with the countries of the respective areas.

This would be the line following the route from the Mexico/Guatemala border, the El Tigre Hydroelectric Station (540 MW) in El Salvador, the Boruca Hydroelectric Station (810 MW) in Costa Rica, to the Panama/Colombia border. This line could inject some 700 MW into the Mexican electric power system; and its preliminary budget, including the cited intermediate sub-stations in each subregion of Central America and the reducers at each end, would amount to a sum of 1600 million dollars (end of 1982).

VI. FINAL CONSIDERATIONS

Throughout, this article has informed on the different aspects related to the current status and development of the national electric power systems of Central America, including reciprocal interconnections. Likewise, it has analyzed in preliminary form some of the characteristics and typical parameters of planning, designing, and operating hydroelectricity-based systems. From all this has resulted a set of observations on the area that should be studied in greater depth in order to promote more suitable and integral planning, as well as better coordination of the operation of Central America's interconnected system.

A preliminary approach was made to the subject of Meso-American interconnection. In that regard, an attempt was made to determine the complementary aspects of the energy situations, permitting the seasonal exchange of electricity between Colombia, Central America and Mexico.

Basically, it was observed that the hydroelectric potential of Colombia (sixth, worldwide) offers a certain degree of hydrological diversity with respect to the regimen that prevails in Central America and Mexico and therefore constitutes a renewable source of energy to replace the fossil fuels in thermo-electricity; this energy would otherwise be lost in plant overflows.

Another important aspect that would have to be considered is the availability of low-cost marginal electricity generation based on the thermoelectric stations of Mexico, which could prove to be an important complement to the hydroelectric systems in dry seasons.

Such conditions have provided the basis for numerous international plans for interconnections, both in Western and Eastern Europe and North America.

The development of a Meso-American interconnected grid would be technically and economically justifiable by the average utilization factor for the energy which would circulate in the network, and which in the long run would compensate for the investment required in the electric power system's interconnection facilities.

Given its dimension and political complexity, this project should be contemplated for the next decade. Furthermore, it would be convenient to carry out a more detailed study on this possibility.

APPENDIX

EXPANSION OF THE GENERATING CAPACITY OF CENTRAL AMERICA'S NATIONAL ELECTRIC POWER SYSTEMS: 1982 - 1995

COUNTRY/ PERIOD/ PLANT	Installed Capacity (MW)	Average Energy (MW)	Energy in Reservoir (MW - months)					
GUATEMALA								
1982 - Existing system								
Hydro: Aguacapa-Jarum-Marina - la (A)-Los Esclavos y Menores	175	175	70	70	20			
Thermal: (gas turbine and steam)	235	235	188	188	—			
Total	410	410	258	258	20			
1983 - 1985								
Hydro: Pueblo Viejo (A)	300	475	181	251	449			
Thermal: (retired)	— 35	200	— 28	160	—			
Total	265	675	153	411	469			
1986-1990								
Hydro: Santa Maria II (Santa Maria (retired))	63	538	28	279	— 469			
Geo: Zunel	15	15	11	11	—			
Thermal: Rubel santo-Eximbal	75	275	60	220	—			
Total	153	828	99	510	469			
1991-1995								
Hydro: Chulac (A) Xalata (E)	760	1 298	364	643	597 1 066			
Geo:	—	15	—	11	—			
Térmica:	—	275	—	220	—			
Total	760	1 588	364	874	597 1 066			
EL SALVADOR								
1982-Existing system								
Hydro: Cerrón Grande (A)								
5 Noviembre-Guajoyo	232	232	129	129	351 351			
Geo: Ahuachapán	95	95	67	67	—			
Thermal: (gas turbine and steam)	147	147	118	118	—			
Total	474	474	314	314	351			
1983-1985								
Hydro: San Lorenzo	180	412	82	211	— 351			
Geo:	—	95	—	67	—			
Thermal:	—	147	—	118	—			
Total	180	654	82	396	— 351			

COUNTRY/ PERIOD/ PLANT	Installed Capacity (MW)		Average Energy (MW)		Energy in Reservoir (MW - months)	
1986-1990						
Hydro: 5 de Noviembre (expansion)	120	532	—	211	—	351
Geo: Berlín	55	150	39	106	—	—
Thermal:	125	272	100	218	—	—
Total	300	854	139	535	—	351
1991-1995						
Hydro: Cerrón Grande (A) (expansion) El Tigre (A)	608	1 140	204	415	227	578
Geo: Geothermal unit	55	205	39	145	—	—
Thermal:	100	372	80	298	—	—
Total	763	1 717	323	858	—	578
HONDURAS						
1982-Existing system						
Hydro: Cañaveral (A)-Río Lindo - El Nispero	132	132	74	74	247	247
Thermal: (gas turbine and diesel)	112	112	78	78	—	—
Total	244	244	152	152	247	247
1983-1985						
Hydro:	—	132	—	74	—	247
Thermal: Puerto Cortes (diesel)	25	137	18	96	—	—
Total	25	269	18	170	—	247
1986-1990						
Hydro: El Cajon (A)	292	424	159	233	2 095	2 342
Thermal:	—	137	—	96	—	—
Total	292	561	159	329	2 095	2 342
1991-1995						
Hydro: Cuyamel (A)	300	724	285	518	918	3 260
Thermal:	—	137	—	96	—	—
Total	300	861	285	614	918	3 260
NICARAGUA						
1982-Existing system						
Hydro: Centroamerica (A)						
C. Fonseca	100	100	40	40	243	243
Thermal: (steam turbine and diesel)	190	190	152	152	—	—
Total	290	290	192	192	243	243
1983-1985						
Hydro: Asturias (reservoir) (E)	—	100	10	50	77	320
Geo: Momotombo I	35	35	25	25	—	—
Thermal:	—	190	—	152	—	—
Total	35	325	35	227	77	320

