

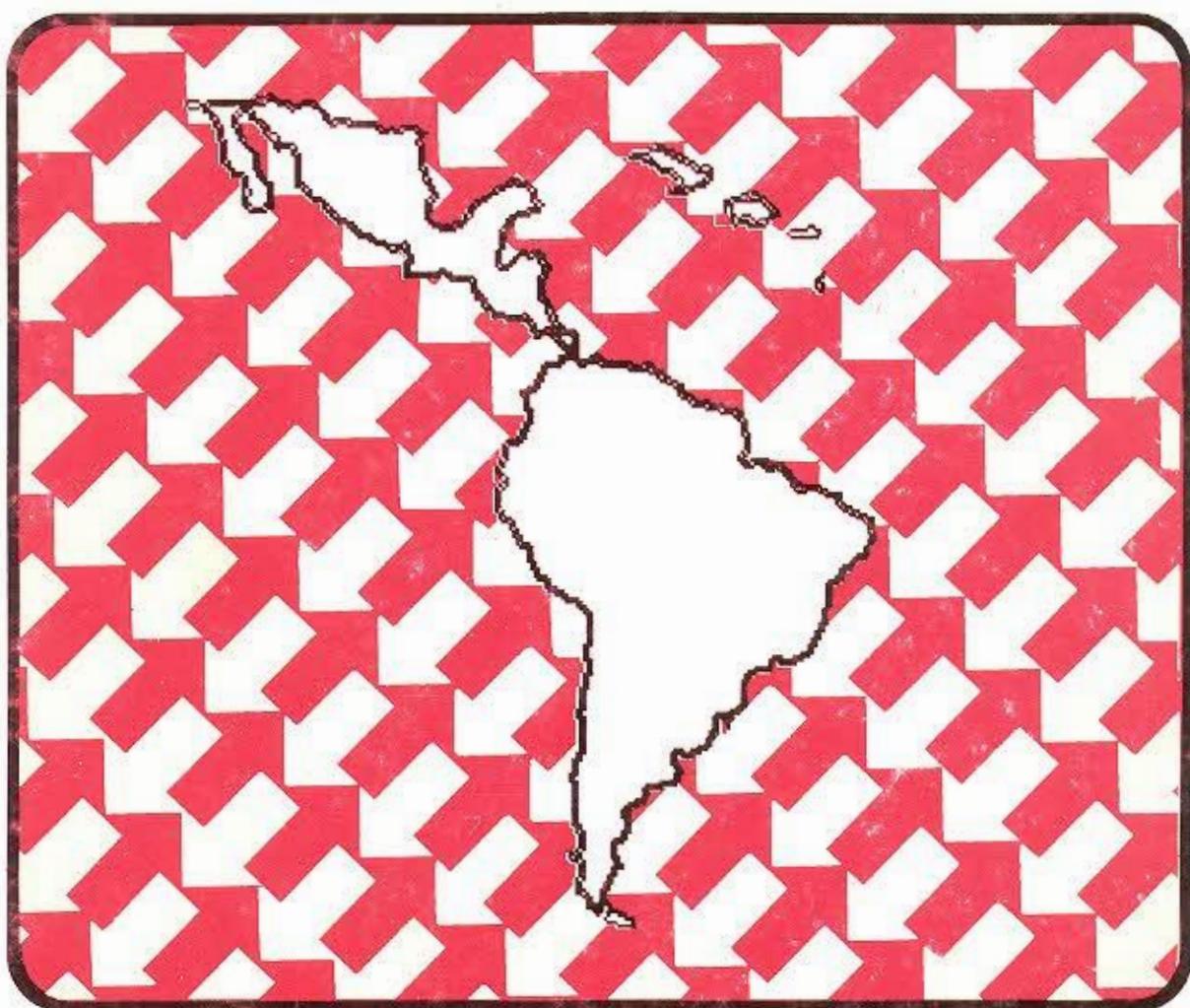
# Revista Energética



# Energy Magazine

Año 17  
número 2  
mayo-agosto 1993

Year 17  
number 2  
May-August 1993



Tema: La Energía Nuclear en América Latina y  
El Caribe

Topic: Nuclear Energy in Latin America  
and the Caribbean



## REVISTA ENERGETICA

## ENERGY MAGAZINE

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

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

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

### CONSEJO EDITORIAL / EDITORIAL BOARD

Gabriel Sánchez Sierra / Armando Salazar / Carlos Mansilla  
Fernando Montoya / Trevor Byer / Adilson Oliveira  
Guillermo Perry / Gustavo Rodríguez / Carlos Suárez



ORGANACION  
LATINOAMERICANA DE ENERGIA

LATIN AMERICAN  
ENERGY ORGANIZATION

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

ISBN 0254-845

## CONTENIDO CONTENTS

- |    |   |
|----|---|
| 2  | Nota del Consejo Editorial<br><i>Note from the Editorial Board</i>  |
| 3  | Presentación<br><i>Presentation</i>   |
| 4  | Candidatos a Secretario Ejecutivo de OLADE<br><i>Candidates for Executive Secretary of OLADE</i>  |
| 10 | Columna de los Lectores<br><i>Readers' Column</i>   |
| 11 | 312   |
| 13 | Promoción de la Cooperación Regional en el Manejo de la Energía Nuclear por parte del OIEA<br><i>IAEA Promotion of Regional Cooperation in Nuclear Power Management</i> |
| 17 | 313   |
| 21 | Desarrollo Nucleoeléctrico en Argentina<br><i>Nuclear Power Development in Argentina</i>  |
| 27 | 314   |
| 33 | El Desarrollo de la Energía Nucleoeléctrica en el Brasil: Problemas y Opciones<br><i>Nuclear Power Development in Brazil: Problems and Options</i>                      |
| 47 | 315   |
| 61 | Programa Nucleoeléctrico de Cuba: Situación Actual y Perspectiva<br><i>The Nuclear Power Program of Cuba: Current Situation and Outlook</i>                             |
| 65 | 316   |
| 69 | Presente y Futuro de la Generación Nucleoeléctrica en México<br><i>Nuclear Power Generation in Mexico: Present and Future</i>   |
| 79 | 317   |
| 93 | Sección Estadística de América Latina y El Caribe<br><i>Statistical Section of Latin America and the Caribbean</i>  |

## Nota del Consejo Editorial

El presente número de la Revista Energética está dedicado al análisis del desarrollo y las perspectivas de la Energía Nuclear en América Latina y El Caribe.

Integran esta edición cinco artículos, cuatro de ellos corresponden al estudio de la situación de la nucleo-electricidad en los Países de la Región que han alcanzado mayor desarrollo de esta fuente energética: Argentina, Brasil, Cuba y México.

El quinto es un visión de la cooperación regional en el manejo de la energía nuclear por parte de el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA).

Por otra parte se incluyen, en esta oportunidad, datos biográficos resumidos de los cuatro candidatos a la Nominación de Secretario Ejecutivo de OLADE y una Sección Estadística del Sistema de Información Económica-Energética (SIEE).

## Note from the Editorial Board

The present issue of the Energy Magazine focuses on the development of, and outlook for, nuclear energy in Latin America and the Caribbean.

The magazine includes five articles, four of which review the situation of nuclear power in those countries in the Region that have achieved the greatest development of this energy source: Argentina, Brazil, Cuba, and Mexico.

The fifth article provides an overview of regional cooperation in nuclear power management by the International Atomic Energy Agency (IAEA).

In addition, on this occasion, the Magazine is publishing short biographical sketches of the four candidates for the position of Executive Secretary of OLADE, as well as a Statistical Section from the Energy-Economic Information System (SIEE).

## PRESENTACION

Con relación al estado actual de la tecnología nuclear aplicada a la industria eléctrica, sólo cuatro países de la Región poseen centrales nucleoeléctricas en operación y en construcción: Argentina, Brasil, México y Cuba. Por su parte, sólo Argentina y Brasil son productores de uranio y, conjuntamente con México, han emprendido la producción de agua pesada, elementos básicos para la generación de energía nucleoeléctrica.

Para 1992 la capacidad instalada de plantas nucleoeléctricas en América Latina y El Caribe representó apenas un 1,4% del total del parque generador; mientras que la producción de energía asociada significó el 2% de la oferta eléctrica. En lo que resta de la presente década, los planes de expansión de generación eléctrica de los países de la Región, aparte de los esfuerzos destinados a la conclusión de las obras en proceso, no incluyen la energía nuclear como una alternativa real, por cuanto razones de orden económico, financiero, tecnológico y político han limitado su desarrollo.

Possiblemente el fortalecimiento de las interconexiones eléctricas internacionales podría facilitar, ya entrado el próximo siglo, el desarrollo de los recursos nucleoeléctricos, al configurarse sistemas eléctricos de mayor magnitud que permitan la instalación de reactores de tamaños apropiados. A ello habría que agregar el potencial que esta fuente podría representar ante las nuevas restricciones que la emisión de gases de invernadero, impondrá sobre la generación de electricidad a partir de combustibles fósiles.

La Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) y el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) han trabajado conjuntamente, desde hace cuatro años, en tareas de cooperación para el intercambio de experiencias e información de actividades que se desarrollan en América Latina y El Caribe, alrededor de la energía nuclear. Asimismo, la experiencia adquirida por los cuatro países mencionados servirá de base para las actividades que emprendan otros países en este campo. El presente número de la **Revista Energética** de OLADE se enmarca dentro de esa concepción, pues difunde valiosas experiencias del desarrollo nucleoeléctrico regional.

GABRIEL SANCHEZ SIERRA

*Secretario Ejecutivo*

## PRESENTATION

Regarding the present status of nuclear technology for the electric power industry, only four countries of the Region have nuclear power stations that are currently operating or under construction: Argentina, Brazil, Mexico, and Cuba. In addition, Argentina and Brazil are uranium producers, and along with Mexico, they are also involved in producing heavy water.

By 1992, the installed capacity of nuclear power stations in Latin America and the Caribbean accounted for scarcely 1.4% of total generating facilities, whereas the production of related energy accounted for 2% of total power supply. During the rest of the decade, electric power generation expansion plans of the Region's countries, apart from efforts focusing on concluding projects that have already been initiated, do not include nuclear energy as a feasible alternative, because of economic, financial, technological, and political constraints that have limited its development.

It is possible that strengthening international electric power interconnections could facilitate, as of the early years of the 21st century, the development of nuclear power resources, when larger power systems that would enable the installation of suitably sized reactors are configured. The new constraints on power generation in terms of greenhouse gas emissions stemming from fossil fuels may also enhance this energy source's potential in the future.

The Latin American Energy Organization (OLADE) and the International Atomic Energy Agency (IAEA) have been cooperating for the past four years on exchanging experiences and providing information on nuclear energy activities in Latin America and the Caribbean. Likewise, the experience acquired by the four countries will provide the groundwork for the activities undertaken by the Region's other countries in this field. The present issue of the **Energy Magazine** intends to disseminate valuable experiences of regional nuclear power development.

**GABRIEL SANCHEZ-SIERRA**

*Executive Secretary*

## **CANDIDATOS A SECRETARIO EJECUTIVO DE OLADE**

La XXIV Reunión de Ministros de Energía de los Países Miembros de OLADE, a realizarse en San José, Costa Rica, del 1 al 3 de noviembre del presente año, deberá designar al sucesor del Ingeniero Gabriel Sánchez Sierra, quien cumple su segundo período como Secretario Ejecutivo de la Organización.

Para esta alta dignidad han sido presentados cuatro candidatos, cuyos datos biográficos resumidos presentamos a continuación, en orden alfabético por país.

## **CANDIDATES FOR EXECUTIVE SECRETARY OF OLADE**

The XXIV Meeting of Energy Ministers of the member countries of OLADE, to be held in San José, Costa Rica, on November 1-3, 1993, will be electing the successor of Mr. Gabriel Sánchez-Sierra, who is terminating his second term of office as the Organization's Executive Secretary this year.

Four candidates have been nominated for this position. Short biographical sketches of these candidates are presented below, in alphabetical order by country.

---

*Bolivia*

**Angel Humberto Zannier Claros**

---



**Estudios Universitarios**

Ingeniero Electricista, Universidad Nacional de La Plata, República Argentina, 1979  
Diploma de ingeniería eléctrica, Queen Mary College de la Universidad de Londres, Inglaterra  
Maestría en ciencias de la Universidad de Londres, Inglaterra

**Experiencia Laboral**

Embajador Extraordinario y Plenipotenciario de Bolivia ante la República Federativa del Brasil, presente  
Ministro de Energía e Hidrocarburos de Bolivia  
Presidente del Directorio, Empresa Nacional de Electricidad  
Presidente del Directorio, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos  
Jefe del Programa de Electricidad de OLADE  
Consultor internacional para temas energéticos en el Banco Mundial, Naciones Unidas y OLADE  
Gerente Técnico, COMBER Consultores  
Consultor de sistemas eléctricos, Compañía Sudamericana de Consultoría  
Ingeniero de Proyectos, Cable and Wireless PLC  
Ingeniero de Planta, Compañía Boliviana de Energía Eléctrica  
Catedrático universitario en la Facultad de Ingeniería, Universidad Mayor de San Andrés, Bolivia, en las áreas de mediciones eléctricas, planificación de sistemas eléctricos, análisis de sistemas eléctricos y operación de sistemas eléctricos  
Ha publicado varios artículos y textos de enseñanza universitaria y presentado trabajos de investigación en temas energéticos en varios foros nacionales e internacionales

**Angel Humberto Zannier-Claros**

---

**Academic Background**

Degree in electrical engineering, National University of La Plata, Argentina, 1979  
Diploma in electrical engineering, Queen Mary College of London University, England  
Master of science, London University, England

**Professional Experience**

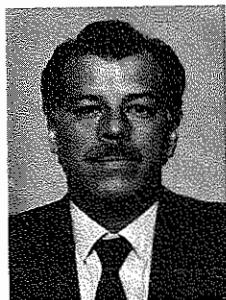
Bolivia's Extraordinary and Plenipotentiary Ambassador to Brazil, present  
Minister of Energy and Hydrocarbons of Bolivia  
Chairman of the Board, National Electricity Utility of Bolivia  
Chairman of the Board, Bolivian Public Oil-Bearing Deposits Company YPFB (state oil company)  
Head of the Electric Power Program, Latin American Energy Organization (OLADE)  
International consultant on energy issues for the World Bank, the United Nations, and OLADE  
Technical manager, COMBER Consultants  
Consultant for electric power systems, South American Consulting Firm  
Project engineer, Cable and Wireless PLC  
Staff engineer, Bolivian Electric Power Utility  
University professor in the fields of electricity metering, power systems planning, electric power systems analysis, and electric power systems operation, School of Engineering, Universidad Mayor de San Andrés, La Paz, Bolivia,  
Mr. Zannier has published various technical articles and university textbooks and presented research papers on energy issues in various national and international forums

---

## *Costa Rica*

### **Jorge Blanco Roldán**

---



#### **Estudios Universitarios**

Bachillerato en ingeniería eléctrica, Universidad de Costa Rica, 1968-1972

Licenciatura en ingeniería eléctrica, Universidad de Costa Rica, 1972-1974

Doctorado en ingeniería de redes y sistemas eléctricos, Instituto Politécnico "Gh. Gheorghiu Dej", Bucarest, Rumania, 1975-1979

Especialidad en energía geotérmica, Universidad de Kyushu, Kyushu, Japón, 1979

Ha asistido a varios congresos, cursos y seminarios de especialización en Costa Rica, Estados Unidos, Guatemala y Panamá.

#### **Experiencia Laboral**

Director de la Secretaría del Subsector Energía, Dirección Sectorial de Energía, Costa Rica, 1984-presente

Jefe de Dirección Demanda Energética, Refinadora Costarricense de Petróleo, S.A., 1983-presente

Profesor Asociado, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica, 1974-presente

Director Escuela de Ingeniería Eléctrica, Universidad de Costa Rica, 1982-1983

Jefe del Departamento de Ingeniería y Mantenimiento, Polymer y Polipak de Costa Rica S.A., 1973-1974.

Jefe del Departamento de Ingeniería y Mantenimiento, Conductores de Centro América, S.A. (CONDUCEN, S.A.), Costa Rica, 1972-1973

Ha publicado trabajos sobre temas energéticos en revistas y boletines de Costa Rica y Francia.

### **Jorge Blanco-Roldán**

---

#### **Academic Background**

Bachelor's degree in electrical engineering, University of Costa Rica, San José, Costa Rica, 1968-1972

Master of science in electrical engineering, University of Costa Rica, San José, Costa Rica, 1972-1974

Doctorate in electric power systems and grids engineering, Gh. Gheorghiu Dej Polytechnic Institute, Bucharest, Romania, 1975-1979

Specialization studies in geothermal energy, University of Kyushu, Kyushu, Japan, 1979

Mr. Blanco has attended various congresses, seminars, and specialization course in Costa Rica, the United States, Guatemala, and Panama.

#### **Professional Experience**

Director of the Energy Subsector Secretariat, Energy Sector Directorate, Costa Rica, 1984-present

Head of the Energy Demand Directorate, Costa Rican Oil Refinery, 1983-present

Associate professor, School of Electrical Engineering, University of Costa Rica, 1974-present

Director of the School of Electrical Engineering, University of Costa Rica, 1982-1983

Head of the Department of Engineering and Maintenance, Polymer and Polipak of Costa Rica, 1973-1974.

Head of the Department of Engineering and Maintenance, Conductors of Central America (CONDUCEN S.A.), 1972-1973

Mr. Blanco has published papers on energy issues in various periodicals and bulletins in Costa Rica and France.

---

*Ecuador*

**Julio Xavier Lasso Mendoza**

---



**Estudios Universitarios**

Licenciado en derecho, Universidad Católica de Guayaquil, 1975  
Diploma en integración económica de la Universidad PRO-DED de Roma, 1976  
Estudios de economía, Universidad Católica de Quito, 1977-1978  
Maestría en ciencias sociales, con énfasis en desarrollo,  
Facultad Latinoamericana de Ciencias Sociales (FLACSO), 1980

**Experiencia Laboral**

Director de la Corporación Editorial El Conejo, 1986-presente  
Funcionario de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), 1983  
Asesor del Ministerio de Energía, 1983  
Secretario Administrativo, Corporación Editorial El Conejo, 1981  
Gerente de Comercialización Externa, Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE), 1979  
Oficial de Crédito para la Industria, Banco del Pacífico, 1978  
Secretario Privado del Ministro de Industrias, 1975  
Director Ejecutivo de la Fundación Ecuatoriana de Desarrollo (FED), 1973  
Gerente de la Mutualista Guayaquil, 1972  
Ha publicado el libro **CEPE y la Apertura al Capital Externo**, (1980), y trabajos periodísticos para distintas revistas y diarios.

**Julio Xavier Lasso-Mendoza**

---

**Academic Background**

Bachelor's degree in law, Catholic University of Guayaquil, Ecuador, 1975.  
Diploma in economic integration, PRO-DED University of Rome, Italy, 1976  
Courses in economics at the Catholic University of Ecuador, Quito, 1977-1978  
Master's degree in social sciences, with specialization in development, Latin American Social Sciences School (FLACSO), Quito, 1980.

**Professional Experience**

Director of the publishing corporation El Conejo, 1986-present  
International staff member of the Latin American Energy Organization (OLADE), 1983  
Advisor to the Ministry of Energy, 1983  
Administrative Secretary for the publishing corporation El Conejo, 1981  
External Marketing Manager, Ecuadorian State Petroleum Corporation (CEPE), 1979  
Credit Officer for Industry, Banco del Pacífico, 1978  
Private secretary to the Minister of Industry, 1975  
Executive Director of the Ecuadorian Development Foundation (FED), 1973  
General Manager, Guayaquil Credit Union, 1972  
Mr. Lasso has published the book entitled **CEPE and Opening Up to Foreign Capital** (1980) and a wide range of articles for various periodicals and daily newspapers.

## Francisco J. Gutiérrez

---



### Estudios Universitarios

Geólogo, Universidad Central de Venezuela, 1961

Maestría en ciencias, Universidad de Tulsa, Oklahoma, EE.UU.

Doctorado en yacimientos, Universidad de Tulsa, Oklahoma, EE.UU.

Ha asistido a varios congresos, seminarios y cursos de especialización en los Estados Unidos y Venezuela.

### Experiencia Laboral

Director General Sectorial de Energía, Ministerio de Energía y Minas, presente

Coordinador de las Comisiones de Electricidad del Grupo de los Tres

Director Principal de CADAFE (C.A. de Administración y Fomento Eléctrico)

Coordinador en Venezuela de OLADE

Director General Sectorial de Minas y Geología, Ministerio de Energía y Minas, 1989-presente

Director del Programa de Cooperación Universidad-Industria, dentro del Convenio Ministerio de Energía y Minas-Universidad Central de Venezuela-Petróleos de Venezuela S.A., 1989-presente

Diversas actividades como educador, especialmente la de Director de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela, 1979-1987

Director de Estudios para Hidrocarburos No Convencionales, Ministerio de Energía y Minas, 1977-1979

Director de la Faja Petrolífera del Orinoco, Ministerio de Energía y Minas, 1975-1977  
Asesor del Ministerio de Minas e Hidrocarburos en materia de crudos pesados, yacimientos, gas, planificación energética y coordinación de sistemas de información, Caracas, 1972-1975

Pertenece a diversas sociedades profesionales y científicas y ha difundido trabajos en algunas publicaciones de países de América Latina y El Caribe

## Francisco J. Gutiérrez

---

### Academic Background

Bachelor of science in geology, Central University of Venezuela, 1961

Master of science, University of Tulsa, Oklahoma, U.S.A.

Doctorate in reservoir engineering, University of Tulsa, Oklahoma, U.S.A.

Mr. Gutiérrez has attended various congresses, seminars, and specialization courses in Venezuela and the United States.

### Professional Experience

Director General of the Energy Sector, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, present

Coordinator of the Electricity Commissions of the Group of Three, present

Senior Director of the Company for Electric Power Management and Promotion (CADAFE), present

Coordinator in Venezuela for the Latin American Energy Organization (OLADE), present

Director General of the Mining and Geology Sector, Ministry of Energy and Mines of Venezuela, 1989-present

Director of the University-Industry Cooperation Program, part of the Agreement between the Ministry of Energy and Mines, the Central University of Venezuela, and the Venezuelan state oil company PDVSA, 1989-present

Various university teaching activities, especially Director of the Petroleum Engineering School, Central University of Venezuela, 1979-1987

Director of Studies for Nonconventional Hydrocarbons, Ministry of Energy and Mines, 1977-1979

Director of the Orinoco Oil Belt, Ministry of Energy and Mines, 1975-1977

Advisor to the Ministry of Mines and Hydrocarbons in the area of heavy crude oils, deposits, gas, energy planning, and information systems coordination, 1972-1975

Mr. Gutiérrez is a member of a wide range of professional and scientific associations and has published papers and articles in various Latin American and Caribbean periodicals.

## Columna de los Lectores

### COMENTARIO SOBRE EL ARTICULO "MERCADOS, REFINACION Y COMERCIALIZACION GLOBALES DE PETROLEO EN LOS AÑOS NOVENTA", DE N. FOSTER MELLEN\*

Carlos Jaramillo\*\*

El artículo del señor Mellen trata, de manera específica, sobre la evolución y perspectivas del equipamiento de la industria refinadora de petróleo a nivel internacional. Su instrumental analítico se basa en la preparación de balances conceptuales entre la oferta y demanda de derivados.

Luego de analizar las experiencias históricas de los años ochenta (período que acusó importantes excedentes potenciales de refinación, especialmente entre 1980 y 1985), se evalúa el comportamiento esperado para la industria, hasta el año 2000, en un escenario en el que se espera que la actividad económica mundial se expanda al 3,2% anual y no se registren cambios sustantivos en el precio internacional del crudo.

De conformidad con las expectativas imperantes, se esperaría que se concreten inversiones particularmente de tipo defensivo, algunas refinerías cerrarían sus puertas después de 1995 a consecuencia de la legislación del Aire Limpio en los Estados Unidos, el

excedente potencial de refinación permanecería relativamente pequeño hasta ese año e incluso se pudieran presentar déficits hacia el 2000, todo lo cual mejoraría los márgenes de refinación.

Algunas lecciones importantes pueden ser extraídas de este artículo, especialmente si uno está interesado en la planificación estratégica del subsector hidrocarburífero o tiene intereses comerciales específicos en el negocio de la refinación.

La primera lección nos permite apreciar la eficiencia y eficacia de la planificación, coordinación y ejecución de políticas conjuntas a nivel internacional. Gracias al peso específico que detentan sobre la demanda global de hidrocarburos, los países industrializados lograron avances significativos en la diversificación de las fuentes de abastecimiento de petróleo, adoptaron mecanismos para estimular el ahorro y la conservación energética, fomentaron la investigación científica y tecnológica en las áreas relacionadas con la generación y uso de fuentes energéticas no renovables y elevaron los estándares de calidad de los productos refinados. Se puede constatar que los países industrializados han logrado controlar la demanda global de petróleo, mediante la utilización de un conjunto de herramientas de decisión política, tales como: la tributación, los subsidios al desarrollo de nuevas fuentes energéticas y la fijación de precios discriminatorios, especialmente contra las gasolinas.

La segunda lección refuerza y ratifica la fuerte relación funcional que existe entre el consumo de los productos derivados del petróleo y el crecimiento económico de los países consumidores. De hecho, el comportamiento de la

economía de los países consumidores de petróleo determina de manera decisiva la demanda de combustible y otros derivados, pudiéndose constatar la existencia de coeficientes bastante elásticos entre estas dos variables a nivel internacional. Por el contrario, la curva de demanda de los combustibles hidrocarburíferos parecería detentar coeficientes inelásticos con respecto a los precios.

La tercera lección práctica tiene que ver con la capacidad de adaptación al cambio, como imperativo de supervivencia. En efecto, durante la década de los ochenta, el entorno, inherente a la industria refinadora, fue modificándose paulatinamente. Prácticamente todo se estaba moviendo lentamente: la estructura de la demanda, los estándares de calidad, el menú de crudos disponibles, los sistemas de transporte, comercialización, mercadeo y administración, las formas contractuales de operación y las opciones tecnológicas. Solamente aquellos que pudieron interpretar con acierto la dirección de las tendencias, y lograron utilizar en su favor las condiciones imperantes, se hallan aún en la industria. Todos los esfuerzos estatales que se hicieron para apuntalar a las refinerías ineficientes y obsoletas, sobre la base de subsidios a su funcionamiento, fueron inútiles y no lograron que estas plantas se modernizan y adapten a las nuevas exigencias del mercado. De igual manera, el mantenimiento de precios subsidiados para los mercados internos, vigente en algunos países durante la década de los ochenta, la práctica de otorgamiento de subsidios cruzados y los estrechos márgenes de refinación erosionaron el balance financiero de sus refinerías y no permitieron la generación de los importantes recursos necesarios para llevar adelante los programas de modernización.

\* Revista Energética, Año 17, Número 1 (enero-abril de 1993), páginas 45-54

\*\* Jefe del Programa de Hidrocarburos de OLADE

La cuarta lección se refiere a las inversiones, los costos y los márgenes de refinación. En el área de refinación se observa un crecimiento sostenido de los costos internacionales de los activos necesarios para la construcción de nuevas instalaciones o para la expansión y modernización de las existentes. El incremento de los costos internacionales de los activos ha repercutido pesadamente sobre la industria petrolera de América Latina y El Caribe, por cuanto la Región es importadora neta de equipo y tecnología y tiene necesidad de elevar la capacidad de cracking, para adaptarse a la estructura de la demanda de largo plazo y cumplir con las exigentes especificaciones técnicas aplicables a los productos refinados, si desea tener acceso a mercados como el de Estados Unidos y no se cuenta con los recursos financieros necesarios. Los márgenes de refinación se están recuperando y se espera que continúen haciéndolo durante la presente década, lo cual constituye un importante incentivo para los inversores privados. Estos hechos nos conducen a replantear el desarrollo de la industria de refinación a nivel regional, sobre la base de una mayor y más flexible participación del capital privado y de la tecnología internacional.

Por otro lado, al analizar los coeficientes de utilización de las refinerías en los Estados Unidos, se constata que el margen de maniobra se está cerrando a gran velocidad. En enero de 1992 se utilizó el 83,4% de la capacidad instalada, a junio del mismo año se trabajó al 92,4% de la capacidad total y a julio del año en curso se ha alcanzado ya un coeficiente del 95,7%. Esto significa que se abren a corto plazo oportunidades de inversión en proyectos de construcción, expansión y modernización de refinerías en este país.

Finalmente, las cifras del señor Mellen nos permiten apreciar que están abiertas importantes oportunidades de mercado para nuestros productos refinados en el área del Pacífico y por lo tanto deberíamos interesarnos más profundamente sobre su evolución y características particulares.

## Readers' Column

### REMARKS ON THE ARTICLE "GLOBAL OIL MARKETS, REFINING, AND TRADING IN THE NINETIES" BY N. FOSTER MELLEN\*

Carlos Jaramillo\*\*

Mr. Mellen's article specifically deals with the international evolution and outlook of the facilities of the oil refining industry. Its analytical approach is based on the preparation of notional balances between supply and demand of oil products.

After analyzing the historical experiences of the eighties (a period that recorded substantial potential refining surpluses, especially between 1980 and 1985), the article assesses the industry's expected performance until the year 2000 in a scenario that forecasts that world economic activity will expand at a rate of 3.2% per year and that international crude oil prices will not increase substantially.

According to prevailing forecasts, it is expected that investments, especially defensive-type investments, will materialize, several refineries will shut down after 1995 as a result of the U.S. Clean Air Act, the potential refining surplus will remain relatively low until 1995, and there may even be deficits around the year 2000. All of this would improve refining margins.

Several important lessons can

be drawn from this article, especially if the reader is interested in strategic planning for the hydrocarbons subsector and has specific commercial interests in the refining business.

The first lesson allows us to appreciate the efficiency and effectiveness of planning, coordinating, and implementing joint policies at the international level. Because of their specific share of global oil demand, the industrialized countries have managed to make significant progress in diversifying their oil supply sources. Likewise, they have adopted mechanisms to stimulate energy savings and conservation, fostered scientific and technological research in the generation and use of nonrenewable energy sources, and raised the quality standards of refined products. Industrialized countries have managed to control global oil demand by using a set of policymaking tools such as taxation, subsidies for the development of new energy sources, and discriminatory pricing policies against gasolines.

The second lesson strengthens and confirms the strong functional tie between the consumption of oil derivatives and economic growth in oil-consuming countries. Indeed, the performance of the economies of oil-consuming countries is a crucial determinant of the demand for fuel and other derivatives. Highly elastic coefficients between these two variables are apparent at the international level. By contrast, however, the demand curve of hydrocarbon fuels seems to have inelastic coefficients with respect to prices.

The third practical lesson focuses on the capacity to adapt to

\* Energy Magazine, Year 17, No. 1 (January-April 1993), pages 55-64

\*\* Head of the Hydrocarbons Program of OLADE

change as a law of survival. Indeed, during the eighties, the refining industry's traditional configuration began to change gradually. Virtually everything was evolving slowly: the demand structure, quality standards, the array of available crude oils, transport systems, commercialization, marketing, and management, operating contract modalities, and technological options. Only those who were able to correctly interpret the course of current trends and managed to take advantage of prevailing conditions are still working in the industry. All the government efforts deployed to prop up inefficient and obsolete refineries using subsidies for their operations turned out to be useless and did nothing to modernize these plants and adapt them to the market's new demands. Likewise, maintaining subsidized prices for domestic markets, which prevailed in several countries during the eighties, granting cross subsidies, and narrow refining margins undermined the financial equilibrium of their refineries and did not foster the creation of the large

amounts of resources needed to implement modernization programs.

The fourth lesson has to do with refining investments, costs, and margins. In refining, steady growth of international costs of the assets needed to build new installations or to expand and modernize current facilities was apparent. Rising international costs of assets have deeply affected the oil industry of Latin America and the Caribbean, since the Region is a net importer of equipment and technology and needs to raise its cracking capacity, in order to adapt itself to the long-term demand structure and comply with the demanding technical specifications for refined products, if it wishes to gain access to markets such as the United States and if necessary financial resources are not available. Refining margins are recovering, and it is hoped that they will continue to do so during the present decade. This is an important incentive for private investors. These events have led us to reformulate the development of the Region's, and even the hemisphere's,

oil refining industry, on the basis of a broader and more flexible participation of private capital and international technology.

Moreover, when analyzing refinery utilization coefficients in the United States, it is apparent that the margin for maneuvering is quickly closing up. In January 1992, 83.4% of installed capacity was being used. By June 1992, however, this coefficient had risen to 92.4% of total capacity, and by July 1993 the coefficient had increased to 95.7%. This means that, over the short term, there will be a broad range of investment opportunities in projects aimed at building, expanding, and modernizing oil refineries in the United States.

Finally, Mr. Mellen's figures enable us to appreciate that important market opportunities are available for our refined products in the Pacific area. We should therefore be all the more interested in its evolution and specific characteristics.

# Promoción de la Cooperación Regional en el Manejo de la Energía Nuclear por parte del OIEA

Nestor Pieroni\*

*Un proyecto de cooperación técnica para la Región de América Latina y El Caribe se inició en 1991 en el marco de un programa de asistencia del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) orientado a desarrollar la energía nuclear. El proyecto contempla promover el intercambio de experiencias y coordinar actividades entre los países de la Región que tienen plantas nucleoeléctricas en construcción u operación. Se han organizado talleres y visitas técnicas en el terreno para identificar áreas problemáticas comunes, así como soluciones, mediante la cooperación regional. La ejecución de las actividades del proyecto requería la participación de los supervisores de las plantas y del personal administrativo y de gerencia de alto nivel de las organizaciones nucleares. Este enfoque reconocía el papel fundamental que juega el manejo administrativo en cumplir con las metas de desempeño. Dirigirse al nivel gerencial de las plantas nucleares resultó ser una manera efectiva de estimular los intercambios y la aplicación de buenas prácticas. El enfoque adoptado en este proyecto del OIEA puede servir de modelo para otros programas de cooperación para la energía nuclear.*

## 1. INTRODUCCION

### Papel del OIEA

El Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) sirve de foro intergubernamental central del mundo para la cooperación científica y técnica en el campo del uso pacífico de la energía nuclear. Es un organismo autónomo, establecido el 29 de julio de 1957, de acuerdo con una decisión de la Asamblea General de las Naciones Unidas. Cumple con su mandato mediante una estrecha colaboración con otras organizaciones, tanto nacionales como internacionales. Actualmente, existen 114 Estados Miembros. La sede del OIEA se encuentra en Viena, Austria.

Los Estatutos del OIEA declaran que el organismo buscará acelerar y ampliar la contribución de la energía atómica a la paz, salud y prosperidad en todo el mundo. Para lograr sus objetivos estatutarios, el OIEA está habilitado a fomentar y asistir la investigación, desarrollo y aplicación práctica de la energía atómica, promover el intercambio de información científica y técnica, estimular y administrar medidas de seguridad y establecer o adoptar normas de seguridad para proteger la salud y minimizar el riesgo a la vida y la propiedad.

\* Secretario Científico para Garantía de Calidad, División de Energía Nuclear, Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA)

## **Asistencia Suministrada por el OIEA**

El Organismo asiste a sus Países Miembros en el desarrollo de una infraestructura nuclear mediante la transferencia de datos nucleares, conocimientos especializados y tecnología. Trabaja para asegurar en la medida de lo posible que la tecnología nuclear que proporciona se utilice para el bienestar de toda la humanidad. Parte del trabajo del Organismo está relacionada con el desarrollo de la energía nuclear, incluyendo sus aspectos de seguridad y el manejo de los desechos. El sistema de seguridad del Organismo desempeña un papel único, orientado a verificar que la tecnología nuclear se utilice para fines pacíficos. Otra parte del trabajo del Organismo se concentra en programas de alimentación y agricultura, salud, industria, protección contra la radiación e información pública.

Un área que ha recibido mucho énfasis es la seguridad nuclear. Si bien el OIEA no es un organismo regulador internacional, su trabajo sobre la seguridad nuclear está encaminado a asistir entidades nacionales de regulación en establecer sus reglamentos nucleares. Muchos países utilizan las recomendaciones de seguridad del OIEA como base para sus propias normas y reglas. Se han desarrollado códigos y guías de seguridad para la localización, diseño, operación y garantía de calidad de las plantas de energía nuclear. Servicios de evaluación efectuados bajo solicitud, incluyendo revisiones en el terreno de plantas nucleares por equipos internacionales de expertos, contribuyen a fortalecer la seguridad operativa en el mundo.

Los programas para promover aplicaciones pacíficas de la energía nuclear, si bien son variados, están estrechamente vinculados a su objetivo de facilitar la transferencia de tecnología,

principalmente a países en desarrollo, mediante la cooperación técnica y varias formas de asistencia. El Organismo busca continuamente fortalecer las capacidades de sus Estados Miembros para la planificación y ejecución de proyectos de energía nuclear, organizando cursos de capacitación, seminarios, talleres, proyectos de cooperación técnica, misiones de asesoramiento y reuniones de comités técnicos, así como publicando guías y manuales. Donde ya se han construido o están en vías de construcción plantas nucleoeléctricas, se presta más atención a la promoción de mejoramientos en las prácticas de operación de planta. El objetivo es promover de manera uniforme altos niveles de seguridad, confiabilidad y desempeño económico en todo el mundo.

De la amplia gama de trabajo emprendido por el OIEA, en el presente artículo solamente se considera la promoción de la cooperación regional en el manejo de la energía nuclear.

### **2. INTERCAMBIO DE EXPERIENCIAS SOBRE EL MANEJO DE LA ENERGIA NUCLEAR**

#### **Energía Nucleoeléctrica en América Latina y El Caribe**

En América Latina y El Caribe, existen cuatro plantas nucleoeléctricas en operación y cinco en diferentes etapas de construcción. Esas plantas se encuentran en Argentina, Brasil, Cuba y México. Es posible que otros países en la Región que no tienen fuentes apropiadas de electricidad estén dispuestos a considerar la opción nuclear en el futuro.

Los otros artículos de la presente edición de la **Revista Energética** de OLADE presentan, por separado, una revisión general del desarrollo nuclear en cada uno de los países citados. Las

experiencias adquiridas en los diferentes países y la demanda y oferta de bienes y servicios nucleares en la Región han sido analizadas en el pasado por el OIEA con OLADE para promover la cooperación en esta área. Prioridades para el intercambio de experiencias y una cooperación continua fueron identificadas. Luego, en 1991 se estableció un proyecto de cooperación técnica del OIEA para promover el intercambio de experiencias dentro de la Región y para fortalecer los mecanismos de integración regional con el fin de mantener los niveles de excelencia en la seguridad y confiabilidad operacional de las plantas nucleoeléctricas.

#### **Proyecto de Cooperación Regional del OIEA**

Las actividades del proyecto regional se han concentrado en promover el intercambio de información y experiencias sobre los temas relevantes relacionados con la administración y manejo de la construcción y operación de plantas nucleoeléctricas en Argentina, Brasil, Cuba y México.

Se diseñó el programa técnico del proyecto con base en dos actividades principales.

- a. Talleres sobre temas específicos de interés regional orientados a identificar áreas problemáticas y a determinar las medidas que puedan contribuir a solucionar esos problemas mediante la cooperación regional.
- b. Visitas técnicas a los sitios nucleares en la Región para análisis en el terreno y discusión con el personal involucrado.

Un punto fundamental para la ejecución del proyecto era determinar el nivel de los participantes. Para abordar apropiadamente la relevancia de los temas considerados, los participantes en

las actividades mencionadas anteriormente tienen que ser supervisores de planta y personal administrativo de alto nivel de las organizaciones de energía eléctrica en los países donde se ejecuta el proyecto. El concepto de este enfoque proviene de una apreciación del papel esencial del manejo administrativo en lograr los objetivos de desempeño.

### **Concentración en el Manejo Gerencial de la Energía Nuclear**

Las estadísticas del OIEA indican que el rendimiento global de las plantas nucleoeléctricas en el mundo ha mejorado continuamente. La disponibilidad de las plantas está aumentando, las paradas no planificadas están disminuyendo y las dosis de radiación están declinando. Sin embargo, existen grandes variaciones, tanto entre los países como dentro de los países, en cuanto a los resultados económicos de las plantas nucleoeléctricas, paradas no planificadas y niveles de radiación. Esas diferencias no parecen relacionadas con los tipos de reactores que se utilizan sino principalmente con la calidad del manejo gerencial.

Se reconoce que una buena administración es absolutamente esencial para un desempeño seguro, confiable y económico de una planta nuclear. Actualmente, es un asunto de sumo interés. La necesidad de asegurar la confiabilidad y seguridad con un impacto ambiental razonablemente reducido y de mantener la competitividad económica de la energía nuclear ha resultado ser crucial en la búsqueda de una aceptación por el público en general.

Reconociendo el papel clave del manejo gerencial, el OIEA está dirigiendo esfuerzos para asistir a los altos niveles administrativos en identificar y resolver problemas que, cuando no se enfrentan adecuadamente, pueden producir deficiencias en el desempeño. El enfoque escogido para el proyecto regional es un ejemplo.

***La necesidad de asegurar la confiabilidad y seguridad con un impacto ambiental razonablemente reducido y de mantener la competitividad económica de la energía nuclear ha resultado ser crucial en la búsqueda de una aceptación por el público en general***

### **Ejecución del Proyecto**

Se han realizado talleres de una duración de una semana que típicamente involucran 20-25 gerentes en las siguientes plantas nucleoeléctricas: Embalse en Argentina, Angra dos Reis en Brasil, Cienfuegos en Cuba y Laguna Verde en México. Representantes de OLADE han participado en algunos de esos talleres.

El programa de un taller típicamente incluye presentaciones de los participantes, que reflejan experiencias concretas en sus propios países. Las presentaciones sirven para promover discusiones sobre asuntos específicos donde se han detectado problemas comunes y donde el intercambio regional de información y cooperación puede ser útil. Luego se busca directamente mayor intercambio sobre las experiencias relacionadas con los temas identificados a través del personal administrativo y técnico de las empresas nucleares interesadas.

Grupos de dos gerentes de alto nivel de cada una de las empresas nucleares han realizado visitas técnicas por períodos de dos semanas a otras instalaciones nucleoeléctricas regionales. Se consideran que esas visitas técnicas de alto nivel son una medida clave para asegurar el éxito del proyecto. El análisis directo por parte de los supervisores de planta y el personal administrativo de alto nivel de los problemas comunes y soluciones, así como un proceso de

aprendizaje mutuo, son los principales beneficios que provienen de esas visitas.

Cabe mencionar cómo se obtienen los recursos para esas actividades. El OIEA asiste con la coordinación técnica y cubre parte de los costos financieros, principalmente los gastos de movilización. Los organismos participantes proporcionan considerable apoyo material complementario a esta asistencia del OIEA, suministrando alojamiento, comida, transporte y otras facilidades a los participantes en los talleres y visitas técnicas. Este apoyo efectivo ha contribuido a ampliar el número de talleres y visitas técnicas originalmente planificados con recursos del OIEA.

### **3. EVALUACION DE LOS RESULTADOS DEL PROYECTO REGIONAL**

#### **Resultado General**

El proyecto regional inició exitosamente un intercambio de información y cooperación más efectivo entre el personal gerencial de las plantas nucleares en la Región. El apoyo generoso de los organismos participantes para complementar la asistencia proporcionada por el OIEA reflejó el interés y la idoneidad del enfoque aplicado por el proyecto. Las actividades dirigidas a fomentar la interacción directa a nivel de los supervisores de planta y los gerentes de alto nivel provocaron una fuerte respuesta. El OIEA recibió reconocimiento por haber promovido y contribuido a esa práctica.

El tema del proyecto ha sido considerado útil para las actividades realizadas por la Secretaría Permanente de OLADE en el sector eléctrico de América Latina y El Caribe. Dentro del marco de las actividades de OLADE, es evidente que una creciente atención a la energía nuclear es recomendable. Para cumplir con ese objetivo, se seguirá fomentando mayor cooperación e integración entre las empresas nucleares regionales y las actividades de OLADE. La difusión de las actividades nucleares en la **Revista Energética** de OLADE es un primer paso para mejorar la cooperación. Otros pasos incluyen la explotación de alternativas conjuntas con respecto a la opinión pública, así como temas económicos y políticos relacionados con la energía nuclear.

### **Principales Áreas de Cooperación**

La ejecución del proyecto produjo una amplia lista de temas de interés particular identificados para ser el objeto de intercambio de experiencias y cooperación. Se emprendieron los pasos iniciales para ejecutar actividades regionales. La larga lista de temas identificados (solamente se puede indicar una lista parcial aquí) puede clasificarse como a continuación:

### **Temas administrativos**

- Prácticas organizacionales y administrativas
- Recursos humanos
- Conceptos y organización de un programa para garantizar la calidad
- Autoridad, autonomía y apoyo del manejo gerencial
- Verificación de calidad durante la operación de la planta
- Metodologías para analizar problemas y decisiones administrativas
- Técnicas de control gerencial
- Monitoreo administrativo en cuanto a acciones de seguridad, radiológicas y de emergencia
- Ejecución de los sistemas para manejar la calidad
- Deficiencias y acciones correctivas
- Calificación, motivación y retención del personal

- Políticas para efectuar análisis probabilísticos de seguridad
- Retroalimentación de experiencias

### **Temas de interfase**

- Cooperación con organismos internacionales
- Indicadores regionales de desempeño
- Centros de información y programa de difusión pública
- Registro de expertos regionales
- Relación entre la empresa y el regulador
- Relaciones con los medios de comunicación y el público con respecto al medio ambiente, la seguridad y los costos
- Criterios para planificar y contratar actividades de instalación
- Calificación y dedicación de los materiales, equipo, suministradores y servicios

### **Temas técnicos especiales**

- Reemplazo de tubos de condensación
- Apoyo técnico
- Programa de monitoreo ambiental
- Control de modificaciones de planta
- Transición de la etapa de construcción a la de operación
- Optimización de las paradas planificadas
- Mantenimiento de equipos
- Garantía de calidad para equipo almacenado e instalado
- Métodos para determinar los costos de operación

## **4. CONCLUSIONES**

El enfoque que se utilizó para el proyecto regional resultó exitoso para iniciar el intercambio de información y una cooperación efectiva entre las empresas nucleares de la Región. La interacción directa a nivel de supervisor de planta y personal administrativo de alto rango fue un elemento clave para lograr la meta propuesta.

La dirección y promoción por parte del OIEA brindaron cohesión y continuidad para el intercambio de experiencias y contribuyeron a mejorar la seguridad y confiabilidad en las plantas nucleares regionales. Se debe recalcar,

sin embargo, que el OIEA estaba actuando principalmente como catalizador para el proceso entero. Aunque el Organismo proporcionó el enfoque general del programa, la coordinación técnica y una parte de los recursos, la parte más pertinente de la ejecución del proyecto, en cuanto a apoyo material y participación administrativa, provino de los socios interesados, es decir, las autoridades y los gerentes de los países participantes. Se debe interpretar ese factor como la razón esencial para el éxito del proyecto.

## **5. RECOMENDACIONES**

Con base en los resultados obtenidos hasta ahora por el proyecto de cooperación técnica del OIEA para la Región de América Latina y El Caribe, se pueden hacer las siguientes recomendaciones:

1. Continuar con reuniones periódicas de supervisores de planta y el personal gerencial de alto nivel de las empresas una o dos veces al año, complementadas con visitas técnicas de dos semanas a los sitios nucleares. Se comprobó que este enfoque ha sido un mecanismo apropiado para los constructores y operadores de plantas nucleoeléctricas para mejorar el desempeño de las plantas comparando prácticas específicas e intercambiando experiencias.
2. Promover una mayor vinculación a las actividades de OLADE, para ayudar a difundir e integrar la opción nuclear dentro del contexto de las tecnologías y políticas regionales de energía, preocupaciones de seguridad y del medio ambiente, costos de capital y capacidad de inversión, así como aceptación política y pública.
3. Utilizar el enfoque aplicada para este proyecto técnico como modelo para la promoción de los programas de cooperación para la energía nuclear en otras regiones del mundo. Concentrar la asistencia en el manejo administrativo y gerencial de la energía nuclear es sumamente efectivo para estimular el intercambio y la utilización de buenas prácticas a partir de experiencias mundiales.

# IAEA Promotion of Regional Cooperation in Nuclear Power Management

Nestor Pieroni\*

A technical cooperation project for the Latin American and the Caribbean Region was initiated in 1991 as part of the International Atomic Energy Agency (IAEA) assistance program for the development of nuclear power. The project was aimed at promoting exchange of experiences and coordination of activities among the countries of the Region with nuclear power plants in construction and operation. Workshops and site technical visits have been organized to identify common problem areas and solutions through regional cooperation. The implementation of the project activities involved plant superintendents and top management personnel from nuclear organizations. This approach recognized the essential role of management in achieving performance objectives. Targeting the management of nuclear power plants proved to be an effective way to encourage exchange and use of good practices. The approach followed in this IAEA project can serve as a model in other nuclear energy cooperation programs.

## 1. INTRODUCTION

### Role of the IAEA

The International Atomic Energy Agency (IAEA) serves as the world's central intergovernmental forum for scientific and technical cooperation in the field of the peaceful uses of nuclear energy. It is an autonomous organization, established on July 29, 1957, in accordance with a decision of the General Assembly of the United Nations. It carries out its mandate in close cooperation with other organizations, both national and international. There are currently 114 Member States. Headquarters of the IAEA is located in Vienna, Austria.

The IAEA Statute states that the Agency shall seek to accelerate and enlarge the contribution of atomic energy to peace, health, and prosperity throughout the world. To achieve its statutory objectives, the IAEA is authorized to encourage and assist research, development, and practical applications of atomic energy, make provisions for materials, services, equipment, and facilities, foster the exchange of scientific and technical information, encourage and administer safeguards, and establish or adopt standards of safety for protection of health and minimization of danger to life and property.

\* Scientific Secretary for Quality Assurance, Division of Nuclear Power, International Atomic Energy Agency (IAEA)

---

## **Assistance Provided by the IAEA**

The Agency assists its Member States in the development of a nuclear infrastructure through the transfer of nuclear data, expertise, and technology. It works to ensure, so far as it is able, that the nuclear technology it provides is used for the welfare of mankind. Part of the Agency's work relates to the development of nuclear power, including its safety and waste management aspects. A unique role is performed by the Agency's safeguards system aimed at verifying that nuclear technology is being used for peaceful purposes. Another part of the Agency's work focuses on programs for food and agriculture, health, industry, radiation protection, and public information.

One area given particular emphasis is nuclear safety. Although the IAEA is not an international regulatory body, its nuclear safety related work is mainly directed towards assisting national regulatory bodies in the establishment of their nuclear regulations. IAEA safety recommendations are used by many countries as a basis for standards and rules. Codes and safety guides have been developed for the siting, design, operation, and quality assurance of nuclear power plants. Evaluation services performed on request, including on-site reviews of nuclear power plants by international expert teams, contribute to strengthening operational safety world-wide.

IAEA programs to foster peaceful nuclear applications, while diverse, are closely linked to its established role of facilitating transfer of technology, mainly to developing countries, through technical cooperation and various forms of assistance. The Agency continuously seeks to strengthen the abilities of Member States to plan and carry out nuclear power projects by organizing training courses, seminars, workshops, technical cooperation projects,

advisory missions, and technical committee meetings and by publishing guidebooks and manuals. Where nuclear power plants have already been built or are under construction, increased attention is being given to the promotion of improvements in plant operation and practices. The objective is to promote uniformly high levels of safety, reliability, and economic performance worldwide.

From the broad spectrum of work undertaken by the IAEA, only the promotion of regional cooperation in nuclear power management will be considered below.

### **2. EXCHANGE OF EXPERIENCES ON NUCLEAR POWER MANAGEMENT**

#### **Nuclear Power in Latin America and the Caribbean**

In Latin America and the Caribbean, there are four nuclear power plants in operation and five at different stages of construction. These plants are located in Argentina, Brazil, Cuba, and Mexico. It is possible that other countries in the Region that lack appropriate electricity sources will also consider the nuclear option in the future.

A review of nuclear developments in each of the above-mentioned countries is provided in separate articles appearing in this issue of OLADE's **Energy Magazine**. The experience acquired in the different countries and the demand for and offer of nuclear goods and services in the Region have been analyzed in the past by the IAEA along with OLADE in order to promote cooperation on this subject. Priority areas for the exchange of experience and continued cooperation were identified. An IAEA technical cooperation project was then set up in 1991 to promote the exchange of experience within the Region

and to reinforce the mechanisms of regional integration with the aim of maintaining levels of excellence in the operational safety and reliability of nuclear power plants.

#### **IAEA Regional Cooperation Project**

Regional project activities have focused on fostering the exchange of information and experience regarding relevant management issues related to the construction and operation of nuclear power plants in Argentina, Brazil, Cuba, and Mexico.

The project's technical program was designed on the basis of two main activities:

- a. Workshops on specific items of regional interest aimed at identifying problem areas and determining measures that contribute to solving these problems through regional cooperation.
- b. Technical visits to the nuclear sites in the Region for on-site analysis and discussion with the involved personnel.

A fundamental point for the project's implementation was the determination of the participants' level. To properly address the relevance of the issues considered, the participants in the above-mentioned activities have to be plant superintendents and upper-management staff from the nuclear power organizations in the target countries. The concept behind this approach arises from an appreciation of the essential role of management in achieving performance objectives.

#### **Focus on Nuclear Power Management**

Our statistics at the IAEA show that the overall performance of nuclear

power plants in the world has continuously improved. Plant availability is increasing, unplanned stoppages are decreasing, and radiation doses are falling. Yet there are great variations, both between countries and inside countries, in the economic results of nuclear power plants, in unplanned stoppages, and in radiation levels. These differences do not seem to be related to the types of reactors that are used, but rather mainly to the quality of management.

Good management is recognized as absolutely essential for the safe, reliable, and economical performance of nuclear power plants. This is currently a question of the utmost concern. The need to ensure reliability and safety with a reasonably low environmental impact and to maintain the economic competitiveness of nuclear power has become crucial in the task of obtaining public acceptance.

In recognition of the key role of management, the IAEA is focusing efforts on assisting management to identify and solve problems that, when not adequately addressed, may result in performance shortfalls. The approach chosen for the regional project is an example.

#### **Project Implementation**

Workshops with a one-week duration typically involving 20-25 managers have been held at the following nuclear power plant sites: Embalse in Argentina, Angra dos Reis in Brazil, Cienfuegos in Cuba, and Laguna Verde in Mexico. Representatives from OLADE have participated in some of these workshops.

The workshop program typically includes presentations from the participants, reflecting concrete experience in their countries. The presentations serve to promote discussions on specific items where common problems are detected and where regional exchange of infor-

---

***The need to ensure reliability and safety with a reasonably low environmental impact and to maintain the economic competitiveness of nuclear power has become crucial in the task of obtaining public acceptance***

---

mation and cooperation can be useful. Items for detailed discussion are selected and actions agreed. Further exchange of experiences on the subjects identified is then pursued directly through the management and technical staff from the interested nuclear utilities.

Groups of two high-level managers from each of the nuclear utilities have made technical visits for periods of two weeks to other regional nuclear power plants. These high-level technical visits are considered a key contributing measure. The direct analysis by plant superintendents and upper-management staff of common problems and solutions and a process of mutual learning are the main benefits stemming from these visits.

It is worth mentioning how the resources for these activities are being provided. The IAEA assists with technical coordination and covers part of the financial costs, mainly travel expenses. The participating organizations provide considerable complementary material support to this assistance from the IAEA by supplying accommodations, meals, transportation, and other facilities to the participants in the workshops and technical visits. This effective support has helped to extend the number of workshops and technical visits originally planned under IAEA resources.

### **3. EVALUATION OF REGIONAL PROJECT RESULTS**

#### **General Outcome**

The regional project successfully launched a more effective exchange of information and cooperation among the nuclear power management staff in the Region. The generous support from the participating organizations to complement the assistance provided by the IAEA reflected the interest and suitability of the approach pursued by the project. There was a strong response to the activities aimed at the direct interaction at plant superintendent and upper-management level. The IAEA was praised for promoting and contributing to this practice.

The subject of the project has been considered useful for the activities carried out by the Permanent Secretariat of OLADE on the Latin American and Caribbean electric power sector. Growing attention to the field of nuclear energy within the framework of OLADE activities has become advisable. To meet this objective, more cooperation and integration of regional nuclear utilities and OLADE activities will be pursued. The dissemination of nuclear activities through OLADE's Energy Magazine is the first step to improve cooperation. Further steps will include exploring joint

alternatives regarding public opinion, and economic and political issues related to nuclear energy.

### Main Areas of Cooperation

The project's implementation produced an extensive list of subjects of particular interest identified for exchange of experiences and cooperation. Initial steps to implement regional activities were undertaken. The large number of subjects identified (only a partial list is indicated here) can be roughly grouped as follows.

#### Management issues

- Organizational and managerial practices
- Human resources
- Concepts and organization of quality assurance program
- Management authority, autonomy, and support
- Quality verification during plant operation
- Methodologies for analysis of problems and management decisions
- Management control techniques
- Management monitoring regarding safety, radiological, and emergency actions
- Implementation of quality management systems
- Deficiencies and corrective actions
- Qualification, motivation, and retention of personnel
- Policies for implementing probabilistic safety analysis
- Experience feedback

#### Interface issues

- Cooperation with international organizations
- Regional performance indicators
- Information centers and public dissemination program

- Regional experts roster
- Utility-regulator relationship
- Relationship with media and public regarding environmental, safety, and cost issues
- Criteria to plan and contract installation activities
- Qualification and dedication of materials, equipment, suppliers, and services

#### Special technical issues

- Replacement of condenser tubes
- Technical support
- Environmental monitoring program
- Control of plant modifications
- Transfer from construction to operation stage
- Optimization of planned outages
- Equipment maintenance
- Quality assurance for stored and installed equipment
- Methods to determine operating costs

### 4. CONCLUSIONS

The approach followed for the regional project proved to be successful in launching the exchange of information and effective cooperation between the nuclear utilities in the Region. The direct interaction at the plant-superintendent and upper-management level was a key element in achieving the intended objective.

IAEA direction and promotion provided cohesiveness and continuity in the exchange of experiences and contributed to improving safety and reliability in regional nuclear plants. It should be emphasized, however, that the IAEA was acting mainly as a catalyst for the whole process. Although it provided the overall program approach, technical coordination, and part of the resources, the

most relevant part of the project implementation, regarding material support and management involvement, was provided by the interested partners, that is, the authorities and managers from the target countries. This fact has to be interpreted as the essential reason for the project's success.

### 5. RECOMMENDATIONS

On the basis of the results obtained so far by the IAEA technical cooperation project involving the Latin America and Caribbean Region, the following recommendations can be made:

1. To continue with periodical meetings of plant superintendents and upper management of utilities once or twice a year, complemented by two-week technical visits to nuclear sites. This has proven to be an appropriate mechanism for nuclear power plant builders and operators to improve plant performance by comparing specific practices and exchanging experiences.
2. To strengthen increased partnership with OLADE activities. This will help to disseminate and integrate the nuclear energy option within the context of regional energy technologies and policies, safety and environmental concerns, capital costs and investment capacity, political and public acceptance.
3. To use the approach applied for this technical project as a model for the IAEA promotion of nuclear energy cooperation programs in other regions of the world. Focusing assistance on nuclear power management is a most effective way to encourage the exchange and use of good practices from world experience. ☺

# Desarrollo Nucleoeléctrico en Argentina

Comisión Nacional de Energía Atómica de Argentina

## 1. INTRODUCCION

El desarrollo nucleoeléctrico en la República Argentina tiene una importancia notoria en lo que constituye su fuente de abastecimiento electro-energético.

Las centrales nucleoeléctricas en operación, una en construcción, una planta de agua pesada próxima a inaugurarse y la concreción del ciclo de combustible, son elementos que indican el grado de desarrollo alcanzado.

## 2. ANTECEDENTES

La Comisión Nacional de Energía Atómica (CNEA) realizó desde su creación una acción que le permitió contar en 1964 con una infraestructura apta para acometer una obra de la magnitud de una central nuclear.

A través de las sucesivas actividades vinculadas a los reactores de experimentación, la CNEA obtuvo una gran experiencia en el manejo de las instalaciones nucleares.

Posteriormente y ante las necesidades energéticas del país, en la CNEA, se iniciaron los estudios orientados a la instalación de centrales nucleares en el país.

En la actualidad, es decir el año 1993, la CNEA opera dos centrales

nucleares y tiene una en construcción, cuyo arquitecto industrial es la Empresa Nuclear Argentina Centrales Eléctricas S.A., integrada por la CNEA con el 75% de las acciones y la Empresa Siemens S.A. con el 25% del paquete accionario. Por otra parte, contribuyó a la creación e integra una empresa mixta de construcción de elementos combustibles y próximamente inaugurará una planta industrial de producción de agua pesada.

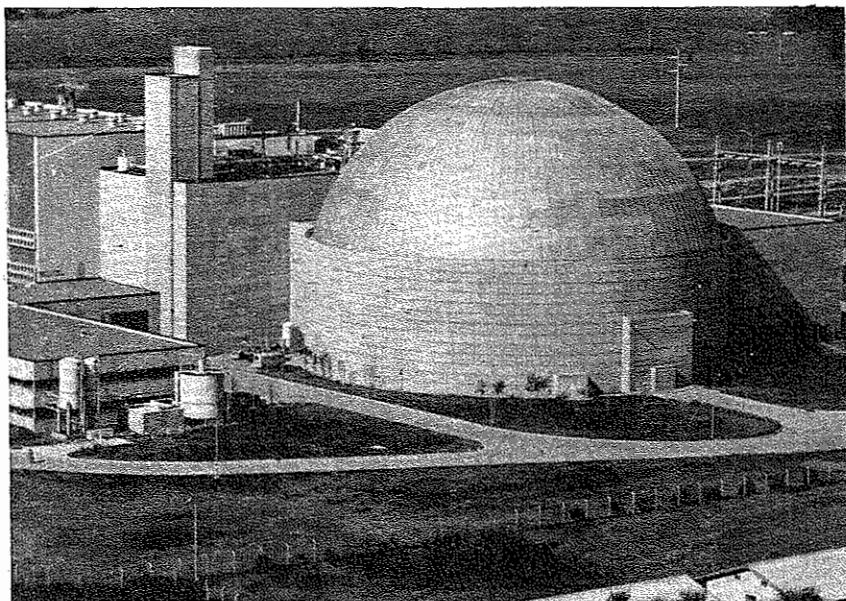
## 3. CENTRAL NUCLEAR ATUCHA I

A unos 100 kilómetros al noroeste de la Capital Federal, en el pueblo de Lima, cerca de la localidad de Atucha (partido de Zárate), se levantó la primera central nuclear de la República Argentina.

Tiene una potencia de 335 MW eléctricos netos, que se agregan al sistema interconectado nacional.

Esta central nuclear marca el comienzo de una nueva etapa en la evolución electroenergética nacional. Incorpora el uranio a los recursos energéticos aprovechados del país, con la consiguiente economía de petróleo y gas natural.

A fin de lograr el máximo grado de participación de la industria argentina en el proyecto, la CNEA llevó a cabo, primero, un amplio estudio de la capacidad industrial del país y ejerció luego una acción de



Vista de la Central Nuclear de Atucha I

esclarecimiento y estímulo, a fin de concientizar a los empresarios acerca de los requerimientos de la tecnología involucrada.