COUNTRY/ PERIOD/ PLANT	Installed Capacity (MW)		Average Energy (MW)		Energy in Reservoir (MW · months)	
1986-1990						
Hydro: Larreynaga-Río Y-Y						
Mojolka-Menores	216	316	93	143	—	320
Geo: Momotombo II, El Hoyo I	70	105	50	75	—	—
Thermal: (retired)	— 40	150	— 32	120	—	—
Total	246	571	111	338	—	320
1991-1995						
Hydro: Copalar (A)	160	476	122	265	2.559	2.879
Geo: El Hoyo II-Masaya I	90	195	64	139	—	—
Thermal:	—	150	—	120	—	—
Total	250	821	186	524	2.559	2.879
COSTA RICA						
1982-Existing system						
Hydro: Arenal (A)						
Corubici-Cachi (E)-Río						
Macho-La Garita-Menores	619	619	368	368	1 107	1 107
Thermal: (gas turbine and steam)	100	100	80	180	—	—
Total	719	719	448	448	1 107	1 107
1983-1985						
Hydro: Reduction Cachi-Rio						
Macho (extraction de 1.8 m 3/5) (metropolitan aqueduct)	—	619	— 9	359	—	1 107
Thermal: (retired)	— 24	86	— 19	61	—	—
Total	— 24	705	— 28	420	—	1 107
1986-1990						
Hydro: Ventanas-Garita-Retiro						
de Ventanas-Sandillal	113	732	59	418	—	1 107
Geo: Geotérmica I	52	52	39	39	39	—
Thermal: (retired)	— 36	50	— 29	32	—	—
Total	127	834	69	489	39	1 107
1991-1995						
Hydro: Palomo-Angostura	210	924	129	547	—	1 107
Geo: Geotérmica II	52	104	39	78	—	—
Thermal: (retired)	— 20	— 30	— 16	16	—	—
Total	242	998	152	641	—	1 107
PANAMA						
1982-Existing system						
Hydro: Bayano (A) Los Valles						
La Estrella-Menores	251	251	128	128	770	770
Thermal: (gas-steam-diesel)	290	290	232	232	—	—
Total	541	541	360	360	770	770

COUNTRY/ PERIOD/ PLANT		Installed Capacity (MW)	Average Energy (MW)	Energy in Reservoir (MW - months)	
1983-1985					
Hydro: Fortuna	321	572	158	286	770
Thermal: (retired)	— 8	282	— 6	226	—
Total	313	854	152	512	770
1986-1990					
Hydro: Fortuna (E) (expansion of dam)	75	647	8	294	414 1.184
Bayano (expansion of capacity)	— 23	259	— 18	208	—
Thermal: (retired)	—	—	—	—	—
Total	52	906	— 10	502	414 1.184
1991-1995					
Hydro: Changuinola	300	947	205	449	— 1.184
Thermal: (retired)	— 20	239	— 16	192	—
Total	280	1.186	189	691	— 1.184
CENTRAL AMERICA					
1982-Existing systems					
Hydro:	—	1.509	—	809	— 2.738
Geo:	—	95	—	67	—
Thermal:	—	1.074	—	848	—
Total		2.678		1.724	
1983-1985					
Hydro:	—	2.310	—	1.231	— 3.164
Geo:	—	130	—	92	—
Thermal:	—	1.042	—	813	—
Total		3.482		2.136	
1986-1990					
Hydro:	—	3.189	—	1.578	— 5.773
Geo:	—	322	—	231	—
Thermal:	—	1.143	—	894	—
Total		4.654		2.703	
1991-1995					
Hydro:	—	5.527	—	2.887	— 10.074
Geo:	—	519	—	373	—
Thermal:	—	1.203	—	942	—
Total		7.249		4.202	

NOTES: Adopted energy units: 1 MW-year = 8 760 MWh and 1 MW-month = 730 MWh.
 Adopted capacity or plant factors: Geothermal = 70% (based on operating experience at Ahuachapan); Gas turbine and steam = 80%; Gas turbine and diesel = 70%; Steam turbine and diesel = 80%.

BIBLIOGRAPHY

- Cepal, Estudio regional de interconexión eléctrica del Istmo Centroamericano: (E/CEPAL/CCE/SC-5/135)-2 v., 1980.
- Cooperación Técnica del Gobierno Suizo — Subcomité Centroamericano de Electrificación, Informe sobre la situación energética en América Central, Tratado General de Integración Económica Centroamericana (ELETRO - WATT), Sept. 1969.
- Ecuador, Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología - Ing. Juergen Oeisner (OMN/ONU): Introducción a la hidrología de aguas superficiales. Quito: 1965.
- Naciones Unidas, Los Recursos Hídricos de América Latina: III - Bolivia y Colombia, Nueva York: 1964.
- México, Secretaría de Agricultura y Recursos Hídricos, Plan Nacional Hídrico - 1981 - Anexo III - Usos del agua.
- Linstey, R. K., Water Resources Engineering - Nueva York: McGraw Hill, 1972.
- Comisión Federal de Electricidad (CFE), Información climatológica - hidrometeorológica - Grijalva Usumacinta, 1981.
- Colombia, Departamento Nacional de Planeación - Ministerio de Minas y Energía: Estudio Nacional de Energía, Megía Millán y Perry Ltda. 1981.
- Silva, Affonso M. F., Metodología de Analise das Interligacoes de Grande Porte entre Sistemas de Energia Eléctrica - V.Snpree, Recife, Brasil: 1977.
- Silva, Affonso M. F., Optimal Operation of an Electric Power System - LP Model, Post Graduate Project - Virginia Polytechnic Institute and State University - Blacksburg, jul, 1971.
- Sautter, Edouard André, Studies in the Long-Range Planning of Interties between Electric Power Systems, IESS, Stanford University, jul, 1964.
- Bergougnoux, J., F. Lehmans, F. P. Jenking, C. Marique y P. L. Nofery, Planning of Interconnections Between Electrical Systems, (CIGRE-1974 Sección-Report N° 32 - 17).
- Quintana Arrioja, B., Integración de los recursos hidroeléctricos en América Latina: Un planteamiento, abr. 1981.
- Ehlert, J., J. Henriksen, K. Amudsen, A. Jahkola y T. Johanson, Network Planning Activities in the Interconnected NORDEL Power System (CIGRE-1974 Section - Report N° 32 - 02).
- Galloway, C. D., L. L. Garver, L. K. Kirchmayear y A. J. Wood, "Generation - Transmission Expansion Planning", Proceedings Power System Computaton Conference, 1966.
- Goldsmith, K., H.A. Luder y J. Wahl, Power Exchange in Europe - Energy International, feb. 1968.