Esta participación ha sido importante, ya que su volumen alcanzó al 40% del costo total del proyecto. Con respecto a las obras civiles, la contribución de la industria argentina representó el 90% de las mismas.

Los profesionales y técnicos que operan la central han recibido, primero, cursos especiales en centrales nucleares de Alemania, en la firma proveedora y en la CNEA.

El 13 de enero de 1974, el reactor de la central nuclear entró en un estado crítico. Esto significa que se inició el proceso de fisión destinado a producir la energía que, por medios adecuados, se transforma en electricidad.

La potencia instalada significa actualmente el 3% de la potencia total. Desde su entrada en servicio (junio de 1974) hasta fines del año 1992, tiene un factor de disponibilidad acumulado del

73,7% y de carga 66,6%. Hasta esa fecha, la generación bruta de la CNA I fue de 38.241.000 GWh.

Para 1992, el factor de carga resultó 76% y el de disponibilidad el mismo valor.

#### 4. CENTRAL NUCLEAR EMBALSE

La Central Nuclear Embalse, situada en la provincia de Córdoba, posee una potencia neta de diseño de 600 MW eléctricos. Fue construida por un consorcio italo-canadiense, integrado por las empresas Atomic Energy of Canada Ltd. (AECL) e Italimpianti S.p.A. (IT). En la obra participaron la propia CNEA y empresas argentinas del sector privado. La construcción comenzó en 1974, completándose en 1983.

Su reactor es del tipo de tubos de presión CANDU. Utiliza uranio natural como combustible y agua pesada como moderador y refrigerante. Concebida como central de base, con un factor de carga del 85%, puede suministrar a la red

4.470.000 MWeh por año. El turbogrupo de la central es la unidad de generación eléctrica de mayor potencia de la Argentina.

En 1983, con la incorporación de Embalse, la participación del sector nuclear en la potencia instalada se incrementó hasta el 7%, aún si se toma en cuenta la entrada en servicio de diversas centrales hidroeléctricas y térmicas convencionales. Se iniciaron los estudios de factibilidad para la instalación de la Central Nuclear en Embalse en 1967, a requerimiento de la provincia de Córdoba.

En 1971, luego de analizarse las diversas posibilidades de módulo y localización, se llamó a concurso de ofertas.

A mediados del año siguiente, se produjo su recepción, registrándose ocho propuestas, realizadas por seis empresas de cinco países diferentes. Las ofertas contemplaban alternativas de uranio natural y uranio enriquecido.

De la evaluación, surgió la decisión de confirmar la línea de uranio natural y agua pesada, adoptada ya en Atucha I, y la adjudicación de la Central Nuclear Embalse se efectuó al consorcio Atomic Energy of Canada Ltd.-Italimpianti.

La firma del contrato se realizó el 20 de diciembre de 1973 y los trabajos en el terreno fueron iniciados el 7 de mayo de 1974.

En febrero de 1977, se iniciaron las actividades de montaje electromecánico de la central. Para ello, la CNEA creó una organización especial de montaje, que encaró en forma directa la prefabricación e instalación de las cañerías empotradas del edificio de servicio. Ese mismo año, también se concretó el montaje de la calandria del reactor. La instalación de los generadores de vapor y del presuri-

zador se cumplió en 1978, así como la del puente grúa del edificio de turbinas, cuya capacidad de izaje es de 380 toneladas.

La instalación de los canales de combustible del reactor, también con la participación de la CNEA, se concretó en 1979, ampliándose la organización establecida por esta última para las tareas de montaje, cubriendo así una mayor gama de servicios. Ese mismo año, comenzó el montaje de las calderas auxiliares y de la instrumentación del área convencional.

Otro evento clave en la evolución de la obra consistió en la decisión de la CNEA de asumir el papel de subcontratista principal de construcción del área nuclear, ante Atomic Energy of Canada Ltd., lo que permitió facilitar el avance de la obra, a la vez que contribuyó a incrementar la transferencia de tecnología de Canadá.

La importancia y complejidad de la obra se reflejan en los hitos técnicos del año 1980. Ese año, se instaló la computadora de procesos. Comenzó el montaje de la casa de bombas. Finalizó el montaje de los mecanismos de reactividad. Fueron montadas las bombas principales del circuito primario. Se inició la instrumentación del área nuclear. Fue puesta en marcha la planta de tratamiento de agua y se finalizó la instalación del turbogrupo.

Ensayos y pruebas previos a la puesta en marcha, incluida la prueba de presión del edificio del reactor y la puesta en marcha del turbogrupo, con vapor proveniente de calderas auxiliares, se concretaron en 1981. A partir de diciembre de ese año se iniciaron las tareas de puesta en marcha del reactor y sus auxiliares, con el cual el proyecto ingresó en su fase decisiva.

En enero de 1982, se concretó la primera sincronización de prueba a la red

de 132 kilovoltios, a la par que se completaron las últimas etapas de montaje.

En diciembre de 1982, se inició la carga de agua pesada en el reactor y, en ese mismo mes, se completó en tiempo récord la carga manual de los 4.560 elementos combustibles que constituyen el núcleo.

Un reactor nuclear se pone crítico en el punto en que la reacción de fisión se torna autosostenida. En 13 de marzo de 1983, a las 15:54 horas, el reactor alcanzó ese estado. El 25 de abril a las 10:14 horas, la Central Nuclear Embalse fue sincronizada a la red del sistema interconectado nacional, suministrando energía eléctrica generada con vapor nuclear.

Un comentario final sobre la obra civil permitirá percibir las dimensiones de la obra y de la participación nacional. La obra civil, como se dijo anteriormente, fue un 100% de provisión local. Requirió 700 mil metros cúbicos de movimiento de tierra, 80 mil metros cúbicos de hormigón y 8 mil toneladas de hierro estructural. Para el hormigonado del edificio del reactor, cuya pared mide 110 centímetros de espesor, se utilizó un encofrado deslizante que ascendió hasta 42 metros de altura.

#### Ubicación Geográfica

La Central Nuclear Embalse se encuentra a 110 kilómetros al sudoeste de la ciudad de Córdoba.

Sus instalaciones se hallan en la costa sur del embalse del río Tercero en una pequeña península conocida con el nombre de Península de Almafuerte, a 665 metros sobre el nivel del mar.

La potencia bruta instalada significa actualmente el 4,8% del total. Desde su entrada en servicio (el 20 de enero de 1984) hasta fines de 1992, tiene un factor de disponibilidad acumulado de

84,81% y de carga acumulado de 78,62%; hasta esa fecha la generación bruta de la Central Nuclear Embalse fue de 40.203.900 MWh. Para el año 1992, el factor de carga resultó 82,55% y el de disponibilidad 84,24%.

#### 5. CENTRAL NUCLEAR ATUCHA II

Actualmente, se halla en construcción la tercera central nuclear argentina, Atucha II (CNA II). Se levanta a escasos metros de la primera, a poco más de 100 kilómetros al noroeste de la Capital Federal, en la margen derecha del río Paraná y próxima a la localidad de Lima, partida de Zárate, provincia de Buenos Aires.

La República Argentina adoptó para sus centrales la línea de reactores de uranio natural, porque en comparación con la línea de uranio enriquecido permite alcanzar el dominio total del ciclo del combustible en el país, ofreciendo al mismo tiempo la posibilidad de una mayor participación de la industria nacional en la fabricación de los distintos componentes.

Al igual que Atucha I, se trata de una central del tipo PHWR, es decir, con un reactor del tipo de recipiente de presión, en cuyo interior se colocan los elementos combustibles que forman el núcleo.

El combustible a utilizar es uranio natural, el que al fisionar produce alta temperatura, la que es extraída por un medio refrigerante, agua pesada, que circulando por dos circuitos similares entrega ese calor por medio de intercambiadores (generadores de vapor) al agua desmineralizada: ésta, transformándose en vapor, se dirige a la turbina que está acoplada al generador eléctrico produciendo finalmente la energía que se entrega a la red que conforma el sistema nacional.

De esta forma, la potencia bruta producida será del orden de 745 MW, de los cuales 692 serán entregados al sistema interconectado nacional. La diferencia será utilizada para los sistemas auxiliares de la central. Las características técnicas de Atucha II se indican al final.

El reactor, con los sistemas de seguridad, equipos, máquina de recambio de elementos combustibles, tanques, etc., se encuentra dentro de un recinto que es protegido por una esfera de contención de metal de 56 metros de diámetro, que en su parte externa está cubierta, a su vez, por un armazón de hormigón. Así, frente a cualquier problema, la parte activa o radioactiva queda encerrada dentro de esa esfera.

Atucha II será la máquina térmica (nuclear o convencional) de mayor potencia de la Argentina. Las construcciones ocupan una superficie de más de 6 hectáreas; el terreno está a 25,6 metros por encima del nivel normal de agua del Paraná. El edificio del reactor tiene una esfera interior de contención, de acero, de 56 metros de diámetro y las láminas que la conforman son de un espesor de 30 mm. La nave que albergará el turbogrupo medirá 72 metros de largo por 50 de alto.

En las obras civiles, se utilizarán más de 118 mil metros cúbicos de hormigón. Los edificios están diseñados de forma que la instalación pueda resistir también las grandes solicitudes debidas a sismos, ciclones, inundaciones, ondas de presión originadas por explosiones e impactos de aeronaves.

Tras un detenido análisis de las diferentes alternativas posibles, en mayo de 1980 se firmaron los contratos correspondientes para la construcción de la central, que fueron ratificados en julio de 1980 por el poder ejecutivo nacional, el que por el mismo acto aprobó también la creación de la Empresa Nuclear Argentina de Centrales Eléctricas S.A. (ENACE).

Los suministros y servicios importados para la central fueron adjudicados a la empresa alemana Kraftwerk Union AG (KWU). ENACE, como empresa de ingeniería, es el arquitecto industrial y el receptor de la tecnología extranjera que será transferida a nuestro país.

## 6. CICLO DE COMBUSTIBLE

La Argentina es uno de los pocos países situados fuera del mundo industrializado que posee la capacidad de diseñar y producir combustibles nucleares a escala industrial y también de proyectar y construir las instalaciones fabriles necesarias.

Este ha sido uno de los objetivos básicos del Plan Nuclear Argentino, ya que sin tal capacidad el país dependería de las importaciones para obtener su abastecimiento de combustible nuclear. La dependencia energética es actualmente una seria debilidad estratégica, que afecta a la soberanía nacional.

La autosuficiencia nacional en materia de combustibles nucleares es resultado de tres décadas de trabajo, no sólo en el perfeccionamiento de la tecnología industrial sino en la física básica, la metalúrgica y la exploración y explotación de yacimientos de uranio.

Los primeros elementos combustibles nucleares fabricados en nuestro país fueron utilizados en el Reactor RA-1, un pequeño reactor de experimentación y entrenamiento que entró en operación en el año 1958 y fue construido por profesionales y técnicos de la CNEA.

Un paso decisivo se concretó a comienzos de la década de los sesenta, cuando se encaró el diseño y la construcción de los elementos combustibles para el reactor RA-3, que está en operación desde 1965. Tiene una potencia de 5 megavatios

térmicos y es utilizado en el Centro Atómico Ezeiza, principalmente para la producción de radioisótopos.

Cuando en 1967 se firmó el contrato para la instalación de la Central Nuclear Atucha I, la Argentina poseía ya una importante experiencia acumulada en materia de fabricación de combustible nuclear, apoyada por una sólida base en metalurgia.

Todo ello permitió que, si bien el diseño original de combustible de Atucha I y su fabricación fueran realizados en Alemania, especialistas de la CNEA participaron desde el comienzo en ese programa. La Central entró en operación en 1974 y dos años después se iniciaron los proyectos de la Planta Piloto y de la Fábrica de Elementos Combustibles Nucleares (FECN).

En 1970, se había construido en el país el primer prototipo de elemento combustible nuclear tipo Atucha I, con la participación de la CNEA y empresas del sector privado. El resultado fue altamente satisfactorio.

Toda esta experiencia permitió que, en 1976, se pudiera iniciar en la Planta Piloto del Centro Atómico Constituyentes el desarrollo de una tecnología argentina de fabricación de combustible nuclear sin recurrir a la ayuda externa. Este desarrollo se cumplió en dos etapas. En la primera, se fabricaron 25 elementos combustibles en tres series sucesivas a través de las cuales el grado de integración nacional aumentó progresivamente. Además, se fueron perfeccionando, en forma unitaria, las diferentes operaciones de fabricación. Esta etapa culminó con una serie de 12 elementos combustibles "de demostración".

Dominada esta tecnología, se inició la segunda etapa, que consistió en la fabricación de 218 elementos combustibles,

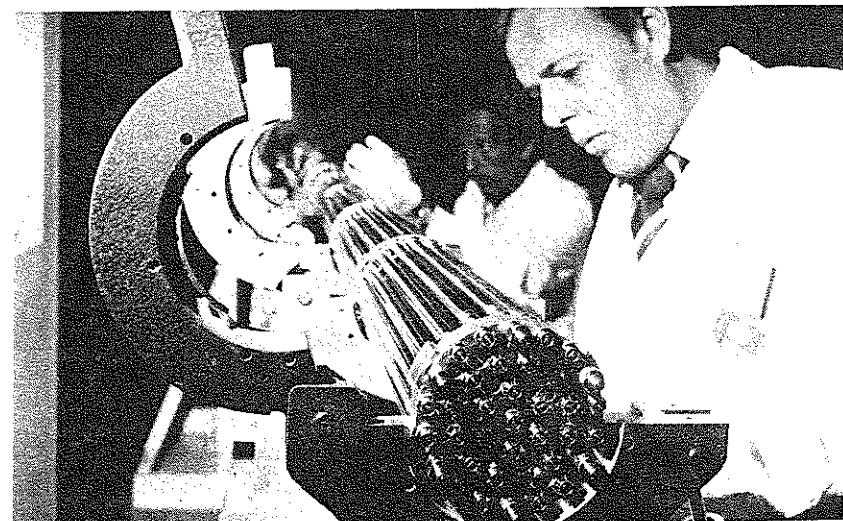
pero que luego procuraba alcanzar, como resultado final, un ritmo de producción análogo al de una planta industrial. El programa culminó con éxito a mediados del año 1981, cuando la Planta Piloto alcanzó un ritmo de producción de 1,5 elementos combustibles por día de trabajo. Los elementos producidos en esta serie "de inicio de operación" se utilizaron en la Central Nuclear Atucha I, demostrando un excelente comportamiento. La tecnología de fabricación desarrollada por la Planta Piloto, junto con importantes equipos y recursos humanos de alto grado de capacitación, ha sido incorporada a la Fábrica de Elementos Combustibles Nucleares.

El núcleo de un reactor está formado por los llamados elementos combustibles y se mantiene sumergido en agua a presión, la que tiene dos funciones: extraer el calor que genera el núcleo y reducir la energía de los neutrones para asegurar que la reacción en cadena no se extinga.

El núcleo de la Central Nuclear Atucha I contiene 253 elementos combustibles. Cada uno de ellos consiste en un manojo de 36 barras de combustible y una barra de soporte. Las barras de combustible son tubos de aleación especial denominada zircaloy, herméticamente cerrados, que contienen el uranio bajo la forma de pastillas de dióxido. Las barras de combustible miden 5,5 metros de largo y tienen un diámetro de un centímetro, aproximadamente. Cada elemento combustible pesa 210 kilogramos, de los cuales 173 corresponden al dióxido de uranio y el resto al zircaloy y aceros especiales que se utilizan en las partes estructurales del elemento.

El uranio es cerrado en forma hermética en las barras de zircaloy para impedir que los productos de la fisión nuclear contaminen el agua del reactor y evitar, también, que ésta reaccione químicamente con el uranio.

Cada elemento combustible está formado en los reactores de potencia por un



número de barras y elementos estructurales. Las barras -herméticamente cerradas- y los elementos estructurales se construyen con una aleación de circonio y otros metales, que no impiden el flujo de neutrones dentro del núcleo y contribuyen a sostener la reacción en cadena.

El uranio contenido dentro de estas barras es químicamente un dióxido y está sintetizado en pastillas de alrededor de un centímetro de diámetro por uno de alto.

El combustible de un reactor tipo Atucha I —que tiene 253 elementos— está compuesto de 36 barras de combustible y una de soporte. Las barras tienen aproximadamente un centímetro de diámetro y 5,5 metros de largo.

En un reactor tipo Embalse, en cambio, los elementos combustibles miden apenas 50 centímetros de largo, aunque en los demás aspectos tienen características muy similares a los de Atucha.

### Fabricación

La Fábrica de Elementos Combustibles Nucleares recibe, en un extremo del proceso, tubos y piezas estructurales de zircaloy y aceros especiales, y dióxido de uranio en polvo. Por

el otro extremo, surgen los elementos combustibles terminados.

El proceso de fabricación se integra en dos grandes ramales convergentes. Uno corresponde a la producción de las pastillas de combustible. El uranio llega a la planta bajo la forma de un polvo de pureza nuclear y de propiedades físicas que lo hacen comportarse como un fluido.

Este polvo es compactado en una prensa pastilladora, con una capacidad de producción de 5.000 pastillas por hora. Estas pastillas, que tienen un diámetro de un centímetro y un centímetro de alto, son luego sometidas a un proceso térmico en un horno continuo a 1.750 grados de temperatura y atmósfera de hidrógeno.

Las pastillas así conocidas son pulidas en una rectificadora sin centro, que les da la dimensión exacta que el diseño del combustible exige y que debe ser respetada con extrema precisión.

En paralelo con estas operaciones se realiza el maquinado de las vainas de zircaloy y las demás partes estructurales, proceso también en el que la precisión de las operaciones es sumamente alta y el control de calidad requiere aún más esfuerzo que la fabricación misma de las piezas.

---

***Las rigurosas exigencias que se imponen en la fabricación de combustible, tanto en lo referente a la garantía de calidad como a las consideraciones de seguridad en que se debe llevar a cabo, hacen que el proyecto, construcción y puesta en marcha de una planta semejante resulten un verdadero desafío***

---

Tras una serie de operaciones de acondicionamiento y la soldadura del primer tapón, se procede al llenado de las vainas de combustible con las pastillas de dióxido, para formar las barras.

Completada esta operación y soldado el segundo tapón, se produce el montaje de los elementos, con separadores intermedios, pieza de acople en la parte superior y separador elástico en la inferior.

Finalmente, el elemento combustible terminado es embalado en un tubo de acero y despachada a la central nuclear que ha de utilizarlo.

La Fábrica de Elementos Combustibles Nucleares ha sido proyectada por la CNEA sobre la base del proceso de producción y la ingeniería desarrollados por ella. Las rigurosas exigencias que se imponen en la fabricación de combustible, tanto en lo referente a la garantía de calidad como a las consideraciones de seguridad en que se debe llevar a cabo, hacen que el proyecto, construcción y puesta en marcha de una planta semejante resulten un verdadero desafío.

Por una parte, las exigencias de limpieza en el proceso son altísimas. Por otra, el uso de materiales tóxicos o radioactivos (como el berilio, utilizado en procesos de soldadura, o el uranio) requieren la instalación en determinados sectores de sistemas de filtrado de aire de alta eficiencia, recintos de atmósfera en depresión para

evitar escapes fuera del edificio, pisos descontaminables de material époxi, etc.

La Fábrica de Elementos Combustibles Nucleares (FECN) está situada en el Centro Atómico Ezeiza de la CNEA. Posee una superficie cubierta de 11.600 metros cuadrados. Está preparada para producir el combustible que utilizan las centrales nucleares argentinas, actuales y futuras. Tomando en cuenta Atucha I, Embalse y Atucha II, su producción de combustible nuclear permite generar 11,5 mil millones de kilovatios·hora de energía eléctrica neta por año.

Para ello, la Fábrica requiere 320 toneladas anuales de uranio y 55 de zircaloy, el material estructural de los elementos combustibles.

La Fábrica, primera en su tipo en América Latina, ha sido diseñada y construida por argentinos y utiliza un proceso de producción desarrollado en el país. Es operada por CONUAR S.A., una sociedad mixta de mayoría privada, bajo contrato de la CNEA. Hasta el presente (febrero de 1993) la empresa ha fabricado más de 2.000 elementos combustibles para la Central Nuclear Atucha I y más de 6.000 para la Central Nuclear Embalse.

## 7. PLANTA INDUSTRIAL DE PRODUCCIÓN DE AGUA PESADA

Los neutrones provenientes de la fisión tienen velocidad excesiva para

inducir nuevas fisiones y poder obtener la reacción en cadena, cuando se trata de uranio natural. Entonces hay que conseguir la reducción en cadena, cuando se trata de uranio natural.

Entonces hay que conseguir la reducción de esa velocidad por medio de choques inelásticos con los núcleos atómicos de alguna sustancia (moderador) capaz de sustraerles energía sin absorberlos. Esta función de moderador es realizada por el agua común. El otro uso del agua pesada es como refrigerante y transmisor de calor generado en la fisión.

Hacer el agua pesada constituye un desafío a la tecnología. El agua común contiene un sólo átomo de deuterio por cada 7.000 átomos de hidrógeno, lo que obliga a tratar en grandes y costosas instalaciones aproximadamente 20.000 litros de agua común por cada litro de agua pesada producido.

Para utilizarla en los reactores de uranio natural, es necesario obtener agua pesada con un nivel de pureza (grado reactor) del 99,8%. Las moléculas de agua común están formadas por un átomo de oxígeno y dos átomos de hidrógeno ( $H_2O$ ). Las de agua pesada, en cambio, tienen un átomo de oxígeno unido a dos átomos de deuterio ( $D_2O$ ).

El agua pesada es más eficaz que el agua común para frenar (moderar) a los neutrones desprendidos de los núcleos de las reacciones nucleares (fisión) en cadena. Un litro de agua pesada pesa 1.105 gramos, mientras que un litro de agua común pesa 1.000 gramos.

La CNEA ha encarado la producción de agua pesada mediante la instalación de una planta industrial con una capacidad nominal de producción de 250 toneladas por año, ubicada en Arroyito, en la provincia de Neuquén. Su inauguración es inminente. ☈

# Nuclear Power Development in Argentina

*National Atomic Energy Commission of Argentina*

## 1. INTRODUCTION

Nuclear power development in the Republic of Argentina plays a major role in supplying the country with electric power.

The two nuclear power stations in operation, one under construction, one heavy-water plant soon to be commissioned, and materialization of the fuel cycle are evidence of the level of development achieved in Argentina.

## 2. BACKGROUND

The National Atomic Energy Commission (CNEA) since its creation has been carrying out actions that enabled the country to have available, by 1964, a suitable infrastructure for undertaking a project of the magnitude required for a nuclear power station.

As a result of a series of activities involving experimental reactors, the CNEA has acquired over the years a great deal of experience in managing nuclear installations.

Later, in view of the country's energy needs, studies were started in the CNEA to promote the installation of nuclear power stations in the country.

At present, that is, the year 1993, the CNEA is operating two nuclear power stations and has one under construction.

The industrial architect for the latter nuclear plant is the Argentinean Nuclear Power Station Company (Empresa Nuclear Argentina Centrales Eléctricas S.A.), comprised of the CNEA which holds 75% of the shares and Siemens, which holds 25% of the shares. In addition, it has contributed to the creation and is part of a mixed enterprise for producing fuel elements and soon will open an industrial plant for producing heavy water.

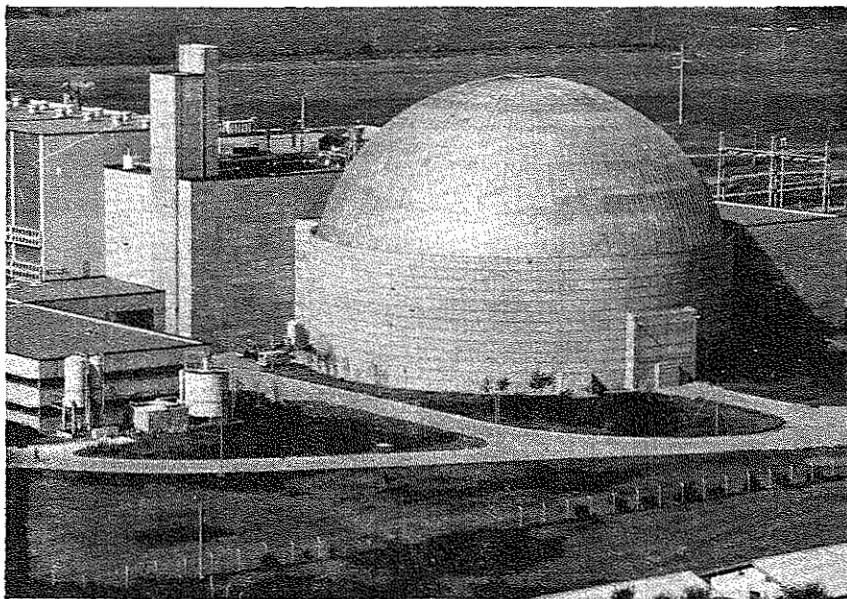
## 3. ATUCHA I NUCLEAR POWER STATION

At about 100 kilometers toward the northeast from the Federal Capital, in the town of Lima, near the locality of Atucha (Zárate district), the first nuclear power station of the Republic of Argentina was erected.

It has a net electric power capacity of 335 MW, which has been added to the national interconnected system.

This nuclear power station marks the beginning of a new phase in the country's electric power evolution. It incorporates uranium into the country's developed energy resources, with the consequent savings in oil and natural gas.

In order to achieve the broadest participation of Argentinean industry in the project, the CNEA conducted first a wide-ranging study of the country's in-



View of Atucha I Nuclear Power Station

dustrial capacity and then implemented activities aimed at clarifying and promoting the project in order raise the awareness of entrepreneurs about the requirements of the technology involved.

This involvement has been important, as its volume accounted for 40% of the project's total cost. The contribution of Argentinean industry accounted for 90% of the plant's civil works.

The professionals and technical experts who operate the station have received, first, special courses in nuclear plants in Germany, in the supplier company, and in the CNEA.

On January 13, 1974, the reactor of the nuclear plant entered its critical phase. This means that it began the fission process aimed at producing energy which in turn, using the appropriate means, is transformed into electricity.

At present, installed capacity accounts for 3% of total capacity. From the time it was commissioned (June 1974) until the end of 1992, it had an accumulated availability factor of 73.7% and a

load factor of 66.6%. To date, gross generation of CNA I amounted to 38,241,000 GWh.

For 1992, the load factor turned out to be 76%, and the availability factor was identical.

#### 4. EMBALSE NUCLEAR POWER STATION

The Embalse Nuclear Station, located in the Province of Córdoba, has a net design capacity of 600 MWe. It was built by an Italian-Canadian consortium, made up of the companies Atomic Energy of Canada Ltd. (AECL) and Italimpianti S.p.A. (IT). The project also included the participation of the CNEA itself and Argentinean private-sector enterprises. Construction began in 1974 and was completed in 1983.

The plant used a CANDU (Canadian Deuterium, Uranium) pressure-pipe type of design for its reactor. It used natural uranium as fuel and heavy water as a moderator and coolant. Conceived as a base power station, with a load factor

of 85%, it can supply 4,470,000 MWe per year to the grid. The station's turbogroup is the electric power generation unit with the largest capacity in Argentina.

In 1983, with the incorporation of Embalse, the nuclear subsector's share of total installed capacity rose to 7%, even taking into account the commissioning of various conventional hydropower stations and thermoelectric plants. Feasibility studies for installing the Embalse Nuclear Power Station were initiated in 1967, at the request of the province of Córdoba.

In 1971, after reviewing the various module and siting possibilities, a bidding process was launched.

By the middle of the following year, eight bids from six companies of five different countries had been received. The bids proposed natural uranium and enriched uranium alternatives.

After these bids had been reviewed, a decision was made to ratify the natural uranium and heavy water scheme already adopted for Atucha I. The Embalse Nuclear Power Station was awarded to the consortium Atomic Energy of Canada Ltd.-Italimpianti.

The contract was signed on December 20, 1973 and field work began on May 7, 1974.

The station's electromechanical erection began in February 1977. For this purpose, the CNEA created a special assembly organization, which directly tackled the prefabrication and installation of the built-in piping for the service building. During that same year, the reactor's calandria was installed. Installation of the steam generators and the pressurizer, as well as the bridge crane of the turbine building with a hoisting capacity of 380 tons, took place in 1978.

Installation of the reactor's fuel lines, also done with the participation of CNEA, took place in 1979, thus broadening the organization established by the CNEA to work on assembly tasks, therefore covering a wider range of services. Likewise in 1979, the auxiliary boilers and instrumentation of the conventional area were installed.

Another key event in the project's evolution consisted of CNEA's decision to act as main building subcontractor for the nuclear area, with Atomic Energy of Canada Ltd., which facilitated the project's progress and also contributed to increasing the transfer of technology from Canada.

The project's complexity and importance are reflected in the technical landmarks of 1980. In that year, the process computer was installed. The pump facilities started to be erected. Installation of the reactivity mechanisms was finalized. The main pumps of the primary circuit were mounted. Instrumentation of the nuclear area was begun. The water treatment plant was commissioned and the turbogroup installation was finalized.

In 1981, trials and testing prior to commissioning, including the pressure testing of the reactor's building and the start-up of the turbogroup, were conducted. Starting in December, the task of commissioning the reactor and its auxiliary elements was carried out; thus, the project entered into its decisive phase.

In January 1982, the first trial synchronization with the grid at 132 kilovolts was conducted; at the same time, the last phases of deployment were completed.

In December 1982, the heavy water was loaded in the reactor. In that same month, the manual loading of 4,560 fuel elements comprising the core was completed.

A nuclear reactor becomes critical when the fission reaction becomes self-sustained. On March 13, 1983, at 15:54, the reactor reached this state. On April 25, at 10:14, the Embalse Nuclear Power Station was synchronized with the national interconnected system and was supplying electric power generated by nuclear steam.

A final remark on this project will provide us with an overall idea of the station's size and national involvement. The civil work, as indicated above, was 100% from local supplies. It required the removal of 700,000 cubic meters of earth, as well as the deployment of 80,000 cubic meters of concrete and 8,000 tons of structural iron. For casting the concrete of the reactor's building, which has a wall thickness of 100 centimeters, a slip formwork that rose up to a height of 42 meters was used.

### Geographical Location

The Embalse Nuclear Power Station is located at 100 kilometers to the southwest of the city of Córdoba.

Its installations are on the southern coast of the River Tercero Reservoir on a small peninsula known as the Almafuerte Peninsula, at 665 meters above sea level.

Gross installed capacity currently accounts for 4.8% of total capacity. Since its commissioning (January 20, 1984) until the end of 1992, it had a cumulative availability factor of 84.81% and a cumulative load factor of 78.62%. Until this date, gross generation of the Embalse Nuclear Power Station was 40,203,900 MWh. For 1992, the load factor turned out to be 82.55% and the availability factor 84.24%.

### 5. ATUCHA II NUCLEAR POWER STATION

At present, the third Argentinean power station, Atucha II (CNA II), is

under construction. It is being erected a few meters away from the first, at a bit over 100 kilometers to the northwest of the Federal Capital, on the right bank of the Parána River and close to the locality of Lima, district of Zárate, Province of Buenos Aires.

The Republic of Argentina adopted for its stations the natural uranium reactor series, because compared to the enriched uranium series this scheme enables total mastery of the fuel cycle in the country and, at the same time, allows national industries to participate in the manufacturing of various components.

Similar to Atucha I, the station has a PHWR-type reactor, that is, a reactor with a pressurized vessel, inside which the fuel elements that comprise the core are inserted.

The fuel to be used is natural uranium. At the moment of fission, the uranium produces a high temperature which is extracted using a coolant, heavy water. The heavy water circulates through two similar loops and delivers this heat by means of exchangers (steam generators) to the demineralized water. This water, when it is converted into steam, goes to the turbine connected to the power generator, thus finally producing the energy that is delivered to the national system's grid.

Thus, gross capacity produced will be on the order of 745 MW, of which 692 MW will be delivered to the national interconnected system. The difference will be used for the station's auxiliary systems. The technical characteristics of Atucha II are indicated at the end of the article.

The reactor, with its safety systems, equipment, machine for replacing the fuel elements, tanks, etc., is located within an enclosure that is protected by a

metal containment sphere with a diameter of 56 meters, which in turn is covered by an outer concrete shield. Therefore, in case of any problem, the active or radioactive part remains enclosed within this sphere.

Atucha II will be the thermal unit (either nuclear or conventional) with the highest capacity in Argentina. The buildings occupy a surface area of more than 6 hectares. The site is 25.6 meters above the normal water level of the Paraná River. The reactor's building has an inner steel containment sphere with a diameter of 56 meters and the container's laminated plates have a thickness of 30 mm. The vessel that contains the turbogroup will measure 72 meters long by 50 meters high.

In the civil works, more than 118,000 cubic meters of concrete were used. The buildings are designed to withstand major impacts stemming from earthquakes, cyclones, flooding, pressure from explosions, and airplane collisions.

After a close review of the different possible alternatives, in May 1980, contracts were signed for building the station. These were ratified in July 1980 by the country's executive branch, which by the same decree also approved the creation of the Argentinean Nuclear Power Station Company (ENACE).

Imported supplies and services for the station were awarded to the German company Kraftwerk Union AG (KWU). ENACE, as the engineering firm, is the industrial architect and the recipient of the foreign technology that will be transferred to our country.

## 6. FUEL CYCLE

Argentina is one of the few countries outside the industrialized world that has the capacity to design and produce

nuclear fuels on an industrial scale and also to plan and build the necessary manufacturing facilities for these fuels.

This has been one the basic objectives of Argentina's Nuclear Plan, since without this capacity the country would have to depend on imports to obtain its supply of nuclear fuel. Energy dependence is, in the twentieth century, a serious strategic liability, affecting national sovereignty.

National self-reliance in terms of nuclear fuels is the outcome of three decades of work, not only the improvement of industrial technology but also basic physics, metallurgy, and the exploration and development of uranium deposits.

The first nuclear fuel elements manufactured in Argentina were used in Reactor RA-1, a small experimental and training reactor, which was commissioned in 1958 and built by CNEA professionals and technical experts.

A crucial step was taken in the early sixties when design and construction of the fuel elements for Reactor RA-3 were tackled. This reactor has been operating since 1965. It has a capacity of 5 thermal megawatts and is used in the Ezeiza Atomic Center, mainly for the production of radioisotopes.

When in 1967 the contract was signed for installing the Atucha I Nuclear Power Station, Argentina already had a wide range of accumulated experience in manufacturing nuclear fuel, supported by a solid background in metallurgy.

Although the original fuel design of Atucha I and its manufacturing were done in Germany, the above-mentioned national counterpart involvement enabled CNEA specialists to participate in this program from its very inception. The station was commissioned in 1974,

and two years later the pilot plant project and the nuclear fuel element fabrication project started up.

In 1970, the first prototype of the nuclear fuel element of the Atucha I type was built with the participation of the CNEA and private sector enterprises. The result was highly satisfactory.

This experience enabled Argentina to begin developing, in 1976, national technology for manufacturing nuclear fuel in the Pilot Plant of the Constituyentes Atomic Center without resorting to external assistance. This development took place in two stages. In the first stage, 25 fuel elements were fabricated in three successive series whereby national integration progressively increased. In addition, the different manufacturing operations were gradually perfected. This stage culminated with a series of 12 "demonstration" fuel elements.

Once this technology was mastered, the second stage began. It consisted of manufacturing 218 fuel elements, but was aimed at achieving, as an end result, a production pace analogous to that of an industrial plant. The program successfully culminated in the middle of 1981, when the Pilot Plant attained a production pace of 1.5 fuel elements per working day. The elements produced in this "operation start-up" series were used in the Atucha I Nuclear Power Station and performed superlatively. The manufacturing technology developed by the Pilot Plant, along with the important teams and human resources with a high level of training, has been incorporated into the manufacturing of nuclear fuel elements.

The core of a reactor is made up of the so-called fuel elements and is kept immersed in pressurized water which fulfills two functions: that of extracting the heat generated by the core and reducing the energy of the neutrons to en-

sure that the chain reaction is not extinguished.

The core of the Atucha I Nuclear Power Station contains 253 fuel elements. Each one of these elements consists of a bundle of 36 fuel rods and a support rod. The fuel rods are tubes made of a special alloy called zircalloy. The rods are hermetically sealed and contain uranium in the shape of dioxide pellets. The fuel rods are 5.5 meters long and have a diameter of about one centimeter. Each fuel element weighs 210 kilograms: uranium dioxide accounts for 173 kg and the rest corresponds to zircalloy and special steels that are used in the structural parts of the element.

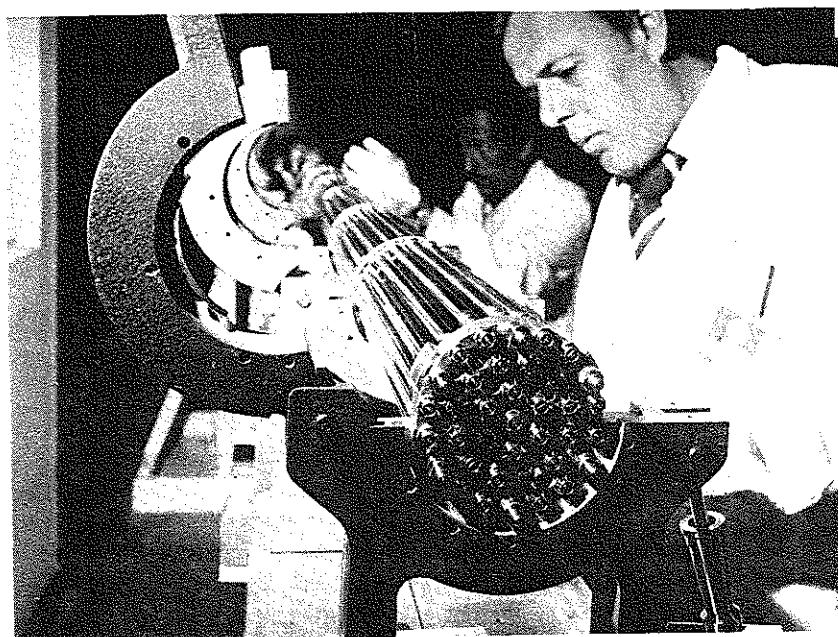
The uranium is hermetically encapsulated in the zircalloy rods in order to prevent the products of nuclear fission from contaminating the reactor's water and also to prevent the water from chemically reacting with the uranium.

Each fuel element in the power reactors is made up of a number of rods and structural elements. The hermetically sealed rods and the structural elements are built with a zirconium alloy and other metals, which do not impede the flow of neutrons within the core and contribute to sustaining the chain reaction.

The uranium within these rods is chemically a dioxide and is synthesized in pellets of about one centimeter in diameter by one centimeter in height.

The fuel of the Atucha I type reactor, which has 253 elements, is made up of 36 fuel rods and one support rod. The rods have a diameter of about one centimeter and are 5.5 meters long.

In an Embalse type reactor, however, the fuel elements are hardly 50 centimeters long, although their other features are quite similar to those of Atucha.



## Manufacturing

The manufacturing of nuclear fuel elements receives, at one end of the process, structural tubes and parts made of zircalloy and special steels, and uranium dioxide powder. At the other end, there are the finished fuel elements.

The manufacturing process is made up of two major converging branches. One is the production of fuel pellets. The uranium reaches the plant in the shape of a powder with a nuclear purity and physical properties that make it behave as a fluid.

This powder is compacted by a pellet press, which has a production capacity of 5,000 pellets per hour. These pellets, which have a diameter of one centimeter and a height of one centimeter, afterwards undergo a thermal process (sintering) in a continuous furnace at 1,750 degrees of temperature and hydrogen atmosphere.

These so-called pellets are polished in a centerless grinder, which provides the pellets with the exact dimension required by the fuel design, which has to be complied with at extremely high levels of precision.

Alongside these operations, there is the machining of the zircalloy cladding sheaths and the other structural parts, a process in which the precision of the operations is extremely demanding and where quality control requires even greater efforts than the manufacturing itself of the parts.

After a series of treatments and the welding of the first plug, the fuel sheaths are filled with the dioxide pellets to form the rods.

Once this operation has been completed and the second plug has been welded, the elements are assembled with intermediate separators, a coupling piece in the upper part and an elastic separator in the lower part.

---

## ***The rigorous demands required for the manufacturing of nuclear fuel in terms of both quality assurance and safety considerations convert the planning, construction, and commissioning of this type of plant into a veritable challenge***

---

Finally, the finished fuel element is wrapped in a steel tube and dispatched to the nuclear power station that will be using it.

The manufacturing of nuclear fuel elements has been planned by the CNEA on the basis of production and engineering processes developed by itself.

The rigorous demands required for the manufacturing of nuclear fuel in terms of both quality assurance and safety considerations convert the planning, construction, and commissioning of this type of plant into a veritable challenge.

On the one hand, the cleanup requirements during the process are extremely demanding. On the other hand, the use of toxic or radioactive materials (such as beryllium used for welding or uranium) requires the deployment, in certain sectors, of high-efficiency air-filtering systems, depressed atmosphere enclosures in order to avoid releases outside the building, epoxy floors easy to decontaminate, etc.

The Nuclear Fuel Element Plant (FECN) is located in CNEA's Ezeiza Atomic Center. It has a covered surface area of 11,600 square meters.

It is prepared to produce the fuel used by the current and future Argentinean power stations. Taking into account Atucha I, Embalse, and Atucha II, its nuclear fuel

production capacity enables the generation of 11.5 billion kilowatt-hours of net electric power per year.

To achieve this, the plant annually requires 320 tons of uranium and 55 tons of zircaloy, the structural material for the fuel elements.

The plant, the first of its kind in Latin America, has been designed and built by Argentineans and uses a production process developed in the country. It is operated by CONUAR S.A., a mixed enterprise with the majority shareholding in the hands of the private sector, under contract with the CNEA. To date (February 1993), the company has manufactured more than 2,000 fuel elements for the Atucha I Nuclear Power Station and more than 6,000 for the Embalse Nuclear Power Station.

### **7. HEAVY-WATER PRODUCTION PLANT**

Neutrons stemming from natural uranium fission are too fast-moving to induce new fissions and ensure a sustainable chain reaction. When dealing with natural uranium, the speed of the chain has to be reduced.

Therefore, this speed has to be slowed down (moderated) by means of inelastic impacts with the atomic nuclei of some moderating substance capable

of extracting energy without absorbing them. This moderator role is being performed by regular water. The other use of heavy water is as a coolant and a transmitter of the heat generated in the fission.

Producing heavy water is a technological challenge. Regular (light) water has only one atom of deuterium for each 7,000 atoms of hydrogen, which requires the treatment of about 20,000 liters of ordinary water for each liter of heavy water produced in huge and costly facilities.

In order to use this heavy water in natural uranium reactors, it has to have a purity of 99.8% (reactor rating).

Regular water molecules are made up of one atom of oxygen and two atoms of hydrogen ( $H_2O$ ). Heavy water molecules, however, have one atom of oxygen linked to two atoms of deuterium ( $D_2O$ ).

Heavy water is more effective than ordinary water to slow down (moderate) fast-moving neutrons released from uranium nuclei in chain reaction fissions. One liter of heavy water weighs 1,105 grams, whereas one liter of regular (light) water weighs 1,000 grams.

The CNEA has tackled the problem of heavy water production by installing an industrial plant with a nominal production capacity of 250 tons per year. It is located in Arroyito in the Province of Neuquén. It will be commissioned shortly. ☈

# El Desarrollo de la Energía Nucleoeléctrica en el Brasil: Problemas y Opciones

Jaime Ribeiro de Lacerda\*

## RESUMEN

Las actividades en el campo de la energía nuclear en el Brasil comenzaron después de la Segunda Guerra Mundial, con investigaciones básicas en el área de enriquecimiento de uranio.

El Brasil cuenta con grandes recursos hídricos y, en la actualidad, las plantas hidroeléctricas representan más del 90% de la potencia instalada del país, cerca de 52.000 MW, incluyendo la capacidad instalada de la central Itaipú (12.600 MW).

Sin embargo, los potenciales económicamente aprovechables en las regiones sudeste y centro-oeste tienden a agotarse dentro de algunos años, lo cual exige la búsqueda de fuentes alternas para dichas regiones.

En 1968, el Gobierno brasileño decidió ingresar en el campo de la producción de energía nucleoeléctrica, con el objeto principal de brindar al sector eléctrico nacional la oportunidad de acumular conocimientos acerca de esta moderna tecnología, y adquirir experiencia para enfrentar las posibles necesidades futuras.

Puesto que en aquella época ya estaba programado un aumento en la

complementación termoeléctrica en el área de Rio de Janeiro, se decidió que dicho aumento se hiciera sobre una base nucleoeléctrica, mediante la construcción de una primera planta de cerca de 600 MW.

El programa nuclear, limitado inicialmente a Angra I, se amplió considerablemente en 1975, a través del Acuerdo de Cooperación Nuclear suscrito entre el Brasil y la República Federal de Alemania. Bajo ese acuerdo, en julio de 1976 FURNAS concretó la adquisición de dos unidades adicionales, de aproximadamente 1.300 MWe.

En 1976, se iniciaron las excavaciones para Angra II. Los plazos para la puesta en marcha eran entonces de cinco años para Angra II y seis años para Angra III. Sin embargo, esos plazos se alargaron mucho debido a varios retrasos causados por exigencias adicionales en la terminación de los cimientos de Angra II, por diversas alteraciones en la organización del sector nuclear y, principalmente, por problemas financieros.

La situación actual no está clara. Como se detalla en el presente trabajo, el Brasil ya tuvo un programa nuclear, pero con cada revisión del sector eléctrico nacional la participación nuclear ha sido reducida. Hoy, en concreto, está operan-

\* Asistente de Dirección, Coordinación General de Producción Termonuclear, FURNAS Centrales Eléctricas S.A., Brasil

do Angra I, y Angra II se está viabilizando. Tomando en consideración diversos aspectos políticos, ambientales, energéticos y otros relacionados con la sociedad y la comunidad científica, etc., la decisión fue tomada por la Presidencia de la República. Resta solamente la liberación de los recursos económicos ya asignados.

## 1. INTRODUCCION

Las actividades en el campo de la energía nuclear en el Brasil comenzaron después de la Segunda Guerra Mundial, con investigaciones básicas iniciales en el área del enriquecimiento de uranio. La formulación de la política de energía nuclear comenzó en 1951, con la creación del Consejo Nacional de Investigaciones (CNP), gracias a la acción conjunta del Profesor Carneiro Felipe y del Almirante Alvaro Alberto.

La idea de la construcción de una planta nucleoeléctrica surgió por primera vez en 1956, cuando la American and Foreign Power Company (AMFORP), antigua sociedad de control (holding) norteamericana, que hasta 1965 controlaba diversas concesionarias de electricidad hoy nacionalizadas, pensó instalar para una de ellas, la Compañía Brasileña de Energía Eléctrica (CBEE) del Estado de Rio de Janeiro, una planta nuclear pequeña (110 MWe) cerca de Cabo Frio. El proyecto terminó siendo abandonado. Con la creación de la Comisión Nacional de Energía Nuclear (CNEN) el 10 de octubre de 1956, se dio lugar al proyecto de una planta nuclear con una potencia de 150 a 200 MWe a ser ubicada en la margen del Río Mambucaba, en el Estado de Rio de Janeiro. En diciembre de 1959 fue creada la Superintendencia del Proyecto Mambucaba, siendo entonces un consorcio de empresas nacionales y extranjeras el encargado de los estudios más detallados, los cuales fueron abandonados ante las condiciones poco favorables del sitio y

agravadas por los diversos problemas relacionados con la coyuntura económica del país en esa época.

En el siguiente período, la CNEN comenzó a orientar los estudios hacia plantas nucleares de mayor tamaño (del orden de 300 MWe) y produjo un informe sobre la selección del sitio para su instalación. Todavía en esa fecha, sin embargo, nada concreto resultó en cuanto a la instalación propiamente dicha, a pesar de haber sido constituido en 1965 el Comité de Estudios de Reactores de Potencia, el cual desapareció poco después. Esa fase se caracterizó por el hecho de que, con excepción del pequeño proyecto de AMFORP, desde 1956 ningún otro intento de construir una planta nucleoeléctrica en el Brasil estaba directamente vinculado a los planes del sector energético nacional. Eran esfuerzos aislados en que la construcción y operación de las plantas nucleares quedarían fuera del alcance de las concesionarias de energía eléctrica, a quienes les competiría solamente comprar la energía generada para distribuirla sin ninguna injerencia en su planificación y ejecución.

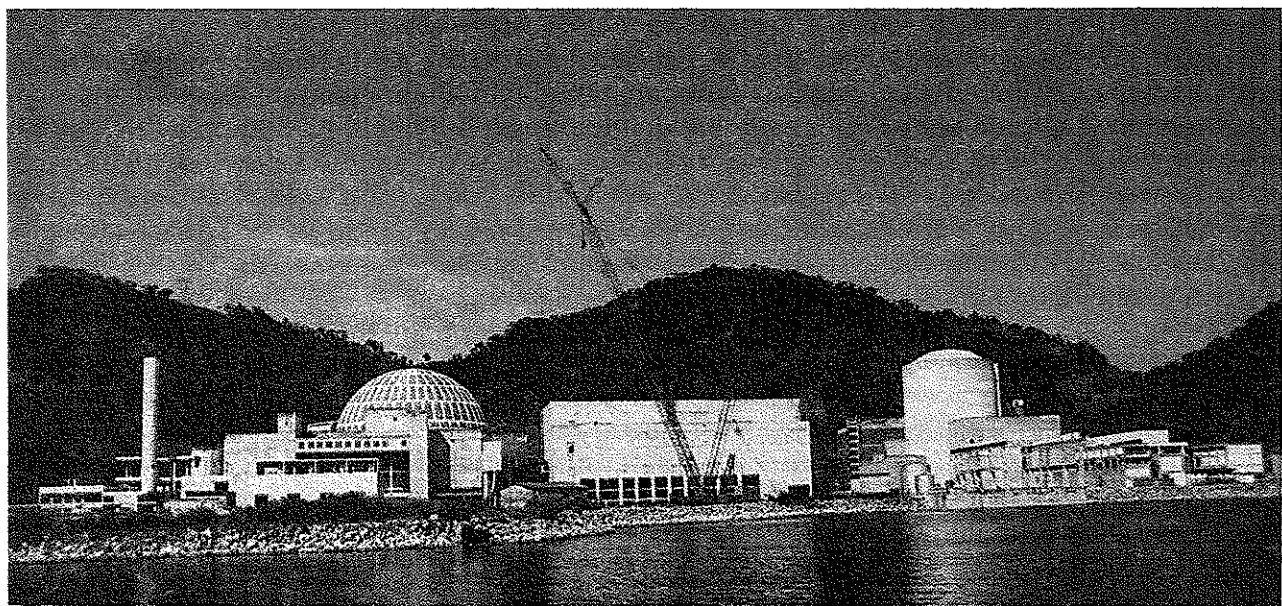
## 2. ANGRA I

En 1967, el Gobierno Federal dio pasos decisivos para impulsar el programa de energía nucleoeléctrica del país, a través de un proyecto ya debidamente integrado al plan de expansión del parque generador nacional, ejecutado y operado por las empresas del sector eléctrico. Esos pasos decisivos coincidieron con la transferencia de la CNEN a la jurisdicción del Ministerio de Minas y Energía y con la decisión de atribuir a ELETROBRAS, creada el 11 de junio de 1962, la construcción y operación de las plantas nucleares a ser instaladas por el Gobierno Federal. Luego, el 22 de junio de 1967 se constituyó un Grupo de Trabajo Especial, integrado por representantes del Ministerio de Minas y Energía, la CNEN,

ELETROBRAS y el Consejo de Seguridad Nacional, del cual resultó un Convenio de Colaboración entre CNEN y ELETROBRAS, para regular la competencia y las atribuciones de esas dos entidades en cuanto al programa nucleoeléctrico brasileño. Ese Convenio de Colaboración, suscrito el 26 de abril de 1968, delegaba a ELETROBRAS la competencia para diseñar, construir y operar plantas nucleares, la cual había sido conferida a CNEN por la Ley No. 4118 del 27 de agosto de 1962. También facultaba a aquella empresa establecer para sus subsidiarias esas responsabilidades, creando definitivamente así los fundamentos para la implantación de una primera planta nuclear en el país sobre bases comerciales e integrada al sistema eléctrico existente.

Del mencionado Grupo de Trabajo resultó además la recomendación de que, en vista de la necesidad de un aumento de la generación térmica del orden de 500 MWe en la región sudeste del país para mediados de la década de los setenta, se considerase la utilización de energía nucleoeléctrica en vez de la térmoelectrica convencional, conforme con la previsión del Informe CANAMBRA (un levantamiento completo de los recursos energéticos de la región sudeste por un grupo de empresas consultoras canadienses, estadounidenses y brasileñas). Esa planta nucleoeléctrica respondería al doble objetivo de complementar las necesidades regionales de energía eléctrica y de crear en el país las condiciones iniciales para el desarrollo de experiencia técnica en el campo nuclear.

Por esa misma época, de abril a junio de 1968, el Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA) envió al Brasil un grupo de especialistas estadounidenses, ingleses, canadienses y suecos, encabezados por J.A. Lane, los cuales conjuntamente con ingenieros de la CNEN y ELETROBRAS, elaboraron



La Central Nuclear de Angra está próxima a los principales mercados consumidores del país

el conocido Informe Lane sobre "Energía Nuclear para la Región Centro-Sur del Brasil". Ese documento proporcionó las bases para las gestiones iniciales emprendidas con miras a la implementación de la primera planta nuclear en el Brasil. ELETROBRAS delegó a FURNAS Centrales Eléctricas S.A. creada el 28 de febrero de 1957, y su filial mayor, la responsabilidad de construir esa primera planta nuclear, teniendo en cuenta la localización de esa planta en la región sudeste y el hecho de que el sistema eléctrico de FURNAS tenía dimensiones compatibles con la potencia instalada de la planta prevista (cerca de 600 MWe).

A principios de 1969, FURNAS dio inicio a la fase preparatoria de los trabajos, que consistía en: selección del sitio; selección de la empresa fabricante del reactor y del proveedor y ensamblador de la planta (a través de una licitación internacional realizada en 1970-1971); y selección de la empresa responsable de construir las obras civiles (a través de una licitación nacional realizada en julio de 1972 entre empresas preseleccionadas). Los estudios efectuados para escoger el

sitio de la primera planta nuclear contaron con la asesoría técnica de la Nuclear Utility Services (NUS) Corporation, de la Weston Geophysical Research Inc. y del Profesor George Kirsch del Departamento de Geociencias de la Universidad de Cornell y se basaron en las normas de la CNEN para la "Selección de Sitios para la Instalación de Reactores de Potencias". Se consolidaron en el Informe Preliminar del Análisis de Seguridad (RPAS) de la Planta (entregado a la CNEN con el objeto de obtener aprobación del sitio y posteriormente obtener la licencia para la construcción de la planta). El sitio más favorable resultó ser la Playa de Itaorna, en el Municipio de Angra dos Reis, Estado de Rio de Janeiro, cerca de los principales mercados consumidores del país: 130 km de Rio de Janeiro, 220 km de São Paulo y 350 km de Belo Horizonte.

La empresa norteamericana Westinghouse ganó la licitación para la construcción de la Planta Angra I, incluyendo el diseño, el suministro y montaje de los equipos y la puesta en marcha de la planta, con un esquema de llave en mano. Se subcontrató a Gibbs & Hill Inc., de los Estados Unidos, y Promon Engenharia S.A. del Brasil para las actividades del proyecto

y se asoció a la Empresa Brasileña de Ingeniería (EBE) para las actividades de montaje electromecánico. La provisión de la envoltura de contención de acero y la ejecución de las obras civiles no incluidas en el contrato con Westinghouse fueron contratadas directamente por FURNAS, con Chicago Bridge & Iron Co. y la Constructora Norberto Odebrecht S.A. (CNO), respectivamente, mediante licitaciones específicas realizadas para tales fines. La primera carga de combustible nuclear fue fabricada por la Westinghouse bajo un contrato separado con FURNAS. Desde entonces, el uranio ha sido comprado por ésta a NUFCOR de Sudáfrica, su conversión en UF ha sido contratada con la BNFL de Inglaterra y su enriquecimiento ha sido contratado con el Departamento de Energía (DOE) de los Estados Unidos. Las recargas subsecuentes fueron contratadas directamente a NUCLEBRAS, actualmente Industrias Nucleares Brasileñas (INB), con la fabricación realizada parcialmente en Alemania y el resto en el Brasil.

El 17 de agosto de 1970, FURNAS obtuvo la propiedad del área de Angra I, iniciando de inmediato los trabajos de preparación del sitio para la construcción.

Angra I ha desempeñado un papel importante en el suministro de potencia reactiva en las proximidades de los grandes centros de carga, contribuyendo de esa manera al aumento de la confiabilidad de la interconexión de las regiones sur y sudeste y a la estabilidad del sistema eléctrico interconectado.

### 3. ANGRA II y III

Las plantas Angra II y III fueron planeadas en el contexto económico-energético vigente después de la primera crisis petrolera ocurrida a fines de 1973. En esa ocasión, a nivel de la planificación del sector eléctrico, prevalecían principalmente las siguientes condiciones: el conocimiento del potencial hidráulico nacional era limitado, las suposiciones en cuanto a la tasa de crecimiento de la economía y, consecuentemente, de la demanda de energía eléctrica eran muy elevadas y los estimados de costos de generación nucleoeléctrica eran muy bajos. En esas condiciones, el llamado Plan 90 de ELETROBRAS estimó el agotamiento del potencial hidráulico de la región sudeste en alrededor de 1990 y previó que, a partir de esa fecha, sería necesaria una fuerte participación de la generación térmica, preponderantemente de origen nuclear. El Plan 90 delineaba un mercado para plantas nucleares de la clase de 1200 MWe, con un mínimo de cuatro y un máximo de ocho plantas hasta 1990, además de Angra I, que FURNAS ya había contratado con la Westinghouse. Sin embargo, el Plan admitía la hipótesis de modificaciones en el escenario y definía solamente la entrada en operación de las dos primeras plantas, Angra II y III, a ser concluidas en 1982 y 1983, respectivamente.

A comienzos de 1974, el Gobierno Federal decidió poner en práctica un importante programa nuclear, con el propósito de desarrollar una tecnología

nuclear propia para atender el mercado eléctrico. En ese año, el Ministerio de Minas y Energía emprendió la reorganización de la estructura legal y administrativa del sector nuclear. Las actividades industriales del sector, que venían siendo desarrolladas por la Compañía Brasileña de Tecnología Nuclear (CBTN), fueron transferidas por la Ley No. 6.189 del 16 de diciembre de 1974, a las Empresas Nucleares Brasileñas S.A. (NUCLEBRAS) y sus filiales, y desapareció la CBTN. A la NUCLEBRAS y sus filiales se les atribuyeron tareas y se les confirió prácticamente el monopolio del Gobierno Federal en el terreno nuclear, en el campo de las investigaciones minerales nucleares, su minería, el beneficio y la metalurgia, la implementación del ciclo completo de los combustibles nucleares y el diseño de plantas.

En junio de 1974, FURNAS fue autorizada a construir la segunda planta nuclear en Itaorna. Un año después, se decidió agregar al sistema eléctrico una tercera planta nuclear en el mismo sitio. Para Angra II y III, el Brasil optó por la adquisición de los equipos de Kraftwerk Union AG (KWU) de la República Federal de Alemania.

El 27 de junio de 1975, se suscribió entre los Gobiernos del Brasil y de la República Federal de Alemania un Acuerdo de Cooperación Nuclear, a fin de regular las medidas de cooperación entre los dos países en el campo de usos pacíficos de la energía nuclear, y un Protocolo de Cooperación Industrial, visualizando la implementación de aquel Acuerdo a través de medidas específicas para cada área de cooperación. El Acuerdo comprendía la construcción de ocho plantas nucleoeléctricas, con la obtención de toda la tecnología necesaria para su desarrollo en ese sector y con la elevación del índice de nacionalización de los equipos utilizados, a través de la

sustitución progresiva de los mismos por similares nacionales.

El 22 de julio de 1976, FURNAS concretó la compra a la KWU de Angra II y III, las dos primeras plantas del total de ocho previsto en el Acuerdo Nuclear Brasil-Alemania.

La Central Nuclear de Angra, formada por las tres plantas y sus instalaciones asociadas, recibió más tarde, a través de una ley del Congreso Nacional, el nombre Central Nuclear Almirante Alvaro Alberto (-CNAAA) en homenaje al gran pionero de la energía nuclear en el Brasil.

Para Angra II y III, FURNAS contrató con la KWU el proyecto básico, la provisión de los equipos importados y servicios de supervisión, montaje y puesta en marcha, teniendo esa empresa la responsabilidad global del proyecto y de su garantía final. La empresa filial Nuclebras Engenharia S.A. (NUCLEN) se encargó de finiquitar el proyecto básico bajo la supervisión de la KWU y de proveer los equipos nacionales. Las obras civiles de Angra II fueron contratadas con la Constructora Norberto Odebrecht (CNO) y la provisión y montaje de la envoltura de contención de acero con la Confab Industrial S.A. En 1982, NUCLEBRAS contrató las obras de Angra III con la Constructora Andrade Gutiérrez (CONSAG).

En 1976, se iniciaron las excavaciones para Angra II y en junio de 1977 la construcción de las bases sobre estacas.

Durante la fase de construcción de la planta Angra II, se presentó un conjunto de dificultades inherentes a la complejidad de la tecnología, el cronograma corto y un proceso de concesiones basado en modelos distintos, por parte del órgano concesionario (modelo norteamericano) y del constructor (modelo alemán). Estas dificultades contribuyeron al incumplimiento con las metas

fijadas originalmente. Paralelamente, las evaluaciones energéticas realizadas en el ámbito del sector eléctrico indicaban una sustancial modificación en el escenario previsto para los años ochenta: la demanda de electricidad no crecería a las elevadas tasas previstas, el costo de las plantas nucleares se mostraba bastante superior a los estimados y el potencial eléctrico, una vez reevaluado, era bastante superior y había, inclusive, la posibilidad técnica de transportar grandes bloques de energía a través de largas distancias. Estos factores, conjuntamente, socavaron la hipótesis de la necesidad masiva de energía nucleoeléctrica en los años noventa, hipótesis que justificara la implantación del llamado Programa Nuclear Brasileño que preveía la implantación en el país de una infraestructura completa de instalaciones nucleares.

En 1981 y 1982, a pesar del rerudecimiento de la crisis financiera nacional, se obtuvieron los recursos necesarios para implementar el proyecto, tanto en lo que se refería a la aprobación de los límites reglamentarios junto a la recién creada SEST, cuanto en la obtención de recursos propiamente dichos, incluyendo la participación del Tesoro Nacional. A partir de 1983, los montos de los presupuestos aprobados para NUCLEBRAS no solamente pasaron a estar mucho más allá de las necesidades de las programaciones físicas de Angra II y III, sino que se aceleró el proceso de reducción de la participación de los recursos del Tesoro Nacional. Las interrupciones en el ritmo y la secuencia de la ejecución de las plantas nuevamente condujeron a la prolongación de los cronogramas y exigieron la renegociación de contratos para la provisión de bienes y servicios y, manteniendo los costos fijos a los niveles anteriores, provocaron una vertiginosa escalada de los costos financieros. Después de 1985, los recursos disponibles para el proyecto cubrían poco más que los costos fijos y no permitían que

se avanzara efectivamente por el camino crítico; esto a su vez obligaba, cada año, a un nuevo cronograma para la terminación del proyecto.