DOUBLE-SLAG METHOD FOR OBTAINING STEEL FROM SELF-REDUCING BRIQUETTES IN INDUCTION FURNACES

J.M. RODRIGUEZ*, M. DESCAYEAUX**, R. ROJAS***

SUMMARY

Experimental research was done on the possibility of lowering the high basicity index (4.1) required to obtain low-carbon, low-impurity steel from self-reducing briquettes by using a double-slag rather than single-slag method.

With this aim in mind, work began with self-reducing briquettes having a molar basicity index (CaO/SiO_2) = 3, and after their processing in an induction furnace and scavenging of the slag, different amounts of a second, refining slag were introduced; this made it possible to obtain information on variations in yield, on specific energy consumption, and on the composition of the steel obtained, as a function of the amount of refining slag.

1. INTRODUCTION

Using self-reducing briquettes with 30% more coke than the stoichiometric amount required, preliminary research was done (1) geared to obtaining quality steel directly from an induction furnace.

This showed that while high-yield (94%) steel with a low carbon content (0.02%), a very low phosphorus content (0.008%) and a tolerable sulphur level (0.038%) could be obtained, the demands (especially for sulphur from the coke) made it necessary to work with a high molar basicity index ($\text{MBI} = 4.1$), thereby creating difficulties of operation and a large lime consumption, in addition to considerable wear and tear on the wall of the crucible manufactured on the basis of the MAGNAMIX 363.

* Ph. D. in Science, Civil Engineer, Tenured Professor, Department of Mechanical Engineering and Metallurgy, Catholic University of Chile.

** Graduate of the Department of Mechanical Engineering and Metallurgy, Catholic University of Chile.

*** Civil Engineer, Department of Mechanical Engineering and Metallurgy, Catholic University of Chile.

These drawbacks led to the conclusion that it would be beneficial to lower the MBI value, and a proposal was made to investigate if it would be possible to reduce the index by using a double-slag technique. In this method, the first slag produced after processing the self-reducing briquettes in an induction furnace is scavenged and then a new refining slag is introduced.

Thus, practically speaking, the lime is divided into two parts: one contained in the self-reducing briquettes and the other introduced as a refiner before casting (unlike the first case cited, in which the lime came entirely from the briquettes).

2. PRELIMINARY EXPERIMENTS

Four preliminary experiments were done with self-reducing briquettes having an MBI = 2.0 and a 30% surplus of coke, the agglomerates having the composition given in Table 1, with the aim of observing their facility for fusion in the induction furnace, especially in terms of time required.

TABLE 1
**COMPOSITION BY WEIGHT OF SELF-REDUCING
BRIQUETTES IN PRELIMINARY EXPERIMENTS
(MBI = 2.0; EXCESS COKE = 30%)**

Ore	56.78%
Coke	18.60%
Slaked lime	20.07%
Fluorite	3.41%
Bentonite	1.14%

A 1020 steel similar to that specified further on, in Table 7, was used as the initial scrap.

After the preliminary experiments, it could be observed that the speed of processing of the briquettes was approximately 130 g/min., i.e., a little under half the time of the first case using briquettes with an MBI = 4.1.

This indicated that it was useful to increase the rapidity of the process of making self-reducing briquettes. Therefore, the percentage of slaked lime in the agglomerates was increased. This substance contains CaO, which, as is well known, serves as a welding com-

pound (flux) for the silicose gangue of the mineral ore. The percentage of ore was also reduced in order to reduce the gangue. Together with the increase in lime, the amount of fluorite was increased in order to expedite the process and make it more fluid.

The percentage of coke was such that it implied a 30% excess above and beyond the required stoichiometric amount; this condition was maintained in the fabrication of all the briquettes experimented with in this effort.

3. EXPERIMENTAL TECHNIQUE

In light of the preliminary experiments, new compositions were proposed for the self-reducing briquettes which are the agglomerates that were used in the first stage of the process (first-slag stage). The composition of the new briquettes made with an MBI = 3 are indicated in Table 2.

TABLE 2

**COMPOSITION BY WEIGHT OF SELF-REDUCING
BRIQUETTES USED IN THE FIRST-SLAG STAGE OF THE
PROCESS (MBI = 3; EXCESS COKE = 30%)**

Ore	48.43%
Coke	15.87%
Slaked lime	28.86%
Fluorite	4.90%
Bentonite	1.94%

The cylindrical briquettes, having a diameter of 6 cms. and a length of 1.8 cms., were manufactured in a hydraulic press under 9800 KPa of pressure. The granulometry of the different components of the briquettes was the same as in the first effort mentioned above (1).

The chemical composition of each one of the compounds that make up these agglomerates --with the exception of the fluorite, which was very pure-- is given in the following tables (3 through 6).

TABLE 3
COMPOSITION BY WEIGHT OF THE IRON ORE

Iron oxide (almost Totally Fe ₃ O ₄)	84.99%*
SiO ₂	7.40%
P	0.14%
S	0.06%
Others	7.41%

TABLE 4
COMPOSITION BY WEIGHT OF THE COKE

C (fixed)	69.92%
Ash	16.41%**
Volatile materials	10.82%
H ₂ O	2.00%
S	0.84%
P	0.01%

* This percentage of iron oxide corresponds to 61.50% iron,

** The ash contains 80% SiO₂.

TABLE 5
COMPOSITION BY WEIGHT OF THE SLAKED LIME

CaO	71.22%
H ₂ O	21.23%
SiO ₂	2.27%
Al ₂ O ₃	0.56%
Fe ₃ O ₄	0.18%
MgO	0.32%
S	0.15%
Others	4.07%

TABLE 6
COMPOSITION BY WEIGHT OF THE BENTONITE

SiO ₂	55,44%
Al ₂ O ₃	20,14%
CaO	0,49%
Fe ₃ O ₄	3,27%
Na ₂ O	2,76%
MgO	2,29%
K ₂ O	0,60%
Others	15,01%

The briquette-drying conditions were direct exposure to the sun during approximately 8 hours, just as in the procedure in case (1).