El agravamiento de esa situación llevó en mayo de 1988 a la creación de un Grupo de Trabajo Interministerial, promovido por la Secretaría General del Consejo de Seguridad Nacional y constituido por representantes de los Ministerios de Minas y Energía y de Hacienda, de SEPLAN, de CNEN, y de la propia SG/CSN, con el propósito, entre otros, de crear condiciones que viabilizaran terminar la construcción de Angra II y III.

El Grupo constató que la solución del problema se concentraba en el establecimiento de un esquema de financiamiento para el proyecto, garantizado a nivel plurianual. Fue señalado en el documento final de los trabajos que la simple transferencia a FURNAS de las Plantas Angra II y III, sin la asignación conveniente de recursos, no garantizaría la viabilidad de su construcción en los plazos convenientes y necesarios ante la crisis financiera experimentada por el sector eléctrico en la ejecución de su plan de expansión. Además, se destacaba que, si se le atribuyera a FURNAS la responsabilidad de construir esas plantas y ocurrieran hechos de orden técnico, político o financiero que impidieran su terminación en plazos compatibles, se debería resguardar a la empresa de las sobrecargas financieras, pues no habría la correspondiente renta de la venta de energía.

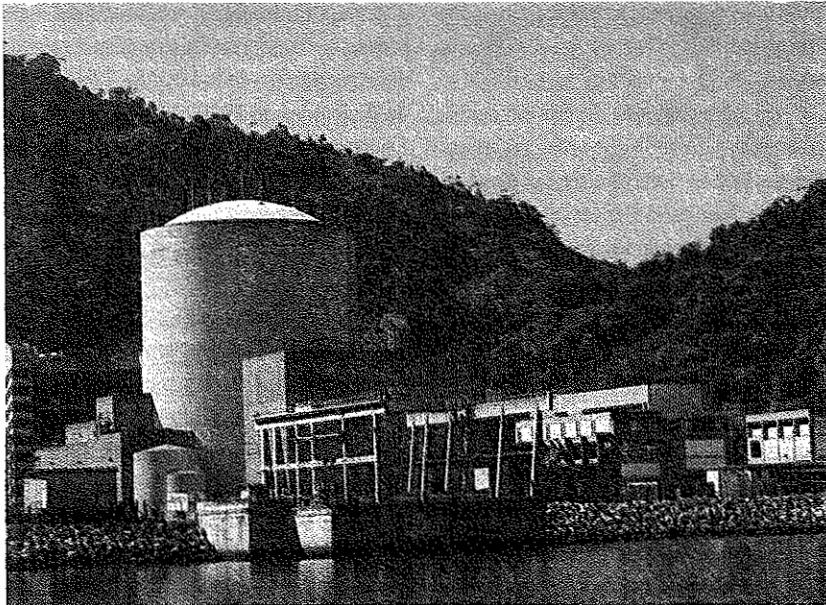
El 31 de agosto de 1988, se publicó el Decreto-Ley No. 2.464, el cual, además de eliminar a NUCLEBRAS y transferir al Gobierno Federal todas sus deudas, incluyendo aquellas relacionadas con la construcción de Angra II y III, transfirió a FURNAS la responsabilidad de concluir esas plantas. La Exposición de Motivos No. 007/88 también presentó el detalle de las participaciones financieras del Tesoro Nacional y del sector eléctrico para la conclusión de las

obras, para limitar la parte de este último a los costos de la energía generada por la alternativa hidroeléctrica equivalente. Este precepto posteriormente se reafirmó a través del Artículo 3ro de la Ley No. 7.915, del 7 de diciembre de 1989, que estableció que los presupuestos del Gobierno Federal deberían consignar un rubro para complementar los recursos necesarios para la conclusión de las plantas nucleoeléctricas Angra II y III.

Una situación similar ya había ocurrido con Angra I y el Decreto No. 91.985/85, que implantó el reembolso a FURNAS de los gastos por encima de los de la opción hidroeléctrica, a partir de 1986, así como también los desembolsos incurridos en Angra II y III previo a su transferencia a NUCLEBRAS (Decreto No. 86.250/81).

Diversos factores vienen contribuyendo a que el proyecto de las plantas nucleares Angra II y III se haya arrastrado a lo largo de los últimos 16 años. Por ende, la falta de un flujo de recursos en moneda nacional, en una cantidad suficiente para avanzar hasta su conclusión en un plazo normal, puede ser señalada como la principal causa de la situación en que se encuentra esta obra actualmente.

También son diversas las consecuencias derivadas de la falta de recursos, pudiéndose destacar desde un descrédito no solamente nacional sino también internacional, de la capacidad brasileña de construir otras plantas nucleares en el país, hasta el mantenimiento de gastos anuales altísimos con el financiamiento de toda una estructura montada para su realización y que muy probablemente, se va volviendo ineficiente con el pasar del tiempo, sin que se pueda detectar ningún progreso sensible en los servicios ofrecidos. No obstante, no es posible dejar de mencionar que día a día van aumentando y acumulándose los intereses de los préstamos obtenidos en el exterior.



Planta Nuclear de Angra en operación comercial desde enero de 1985

Diversos también son los aspectos positivos de este proyecto, entre los cuales se destacan los siguientes:

- La absorción tecnológica de gran parte del proyecto de las plantas nucleares por la ingeniería brasileña.
- La situación favorable para iniciar el montaje electromecánico de la planta Angra II, si se toma en cuenta que casi el 90% de la construcción civil está concluida y la mayoría de los equipos nacionales y extranjeros ya se encuentran listos y almacenados.
- El costo a ser incurrido para su conclusión es altamente competitivo con cualquier otra solución energética para abastecer el sistema eléctrico de la región sudeste, tomando en consideración su potencia firme de casi 1300 MWe.
- La reducción del riesgo de cortes de energía y la sensible mejoría en la estabilidad del sistema eléctrico

interconectado, en el momento en que entre en operación.

FURNAS, después de un análisis detallado del proyecto, concluyó que se debe concentrar todos los esfuerzos en la conclusión de Angra II solamente, postergando la conclusión de Angra III para cuando se dispusiere de los recursos necesarios. Angra II representa una prioridad irreversible y debe ser terminada en el menor plazo posible, dependiendo su conclusión de una determinación gubernamental relacionada con la obtención de fuentes de recursos en moneda nacional que garanticen el flujo anual necesario para terminar el proyecto en el año 1997.

Corroborando la posición de FURNAS, varios grupos de trabajo constituidos en gobiernos anteriores y también actualmente, llegaron a la misma conclusión. Bajo el Decreto-Ley No.

2464 del 31 de agosto de 1988, FURNAS recibió la encomienda de concluir este proyecto, pero a los casi cinco años de la transferencia de esas plantas a FURNAS, el desarrollo del proyecto continúa estancado. Mientras tanto, en este período la empresa ya ha tenido que sufragar gastos de aproximadamente US\$400 millones. Evidentemente, al seguir esta situación, no solamente no se llegaría a terminar el proyecto sino también se podría inviabilizar a FURNAS empresarialmente. Es por ello que se busca urgentemente resolver esta cuestión sin comprometer a la empresa.

#### 4. DATOS TECNICOS

En su programa de generación nucleoeléctrica, el Brasil optó por las plantas que utilizan como combustible el uranio enriquecido a aproximadamente el 3% y como refrigerante el moderador de agua liviana. En ese sentido escogió reactores de agua presurizada (pressurized water reactors o PWRs).

Las tres plantas, Angra I, II y III, son semejantes en la concepción de su diseño y operación, pero diferentes en sus dimensiones y potencias. Angra I tiene 626 MWe de potencia y cada una de las otras plantas tendrá 1229 MWe, para un total de 3084 MW eléctricos basados en fuentes termonucleares.

La planta nucleoeléctrica PWR tiene tres circuitos fundamentales de agua: el ciclo primario, el ciclo secundario y el sistema de agua de circulación. En el ciclo primario, el calor producido en el reactor por las reacciones nucleares es transportado por el refrigerante a alta presión a los generadores de vapor y allí es transferido al ciclo secundario. En éste último, el calor transferido del ciclo primario se utiliza para vaporizar el agua contenida en los generadores de vapor: el vapor resultante se conduce para expandirse en la turbina, accionando así el

grupo turbina-generador y produciendo energía eléctrica. En el sistema de agua de circulación, el agua de una fuente fría (mar, río, lago o torres de enfriamiento) se utiliza para condensar el vapor que se expandió en la turbina, permitiendo que esa agua condensada sea bombeada a los generadores de vapor y completando de esa manera el ciclo secundario.

## 5. ASPECTOS GENERALES DE LA PUESTA EN MARCHA DE ANGRA I: PROBLEMAS Y SOLUCIONES

La planta Angra I sufrió el impacto de un excesivo número de problemas gerenciales y técnicos (de diseño y de construcción), agravados por largas discusiones con la Westinghouse que culminaron en una acción judicial de FURNAS contra ésta, para la firma del contrato.

Desde el comienzo quedó patente la falta de personal de FURNAS y del órgano concesionario, como también la falta de preparación de la Westinghouse para apoyar una obra con esquema de llave en mano (turnkey). Eso fue agravado por los siguientes factores:

- la planificación y coordinación deficientes entre el diseño, la construcción y la instalación/montaje;
- cronogramas consistentemente no realistas para la terminación y conservación de obras, componentes y equipos;
- administración y almacenamiento inadecuados de materiales;
- demoras en el suministro de repuestos;
- documentación deficiente de garantías de calidad;
- renovación y modificación prácticamente continuas en los diseños de los equipos y sistemas de la planta;
- documentación de diseño deficiente en muchas áreas (especialmente I y

- C y cables eléctricos);
- paquetes de entregas incompletos y fuera de secuencia;
- falta de instalaciones para el personal de operación;
- predominio del mantenimiento correctivo sobre el preventivo; etc.

El programa para la puesta en marcha sufrió demasiadas interrupciones (programadas, forzadas o hasta inadvertidas) frente a la indisponibilidad de los equipos y sistemas de la planta.

El diseño conceptual de Angra I (básicamente un diseño de los años setenta, cuando la industria nuclear perseguía reducir costos para competir con las plantas a carbón, sin prestar la debida atención a conceptos básicos como la operabilidad y mantenibilidad) contribuyó al agravamiento de esos problemas.

Los siguientes factores contribuyeron al considerable retraso producido en el programa de arranque de la planta:

- Necesidad de una limpieza más cuidadosa y extensiva de las tuberías de acero inoxidable del ciclo primario, teniendo en cuenta las condiciones ambientales en que se encontraban instaladas, ante la citada construcción civil simultánea.
- Incumplimiento de normas, emitidas después de la suscripción del contrato, destacándose las del almacenamiento y mantenimiento del inventario de equipos (mayor ocurrencia de defectos, principalmente en los equipos eléctricos y electrónicos).

### Modificaciones y Falta de Definiciones de Diseño

Hubo constantes paralizaciones en la provisión de los servicios de construcción y puesta en marcha, frente a las

innumerables faltas de definiciones de diseño y las continuas modificaciones del mismo. Tales modificaciones se originaban no solamente en el terreno sino también provenían de los diseñadores estadounidenses, llevando a retrasos notorios en la programación a cumplirse.

### Modificaciones de Diseño

Angra I, en sus fases de puesta en marcha y operación comercial inicial, sufrió sucesivas paradas para mantenimiento correctivo, obligando a FURNAS a implementar un intensivo programa de modificaciones, con miras a corregir definitivamente las deficiencias técnicas más significativas, así como para dotar a la planta de una mayor confiabilidad operativa. Con el accidente en la planta de Three Mile Island (TMI 2), producido el 28 de marzo de 1979, la CNEN requirió modificaciones adicionales en el diseño de Angra I.

Durante las diversas paradas forzadas fueron reparados, reconstruidos, mejorados, sustituidos o agregados importantes equipos de la planta, con resultados ampliamente satisfactorios en cuanto al desempeño de la seguridad y confiabilidad operacional. Todo esto arrojó un alto índice de desempeño, con resultados compatibles con lo alcanzado por plantas similares en todo el mundo. De esas paradas forzadas, las de mayor significación eran:

- las de mantenimiento después del 30% de carga, para modificar los separadores de humedad y realizar inspecciones para detectar corrientes parasitarias en los tubos de los generadores de vapor y reparar los grupos de generadores a diesel de emergencia (del 18 de junio de 1982 al 5 de marzo de 1983);
- mantenimiento después del 50% de carga, para modificar los generadores

de vapor y remover las mangas térmicas de las entradas del ciclo primario (del 15 de abril al 3 de noviembre de 1983);

sustitución del transformador auxiliar T1A1, del motor de la bomba de agua de circulación 1B y del transformador de servicio T1A2 y reparación de las válvulas de alivio del sistema de remoción del calor residual (del 4 de marzo al 21 de abril de 1984);

- reconstrucción de las bombas centrífugas de carga y los grupos generadores a diesel de emergencia (del 28 de mayo al 27 de agosto de 1984);

- reparación de la bobina quemada del estator del generador eléctrico principal (del 10 de diciembre de 1986 al 27 de marzo de 1987);

- reconstrucción del estator del generador eléctrico principal (del 24 de junio de 1987 al 26 de octubre de 1988); y

- las dos paradas para revisión general y recarga del combustible (realizadas en los períodos del 3 de enero al 20 de noviembre de 1986, cuando se hizo la retubación de los condensadores principales, y del 30 de septiembre de 1989 al 16 de enero de 1990).

La mayor parte de los problemas técnicos de Angra I aparecieron durante la puesta en marcha y el inicio de la operación comercial. A continuación están descritos aquellos que causaron los mayores impactos en la planta:

#### Deficiencias de diseño y construcción

Se detectaron diversas deficiencias importantes referentes al diseño y construcción de la planta, especialmente aquellas relacionadas con la instalación de los cables eléctricos y de la instrumentación, tales como la separación de cables y la sobrecarga de las bandejas de cables.

#### Vibración inducida en los tubos de los generadores de vapor

Este es un problema genérico observado en los GVs modelos D2 y D3 (plantas de Ringhals 3 en Suecia, Almaraz 1 en España y McGuire 1 en los Estados Unidos), causado por la configuración inadecuada del dispositivo original de distribución de flujo de agua de alimentación principal, que llevaba a caudales con velocidades por encima de la crítica para la excitación fluido-elástica y turbulencia en la boca de entrada, lo cual provocaba una excesiva vibración inducida en los tubos de esa zona, que giran con las respectivas placas de soporte, desgastándose a un ritmo muy alto y presentando fugas entre el ciclo primario y el secundario.

El programa de incrementos de potencia quedó limitado por la CNEN al escalón del 30% de carga (más tarde fue liberado para el 50% por 1000 horas).

El problema detectado antes de la carga inicial del núcleo solamente fue corregido por la Westinghouse cerca de dos años después, en 1983, debido al tiempo necesario para calificar el nuevo dispositivo de distribución de flujo (el múltiple) y la prioridad de atención negociada con la Westinghouse. Angra I estuvo fuera de servicio entre el 15 de abril y el 3 de noviembre de 1983 (202 días) para modificar los generadores de vapor, remover las mangas térmicas de las entradas del ciclo primario y corregir otros problemas de diseño.

Los costos de instalación de los nuevos dispositivos de distribución de flujo (múltiples) quedaron en su mayor parte a cargo de la Westinghouse (período de garantía) con la siguiente distribución:

##### a. Responsabilidad de la Westinghouse

- El dispositivo de distribución de flujo completo.

- Todas las herramientas especiales usadas en la instalación.
- Toda la mano de obra especializada en este servicio.
- Consumibles.

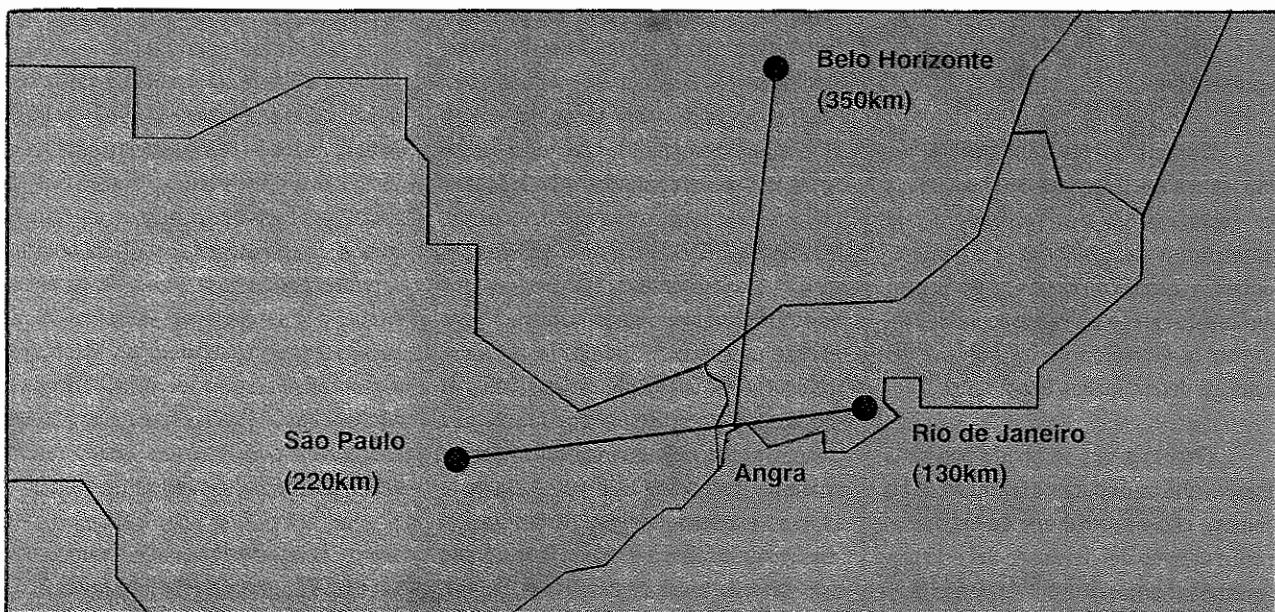
#### b. Responsabilidad de FURNAS

Todo el soporte de campo, tal como la preparación del área de servicio, andamios, transporte, alojamiento, alimentos, etc.

Los costos adicionales incurridos por la modificación a cargo de FURNAS se refieren a: 1) inspecciones visuales periódicas de la estructura del múltiple por medio de fibra óptica o minicámaras de televisión y videograbadoras y 2) programas de monitoreo de las fluctuaciones de la presión del agua de alimentación principal.

#### Fugas por los condensadores principales

Después de adoptar para el ciclo secundario de Angra I el tratamiento AVT (all-volatile treatment), hubo necesidad de un control rígido de sus parámetros químicos y severas restricciones en cuanto al ingreso de contaminantes en el ciclo. Eso se hizo necesario para evitar el fenómeno de abolladura (denting) en los tubos de los generadores de vapor. El control químico del ciclo secundario se volvió difícil de implementar en Angra I, debido a las constantes fugas del agua de circulación (contaminación con cloratos) dentro de los condensadores principales y el diseño de esos condensadores, que incluían conexiones de cobre en el grupo de tubos (contaminación con cobre). Cada uno de los dos condensadores, conteniendo 23.184 tubos de bronce-aluminio y 828 tubos de Cu-Ni 70-30, era responsable de cerca del 70% del cobre transportado a cada generador de vapor.



Además, en el interior de los tubos se presentaban incrustaciones de percebes (microorganismos crustáceos), frente a la frecuente indisponibilidad del sistema de cloración del agua de circulación. Los percebes bloqueaban parcialmente el diámetro interno de los tubos de los condensadores, elevando la velocidad del flujo y produciendo un proceso de erosión-corrosión localizada, que resultaba en fugas en los tubos de bronce-aluminio. En los tubos de Cu-Ni no se presentaba ese problema.

El problema fue agravado por otras dificultades, tales como las deficiencias en el sistema de muestreo del pozo caliente y en las válvulas de aislamiento de las cajas de agua.

Los condensadores fueron retubados con 24.012 tubos de titanio, se instalaron placas antivibración adicionales y se sustituyeron los espejos convencionales por otros del tipo de ranura interna (internally grooved) con un sistema especial de presurización interna, con miras a volverlos a prueba de fugas. Fueron instalados un sistema de limpieza continuo (TAPROGGE) y un sistema de filtraje, para, junto con el sistema de cloración, mantener el interior de los tubos libre de percebes. La instalación de

esos dos sistemas exigió modificaciones estructurales extensas en la base del edificio de la turbina-generador. Angra I estuvo desconectada cerca de seis meses durante el período del 3 de enero al 20 de noviembre de 1986 (323 días) para ese servicio, junto con la parada para la revisión general y la recarga de combustible.

El costo total de las modificaciones en los condensadores principales fue del orden de US\$13,7 millones.

### **Problemas de lubricación de los grupos generadores a diesel de emergencia**

La planta estuvo fuera de servicio entre el 18 de febrero de 1982 y el 5 de marzo de 1983 (265 días), debido a la indisponibilidad de los motores a diesel marca Fairbanks Morse modelo 38 TD 8 1/8 de los grupos generadores de emergencia (2 grupos de 2850 kW de potencia continua cada uno).

En los motores diesel se presentaron varias fallas del tipo común, relacionadas con la lubricación (lubricación deficiente de los pinos de conexión de las bielas con los

pistones, junto con la tendencia del lubricante utilizado -LUBRAX MD-400- a formar una excesiva espuma).

Se realizaron varias modificaciones en el sistema de lubricación de los motores, principalmente para atender los servicios de partida rápida y el aceite nacional fue sustituido por un producto importado (Shell Caprinus R-40), con miras a mejorar la lubricación de los motores.

Ese problema terminó por convencer a FURNAS que se debería importar el aceite lubricante no solamente para los motores a diesel de emergencia (aceite Shell Caprinus R-40) sino también para todos los equipos relacionados con la seguridad (aceites Exxon Terestic), y que se tenía que establecer un rígido programa de análisis de todos los aceites lubricantes de la planta, y de monitoreo de su desempeño.

### **Fallas en el generador eléctrico principal**

El generador eléctrico principal de Angra I, del tipo enfriado al interior por hidrógeno (hydrogen inner-cooled), fue

fabricado en 1974, entró en servicio en abril de 1982 y operó prácticamente a carga parcial por cerca de 13.400 horas antes de su primera falla.

Durante la revisión general de 1986, se realizó la prueba de impactos, la cual debería haber sido realizada por la Westinghouse en la fábrica o durante el montaje, y como consecuencia de la cual habrían sido agregados varios soportes para prevenir la vibración de las bobinas del estator en determinadas frecuencias.

Debido a que se olvidó una cinta adhesiva (utilizada durante la pintura de las bobinas), ésta obstruyó uno de los ductos de enfriamiento del devanado del estator y se quemó la barra estatórica del fondo de la ranura No. 7 (fase A) del devanado de la armadura, provocando así la desconexión de la planta pocas horas después de haber alcanzado el 100% de carga al entrar nuevamente en operación (10 de diciembre de 1986), por actuación del relé 64-G1 (protección contra una falla a tierra en el devanado del estator del generador eléctrico principal). Los servicios de reparación consistieron en la sustitución de la barra estatórica afectada junto con varias otras barras vecinas del fondo (Nos. 6 a 17) y de la parte superior (Nos. 4 a 17), las cuales fueron retiradas para permitir el acceso al área de la falla. La planta fue desconectada del 10 de diciembre de 1986 al 27 de marzo de 1987 (108 días).

El 24 de junio de 1987, al totalizar cerca de 14.625 horas de operación en carga prácticamente parcial, se produjo una nueva desconexión de Angra I por la actuación del relé 64-G1, cuando la planta generaba 520 MWe (80% de la potencia en el reactor). Se constató que se había producido una falla a tierra en la barra del fondo del devanado de la armadura en la base de la ranura No. 20 del estator del generador, junto al extremo del excitador. Cerca de 10 kg del material fundido (a 1400-1500°C) de la laminación de la arma-

dura, en una extensión de aproximadamente 96 cm y una profundidad de 4 cm, fueron expulsados del fondo de la ranura No. 20 por el flujo de hidrógeno.

La Westinghouse sacó todas las 96 barras estatóricas e importó cerca de 1/5 del laminado del núcleo, para sustituir las partes dañadas. FURNAS contrató a Siemens/KWU para desmontar, rediseñar y reconstruir el nuevo estator, así como para efectuar un análisis básico de la causa del accidente. Además de la evaluación de la Westinghouse, FURNAS contrató a una compañía altamente especializada y perita, Forensics Technologies Corp. (FTI), para realizar inspecciones y una evaluación (análisis de la falla) independientes, a fin de determinar la causa de la falla del estator. FURNAS también contrató al Centro de Investigaciones de Energía Eléctrica (CEPEL), para efectuar pruebas del aislante e inspeccionar las barras estatóricas, medidas en las rebabas del laminado y en la resistencia del aislamiento y análisis químico del barniz aislante interlaminal.

El desmontaje y los pruebas del laminado y de las barras estatóricas identificaron innumerables anomalías (cerca de 35 tipos diferentes de anomalías en el laminado sacado del estator y más de 250 anomalías diferentes en 220 laminados seleccionados para la inspección detallada).

Las inspecciones y la evaluación independientes constataron serias deficiencias de fabricación, un inadecuado control de calidad y un montaje inapropiado del laminado por la Westinghouse. El poco espesor y la muy baja resistencia eléctrica de la capa de barniz aislante (ortofosfato de aluminio) del laminado fueron considerados como la principal causa de la falla del estator. Se concluyó básicamente que el generador había sido fabricado con un laminado de calidad inferior y montado de manera inadecuada, por debajo de las normas establecidas. De esa manera, la capacidad del generador tal como fue cons-

truido (as built) no respondió a su capacidad de diseño.

La planta permaneció fuera de servicio entre el 24 de junio de 1987 y el 26 de octubre de 1988 (488 días) para permitir el desmontaje, inspección, evaluación de causas, y la toma de decisión en cuanto a su reparación (en este caso FURNAS optó por el rediseño y reconstrucción de un nuevo estator por la Siemens), fabricación de nuevas barras estatóricas en Alemania, preparación del laminado en la fábrica de la Siemens en São Paulo, remontaje y pruebas del generador. El costo total quedó en alrededor de US\$7,1 millones.

Cabe señalar que el tiempo necesario para las reparaciones de Angra I casi siempre superó lo normal, no solamente debido a la falta de soporte local (por cuanto la industria y las empresas de ingeniería brasileñas no tenían experiencia previa en la rama) sino también porque el diseño de la planta no contemplaba una adecuada disposición de espacio para los trabajos de mantenimiento. El soporte del fabricante, de las empresas proveedoras y de las empresas consultoras se caracterizó siempre por ser una tarea difícil y demorada, teniendo en cuenta no solamente las grandes distancias involucradas (Estados Unidos y Europa) sino también las dificultades locales con los trámites gubernamentales para contratar e importar servicios, equipos y repuestos.

El programa de modificaciones en Angra I todavía prevé para los próximos años la instalación, cambio, reparación o mejoría de algunos equipos y sistemas importantes de la planta, a ser efectuados durante las paradas de revisión general y recarga de combustible.

## 6. ANGRA I: SITUACION ACTUAL

- Angra I ha operado como planta de base a aproximadamente el 50% de su capacidad, por solicitud del despa-

- cho de carga. Se explica este modus operandi por el costo operacional menor de las plantas hidroeléctricas, por la utilización total de energía generada por la planta de Itaipú (12.600 MWe) y también por el reducido ritmo de crecimiento de la demanda de energía eléctrica, en función de la crisis económica que el país vive desde la última década.
- El factor de disponibilidad equivalente presentado hasta el momento se encuentra en valores elevados, resultado de las diversas mejorías de seguridad y confiabilidad operacional reimplantadas a lo largo de las últimas paradas realizadas para la recarga, revisión y mantenimiento de la unidad. Esto permitió a Angra I tener un desempeño igual, o mejor, que el promedio de las plantas similares en todo el mundo.
  - En el primer bimestre de este año, la planta se encuentra aproximadamente a la mitad del ciclo 4. Algunos elementos combustibles presentan fallas en el camino conforme se observó en función de la alteración de los parámetros de actividad relacionados con el fluido del sistema de agua de refrigeración del primario. Estos parámetros todavía están dentro de los límites de las especificaciones técnicas y por lo tanto permiten la continuidad operacional hasta la próxima parada para la recarga. Exigen, sin embargo, una mayor vigilancia y la posible planeación de una interrupción en la operación del ciclo con el objetivo de inspeccionarse y posiblemente cambiar los elementos afectados para entonces reiniciar la operación y concluir la utilización energética del combustible.
- A principios del mes de marzo, las cifras monitoreadas alcanzaron valores en que se recomendaba la planeada reducción de carga y la desconexión dentro de una semana, para inspeccionar los elementos combustibles.

Por eso, el pasado 5 de marzo, se efectuó la desconexión planeada. En la actualidad, se están programando las actividades a ser realizadas como parte de las tareas de inspección de los elementos combustibles y retorno de la unidad al sistema eléctrico.

## 7. PERSPECTIVAS FUTURAS DE LAS CENTRALES NUCLEARES

### El Plan 2010 de ELETROBRAS

El documento más reciente de planeamiento para el sector eléctrico (Plan 2010) prevé, para atender la demanda así configurada, un programa de generación predominantemente hidroeléctrico, principalmente en los años iniciales, con la implantación posterior, a ritmos crecientes, de programas termoeléctricos basados en el carbón mineral y en la energía nuclear, en vista del agotamiento del potencial hidráulico más favorable al final del periodo en cuestión.

El Plan 2010 está concebido con dos principales características que deben ser destacadas:

- La masiva instalación de centrales hidroeléctricas en la región norte, lo que aumentará la importancia de las interconexiones entre regiones.
- La transmisión de grandes bloques de energía, a través de largas distancias, de la región norte al sudeste y noreste.

Este plan, con seis plantas nucleares entrando en operación hasta el año 2010, ofrece condiciones para preservar y ampliar la capacitación tecnológica ya adquirida, pues asegura un nuevo ritmo de continuidad que viabilizaría la infraestructura ya montada para el ciclo de combustible, mantendría los equipos de ingeniería y aseguraría a la industria un nivel mínimo de

**Después del año 2010, con el potencial hidroeléctrico firme prácticamente agotado, la generación térmica aumentará considerablemente mediante el uso del carbón y de la energía nuclear**

pedidos, para poder mantener la infraestructura industrial inherente y específica para la fabricación de equipos y componentes nucleares.

Sin embargo, existen restricciones de diferente índole que pueden llevar a la no consecución de estos objetivos; por ejemplo:

- Los organismos internacionales de financiamiento, para los cuales se preve un papel importante en la política de recuperación del sector eléctrico, deberían aumentar aún más sus exigencias para la liberación de recursos, en nombre de los factores ecológicos.
- En el campo técnico, no se puede afirmar que los problemas de transmisión de grandes bloques de energía por distancias muy largas estén, en la práctica, solucionados.

Teniendo en cuenta las posibles restricciones para la consecución de estos objetivos, el Plan 2010 admite la posibilidad de otro escenario para atender la demanda, donde la participación nuclear en el año 2010 sería de 18 unidades, incluyendo Angra I, II y III.

Después del año 2010, con el potencial hidroeléctrico firme prá-

ticamente agotado, la generación térmica aumentará considerablemente mediante el uso del carbón y de la energía nuclear. Bajo esta hipótesis, se vuelve de máxima relevancia el papel que debe desempeñar la generación nuclear.

Sin embargo, para que un programa de implantación de plantas nucleares sea viable, es preciso adoptar una estrategia de ejecución, ya que no se trata de una tecnología consolidada en el país. En este caso, no se puede prever la interrupción del proceso por algunos años, de acuerdo con las circunstancias políticas; porque un programa no continuo inviabiliza la participación significativa de la ingeniería e industria nacionales, la formación y mantenimiento de equipos técnicos competentes y, en consecuencia, la implantación plena de la nueva tecnología.

## 8. CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta las consideraciones anteriores, no se debe pensar que, por ser 2010 un horizonte distante, todavía hay mucho tiempo para tomar decisiones. Considerando que es necesario un período de gestación de más de 10 años, desde la toma de decisiones hasta la entrada en operación de una planta nuclear, se debe enfatizar la necesidad de decidir sobre las próximas plantas, aún en el escenario bajo

para la participación nuclear indicado en el Plan 2010.

La concientización mundial sobre los problemas del medio ambiente derivados de la contaminación atmosférica proveniente de la quema de combustibles fósiles como el carbón y el petróleo, que producen lluvias ácidas y el llamado efecto invernadero, así como la cada vez mayor resistencia de las poblaciones a los proyectos hidroeléctricos que se apropián de tierras cultivables y que provocan el desalojamiento de un gran número de personas, sin duda ha aumentado en los últimos meses a nivel mundial e influenciará las decisiones políticas sobre el desarrollo energético de los países, incluso el Brasil. Al mismo tiempo, servirá para colocar, en condiciones de igualdad, las diversas soluciones energéticas, sea por consideraciones económicas –mayores costos de instalación de las centrales térmicas convencionales por la introducción de onerosos sistemas de limpieza de los gases de combustión, mayores indemnizaciones a las poblaciones desalojadas por las represas hidráulicas y mayores inversiones en la reforestación y en el desarrollo agrícola en las áreas sustituidas por las apropiadas– o sea por consideraciones de riesgo ambiental que hasta ahora eran una carga soportada únicamente por la solución nuclear. ☀

# Nuclear Power Development in Brazil: Problems and Options

*Jaime Ribeiro de Lacerda\**

## SUMMARY

Nuclear energy activities in Brazil began after the second world war, with basic research in the field of uranium enrichment.

Brazil has vast water resources and, at present, hydropower plants account for more than 90% of the country's installed capacity, close to 52,000 MW, including the installed capacity of the Itaipú power station (12,600 MW).

Nevertheless, the hydro potential that can be tapped economically in the southeast and midwest regions will be depleted within a few years. This would require the search for alternative sources for these regions.

In 1968, the Brazilian Government decided to pave the way for nuclear power production, in order to provide the national power sector with the opportunity to accumulate know-how about this modern technology and acquire experience to meet possible future needs.

Since at that time an increase in thermoelectric complementation in the

area of Rio de Janeiro had already been planned, it was decided that this increase would be based on nuclear power, by building a first plant of about 600 MW.

The nuclear program, limited initially to Angra I, was substantially enlarged in 1975, as a result of the Nuclear Power Cooperation Agreement between Brazil and the Federal Republic of Germany. Pursuant to this Agreement, in July 1976, FURNAS made arrangements for the purchase of two additional units, of about 1,300 MW each.

In 1976, excavation for Angra II was begun. The schedule for commissioning these stations was five years for Angra II and six years for Angra III. Nevertheless, these time periods were extended a great deal due to various delays as a result of additional requirements for the termination of the foundations of Angra II, various alterations in the nuclear sector's organization, and above all financial problems.

The current situation is not well-defined. As specified in the present article, Brazil already had a nuclear program, but each revision of the country's

\* Assistant to the Board of Directors, General Coordination of Thermonuclear Power Production, FURNAS Power Stations, Brazil

power sector has reduced the share of nuclear power. Today, Angra I is operating, and Angra II is in the process of being implemented. Bearing in mind various political, environmental, energy, and other aspects involving society and the scientific community, a decision was made by the President of the Republic. The economic resources have already been allocated and only remain to be issued.

## 1. INTRODUCTION

Nuclear power activities in Brazil began after the second world war, with initial basic research in the field of uranium enrichment. The formulation of a nuclear power policy started in 1951, with the creation of the National Research Council (CNP), thanks to the joint actions of Professor Carneiro Felipe and Admiral Alvaro Alberto.

The idea of building a nuclear power plant arose for the first time in 1956 when the American and Foreign Power Company (AMFORP), a former U.S. holding company, which until 1965 controlled various electric power concessions that have since been nationalized, considered installing a small nuclear power plant (110 MWe) near Cabo Frio for one of its concessions, the Brazilian Electric Power Company (CBEE) of the State of Rio de Janeiro. The project ended up by being abandoned. With the creation of the National Nuclear Power Commission (CNEN) on October 10, 1956, a project aimed at installing a nuclear power plant with a capacity of 150-200 MWe emerged. It was to be located on the banks of Mambucaba River, in the State of Rio de Janeiro. In December 1959, the Mambucaba Project Superintendence was created. A consortium of national and foreign companies was placed in charge

of the detailed studies. These studies were abandoned because the site was unsuitable and the country was experiencing a difficult economic situation.

During the following period, the CNEN started to gear the studies toward larger nuclear power plants (on the order of 300 MWe) and came up with a report on the site's installation selection. At this date, however, nothing concrete occurred with respect to the installation itself, notwithstanding the establishment in 1965 of a Committee for Studying Power Reactors, which disappeared shortly thereafter. This phase was characterized by the fact that, except for the small AMFORP project, since 1956 no other attempt to build a nuclear power plant in Brazil has been directly linked to the country's national energy sector plans. These were isolated efforts in which the construction and operation of the nuclear plants would have remained outside the hands of electric power concession-holders, who would have been empowered only to purchase the energy generated to distribute it without any intrusiveness in their planning and implementation.

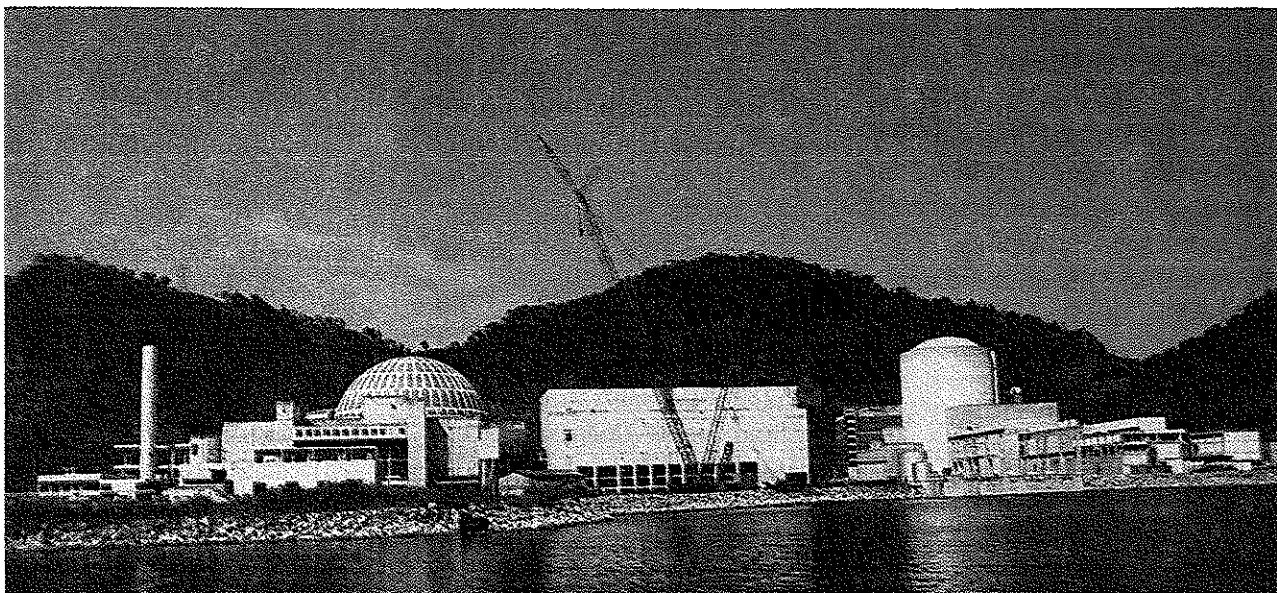
## 2. ANGRA I

In 1967, the Federal Government took decisive steps to promote the country's nuclear power program through a project already duly incorporated into the national generation expansion plan, implemented and operated by the electric power utilities. These decisive steps coincided with the transfer of the CNEN to the Ministry of Mines and Energy and the decision to put ELETROBRAS, created on June 11, 1962, in charge of building and operating the nuclear power plants to be deployed by the Federal Government. Afterwards, on June 22, 1967, a Special

Working Group was set up, composed of representatives of the Ministry of Mines and Energy, the CNEN, ELETROBRAS, and the National Security Council. This led to a Collaboration Agreement between CNEN and ELETROBRAS in order to regulate the jurisdiction and duties of these two entities regarding Brazil's nuclear power program. This Collaboration Agreement, signed on April 26, 1968, entitled ELETROBRAS to design, build, and operate nuclear power plants, a responsibility that had previously been granted to CNEN by Law No. 4118 of August 27, 1962. It also empowered this utility to grant its subsidiaries these responsibilities, thus creating definitively the groundwork for the installation of the country's first nuclear power station in commercial operation and integrated into the current electric power system.

The above-mentioned Working Group also recommended that, in view of the need to increase thermal generation on the order of 500 MWe in the country's southeastern region by the mid-seventies, the use of nuclear power be considered instead of conventional thermoelectric power, in accordance with the forecasts of the CANAMBRA Report (a complete survey of the southeastern region's energy resources by a group of Canadian, American, and Brazilian consulting firms). This nuclear power plant would respond to the dual objective of complementing regional electric power needs and creating in the country the preliminary conditions to acquire technical experience in the field of nuclear power.

At this same time, from April to June 1968, the International Atomic Energy Agency (IAEA) sent to Brazil a group of American, English, Canadian, and Swedish specialists, headed by J.A. Lane. These experts, along with engineers from



Angra Nuclear Power Station is close to the major Brazilian consumer markets

CNEN and ELETROBRAS, prepared the well-known Lane Report on "Nuclear Power for the Central-South Region of Brazil". This document provided the basis for initial negotiations undertaken to implement the first nuclear power plant in Brazil. ELETROBRAS delegated the responsibility of building this first nuclear plant and locating it in the southeastern region to FURNAS Power Stations, the largest subsidiary of ELETROBRAS created on February 28, 1957, bearing in mind that FURNAS's electric power system had dimensions that were compatible with the installed capacity of the scheduled plant (close to 600 MWe).

In early 1969, FURNAS began the project's preparatory phases, which consisted of: site selection; selection of the company to manufacture the reactor, as well as the plant's supplier and assembler (through an international bidding process conducted in 1970-1971); and the selection of the company responsible for building the civil works (through a national bidding process conducted in July 1972 among pre-selected companies).

The studies performed to choose the site of the first nuclear plant relied on the technical advisory services of the Nuclear Utility Services Corporation (NUS), the Weston Geophysical Research Inc., and Professor George Kirsch of the Geosciences Department of Cornell University and were based on CNEN standards for the "Selection of Sites for Installing Power Reactors." These studies were brought together in the Preliminary Report on the Security Analysis (RPAS) of the Plant (submitted to the CNEN in order to obtain approval for the site and later to obtain the license for building the plant). The most favorable site turned out to be Itaorna Beach, in the Municipality of Angra dos Reis, in the State of Rio de Janeiro, close to the country's largest consumer markets: 130 kilometers from Rio de Janeiro, 220 kilometers from São Paulo, and 350 kilometers from Belo Horizonte.

The American company Westinghouse was awarded the contract for building the Angra I Plant, including the design, supply, and erection of the facilities

and the commissioning of the plant under a turnkey scheme. Project activities were subcontracted to Gibbs & Hill Inc. of the United States and to Promon Engenharia S.A. of Brazil. A partnership with the Brazilian Engineering Firm (EBE) was set up to ensure the electromechanical activities. Supply of the steel containment vessel and implementation of the civil works not included in the Westinghouse contract were directly contracted out by FURNAS to Chicago Bridge & Iron Co. and the Norberto Odebrecht S.A. (CNO) company, respectively, by means of specific bidding processes for these purposes. The first load of nuclear fuel was manufactured by Westinghouse under a separate contract with FURNAS. Since then, the uranium has been purchased by Westinghouse from NUFCOR of South Africa, its conversion in UF has been contracted out to BNFL of England, and its enrichment contracted out to the U.S. Department of Energy (DOE). The subsequent reloading was directly contracted out to NUCLEBRAS, now Brazilian Nuclear Industries (INB), with fabrication partially done in Germany and the rest in Brazil.

On August 17, 1970, FURNAS obtained ownership of the Angra I area and immediately started the work of preparing the site for construction.

Angra I has played an important role in supplying reactive power to the areas near large load centers, thus contributing to the increased reliability of the interconnection of the south and southeastern regions and to the stability of the interconnected power system.

### 3. ANGRA II AND III

The Angra II and III plants were planned within an energy-economic context that has prevailed since the first oil shock, at the end of 1973. On this occasion, at the power sector planning level, the following major conditions prevailed: knowledge of the country's hydraulic potential was limited; the assumptions about the economy's growth rate and therefore about the demand for electric power were very high; and nuclear power generation cost estimates were very low. Under these conditions, the ELETROBRAS's so-called Plan 90 estimated that the southeastern region's hydraulic potential would be depleted around 1990 and forecast that, by that date, a large share of thermal generation, predominantly of a nuclear origin, would have to be installed. Plan 90 outlined a market for nuclear power plants on the order of 1,200 MWe, with a minimum of four and a maximum of eight plants by the year 1990, in addition to Angra I, which FURNAS had already awarded to Westinghouse. Nevertheless, the Plan admitted the hypothesis of modifications in the scenario and only defined the commissioning of the first two plants, Angra II and III, to be concluded in 1982 and 1983, respectively.

At the beginning of 1974, the Federal Government decided to implement an important nuclear program in order to develop its own nuclear technology to meet the demands of the power market. In that year, the Ministry of Mines and Energy started reorganizing the nuclear power sector's legal and administrative framework. The sector's industrial activities, which were being developed by the Brazilian Nuclear Technology Company (CBTN), were transferred by Law No. 6.189 of December 16, 1974 to the Brazilian Nuclear Utilities (NUCLEBRAS) and its subsidiaries, and the CBTN disappeared. Tasks were assigned to NUCLEBRAS and its subsidiaries, and they were given by the Federal Government a virtual monopoly over nuclear development: nuclear mineral exploration, nuclear mining, its product and metallurgy, the implementation of the complete cycle of nuclear fuels, and plant design.

In June 1974, FURNAS was authorized to build a second nuclear plant in Itaorna. A year later, it was decided that a third nuclear plant would be added to the power system on the same site. For Angra II and III, Brazil opted for the purchase of facilities from Kraftwerk Union AG (KWU) of the Federal Republic of Germany.

On June 27, 1975, the Governments of Brazil and the Federal Republic of Germany entered into a Nuclear Cooperation Agreement, in order to regulate the cooperation between their two countries in the field of peaceful use of nuclear energy. They also signed an Industrial Cooperation Protocol, which envisaged the implementation of this Agreement through specific measures for each cooperation area. The Agreement involved the construction of eight nuclear powerplants and provided that all the technology for

their development in this sector would be gradually replaced by similar national technology, in order to enhance the nationalization of the facilities used.

On July 22, 1976, FURNAS concretized the purchase of Angra II and III from KWU. These were the first two plants out of the total of eight envisaged by the Brazil-Germany Nuclear Agreement.

The Angra Nuclear Power Station, comprising three plants and their related facilities, by a National Congressional Law, was later given the name Admiral Alvaro Alberto Nuclear Station (CNAAA) to render homage to this great pioneer of nuclear energy in Brazil.

For Angra II and III, FURNAS drew up a contract with KWU for the basic project, the supply of imported equipment, supervisory services, erection, and commissioning, whereas FURNAS was given overall responsibility for the project and its final assurance. The subsidiary firm Nuclebras Engenharia S.A. (NUCLEN) was in charge of terminating the basic project under the supervision of KWU and of supplying the national equipment. The civil works of Angra II were contracted out to the Norberto Odebrecht Construction Firm (CNO) and the supply and erection of the steel containment vessel to Confab Industrial S.A. In 1982, NUCLEBRAS contracted out the works of Angra III to the Andrade Gutierrez Construction Firm (CONSAG).

In 1976, excavation for Angra II began, and in June 1977 the construction of the foundations on piles began.

During the construction phase of Angra II, a series of difficulties arose because of the technology's complexity,

short time schedule, and a concession-granting process based on different models, one from the concession-holding firm (American model) and the other from the building firm (German model). These difficulties contributed to preventing the goals that were originally established from being achieved. Alongside this, the energy assessments conducted in the electric power sector indicated that the scenario forecast for the eighties would be substantially modified: the demand for electricity would not grow at the high rates that had been predicted; the cost of nuclear power plants were much higher than estimated; power capacity was reappraised and turned out to be much higher; and it was even technically possible to transport large blocks of energy over long distances. These factors jointly undermined the assumption of a mass need for nuclear power in the nineties, an assumption that had been the driving force behind the establishment of the Brazilian Nuclear Program, which had envisaged the deployment of a complete set of nuclear facilities in the country.

In 1981 and 1982, despite a new outbreak of the country's financial crisis, the resources needed to implement the project were obtained, both in terms of approval for the regulatory limits along with the recently created SEST and in terms of the resources themselves, including participation by the National Treasury. Beginning in 1983, the budget allocations approved for NUCLEBRAS not only were above and beyond the needs of the physical projects of Angra II and III, but also accelerated the process of reducing the involvement of National Treasury resources. Interruptions in the pace and sequence of the plants' implementation once again led to schedule extensions and required the renegotiation of contracts for the supply of goods and services and,

keeping the previously fixed costs, sent financial costs soaring. After 1985, the resources available for the project only covered slightly more than the fixed costs and did not permit the projects to effectively move ahead toward the critical phase; this in turn required a new schedule to be established every year in order to terminate the project.

The aggravation of this situation led to the creation, in May 1988, of an Interministerial Working Group, promoted by the General Secretariat of the National Security Council and comprised of representatives of the Ministries of Mines and Energy and Finance, SEPLAN, CNEN, and the SG/CSN itself, in order to create conditions that would facilitate terminating the construction of Angra II and III.

The Group observed that the solution to the problem lay in the establishment of a multiannual guaranteed financial scheme for the project. The final document of the works indicated that the mere transfer to FURNAS of the Angra II and III Plants, without the appropriate allocation of resources, would not guarantee the construction's feasibility within suitable time schedules in view of the financial crisis experienced by the power sector in implementing its expansion plan. Moreover, it was emphasized that, if FURNAS was given the responsibility for building these plants and if technical, political or financial events occurred that prevented their termination within appropriate time periods, the company should be protected from financial cost overruns, since it would have no corresponding earnings from the sale of energy.

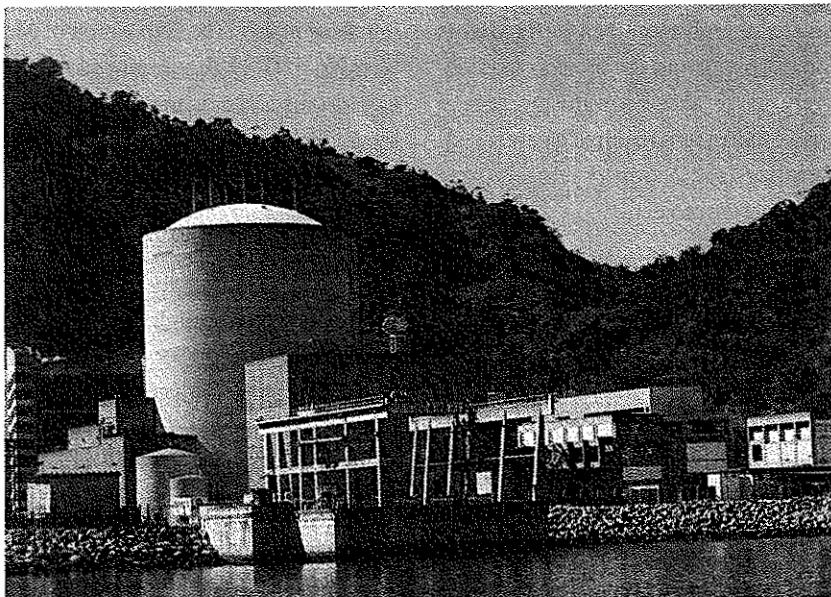
On August 31, 1988, Decree-Law No. 2.464 was published. It not only eliminated NUCLEBRAS and transferred all its liabilities to the Federal Government,

even those related to the construction of Angra II and III, it also transferred to FURNAS the responsibility of concluding these plants. The Exposition of Motives No. 007/88 also displayed the specific details of the financial involvement by the National Treasury and the power sector for concluding the works, in order to limit the share of the latter to the costs of the energy generated by the equivalent hydropower alternative. This principle was later ratified through Article 3 of Law No. 7.915 of December 7, 1989, which provided that the budgets of the Federal Government should designate an entry for complementing the necessary resources to conclude the nuclear power plants of Angra II and III.

A similar situation had already occurred with Angra I and Decree No. 91.985/85, which provided for the reimbursement to FURNAS of expenditures that were higher than those stemming from the hydropower option, beginning in 1986, as well as the disbursements incurred in Angra II and III prior to their transfer to NUCLEBRAS (Decree No. 86.250/81).

Various factors have been contributing to the continuous delays of the nuclear power plants Angra II and III over the last 16 years. Finally, the lack of resources in national currency in an amount sufficient to lead to their termination within a normal time period is the principal cause for the project's current situation.

There are also various impacts stemming from this lack of resources, including the loss of both national and international credibility in Brazil's capacity to build other nuclear plants in the country and extremely high annual expenditures for an entire structure erected



Angra Nuclear Power Plant in commercial operation since January 1985

for implementing nuclear projects, which will probably become inefficient over time, without detecting any appreciable progress in terms of services delivered. In addition, we cannot fail to mention that the interests on foreign loans grow day by day and continue to accumulate.

There is also a wide variety of positive aspects to this project, among which the following should be emphasized:

- Technological assimilation of a large part of the nuclear power plant project by Brazilian engineering.
- A favorable situation to initiate the electromechanical assembly in Angra II, bearing in mind that almost 90% of the civil works have already terminated and most national and foreign equipment is already ready and in storage.

The cost that would be incurred to conclude the project is highly competitive compared to other energy solutions to supply the southeast region's power system, taking into account a firm capacity of almost 1,300 MWe.

Reduction of blackout risks and the appreciable improvement in the stability of the interconnected electric power system, at the moment it is commissioned.

FURNAS, after a detailed analysis of the project, concluded that all efforts should be focused on solely terminating Angra II and that the termination of Angra III should be postponed until the necessary resources become available. Angra II is an ineluctable priority and should be concluded in the shortest term possible. Its termination depends on a government decision providing resources in national currency guaranteeing the nec-

essary annual flow in order to terminate the project by 1997.

Various working groups set up during previous government administrations and during the present one have already reached the same conclusion, ratifying FURNAS's position. By means of Decree-Law No. 2646 of August 31, 1988, FURNAS was entrusted with the project's conclusion. Almost five years after the transfer of these plants to FURNAS, however, the project's development continues to stagnate. In the meantime, during this period the company has already had to cover expenditures in the amount of about US\$400 million. Obviously, if this situation persists, not only will the project never be concluded, it is possible that FURNAS as a company will be negatively affected. Therefore this situation needs to be resolved urgently without damaging the company.

#### 4. TECHNICAL DATA

In its nuclear power program, Brazil opted for plants that use enriched uranium as a fuel, enriched at about 3%, and light water as a coolant and moderator. Regarding this, it chose pressurized water reactors (PWRs).

The three plants, Angra I, II, and III, are similar in terms of design and operation but different in terms of size and capacity. Angra I has a capacity of 626 MWe and each one of the other plants will have a capacity of 1,229 MWe, for a total of 3,084 MWe based on thermonuclear energy sources.

The PWR power plant has three basic water circuits: the primary cycle, the secondary cycle, and the water circulation system. In the primary cycle, the heat produced in the reactor by the nuclear chain reactions is carried by the coolant at a high pressure to the steam generators

and from there it is transferred to the secondary cycle. In the latter, the heat transferred from the primary cycle is used to vaporize the water contained in the steam generators: the resulting steam is carried to be expanded in the turbine, thus driving the turbo-generator group and producing electric power. In the water circulation system, the water from a cold source (sea, river, lake, or cooling towers) is used to condense the steam that was expanded in the turbine, thus allowing this condensed water to be pumped to the steam generators and completing, in this way, the secondary cycle.

## 5. GENERAL ASPECTS OF THE COMMISSIONING OF ANGRA I: PROBLEMS AND SOLUTIONS

Angra I suffered from the effects of too many managerial and technical problems (in the design and construction of the plant), which were aggravated by prolonged discussions with Westinghouse, culminating in legal proceedings initiated by FURNAS against Westinghouse regarding the contract's signature.

From the very beginning, it was evident that both FURNAS and the concession-holder did not have the adequate staff for this type of project. In addition, Westinghouse was not prepared to provide the support necessary for a turnkey project. This situation was aggravated by the following factors:

- planning and coordination deficiencies in the design, construction, and installation/assembly;
- consistently unrealistic time schedules for terminating and maintaining the works, components, and facilities;
- the inadequate administration and storage of materials;

- delays in the supply of spare parts;
- flaws in the quality assurance documentation;
- virtually constant remodeling and changes in the designs of the plant's equipment and systems;
- deficient design documentation in many areas (especially I and C and power cables);
- incomplete and out-of-sequence turnover packages;
- the lack of facilities for the operation personnel; and
- the prevalence of corrective maintenance over preventive maintenance; etc.

The schedule for commissioning the plant was subject to too many interruptions (planned, forced, or even unexpected shutdowns), due to the nonavailability of plant equipment and systems.

The conceptual design of Angra I (a design basically from the seventies, when the nuclear industry sought cost reductions to compete with coal-fired plants, without paying due attention to basic concepts such as operability and maintainability) compounded the above-mentioned problems.

The following factors contributed to the considerable delay in starting up the plant:

- Need for more careful and extensive cleanup of the stainless steel pipes in the primary cycle, bearing in mind the environmental conditions in which they were installed, in view of the above-mentioned simultaneous civil work.
- Noncompliance with standards issued after the contract's signature, especially in terms of storage and maintenance of equipment inventory (the highest frequency of flaws mainly in the electrical and electronic equipment).

## Design Changes and Lack of Definitions

There were constant standstills in delivering construction and commissioning services, in view of the countless omissions in design definitions and the constant design changes. These changes occurred not only in the field but also came from the U.S. designers, thus leading to substantial schedule delays.

## Design Modifications

Angra I, in its commissioning and initial commercial operation phases underwent a series of shutdowns for corrective maintenance, which forced FURNAS to implement an intensive modifications program, aimed at definitively correcting the most significant technical flaws and at providing the plant with greater operational reliability. As a result of the Three Mile Island (TMI 2) accident, which occurred on March 28, 1979, the CNEN required additional modifications in the design of Angra I.

During the various forced outages, important plant equipment was repaired, rebuilt, improved, substituted, or added, with highly satisfactory results in terms of safety performance and operational reliability. All of this yielded a high performance rating, with results that were comparable to those achieved by similar plants throughout the world. Of these forced shutdowns, the most significant were the following:

- maintenance after loading at 30% capacity, in order to modify the humidity separators and to conduct inspections geared to detecting parasitic flows in the pipes of steam generators and to repair the emergency diesel-fired generator groups (from June 18, 1982 to March 5, 1983);

- maintenance after loading at 50% capacity, in order to modify the steam generators to remove the thermal sleeves of the primary cycle openings (from April 15 to November 3, 1983);
- substitution of the T1A1 auxiliary transformer, the 1B circulation water pump motor, and the T1A2 service transformer, and repair of the exhaust valves of the waste heat removal system (from March 4 to April 21, 1984);
- reconstruction of the centrifugal load pumps and the emergency diesel-fired generator groups (from May 28 to August 27, 1984);
- repair of the burnt-out coil of the stator of the main power generator (from December 10, 1986 to March 27, 1987);
- rebuilding of the stator of the main power generator (from June 24, 1987 to October 26, 1988); and
- two shutdowns for a general review and fuel reloading (from January 3 to November 20, 1986 when the main condensers were refitted with pipes, and from September 30, 1989 to January 16, 1990).

Most of the technical problems of Angra I appeared during its commissioning and initial commercial operation. The problems that exerted the greatest impact on the plant are described below:

#### **Design and construction flaws**

Various significant flaws in the plant's design and construction, especially regarding the installation of the power cables and instrumentation, such as cable separation and overloading of the cable trays, were detected.

#### **Induced vibration in the steam generator pipes**

This is a generic problem observed in the GVs, models D2 and D3 (Ringhals 3 plant in Sweden, Almaraz 1 plant in Spain, and McGuire 1 plant in the United States), caused by the inadequate configuration of the original main feedwater flow distribution device, which led to waterflows at speeds higher than the critical speed for the fluid-elastic excitation and turbulence at the entry. This produced excessive vibration induced in the pipes of this area, which rotate with the respective support plates, thus wearing down the pipes very quickly and leading to leaks between the primary and secondary cycles.

The capacity enhancement program was limited by the CNEN at a level of 30% loading (later it was liberated for 50% per 1,000 hours).

The problem detected before the initial loading of the core was only corrected by Westinghouse close to two years later, in 1983, due to the time needed for qualifying the new flow distribution device (the manifold) and the priority service negotiated with Westinghouse. Angra I was out of service between April 15 and November 3, 1983 (202 days) to modify the steam generators, remove the thermal sleeves from the openings of the primary cycle, and correct other design problems.

The costs of installing the new flow distribution devices (manifolds) remained largely in the hands of Westinghouse (guarantee period) with the following distribution of responsibility:

- a. Westinghouse's responsibility

- The complete flow distribution device (manifold).
- All the special tools used for the installation.
- All the specialized manpower for this service.
- Consumable goods.

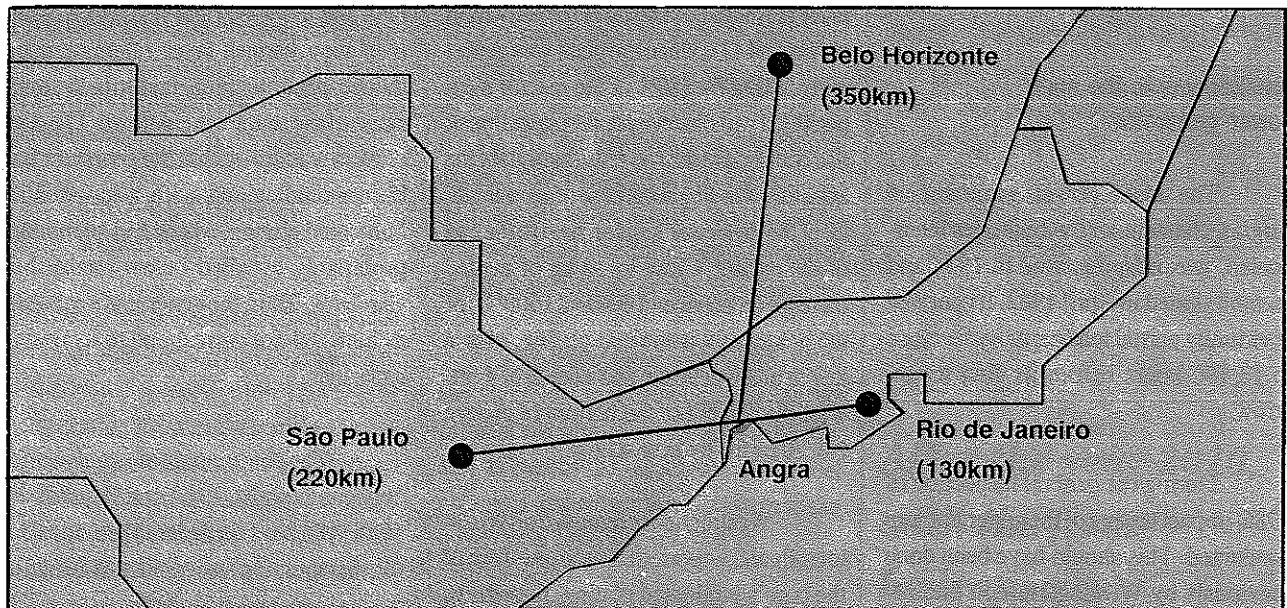
#### **b. FURNAS's responsibility**

All on-site support, such as preparation of the service area, scaffolding, transportation, accommodations, meals, etc.