Since the electric furnace used (with a 75-kW output) was an induction furnace, it was necessary to introduce starter steel into the crucible for each experiment; in all cases, this initial steel had the same composition, given in Table 7.

TABLE 7
**COMPOSITION BY WEIGHT OF THE STARTER STEEL
USED IN ALL OF THE DOUBLE-SLAG EXPERIMENTS**

C	0.18%
Mn	0.83%
P	0.02%
S	0.02%
Si	0.04%

Once the self-reducing briquettes had been processed, the slag was removed in order to later introduce slaked lime as the refining slag which remained in the mold together with the cast steel.

Due to the fact that the introduction of lime powder has the drawback that the furnace gases disperse a part of this material outside the crucible, it was pelletized prior to its introduction into the furnace, thus guaranteeing that the amounts weighed out previously would really enter the system process as the second (refining) slag.

The slaked lime pellets, of approximately 0.8 cms. in diameter, were obtained from a pelletizing disk and had the composition given in Table 8.

TABLE 8
**COMPOSITION BY DRY SLAGED
LIME PELLETS**

Slaked lime	92.3%*
Bentonite	7.7%*

* The composition of both substances appears in Tables 5 and 6.

FIGURE 1
PROCESSING OF SELF-REDUCING BRIQUETTES WITH DEVELOPMENT
OF THE FIRST SLAG

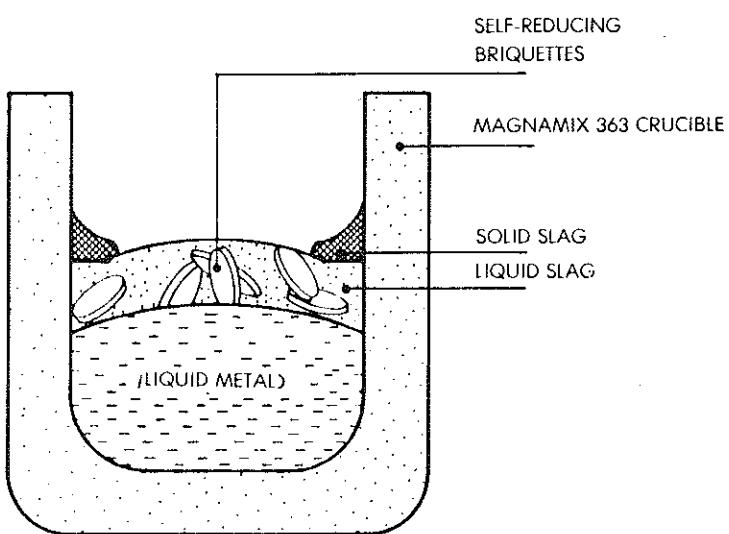
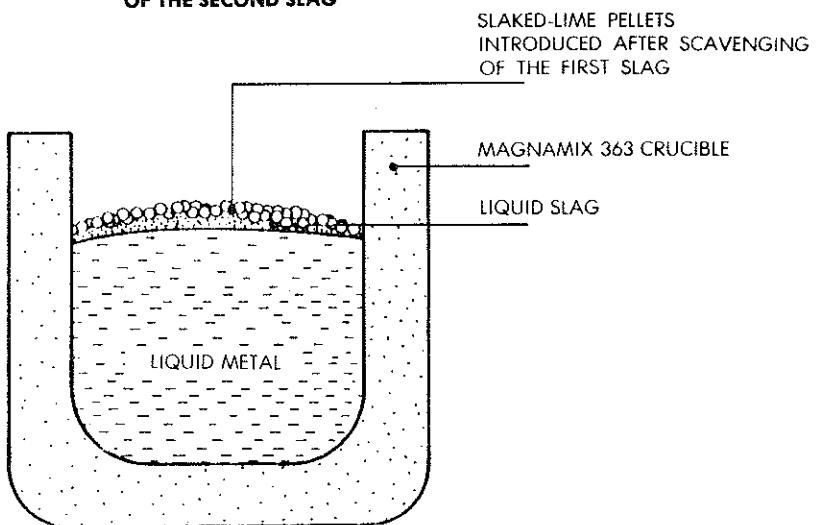


FIGURE 2
PROCESSING OF SLAKED-LIME PELLETS WITH DEVELOPMENT
OF THE SECOND SLAG



The situation during operation is shown in Figures 1 and 2. The first shows the processing of self-reducing briquettes, at the end of which the first slag is obtained; and the second refers to the process following the removal of the first slag where the lime pellets, upon melting, produce the refining slag.

The MBI varied in the different experiments as a function of variations in the mass of the refining slag, when different masses of lime pellets were introduced into the crucible. (Keep in mind that the MBI of the briquettes was always the same: equal to 3.)

Thus, the MBI increased from the initial value of .3 and various experiments were done in which the MBI of each one differed from the previous one by two tenths, within the interval $3.0 \leq MBI \leq 4.0$. (See Table 10).

The crucibles that were manufactured specially for these experiments were basic and had the composition detailed in Table 9.

TABLE 9
**COMPOSITION OF THE DRY REFRACTORY MATERIAL
USED IN MANUFACTURING THE CRUCIBLES**

MgO	91.0%
SiO ₂	4.5%
Fe ₂ O ₃	1.9%
(Na ₂ O + K ₂ O + Li ₂ O)	1.2%
CaO	0.5%
Al ₂ O ₃	0.3%
Otros	0.6%

The temperature of the steel bath, as measured with an optical pyrometer, fell in the range of 1600 to 1700°C during all the experiments.

4. EXPERIMENTAL RESULTS

The results obtained from the different experiments with double slag are expressed in Table 10, which shows how the yield (% of combined iron which passes to the metal state) varies when the mass of the lime pellets is varied.