The additional costs charged to FURNAS for changes included: 1) periodical visual inspections of the manifold structure by means of optical fibers or mini TV cameras or video recorders; and 2) monitoring programs for controlling the pressure variations of the main feedwater.

#### **Leaks in the main condensers**

After adopting the all-volatile treatment for the secondary cycle of Angra I, it was necessary to strictly control its chemical parameters and impose severe constraints on the entry of contaminants into the cycle. This was needed to avoid denting in the steam generator pipes. Chemical control of the secondary cycle was difficult to implement in Angra I because of constant circulation-water leaks (contamination with chlorates) within the main condensers and the design of these condensers, which included copper connections in the set of pipes (copper contamination). Each one of the two condensers, containing 23,184 aluminum bronze pipes and 828 Cu-Ni 70-30 pipes, was responsible for close to 70% of the copper carried to each steam generator.



In addition, inside the pipes barnacle-type scaling (crustaceans) occurred as a result of the frequent lack of chlorination of the circulation water. These barnacles would partially obstruct the inside diameter of the condenser pipes, thus increasing the speed of flow and leading to a localized process of erosion and corrosion, finally producing leaks in the aluminum bronze pipes. In the Cu-Ni pipes, however, this problem did not occur.

The problem was aggravated by other difficulties, such as deficiencies in the hot-well sampling system and in the insulation valves of the water-tanks.

The condensers were refitted with 24,012 titanium pipes; additional anti-vibration plates were installed; and the conventional mirrors were replaced by internally grooved mirrors with a special inner pressurization system, aimed at making them leak-proof. A continuous cleanup system (TAPROGGE) and a fil-

tering system were installed, along with a chlorination system, in order to maintain the inside of the piping free of barnacles. The installation of these two systems required extensive structural modifications at the base of the turbine-generator building. Angra I was stopped for close to six months from January 3 to November 20, 1986 (323 days) for this servicing, as well as for a general inspection and fuel reloading.

The total cost for these modifications in the main condensers amounted to US\$13.7 million.

#### **Lubrication problems with the diesel-fired emergency generation groups**

The plant was shut down between February 18, 1982, and March 5, 1983 (265 days), owing to the lack of the Fairbanks Morse model 38 TD 8 1/8 diesel-fired emergency generator groups

(two groups each with a continuous capacity of 2,850 kW).

In the diesel-fired motors, various common flaws emerged with respect to lubrication (insufficient lubrication of the pins connecting the rods to the pistons, along with the tendency of the lubricant used—LUBRAX MD-400—to form excessive foam).

Various modifications were implemented in the motor lubrication system, mainly to handle the fast start-up service. Moreover, the national oil was substituted for an imported product (Shell Caprinus R-40), in order to improve motor lubrication.

This problem ended up by convincing FURNAS that it should import the lubricant not only for the emergency diesel-fired engines (Shell Caprinus R-40 oil) but also for all the safety-related equipment (Exxon Terestic oils). In addition, it

decided that a strict program for analyzing all the plant's lubricants and monitoring their performance had to be applied.

### **Breakdowns in the main power generator**

The main power generator of Angra I, characterized as hydrogen inner-cooled, was manufactured in 1974 and commissioned in April 1982. It operated at virtually partial load capacity for close to 13,400 hours before its first breakdown.

During the general inspection of 1986, impact testing of the generator was conducted. This should have been done previously by Westinghouse in the factory or during its erection. If this had been done, various supports would have been added to prevent the vibration of the stator coils at determined frequencies.

An adhesive tape, used during the painting of the coils and which had been forgotten, was obstructing one of the cooling conduits of the stator's winding. Therefore the stator rod at the bottom of groove No. 7 (phase A) of the armature winding was burned out, thus leading to the plant's shutdown a few hours after attaining 100% loading capacity (when it was started up once again on December 10, 1986), as a result of the activation of relay 64-G1 (protection against a ground break in the stator winding of the main power generator). The repair services consisted of substituting the affected stator rod along with other neighboring rods from the bottom (Nos. 6 to 17) and the upper part (Nos. 4 to 17) of the generator, which were removed in order to gain access to the breakdown area. The plant was shut down from December 10, 1986 to March 27, 1987 (108 days).

On June 24, 1987, after operating for a total of almost 14,625 hours at a virtually partial load, a new shutdown took place at Angra I as a result of the activation of relay 64-G1, when the plant was generating 520 MWe (80% of the reactor's capacity). It was observed that a ground break had occurred in the rod at the bottom of the armature winding at the base of groove No. 20 of the generator's stator, next to the end of the exciter. Close to 10 kg of melted material (at between 1400 and 1500°C) of the armature's laminated plating, over a length of about 96 cm and a depth of 4 cm, were pushed out of the bottom of groove No. 20 by the hydrogen flow.

Westinghouse removed all 96 stator rods and imported close to one-fifth of the core's laminated plating, in order to replace the damaged parts. FURNAS contracted Siemens/KWU to dismantle, redesign, and rebuild the new stator, as well as to analyze why this accident occurred. In addition to Westinghouse's assessment, FURNAS contracted a highly specialized and expert company, Forensics Technologies Inc. (FTI) to conduct inspections and determine the cause of the stator's breakdown. FURNAS also contracted the Electric Power Research Center (CEPEL) to test the insulation and inspect the stator rods, to measure the burring of the laminated plating and the resistance of the insulation, and to chemically analyze the inter-plate insulation varnish.

The dismantling and testing of the laminated plating and the stator rods contributed to identifying countless anomalies (close to 35 different kinds of anomalies in the laminated plating removed from the stator and more than 250 different anomalies in the 220 plates selected for detailed inspection)

The inspections and independent evaluation observed severe manufac-

uring flaws, inadequate quality control, and an inappropriate installation of the laminated plating by Westinghouse. The thinness and low electrical resistance of the insulation varnish layer (aluminum orthophosphate) were deemed to be the main cause of the stator's breakdown. The conclusion was drawn that the generator had been manufactured with a low-quality laminated plating, which had been inappropriately installed below established standards. Thus, the generator's capacity as built did not correspond to its design capacity.

The plant remained out of service between June 24, 1987 and October 26, 1988 (488 days) in order to provide time for dismantling, inspecting, evaluating the causes, and taking the decision to repair the flaw (in this case, FURNAS opted for redesigning and rebuilding a new stator by Siemens), to manufacture new stator rods in Germany, to prepare the laminated plating in the Siemens factory in São Paulo, to reinstall the generator, and to test it. The cost for this amounted to about US\$7.1 million.

It should be mentioned that the time needed for repairing Angra I almost always was more than normal time required, not only because of the lack of local support (since Brazilian engineering firms and industry had no prior experience in this area) but also because the plant's design did not envisage adequate time for maintenance work. Support from the manufacturer, the suppliers, and the consulting firms always entailed long, painstaking procedures because of the distances involved (United States and Europe) and because of local difficulties with government paperwork for hiring and importing services, equipment, and spare parts.

The modifications program in Angra I still envisages, for coming years, the installation, change, repair, or improvement of some important plant equipment and systems, to be carried out during the shutdowns for general inspection and fuel reloading.

## 6. ANGRA I: CURRENT SITUATION

- Angra I has operated as a base plant at about 50% capacity, at the request of the load dispatch center. This way of operating the plant is justified by the lower operating cost of hydropower plants, the total utilization of the power generated by the Itaipú power station (12,600 MWe), and also the slower growth of demand for electric power, as a result of the economic crisis experienced by the country during the last decade.
- At present, the equivalent availability factor is very high as a result of the various operational safety and reliability improvements made during the last shutdowns for reloading, reviewing, and maintaining the unit. This enables Angra I to perform at a level similar to, or higher than, the average level of similar plants throughout the world.
- For the first two months of this year, the plant is at about half way through cycle 4. Some fuel elements have displayed flaws on the way, as observed by the alteration in the activity parameters related to the cooling water system fluid of the primary cycle. These parameters are still within the limits of technical specifications and therefore permit operating continuity until the next shutdown for fuel reloading. Nevertheless, these problems require broader surveillance and possibly the planning of an interruption in the cycle

in order to conduct inspections and possibly to change the elements that have been affected in order to reinitiate operation and conclude the fuel's energy utilization.

At the beginning of March, the figures that were monitored attained values that led to the recommendation of a planned load shedding and shutdown within a week to inspect the fuel elements.

Because of this, on March 5, 1993, the plant was shut down as planned. At present, the activities that need to be carried as part of the inspection of the fuel elements and returning the system to the power grid are being scheduled.

## 7. FUTURE OUTLOOK FOR NUCLEAR POWER STATIONS

### Plan 2010 of ELETROBRAS

The most recent planning electric power sector document (Plan 2010) to meet the demand that has been forecast envisages the implementation of a largely hydropower-based program, especially in the first years, with the later deployment, at gradually higher rates, of thermoelectric programs based on coal and nuclear energy, as a result of the expected depletion of the more favorable hydraulic option at the end of the forecast period.

Plan 2010 has been conceived with two main features, namely:

- The massive installation of hydropower stations in the north, which will enhance the importance of inter-regional interconnections.
- The transmission of large blocks of energy over long distances from the

***After the year 2010, with the firm hydropower potential virtually depleted, thermal generation based on coal and nuclear energy will increase substantially***

northern region to the southeast and northeast.

This Plan, with six nuclear power stations being commissioned by the year 2010, provides appropriate conditions for preserving and broadening the technological training that has already been acquired. The Plan ensures a new pace of continuity that would make feasible the infrastructure that has already been erected for fuel cycles, maintain current engineering facilities, and guarantee a minimum level of orders for the industry in order to maintain the specific industrial infrastructure inherent to manufacturing nuclear equipment and components.

Nevertheless, there are constraints of different kinds that could prevent these objectives from being achieved, such as:

- International financing agencies, which have a major role to play in applying policies to help the power sector's recovery, will be imposing further conditionality for the allocation of resources, on behalf of ecological factors.
- In the technical area, it cannot be asserted that the problems involved in transmitting large blocks of energy over very long distances have been, in practice, resolved.

Bearing in mind possible constraints to attaining these objectives, Plan 2010 envisages the possibility of another

scenario to meet forecast demand, where nuclear participation by the year 2010 will be 18 units, including Angra I, II, and III.

After the year 2010, with the firm hydropower potential virtually depleted, thermal generation based on coal and nuclear energy will increase substantially. On the basis of this assumption, the role to be played by nuclear power generation is of the utmost importance.

Nevertheless, so that a nuclear power plant program will be feasible, an implementation strategy will have to be adopted, since this technology has not as yet been consolidated in the country. Therefore, the interruption of this process for several years depending on political circumstances would be highly counterproductive, as it would limit the significant involvement of national nuclear engineering and industry, the training and maintenance of competent technical teams, and therefore the full deployment of new technology.

## 8. CONCLUSIONS

Keeping in mind the above-mentioned considerations, although the year 2010 appears to be a far distant horizon, it should nevertheless not be viewed as a long period of time for making decisions. It should be recalled that, for a nuclear power plant, a gestation period of more

than 10 years, from the decision making to the commissioning of the plant, is required. Therefore, the need to decide now on the next plants, even under a low scenario for nuclear power involvement as indicated in the Plan 2010, should be emphasized.

World awareness about environmental problems stemming from atmospheric pollution as a result of the combustion of fossil fuels such as coal and oil, which produce acid rain and the so-called greenhouse effect, as well as the increasing resistance of the population to hydropower projects that expropriate crop lands and resettle a large number of persons, has undoubtedly increased throughout the world in the last few months. This will influence energy development policymaking in all countries, including Brazil. At the same time, it will help to place all the different energy solutions on the same footing, either because of economic considerations (higher costs of installing conventional thermal stations due to the introduction of costly combustion gas scrubbing systems, larger compensations for populations resettled because of hydraulic reservoirs, and larger investments in the reforestation and agricultural development of those areas that have replaced expropriated lands) or because of environmental risk considerations, which till now have been a burden solely borne by the nuclear alternative. ●

# Programa Nucleoeléctrico de Cuba: Situación Actual y Perspectiva

Juan G. Rodríguez Cardona

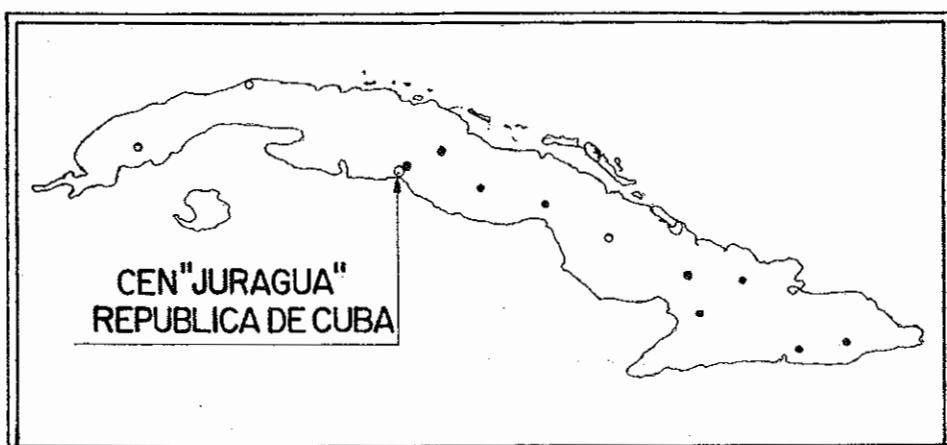
## INTRODUCCION

El Programa Nucleoeléctrico de la República de Cuba tiene como objetivo principal la producción de energía eléctrica para satisfacer las necesidades del desarrollo económico y social del país, el cual desde la década de los años setenta y con perspectiva del año 2000 prevé ampliar y llevar a niveles superiores líneas de importancia como:

- la industria azucarera y sus derivados;
- la industria del níquel y otros minerales;
- el turismo;
- la industria sidero-mecánica;
- la salud pública y la industria farmacéutica;
- proyectos agrícolas y ganaderos; y
- otros como industrias del papel, textil, etc.

Ya que nuestro país carece de reservas de carbón mineral, está desprovisto de recursos hidráulicos significativos y depende en gran medida de importaciones de petróleo combustible para cubrir su consumo energético total, el desarrollo del Programa Nucleoeléctrico reviste gran importancia. El Programa se inició gracias a la ayuda de la ex Unión Soviética mediante las relaciones de colaboración ventajosas que brindaba a Cuba como país subdesarrollado y perteneciente al extinto campo socialista. La realización de este Programa Nucleo-energético posibilita:

- la reducción apreciable de petróleo combustible importado; y
- la reducción de los niveles de contaminación ambiental producida por los gases debido a la combustión del petróleo.



*A principios de la década de los setenta, se realizó un estudio de desarrollo electroenergético que estableció como resultado la necesidad de contar con una capacidad de generación eléctrica elevada en la zona centrosur del país*

## LOCALIZACION GEOGRAFICA Y MICROLOCALIZACION DE LA CENTRAL NUCLEAR JURAGUA

A principios de la década de los setenta, se realizó un estudio de desarrollo electroenergético que estableció como resultado la necesidad de contar con una capacidad de generación eléctrica elevada en la zona centrosur del país, en la provincia de Cienfuegos.

En 1975, se formalizó un acuerdo con la antigua Unión Soviética para realizar la construcción y explotación de una central nuclear en esa región del país, para la prestación de asistencia técnica y el envío de suministros de equipos, materiales y documentación.

En el período 1975-1980, se realizó un conjunto de estudios e investigaciones en varios lugares de la región de Cienfuegos y finalmente, en 1979, se concluyeron los trabajos y se micro-localizó la instalación de la central en la zona de Juraguá. Estos estudios e investigaciones abarcaron, entre otras, los siguientes temas:

- sismología;
- geología, geofísica e hidrología;
- geodesia;
- meteorología;
- oceanología;
- hidrografía;
- radioecología;
- fondo radioactivo; y
- otros.

Igualmente, en este período, se acordó el Plan General de la Central y la localización de objetivos importantes de infraestructura. Se iniciaron también investigaciones de ingeniería para el proyecto de la central.

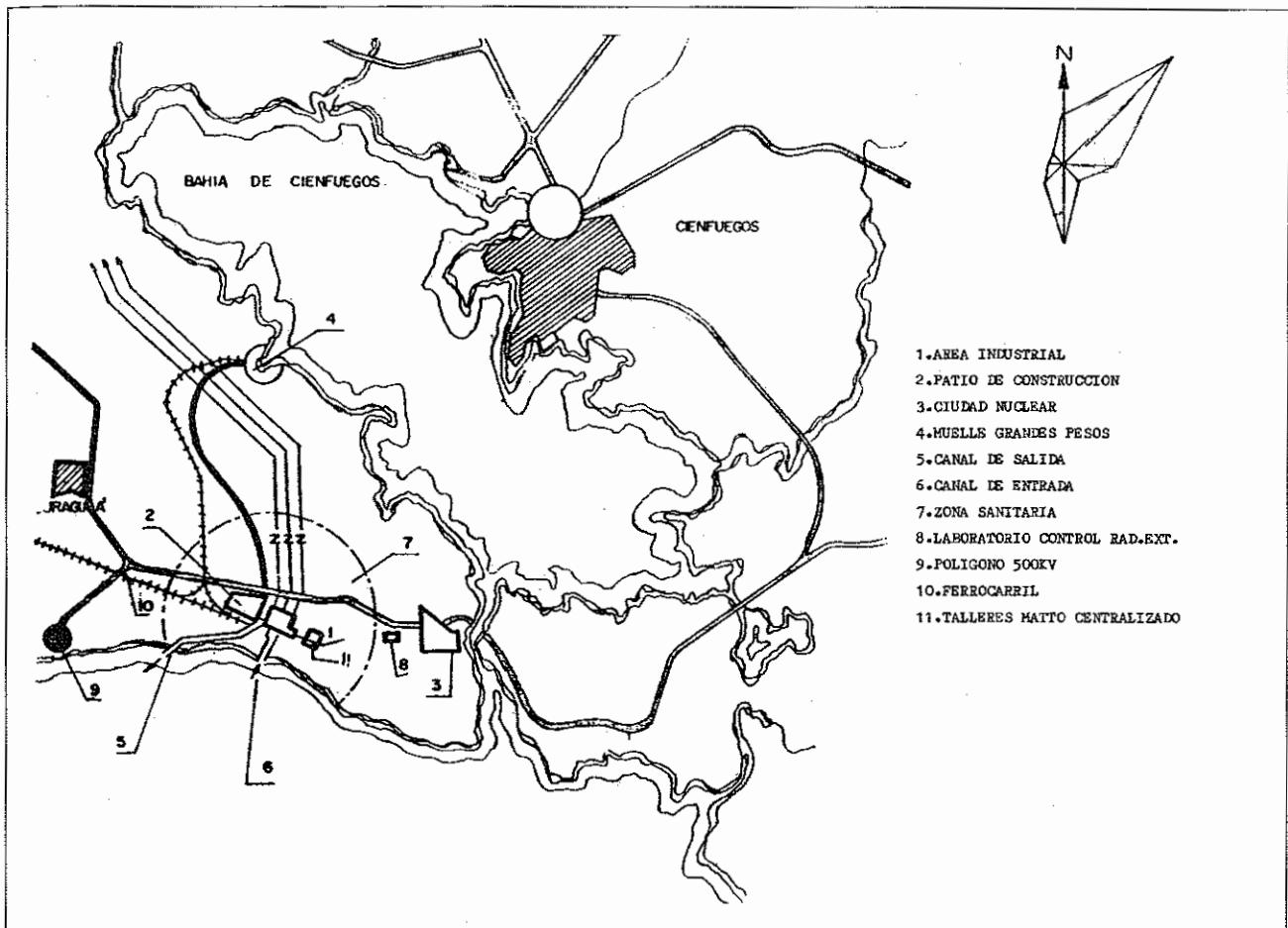
## DISEÑO DE LA CENTRAL

La Central Nuclear Juraguá consta, en su primera etapa, de dos unidades con reactores de tecnología rusa agua-agua, moderados y refrigerados por agua ligera a presión. Cada uno de ellos tendrá una capacidad de generación de 417 MW eléctricos. Esta tecnología seleccionada es la más segura y desarrollada por los rusos y además coincide con la línea de avanzada a nivel mundial.

Nuestra central está diseñada para soportar grandes riesgos como:

- un sismo máximo de cálculo de 8 grados según la escala MSK-64 y un sismo de proyecto de 6 grados según la misma escala;
- un impacto de una aeronave de 20 toneladas de peso a una velocidad de 750 kilómetros por hora;
- un tsunami (maremoto) con probabilidad de ocurrencia una vez cada 10.000 años;
- una onda exterior de choque producto de una explosión; y
- la avería máxima del proyecto, que consiste en la ruptura de la tubería principal del circuito primario de un diámetro nominal de 500 mm, garantizándose el no escape de gases radioactivos al medio ambiente, confinándose éstos en el recinto de contención.

El diseño se realiza dando la máxima prioridad a los aspectos de seguridad nuclear y radiológica, estableciéndose sistemas triplicados, sistemas pasivos y activos de seguridad, sistemas de localización de averías, medidas antisísmicas, control radiológico del personal, locales y medio ambiente, etc.. Además, la central contará con un sistema automatizado de control y dirección del proceso tecnológico avanzado de una firma occidental.



## PROGRAMA DE LA CENTRAL NUCLEAR JURAGUA

El programa de la central nuclear consta de:

- edificaciones principales del área industrial (reactores, turbinas, etc.);
- edificaciones auxiliares (talleres, laboratorios, abastecimiento de agua, etc.);
- base o patio de apoyo a la construcción;
- muelles para grandes pesos;
- Politécnico Nuclear - Centro de Entrenamiento;
- ramal ferroviario;
- laboratorio de control radiológico exterior; y
- programa de obras sociales y viviendas (ciudad nuclear, vialidad, instalación de servicios, etc.).

Se inició la ejecución de este programa a partir de fines de los setenta con el Politécnico Nuclear y el patio de construcción. Ya en 1983 se comenzó la construcción civil del área industrial de la

central, previéndose la puesta en servicio para el inicio de los años noventa.

## SITUACION ACTUAL Y PERSPECTIVA DEL PROGRAMA NUCLEOENERGETICO

Actualmente, la Unidad Uno se encuentra al 90% de su construcción civil y un 30-40% del montaje de equipos. El edificio del reactor está muy avanzado y en fase de terminación de su construcción civil, mientras que las edificaciones auxiliares están prácticamente terminadas, excepto el edificio técnico-administrativo que está en fase inicial.

Desde septiembre de 1992, se decidió la paralización temporal de los

---

trabajos de construcción y montaje en la central, debido al impacto producido por la situación económica en Rusia, nuestro principal colaborador y suministrador, y por no contarse con el financiamiento

requerido para la terminación de la central. Esto condujo a una etapa de realización de trabajos de conservación de equipos y edificaciones.

Se realizan gestiones con vistas a lograr el reinicio de la construcción y la terminación de la central, dada la importancia que reviste la misma para nuestra economía. ☺

# The Nuclear Power Program of Cuba: Current Situation and Outlook

Juan G. Rodríguez-Cardona

## INTRODUCTION

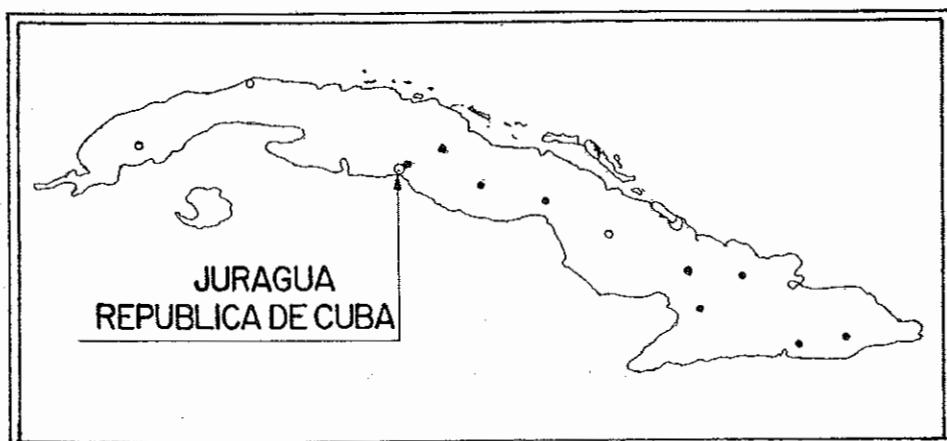
The Nuclear Power Program of the Republic of Cuba is aimed at producing electric power to meet the country's economic and social development needs. Development plans from the nineties to the year 2000 have been envisaging broadening and enhancing the following important productive sectors:

- the sugar cane industry and its byproducts;
- the nickel industry and other minerals;
- tourism;
- the metal-working industry;
- public health and the pharmaceutical industry;
- agricultural and cattle-raising projects; and

- other sectors such as paper industry, textiles, etc.

Since our country has no coal reserves, lacks substantial hydraulic resources, and depends to a large extent on oil imports for fuel to meet its total energy consumption needs, development of the Nuclear Power Program is of the utmost importance. The Program began due to assistance from the former Soviet Union as a result of favorable technical cooperation terms granted to Cuba as an underdeveloped country belonging to the now-extinct socialist bloc. The eventual implementation of this Nuclear Power Program will enable Cuba:

- to substantially reduce imported oil to meet fuel requirements; and
- to reduce the environmental pollution levels produced by gases stemming from oil combustion.



*In the early seventies, an electric power development study was conducted. As a result, it was determined that the country's midsouth area required a high electric power generation capacity*

#### **GEOGRAPHICAL LOCATION AND MICROLOCATION OF THE JURAGUA NUCLEAR STATION**

In the early seventies, an electric power development study was conducted. As a result, it was determined that the country's midsouth area, in the Province of Cienfuegos, required a high electric power generation capacity.

In 1975, an agreement was drawn up with the former Soviet Union to undertake the construction and exploitation of a nuclear power station in this area of the country, geared to providing technical assistance and supplying equipment, materials, and documentation for this project.

In 1975-1980, a series of studies and research was carried out in various places of the Cienfuegos region. Finally, in 1979, these studies were concluded. It was determined that the station would be located in the Juraguá zone. These studies and research covered, among others, the following areas:

- seismology;
- geology, geophysics, and hydrology;
- geodesy;
- meteorology;
- oceanology;
- hydrography;
- radioecology;
- radioactive background; and
- others.

Likewise, during this period, the power station's general plan was agreed upon, the most important objectives of the infrastructure were determined, and the engineering research for the station's project also began.

#### **DESIGN OF THE STATION**

The Juraguá Nuclear Power Station, in its first stage, is comprised of two units with Russian water-water reactors,

moderated and cooled by pressurized light water. Each unit will have a generation capacity of 417 electric MW. The technology that has been selected is Russia's safest and most developed technology and, moreover, is in keeping with the world's most advanced line of reactors.

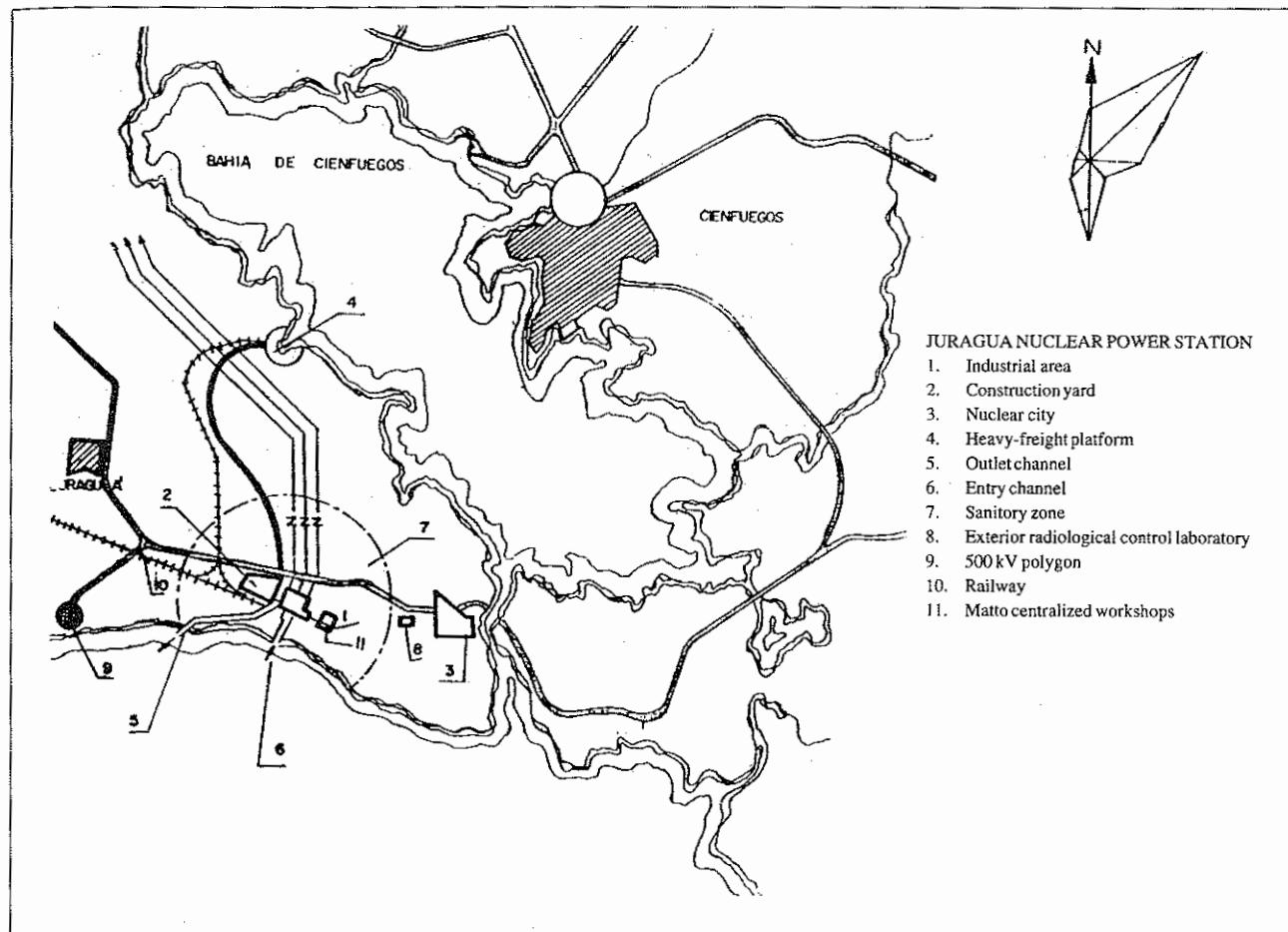
Our station is designed to withstand high risks:

- an earthquake with a maximum of 8 degrees according to the MSK-64 scale and project earthquake of 6 degrees according to the same scale;
- the collision of a 20-ton airplane flying at a speed of 750 kilometers per hour;
- a tsunami (seaquake) with a probability of occurring once every 10,000 years;
- an outside impact stemming from an explosion; and
- the project's major breakdown, involving the bursting of a main pipeline of the primary circuit with a nominal diameter of 500 mm, thus ensuring that radioactive gases will not be released into the atmosphere and confining these gases in the containment vessel.

The project is being designed granting priority to nuclear and radiological safety. Triple redundancy systems, passive and active safety systems, damage-detection systems, anti-seismological measures, radiological control of staff, premises, and environment, etc., have been envisaged. In addition, the station will rely on an automatic system from a Western bloc company for controlling and managing the advanced technological process.