TABLE 10
YIELDS OBTAINED IN DOUBLE-SLAG PROCESSES FOR
DIFFERENT MOLAR BASICITY INDEXES (MBI)

EXP.	STARTER STEEL (GRAMS)	SELF-RED BRIQUETTES (GRAMS)	LIME PELLETS (GRAMS)	TOTAL STEEL OBTAINED (GRAMS)	MBI	% YIELD*
1	9 005	11 183	315	10 073	3.2	32.1
2	8 988	10 731	630	10 006	3.4	31.9
3	8 992	11 133	1 012	10 174	3.6	35.7
4	9 001	11 240	1 403	10 957	3.8	58.5
5	9 015	11 243	1 805	11 074	4.0	61.5

$$* \% \text{ rendimiento} = \frac{A - B}{0,2976 \cdot C} \cdot 100$$

A = acero total obtenido

B = acero inicial

C = briquetas autorreductoras

The speed of processing of the briquettes had an average value of 160 g/min., a value notably higher than that from the preliminary experiments and indicative of the fact that the innovations made to achieve it were correct; however, this figure is still far below the 280 g/min. obtained in the first case.

The average specific energy consumption for the double-slag process under study appears in Table 11.

TABLE 11
SPECIFIC ENERGY CONSUMPTION IN THE
DOUBLE-SLAG PROCESS TO OBTAIN STEEL

EXP.	KWH/KG, (steel obtained)	I.B.M.
1	50.63	3.2
2	47.89	3.4
3	42.29	3.6
4	29.22	3.8
5	26.76	4.0

The composition of the steel obtained can be seen in Table 12.

TABLE 12
**COMPOSITION OF THE STEEL OBTAINED FROM
 THE DOUBLE-SLAG PROCESS**

EXP.	C%	P%	S%	Si%
1	0.310	0.013	0.021	0.045
2	0.034	0.008	0.034	0.040
3	0.041	0.008	0.018	0.037
4	0.194	0.005	0.019	0.056
5	0.317	< 0.005	0.028	0.023

The specific area measured for an agglomerate similar to that used in this effort yielded a value of $14.70 \text{ m}^2/\text{g}$ (1), applying the BET method of evaluation (2). Afterwards, given the importance attributed to this measurement (3), a more modern method was used (4), (5)*, to confirm this value. The figure obtained was $17.99 \text{ m}^2/\text{g}$, which differed from the first by an acceptable percentage for this type of measurement (2), and which would not be altered by either the form of the agglomerate (pellets or briquettes) or by the pressure applied to obtain these, as long as the pressure did not exceed the point of cracking or increase defects within the different crystalline components that comprise it.

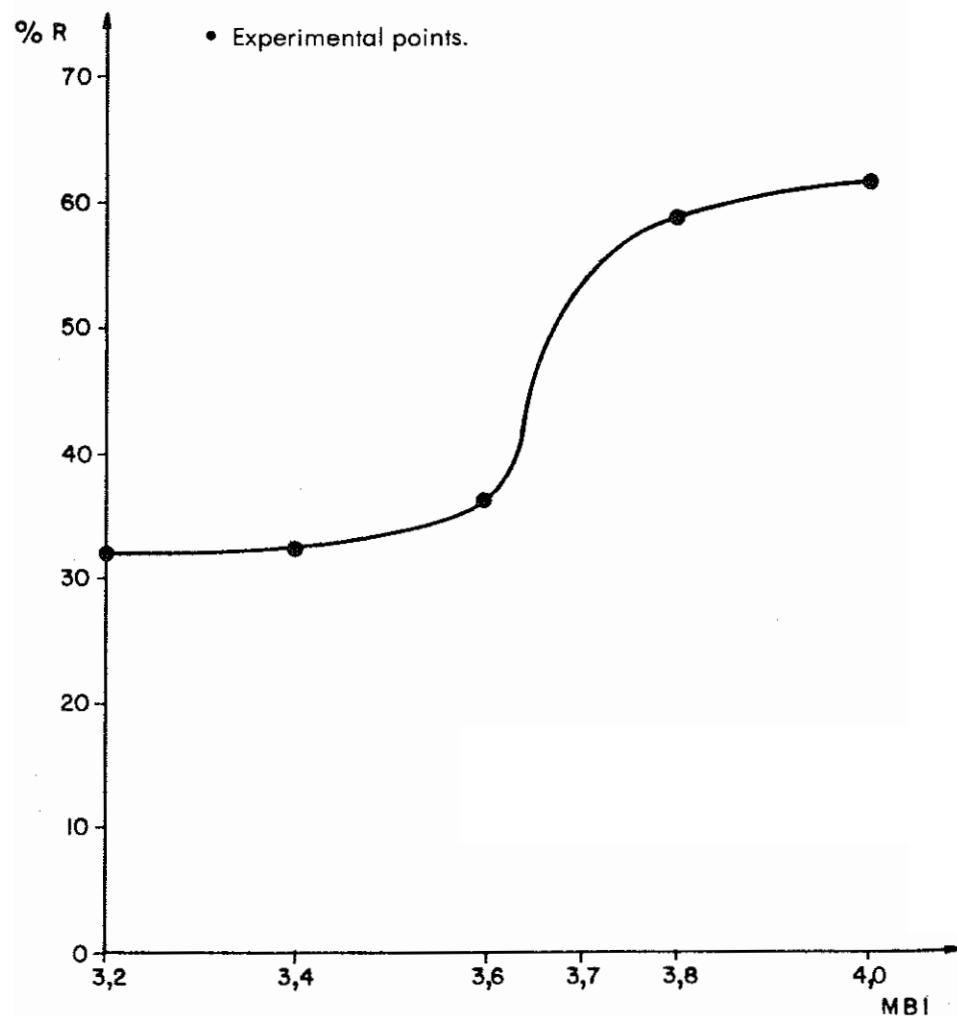
5. ANALYSIS OF RESULTS

Figure 3 shows how the MBI yield depends on the double slag. For $\text{MBI} = 4.0$, the yield was 61.5%, a percentage which seems low if compared with the 94% obtained for the same MBI value in a single-slag process carried out with similar raw materials and conditions (1). Furthermore, the same figure shows a yield of 33% for an $\text{MBI} = 3.5$, under conditions where, working with one slag and with the same MBI value, a yield of 64% was obtained (6).

This fact was observed in previous work done with self-reducing agglomerates, in which some isolated experiments were carried out with double slag. These experiments showed that the yield dropped in relation to that obtained using the same process but with single slag (7), (8). (In these two projects experiments were done with single and double slag.)

* Reference (5) gives a specific area value for pellets, but with a different surplus of coke, so it is alluded to in terms of the evaluation method for this area.

FIGURE 3
YIELD AS A FUNCTION OF THE TOTAL MOLAR BASICITY INDEX
(After a double-slag process)



The interpretation of the drop in yield when working with double slag would lie in the fact that in this case the FeO-saturated slag (first slag) would be scavenged and the new slag introduced in the clean bath (second slag) and also saturated with the same oxide due to the oxidation of the liquid metal, thus resulting -overall- in a chemical reduction of the iron, greater in this case than in the case of single slag, and consequently a smaller yield.

Now, comparing among themselves the results of the experiments carried out with double slag for the purposes of this paper, it can be observed in Figure 3 that the curve is upward. This behavior can be explained keeping in mind that in the temperature ranges being worked with Fe_3O_4 would not exist, but rather FeO (9), a substance whose activity as a function of the partial pressure of oxygen PO_2 is given by the expression:

$$\alpha_{\text{FeO}} = \alpha_{\text{Fe}} \cdot K \sqrt{\text{PO}_2} \quad [1]$$

in which α_{Fe} is the activity of the liquid iron and K is the equilibrium for the reaction:



the free energy of which as a function of temperature is:

$$\Delta F^\circ = -56.900 + 11.82T \quad [3]$$

and for which the dependence $K(T)$ is given by the expression:

$$\log K = \frac{12.440}{T} - 2.583 \quad [4]$$

where the temperature is in Kelvin degrees.

When the slag is in equilibrium with the firm metal (11)

$\alpha_{\text{Fe}} = 1$ and relation (1) is as follows:

$$\alpha_{\text{FeO}} = K \sqrt{\text{PO}_2} \quad [5]$$

This relation makes it possible to explain that, on increasing the mass of the refining lime pellets, introduced immediately after scavenging the slag, the action of the atmospheric oxygen will have less partial pressure when reaching the surface of the liquid metal (the thickness of the slag implies a loss of load for the partial pressure of the oxygen), thereby reducing the activity of the FeO and consequently its concentration in the slag. This effect would translate into a greater amount of reduced iron and, therefore, a larger yield.

The fact that the percentage of carbon steel obtained using double slag (0.317%) is higher than that of the steel obtained for the same MBI = 4.0 using single slag (0.21%), (1), could be due to the

difference in yields, since starting with equal amounts of carbon in the two cases, the greater yield in the case of single slag would imply a greater consumption of this element in the reduction reaction (which generates gases) and therefore a lower content in the metal bath.

As for sulphur and phosphorus impurities, a clear decline can be observed when double slag is used. Table 13 shows the percentage of these elements in the steel obtained using either one or two slags for some cases in which it is possible to make comparisons using an equal MBI, since data are available.

TABLE 13
PERCENTAGES OF SULPHUR AND PHOSPHORUS
IN THE STEEL OBTAINED USING SINGLE AND DOUBLE-SLAGE

MBI	SULPHUR		PHOSPHORUS	
	SINGLE SLAG (1),(6)	DOUBLE SLAG	SINGLE SLAG (1), (6)	DOUBLE SLAG
4.0	0.038	0.028	0.008	0.005
3.5	0.310	0.026*	0.05	0.008*

* Interpolated from Table 12.

As for specific energy consumption, it can be seen that this decreases as the MBI increases (i.e., the mass of lime pellets) and that, precisely in the same interval in which the yield rises sharply, specific energy consumption drops sharply.

Keeping in mind that the time and average power of the different experiments were similar, the variation in specific energy consumption can be explained by the variation in yield, since the energy consumed in each experiment was similar, but steel production was not: the larger the yield, the lower the specific energy consumption.

6. CONCLUSIONS

This paper does not intend to obtain measurements directly applicable to industrial situations, because the size of the crucibles used were laboratory-scale. Thus, the high value of specific energy consumption (12), (13) should not be surprising when work is being done with these small crucibles in which between 10 and 11 kg. of steel are being produced in each experiment. However, various conclusions can be inferred from the comparisons:

1. The use of two slags in a process to obtain steel directly from self-reducing agglomerates lowers the yield in relation to that obtained from a single-slag process similar in terms of raw materials and operational conditions.
2. The double-slag process to obtain steel by means of self-reducing agglomerates eliminates a greater quantity of sulphur and phosphorus than a single-slag process operating with the same basicity index value; this difference seems less accentuated when the index is excessively high.
3. If the results obtained in the different experiments with two slags are compared, it can be observed that the yield increases sigmoidally with the basicity index, presenting only a sharp increase when the molar basicity index varies between 3.6 and 3.8.
4. Energy consumption per kg of steel obtained decreases as the mass of the second refining slag (slaked-lime pellets) increases.
5. The percentage of carbon steel obtained by working with two slags proved to be ten times higher than the percentage of steel obtained using a single slag with similar raw materials and operational conditions.
6. In order to reduce the wear and tear of the refractory used in the experiments, it is suggested that the MgO be increased and the SiO₂ be decreased, and that the crucibles be manufactured with RAMMING C-MIX.

ACKNOWLEDGEMENTS

This paper was possible thanks to financial support granted by both the DIUC of the Catholic University of Chile and by the PMTM of the OAS. An expression of gratitude is also extended for the invaluable support received from the Department of Mechanical Engineering and Metallurgy of the Catholic University, especially its Head, Dr. Cristian Vial Edwards.

BIBLIOGRAPHY

1. Rodriguez, J. M., Rojas, R., Scanavini, A. and Vial, C. CENIM Magazine, 1984. (At press)
2. Young, D. D. and Crowell, A.D. *Physical Adsorption of Gases*, Butterworths, London, 1962, p. 182.
3. Rodriguez, J. M., Fuller, R., and Salinas, J. *Proceedings I Meeting of the Southern Hemisphere on Mineral Technology*, Ed. CAPES, Rio de Janeiro, 1982, p. 936.
4. Rodriguez, J. M. and Rodriguez, C. *Canadian Journal of Physics*, Vol. 61, Nº 6, 1983, p. 903.
5. Rojas, R. and Scanavini, A. "Obtention of Low-Carbon Steel with Few Impurities from Self-reducing Briquettes in Induction Furnaces," Department of Mechanical Engineering and Metallurgy, Catholic University of Chile, Santiago, 1983, p. 39.
6. Rodriguez, J. M. and Rodriguez, C. *Latin American of Metallurgy and materials*, Vol. 3, Nº 1, 1983, p. 30.
7. Rodriguez Cruchaga, J. M., Rivera Aguero, J. D., and Muñoz Bravo, I.M. *Advances in Materials Technology in the Americas*, ASME, San Francisco, California, U.S.A., 1980, P. 93.
8. Ref. (6), p. 92.
9. Benard, J., Michel, A., Philibert, J. and Talbot, J. *General Metallurgy*, Ed. Hispano Europea, Barcelona, 1973, p. 314.
10. Philbrook, W.O. and Bever, M.B. *Basic Open-Hearth Steelmaking*, AIME, New York, 1951, p. 650.
11. Darken, L. and Gurry, R. *Physical Chemistry of Metals*, McGraw-Hill Book Company, Inc., Tokyo, 1953, pp. 351-357.
12. De Sy, A., *Iron Ore Reduction* (Proceedings), Pergamon Press, New York, 1962, p. 134.

THE NEW PETROLEUM POLICY OF ECUADOR: THE INFLUENCE OF OIL ON THE NATIONAL ECONOMY

DR. FERNANDO SANTOS-ALVITE*

Ecuador became an oil-exporting country in 1972. Until that year, it had been an agricultural nation whose economy depended mainly on banana, coffee and cacao exports. Since 1972, and especially thanks to the significant oil price hikes of the seventies, the Ecuadorian economy has managed to make great strides.

For example, while in 1970 export revenues totalled 190 million dollars, in 1980 they rose to 2400 million dollars; that is, they increased twelve-fold. The GDP grew at a rate of 6% annually during the decade, going from US\$ 450 per inhabitant in 1970 to US\$ 1050 in 1980.

The composition of exports also underwent a radical change, for while in the 1960's agricultural products accounted for more than 85% of the total, by 1984 their share had dropped to 15%. In the meantime, oil rose from practically zero, to 70% of last year's total exports.

The flow of petroleum also brought about important changes in Ecuadorian society.

Traditionally, Ecuador had been a society dominated by a rural population. The presence of oil--the resources from which reached the cities more rapidly than the countryside--accelerated peasant migrations. At the beginning of the 1960's the urban population was 36% of the total; by the early 1980's it had risen to 44%. The growth of urban centers was also explosive. For instance, in Quito, the capital of the country, the population increased by more than 50% between 1973 and 1983: from 600,000 inhabitants to more than 900,000.

Since most of the oil revenues went to the Central Government, it was further strengthened and this resulted in greater State intervention in all orders of people's lives.

* Assistant Secretary of Energy
Ministry of Natural and Energy Resources-Ecuador

The reinforcement of central power gave rise to considerable political stability. Whereas in the decade of the sixties the country had six different governments, in the decade of the seventies there were only four. While the domination of military regimes set the tone of the seventies (1982-79), from August 1979 on the country returned to a democratic system; and in 1984, for the first time in 24 years, there was a change from one government freely elected by popular vote to another.

The revenues from oil exports provided a major push to the development of the country and translated into important advances in the sectors of electrification, health and education, which in turn generated improvements in the standard of living of most Ecuadorians.

While the country --as almost all of the Latin American countries and developing countries in general-- presents a picture of poorly-distributed income, the data and figures reflect substantial progress towards improvements in the Ecuadorians' standard of living.

- Life expectancy, which was 51 years in 1970, increased to 61 years in 1980.
- The percentage of the population served by electric power, which was barely 30.39% in 1960, increased to 55% in 1984.
- In the field of education, accomplishments are also impressive.

In 1970 it was estimated that one in every three Ecuadorians was illiterate; by 1984, however, it was estimated that fewer than one in ten did not know how to read and write. At the level of secondary education, in 1960 only 12% of the young people could receive classes; by 1980 that proportion had increased to 62%.

Although the influences of oil have been positive in the progress of the country, they have also brought with them problems. On the one hand, the flight of people from the countryside and into the cities, in search of better living conditions, has produced a notable decline in agricultural production, despite Ecuador's exceptional possibilities for producing food crops, due to the richness and variety of its soils and climate.

Whereas in 1960 food imports were practically non-existent, in 1984 they represented more than 200 million dollars, more than 14% of total imports.

The conversion of oil revenues into currency resulted in escalated inflation. In the decades of the fifties and sixties, inflation did not

exceed 6%; in the seventies it rose to 12% and in the eighties it rose still further, until hitting a maximum of 63.4% in September 1983. Since that time, there has been a downward trend, and it has settled at the moment between 20 and 25%.

In the second decade of this century, Ecuador began to export oil from the peninsula of Santa Elena on the Pacific Coast, from the areas operated by Anglo Ecuadorian Oilfields Ltd., a group with British capital. These reservoirs still yield petroleum, although they have never produced more than 10,000 barrels per day.

In the 1930's and 1940's, foreign firms such as Leonard Exploration and SHELL developed exploration activities in the Eastern part of the country, known as the Amazon Region, but they were unsuccessful. At the beginning of 1960, the companies TEXACO and GULF, enthused by their discoveries in southern Colombia, obtained a license in the Ecuadorian Northeast; and in March 1967, which the drilling of the well Lago Agrio N° 1, they found the petroleum which would transform the face of modern Ecuador.

This discovery attracted investment to Ecuador and created an oil boom. By 1970 there were already 30 licenses with more than ten million hectares under contract to foreign firms in search of oil; feverish activity had been unleashed. It was said that the movement of helicopters in that year was second in the world, surpassed only by that of Vietnam.

The most successful group was the TEXACO-GULF consortium, whose record was enviable: from 1964 to 1981, of a total of 269 wells drilled, 247 were productive and reserves totalling more than 1500 million barrels were discovered, for a daily production of more than 200,000 barrels.

To transport the oil found in the Amazon jungles to a port on the Pacific, for its exportation, the companies built a 5000-kilometer pipeline through the Andes, reaching a maximum height of 4000 meters and representing a true work of engineering art.

The other companies were not so lucky. In 1972 a military government took power and ordered the firms to renegotiate their contracts. It also cancelled some licenses, alleging irregularities committed in their issue, and had Ecuador become a member of the OPEC. The response of the companies, most of which were recently beginning their exploration activities, was negative; almost all of them left the country, with the exception of TEXACO-GULF, which was ready to start exporting oil. Later, in 1977 GULF, as part of its world-

wide strategy, decided to suspend its operations in Ecuador and sold its interests to the Ecuadorian State Petroleum Corporation (CEPE), thus creating the CEPE (62.5%) - TEXACO (37.5%) Consortium. CEPE was created to carry on oil exploration, exploitation and industrialization efforts. The increase in the price of Ecuadorian oil from US\$ 2.30 in August 1973 to US\$ 40.00 in January 1981 provided CEPE with resources to undertake exploration activities of certain significance. Starting in 1976, CEPE began to promote exploration efforts, especially in areas which had reverted from TEXACO, and in 1980 began to produce oil.

In the decade of the 1970's, however, production stagnated around 200,000 barrels per day. Meanwhile, domestic consumption grew by leaps and bounds, from 43,000 barrels per day in 1973 to 110,000 barrels per day in 1982. This situation created alarm in the country, and concern that little was being done to look for more oil in order to meet the needs and to bring to a halt the drain on reserves, which had dropped from more than 1500 million barrels in 1972 to around 850 million in 1981.

Therefore, in mid-1981 the Government sent to Congress a project for reforms to the Hydrocarbon Law, introducing the modality of risk contracts to facilitate the return of foreign capital and technology used in the search for oil.

At the end of 1981 Congress took a national poll on the project among the most representative political, academic and economic sectors. Of those consulted, approximately 90% gave a favorable response to having foreign, State, and private firms collaborate with the country in oil exploration and exploitation, in keeping with national interests.

Given these precedents, in mid-1982 the Hydrocarbon Law was reformed, introducing risk contracts under the heading of "service contracts for hydrocarbon exploration and exploitation".

The main features of this type of contract are:

- The time of contract duration, in the event of positive results, is at least 24 years: 4 years for the exploration period, and 20 years for the production period; the contract may be renewed.
- If the exploration efforts made by the contractor are positive, i.e., if commercial hydrocarbon deposits are found, the contractor will be reimbursed for his investments and costs and will be paid a commission for his services; these reimbursements and payments will be covered exclusively from the revenues generated by the

contract. In the case that no oil is found, however, the contractor will lose his investments and will receive no reimbursements or payments whatsoever.

- The contractor, in the event of positive results, may be reimbursed for his investments and paid for his services in either money or oil. If he opts for money, he will have the preferential option of purchasing 50% of the exportable production from the contract area.
- The gross income of the contractor will include a percentage of production earnings (price of the oil minus production costs) offered in the tenders and will be subject to a consolidated income tax of around 50% on the gross income.
- The exploration investments will be paid back over a five-year period and the investments in development and production over a ten-year period, starting from the date of commercial production.

In mid-1983 the Government invited international firms to a first round of bidding/negotiations for the signature of contracts under the new modality. The response of the industry was quite positive: more than 30 major companies purchased the information. Bids were presented for four 200,000-hectare blocks located in the Amazon region, and two offshore blocks in the area of the Gulf of Guayaquil. After the negotiation process, in January 1985 the first of these contracts was signed with the company Occidental Exploration and Production Company, for a block in the eastern region. Then, on April 3, 1985, another contract was signed in the same region with the ESSO-Ecuador (80%) - HISPANOIL (20%) Consortium. For the two offshore blocks, negotiations are underway with the company BELCO, a subsidiary of INTERNORTH; a definitive agreement is expected shortly.

Meanwhile, the Government has called a second round of negotiations which will end on June 24, 1985, for the contracting of four blocks, also of 200,000 hectares each: two in the Amazon region and two on the Pacific Coast (onshore).

To date, more than 20 companies have acquired the corresponding information. It has been announced, furthermore, that in the future there will be periodical calls for tenders.

Ecuador offers optimum conditions for the search for oil. There are around 16 million potentially-productive hectares, of which some 9 million are found in the eastern part of the country, 3 on the coast and 4 off the continental shelf.

With only a small part of this potential having been explored,

the country can already count on 1100 million barrels of recoverable proven reserves; and a program of enhanced recovery is also in progress, which will allow for a substantial increase in reserves.

In 1984, with the advent of the Constitutional Government of Leon Febres Cordero, the country has had the largest production in its history: an average of 260,000 barrels per day. Production currently fluctuates around 275,000 barrels per day, and a project is underway to expand the capacity of the trans-Ecuadorian oil pipeline to 300,000 barrels a day; this project is due to be complete during the second half of this year. A production of 100 million barrels of oil has been calculated for 1985.

Of these, it is expected to export 60 million and to allocate 40 million to internal consumption, the rate of growth of which has slackened thanks to the adjustment in product prices and the start-up of hydroelectric projects.

There now exists a climate of mutual trust between the Government and the operating companies. This confidence and the excellent prospects for finding oil in Ecuador augur well for the prosperity of the country's hydrocarbon industry, using foreign capital and technology.

SUBSCRIPTION FORM

NAME _____

TITLE _____

INSTITUTION _____

ADDRESS _____

CITY/STATE OR PROVINCE _____

COUNTRY _____

PLEASE SEND ME THE ENERGY MAGAZINE. I AM ENCLOSING
A CHECK IN THE AMOUNT OF US \$ _____ (OR SUCRES),
ACCORDING TO THE FOLLOWING SCHEDULE:

ECUADOR OTHER COUNTRIES

ONE YEAR (3 ISSUES) S/. 5,000.00 US \$ 50.00

TWO YEARS (6 ISSUES) S/. 9,000.00 US \$ 90.00

MAKE CHECK PAYABLE TO OLADE

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