#### **PROGRAM OF THE JURAGUA NUCLEAR STATION**

The power station's program includes the following:



- main buildings of the industrial area (reactors, turbines, etc.);
- auxiliary buildings (workshops, laboratories, water supply, etc.);
- building support site or yard;
- heavy-freight platforms;
- Nuclear Polytechnic School - Training Center;
- railway branch;
- outside radiological control laboratory; and
- social works and housing program (nuclear city, roadways, service facilities, etc.)

The implementation of this program started in the late seventies with the Nuclear Polytechnic School and the build-

ing yard. In 1983, the civil works of the station's industrial area started, and it was expected that the plant would be commissioned in the early nineties.

#### CURRENT SITUATION AND OUTLOOK FOR THE NUCLEAR POWER PROGRAM

At present, 90% of Unit One's civil construction and 30-40% of its equipment assembly have been completed. The reactor's building has progressed greatly and is now in the final phase of its civil construction, whereas auxiliary buildings are virtually terminated, except for the technical and administrative building, which is in its initial stage.

In September 1992, a decision was made to temporarily stop the station's construction and assembly, because of the problems that have emerged as a result of the economic situation being experienced in Russia, our major collaborator and supplier, and as result of a financial shortfall preventing the station's completion. This led to a phase involving the conservation of equipment and buildings.

Steps are being taken to re-initiate the building and termination of the station, in view of its importance for the Cuban economy. ☈

# Presente y Futuro de la Generación Nucleoeléctrica en México

Central Laguna Verde, Comisión Federal de Electricidad de México

## 1. ANTECEDENTES

### Evolución del Sector Eléctrico Nacional

Hacia fines del siglo XIX y principios del siglo XX, se establecieron en México varias compañías extranjeras que prestaban el servicio de energía eléctrica. En este período, existían alrededor de 177 plantas generadoras, propiedad de diversas compañías generalmente extranjeras, que proporcionaban servicio a algunas de las principales ciudades del país.

En la década de los treinta, las compañías que controlaban la generación de energía eléctrica y la prestación del servicio eran la Mexican Light and Power Company Ltd. (50%), la American and Foreign Power Company (40%) y la Compañía Eléctrica de Chapala (10%). La capacidad instalada ascendía a 629 MW, de los cuales 372 MW se generaban con plantas hidroeléctricas y 257 MW con termoeléctricas.

Las concesiones otorgadas por el Gobierno Federal y el crecimiento demográfico en el país obligaron a las compañías a aumentar su capacidad instalada, lo cual no se hizo con la celeridad requerida. Para esa época, solamente entre 2% y 3% de la población contaba con servicio eléctrico, lo que provocó una serie de protestas públicas que motivaron la intervención del Estado para normalizar la situación.

La intervención tuvo un carácter doble: por una parte, se dictaron normas y medidas administrativas para obligar a las empresas a mejorar su servicio y, por otra parte, se creó un organismo que diera a la electrificación un sentido social más moderno y más justo.

El 14 de agosto de 1937, el Presidente Lázaro Cárdenas promulgó la Ley que creó la Comisión Federal de Electricidad (CFE), cuyos objetivos originales fueron los de "organizar y dirigir un sistema nacional de generación, transmisión y distribución de energía eléctrica, basado en principios técnicos y económicos, sin propósitos de lucro y con la finalidad de obtener un costo mínimo, el mejor rendimiento posible en beneficio de los intereses generales".

La CFE inició de inmediato su operación, aún cuando contaba con muy pocos recursos. Sin embargo, para el 31 de diciembre de 1938, se promulgó la Ley del Impuesto sobre Consumos de Energía Eléctrica, que dispuso un cobro adicional del 19% sobre el importe del consumo, que estaría destinado a estimular la capacidad de inversión de la empresa y a incrementar el uso del servicio en los sectores doméstico, industrial y agrícola.

Los cambios que condujeron a la creación de la CFE favorecieron el crecimiento de la capacidad instalada; en el período 1937-1960, ésta pasó de 629 MW a 3.021 MW, de los cuales la CFE



contribuyó 1.256 MW (41,6%) y las compañías extranjeras 1.136 MW (37,6%).

En septiembre de 1960, el Presidente Adolfo López Mateos anunció la nacionalización de la industria eléctrica. Esta se dio a través de reformas a la Constitución, en la que quedó plasmado que la Nación es la única propietaria de una fuente de energía indispensable para su desarrollo, así como de la realización de negociaciones con las empresas extranjeras para la compra de sus acciones.

El Gobierno adquirió el 100% de las acciones de la American and Foreign Power Company, el 90% de la Mexican Light and Power Company Ltd. y se comprometió a saldar los pasivos de esta última. El 10% restante quedó en proceso de liquidación (al menos 1% de las acciones permanece todavía en manos extranjeras), dando lugar a la formación de una nueva empresa que aún subsiste: la Compañía de Luz y Fuerza del Centro.

La industria eléctrica nacional quedó constituida, en ese momento, por la Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz, por las empresas eléctricas de NAFINSA y por la CFE.

La evolución durante el período 1960-1990 presentó las siguientes características: mientras que en 1960 el 56% de la capacidad instalada estaba constituida por hidroeléctricas y el 44% por termoeléctricas operadas a base de hidrocarburos, la relación fue invirtiéndose a través del tiempo; en 1975, el 40.8% estaba constituido por hidroeléctricas y el 59% por termoeléctricas.

En sus 55 años de existencia, la CFE ha extendido los servicios de electricidad a través del territorio nacional, de tal forma que en 1970 atendía al 54% de la población total mientras que en 1988 servía al 86%. En las áreas urbanas, la cobertura es del 94%, mientras que en las rurales es del 67%. En 1990, el consumo

per cápita de electricidad fue de 1.284 kWh contra 447 kWh en 1970.

En el período 1980-1990, la capacidad instalada aumentó de 14.625 MW a 25.298 MW, con una tasa media anual de crecimiento de 5,6%.

La última fuente que se incorporó fue el uranio utilizado en la primera unidad de Laguna Verde (675 MW). Su participación resultó ser del 4% respecto al total.

En cuanto a generación de electricidad, durante el período 1980-1990, hubo un incremento de 52.381 GWh. Los hidrocarburos representaron el mayor porcentaje al final del período, con 64%, no obstante la entrada de fuentes como el carbón mineral con 5%, la geotermia con 3% y el uranio con 2,7%. La participación relativa de la hidroelectricidad disminuyó de 27% a 20.4% a fines del período, a pesar de haberse incrementado en 6,599 GWh.

Para el año 2000, se espera un incremento global de 112,3 TWh, 98% de la generación actual, lo que significa que se tendrá que realizar un esfuerzo semejante al efectuado durante toda la historia del sistema eléctrico nacional.

## Evolución de la Energía Nuclear en el Mundo

El aprovechamiento de la energía nuclear para producir electricidad dio comienzo en 1951 en un reactor experimental de Cría en Idaho, Estados Unidos, que tenía una capacidad de 100 KW. La primera central que entró en operación comercial fue Calder Hall, en Inglaterra, inaugurada el 17 de octubre de 1956, con una capacidad de 45 MWe. Actualmente, son 413 centrales nucleoeléctricas en operación, repartidas en 26 países, 15 de ellos en Europa, 5 en América, 5 en Asia y 1 en África.

En 1990, el 17% de la electricidad en el mundo fue generada por plantas

nucleoeléctricas, destacándose en este aspecto países como Francia, en el que más del 70% de la electricidad se genera por medio de 53 centrales nucleoeléctricas y cuenta con un programa coherente, en el que la estandarización ha sido un factor fundamental, que le ha permitido no sólo hacer de la nucleolectricidad la principal fuente de energía eléctrica para el país, sino exportar grandes bloques de energía eléctrica a otros países. Asimismo cabe mencionar a países como Bélgica, que por medios nucleares genera el 66% de su electricidad, Corea del Sur el 53%, Taiwán el 49% y Suecia el 45%.

Hoy en día, la opción nuclear es la más benigna para el ambiente, ya que las centrales nucleoeléctricas, a diferencia de las que queman combustibles fósiles, no contribuyen al efecto invernadero ni a la lluvia ácida. Sólo en 1990, la producción de electricidad por medios nucleares redujo la emisión de dióxido de carbono en 1,8 mil millones de toneladas, equivalente al 9% de la producción mundial en ese mismo período. Los residuos que producen las plantas nucleares son de volúmenes comparativamente muy reducidos y fácilmente confiables.

De acuerdo con datos del Organismo Internacional de Energía Atómica (OIEA), se hubiera requerido quemar del orden de 5,61 mil millones de toneladas de carbón ó 24,5 mil millones de barriles de petróleo para generar la electricidad producida en centrales nucleoeléctricas hasta la fecha.

Los principales tipos de reactores utilizados en la actualidad son: reactor de agua a presión (PWR) utilizado por Francia, Estados Unidos, la ex Unión Soviética, Japón, España, Bélgica y Corea del Sur, entre otros países; el reactor de agua hirviante (BWR) usado en Estados Unidos, Alemania, Suecia, Japón, España y México; y el reactor de agua pesada (PHWR) usado en Canadá, Argentina y la India.

## La Nucleolectricidad en México

En nuestro país, contamos con una unidad en operación comercial del tipo BWR de 675 MW de capacidad de placa y una similar en etapa de pruebas genéricas y preoperacionales, ambas en Laguna Verde, Veracruz. Este artículo hace referencia a la Unidad Uno, que se encuentra en operación comercial en su tercer ciclo.

## 2. RESEÑA CRONOLOGICA DE LA UNIDAD UNO

### Etapa de Pruebas

- La construcción de la Unidad Uno se inició en 1976, con el primer colado de los cimientos del edificio del reactor.
- En 1979, se instaló la vasija del reactor.
- En 1980, se inició el montaje de tuberías, equipos mecánicos, charolas para cables, ductos y soportes del sistema de aire acondicionado.
- En 1984, se inició el montaje de conduit y líneas de instrumentación.
- Los años 1984 y 1985 fueron los de mayor avance en el montaje electromecánico.
- A principios de 1984, se inició la etapa de pruebas a los primeros sistemas, esto es la puesta en servicio.
- En 1986, se iniciaron las pruebas de los sistemas de suministro de vapor (NSSS), con el lavado integrado de tuberías.
- En 1987, se realizaron la prueba hidrostática de la vasija del reactor y las siguientes pruebas:
  - Integridad estructural del contenedor primario.
  - Prueba de razón de fugas a válvulas y penetraciones del contenedor primario.
  - Prueba de estanqueidad del contenedor secundario.
  - Prueba integrada de los sistemas de enfriamiento de emergencia del núcleo (ECCS).

- Hasta antes de la carga inicial de combustible nuclear, se efectuaron un total de 35.000 pruebas genéricas y 210 pruebas preoperacionales.

- El 14 de octubre de 1988, la Comisión Nacional de Seguridad Nuclear y Salvaguardias (CNSNS) autorizó la carga de combustible.

- Durante 1989, se realizaron pruebas de arranque en las siguientes etapas:

- El 13 de marzo de 1989, se finalizaron las pruebas a vasija abierta y calentamiento nuclear.
- El 28 de abril de 1989, se finalizaron las pruebas al 20% de potencia.
- El 4 de octubre de 1989, se finalizaron las pruebas al 50% de potencia.
- El 25 de diciembre de 1989, se finalizaron las pruebas al 75% de potencia.
- El 14 de julio de 1990, se finalizaron las pruebas a 100% de potencia.

- El 29 de julio de 1990, la Unidad Uno inició sus actividades de operación comercial, autorizada por la Secretaría de Energía, Minas e Industria Paraestatal de México (SEMIP).

## 3. OPERACION COMERCIAL

Con el inicio de su operación comercial, la central se integró a los sistemas internacionales de estadísticas de plantas nucleares, lo cual permite comparar esta unidad con otras similares a nivel mundial. También pasamos a formar parte del programa de productividad de 1989-1994 del Gobierno Federal, en lo referente al sistema nacional de producción de energía eléctrica.

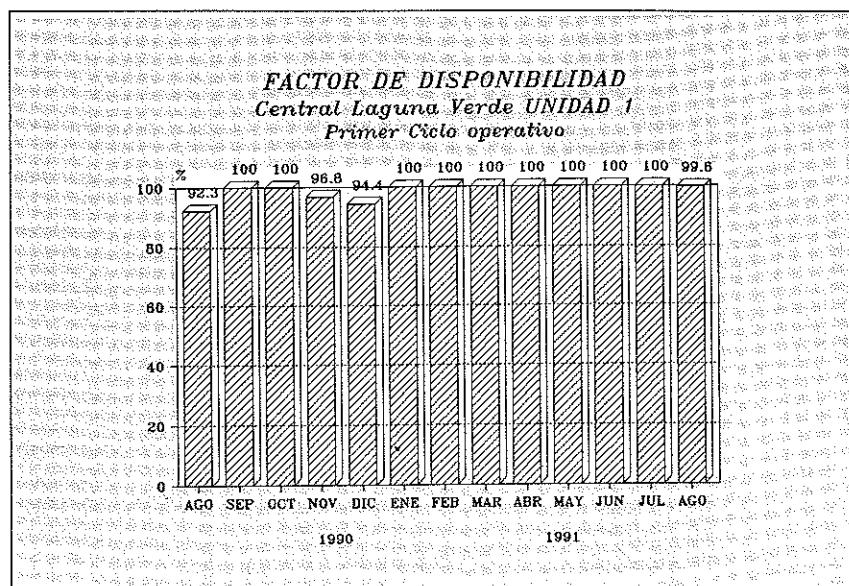
### Misión de la Central Laguna Verde

La Organización de Operación a cargo de la Superintendencia General, en conjunto con sus superintendentes y supervisores, estableció la Misión de la Central Laguna Verde (CLV), que es:

“Producir los máximos megavatios, continuos, seguros y eficientes, optimizando los costos de producción y minimizando las dosis al personal.”

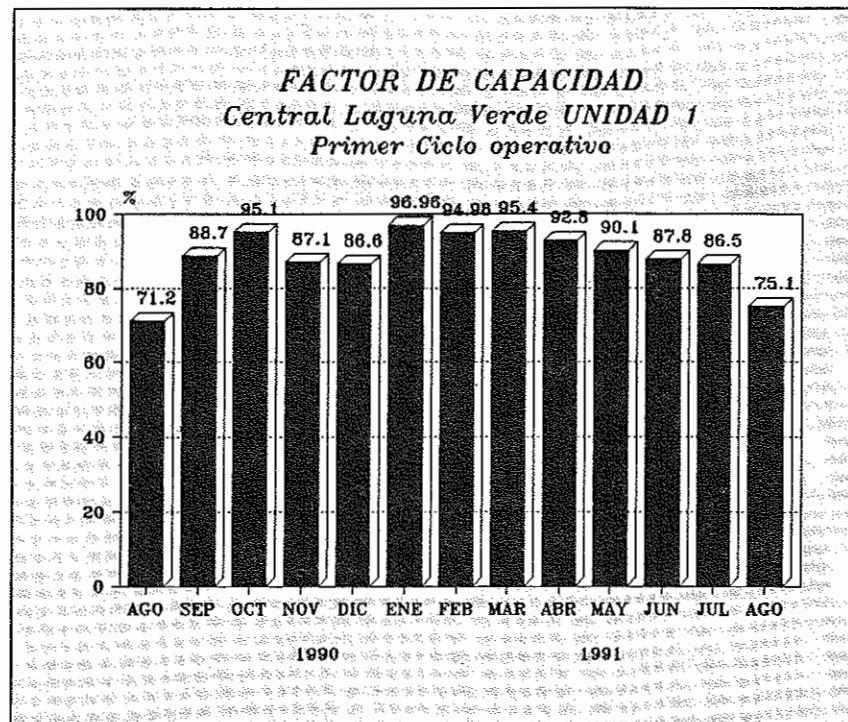
### Primer Ciclo Operativo

La primera unidad inició su operación comercial en julio de 1990 y fue detenida para recarga de combustible y mantenimiento el 1ro de septiembre de 1991.



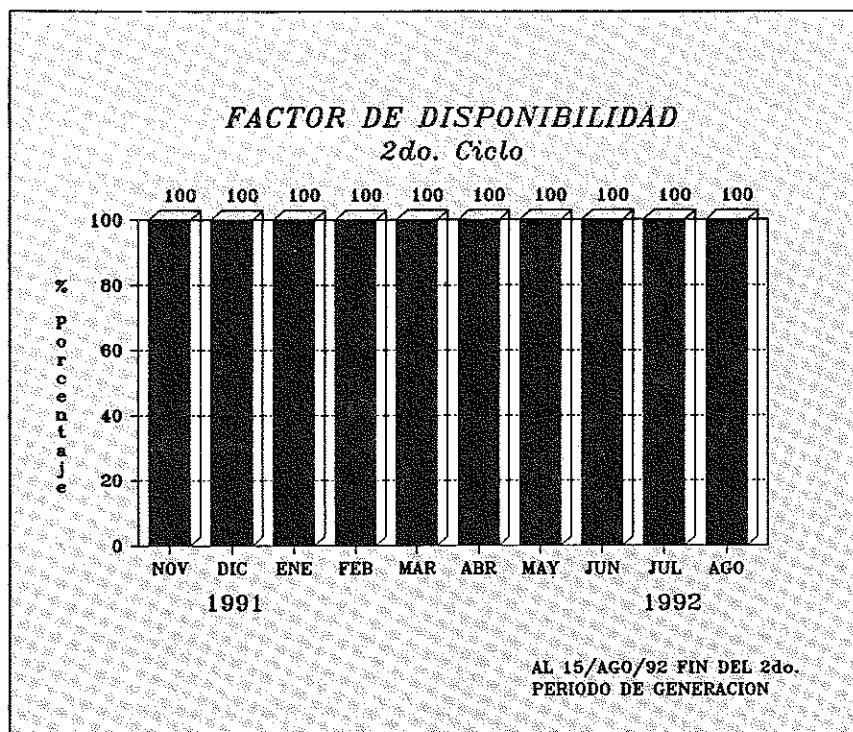
El desempeño obtenido en este primer ciclo de operación fue muy bueno, ya que la unidad operó sin problemas mayores, con un factor de disponibilidad (tiempo que la unidad está conectada a la red) de 98% y un factor de carga (promedio de la potencia a la que trabajó) de casi 90%, ambos por encima del promedio mundial; durante este período, se superó también la marca mundial de operación continua para unidades de este tipo en su primer ciclo. La generación de Laguna Verde presentó alrededor de 4% de la generada en el país en ese período y el 70% de la consumida en Veracruz.

Durante la primera recarga de combustible, se dio mantenimiento general a la central y se realizaron mejoras en algunos sistemas que permitieron mantener los niveles de calidad en la operación que se obtuvieron en el primer ciclo. Esta



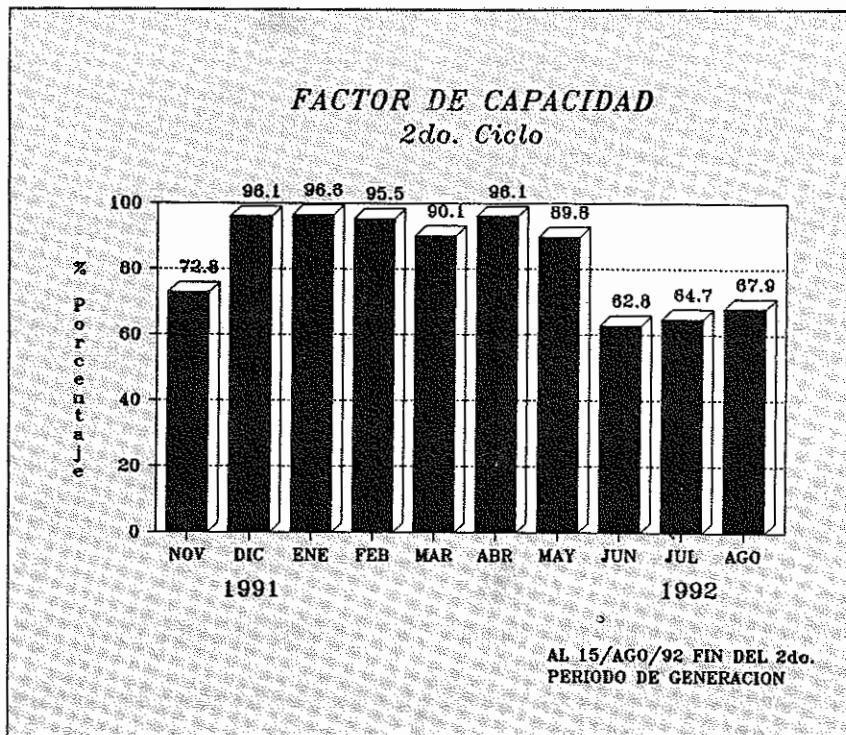
Días Continuos de Operación en el Primer Ciclo			
Nombre de Planta	Días	Nombre de Planta	Días
1. Laguna Verde	250	27. Fukushima	82
2. Limerick 1	198	28. Cofrentes	78
3. Oyster Creek	197	29. Perry	76
4. Fukushima 6	183	30. Nucleonor	74
5. Fermi 2	168,4	31. Fukushima 2	72
6. Millstone	159	32. Pilgrim	71
7. River Bend	151	33. Browns Ferry 1	71
8. Hope Creek	151	34. Caorso	71
9. La Salle 2	144	35. Quinshan 2	70
10. KKM	144	36. Peach Bottom	69
11. Nine Mile Pt 2	135	37. Dresden 3	69
12. Leibstadt	134	38. Hatch 2	69
13. Susquehanna 2	122	39. Browns Ferry 3	66
14. Clinton	121	40. Browns Ferry 2	64
15. Kuosheng 1	120	41. Duane Arnold	63
16. Cooper	116	42. Nine Mile Point 1	62
17. Tokai 2	111	43. Quad Cities 2	60
18. Grand Gulf	104,2	44. Kuosheng 2	55
19. Hanford 2	101	45. Brunswick 1	54
20. Vermont Yankee	96	46. Fitzpatrick	50
21. Peach Bottom	95	47. Brunswick 2	40
22. Tsuruga 1	90	48. Quad Cities 1	35
23. Limerick 2	89	49. Quinshan 1	32
24. La Salle 1	88	50. Hatch 1	30
25. Susquehanna 1	86	51. Dresden 2	20
26. Monticello	83		

Factor de Disponibilidad de Plantas Tipo BWR en el Primer Ciclo		Factor de Capacidad de Plantas Tipo BWR en el Primer Ciclo	
Planta	Factor de Disponibilidad (sin recarga)	Planta	Factor de Capacidad (sin recarga)
Leibstadt KKL	99,60	Fukushima 6	91,90
Laguna Verde I	98,70	Laguna Verde I	87,80
Fukushima 6	95,40	Oyster Creek	86,20
Quinshan 2	93,50	Limerick 1	82,60
Cofrentes 2	92,90	Cofrentes	82,00
Kuosheng 2	91,00	Susquehanna 2	81,80
Browns Ferry 3	89,20	KKM	79,80
Caorso	88,80	Quinshan 2	79,80
Susquehanna 2	87,40	Millstone 1	79,10
Pilgrim	87,40	Caorso	78,40
KKM	87,00	Hope Creek	78,40
Limerick 1	86,70	Leibstadt KKL	77,50
Quinshan 1	86,50	Kuosheng 2	75,70
Hope Creek	85,80	Browns Ferry 3	75,50
Fukushima 1	85,70	Fukushima 1	74,40
Quad Cities 1	85,60	Quad Cities 1	73,70
Oyster Creek	85,10	Pilgrim	73,40
Clinton	84,20	Monticello	73,30
Dresden 3	83,70	Dresden 3	72,20
Cooper	83,20	Clinton	71,60
Peach Bottom 2	83,10	Perry 1	71,50
Peach Bottom 3	82,80	Tsuruga 1	70,90
Millstone 1	81,80	Fukushima 2	70,70
Hatch 1	81,00	River Bend	68,90
Duane Arnold	80,30	Quad Cities 2	67,80
Fukushima 2	79,60	Susquehanna 1	67,80
Quad Cities 2	79,20	Hatch 2	67,50
Tsuruga 1	78,80	Tokai 2	67,00
Perry 1	78,20	Peach Bottom 2	66,30
Nucleonor (Garoña)	77,40	Quinshan 1	64,70
Grand Gulf 1	77,20	Peach Bottom 3	62,00
Tokai 2	76,90	Hatch 1	60,30
Fitzpatrick	76,80	Nucleonor (Garoña)	60,30
River Bend	75,80	Brunswick 1	60,00
Hatch 2	75,70	Fitzpatrick	59,60
Monticello	75,30	Fermi 2	58,80
Susquehanna 1	75,10	La Salle 1	58,60
La Salle 1	74,20	Kuosheng 1	57,60
Brunswick 1	74,00	Cooper	57,30
Vermont Yankee	73,40	La Salle 2	56,20
Kuosheng 1	71,40	Duane Arnold	52,90
Fermi 2	70,60	Vermont Yankee	52,80
Brunswick 2	68,30	Grand Gulf 1	52,90
La Salle 2	61,00	Nine Mile Point 1	49,30
Dresden 2	59,80	Brunswick 2	42,50
Nine Mile Point 1	57,50	Dresden 2	39,40
Browns Ferry 1	46,20	Browns Ferry 1	36,10
Browns Ferry 2	43,80	Browns Ferry 2	34,70
Big Rock Point 1	42,20		



**Récords de Generación Continua de Plantas BWR en su Segundo Ciclo**  
(actualizada el 30 de septiembre de 1992)

Nombre de Planta	Días	Nombre de Planta	Días
1. Limerick 2	483	27. Clinton	97
2. Susquehanna	314	28. Brunswick	93
3. Laguna Verde	276	29. Monticello	90
4. Limerick 1	265	30. La Salle 1	88
5. La Salle 2	257	31. WNP 2 (Hanford 2)	87
6. Perry	232,1	32. Hatch	84
7. River Bend	184	33. Fukushima 1	84
8. Hope Creek	176	34. Millstone 1	83
9. Grand Gulf	171	35. Kuosheng 1	82
10. Kuosheng 2	157	36. Fukushima 2	81
11. KKL (Leibstadt)	154	37. Peach Bottom 3	80
12. Cofrentes	151	38. Cooper	79
13. Susquehanna	138	39. Browns Ferry	76
14. Dresden 2	137	40. Oyster Creek	73
15. Fukushima 6	136	41. Pilgrim	69
16. Browns Ferry	134	42. Vermont Yankee	67
17. KKM	129	43. Nine Mile Point 1	66
18. Quad Cities 1	128	44. Nucleonor (Garoña)	63
19. Browns Ferry 3	126	45. Quad Cities 2	61
20. Tokai 2	123	46. Quinshan 1	61
21. Nine Mile Point 2	122	47. Quinshan 2	61
22. Tsuruga 1	111	48. Brunswick 2	59
23. Duane Arnold	108	49. Dresden 3	48
24. Fermi 2	107,7	50. Hatch 1	37
25. Caorso	107	51. Peach Bottom 2	36
26. Fitzpatrick	104		



primera recarga de combustible tuvo una duración de 72,4 días, ejecutándose 7.198 actividades y 81 paquetes de modificaciones a los sistemas de la central, con una dosis radiológica de 394 rem-hombre.

Se establecieron los indicadores que proveen la medición del funcionamiento de la Unidad, en las áreas de seguridad, rendimiento de planta y seguridad al personal.

#### Segundo Ciclo Operativo

Después de la primera recarga de combustible, la Unidad regresó a servicio el 12 de noviembre de 1991.

Las gráficas muestran los principales indicadores del comportamiento de la Unidad, con los resultados mensualmente obtenidos.

La segunda recarga de combustible tuvo una duración de 56.4 días, ejecutándose 5.323 actividades y 73 paquetes de modificaciones a los sistemas

de la central, con una dosis radiológica de 330 rem-hombre.

#### Tercer Ciclo Operativo

Es el ciclo operativo que actualmente se encuentra en proceso. Se inició al término de la segunda recarga de combustible el 10 de octubre de 1992 con la sincronización de la Unidad.

#### 4. FUTURO DE LA NUCLEOELECTRICIDAD EN MEXICO

El plan nacional de modernización energética, elaborado por el Gobierno Federal, considera la opción nucleoeléctrica como válida para satisfacer la creciente demanda de energía eléctrica y contempla un aumento de la capacidad instalada de centrales nucleoeléctrica para el año 2010. Este aumento está definido en dos diferentes escenarios: uno, el más optimista, plantea que, en el año 2010 se tenga 6.900 MW instalados en centrales nucleoeléctricas, lo que significa 10 unidades de

capacidad similar a las de Laguna Verde, y el otro considera 3.000 MW para ese mismo año, o sea 5 unidades.

La instalación de nuevas centrales estará condicionada además a la aceptación pública, al buen desempeño de las unidades de Laguna Verde y a las condiciones existentes en el mercado en cuanto a costos de inversión, disponibilidad de combustibles y tiempo de construcción de los nuevos modelos. . .

Respecto a la aceptación pública de las centrales nucleoeléctricas, es importante mencionar que los sondeos realizados recientemente en los Estados Unidos y otros países muestran que la gran mayoría de la gente consideran la opción nuclear como la más importante para satisfacer la demanda de energía eléctrica en el futuro.

Con el fin de mantenernos actualizados y cumpliendo también con lo indicado por el plan de modernización energética, que indica que, para fines del

sexenio, deberemos contar con la ingeniería básica de los reactores que permita la estandarización en los años 2000, la CFE ha iniciado su participación con los grupos, empresas e instituciones de varios países que están trabajando en la ingeniería básica de los nuevos modelos de centrales. De esta manera, esperamos en un plazo no mayor de dos años contar con varias opciones, en caso de que se considere conveniente expandir la generación nucleoeléctrica en México.

La experiencia operacional, aunada a la preparación por contar con plantas más sencillas, económicas y seguras, ha motivado el desarrollo de nuevos tipos de reactores, en donde se están aplicando las nuevas tecnologías en electrónica digital y computadoras y en donde también se está combinando el diseño de los sistemas de enfriamiento de respaldo para que, en lugar de depender de bombas y motores para actuar, se utilicen leyes naturales como la convección y la gravedad. Además, en general, se están haciendo modificaciones para simplificar los sistemas de operación. Lo anterior permite prescindir de un porcentaje de equipos y componen-

tes con lo que los costos de inversión se reducen hasta un 40% y los tiempos de construcción para estas nuevas centrales serán no mayores a cuatro años.

Entre los nuevos modelos de reactores se destacan: el reactor de agua hirviante avanzado (ABWR), del cual se están construyendo dos unidades en Japón y cuyo reactor fue desarrollado por General Electric, Toshiba e Hitachi; y el reactor simplificado de agua hirviante (SBWR) y el reactor de agua a presión avanzado (AP-600) que están siendo diseñados por General Electric y Westinghouse, respectivamente, con un grupo internacional de empresas e instituciones.

## 5. CONCLUSIONES

1. Los logros obtenidos son producto del esfuerzo de los distintos niveles de trabajo de la organización integrados en equipo, combinando la planeación y ejecución de actividades. Continuamos estimulando el aprovechamiento óptimo de los recursos humanos y materiales, manteniéndose nuestros estándares de calidad.

2. Destacamos que, en la actualidad, coinciden diversos factores de suma importancia, tales como:

- El desarrollo vigente a cortoplazo de nuevos reactores más simples.
- El aumento progresivo en la demanda de electricidad.
- La voluntad de preservar las reservas nacionales de hidrocarburos.
- La operación altamente satisfactoria de la primera unidad de Laguna Verde.
- El grado de avance en la construcción y la etapa de pruebas genéricas y preoperacionales de la segunda unidad.
- La excelente infraestructura (instalaciones, personal calificado, etc.) con que cuenta la CFE y las demás empresas que han colaborado en Laguna Verde.

Lo anterior permite pronosticar, con óptimas posibilidades de acierto, que México se encuentra en un buen momento para continuar la expansión del programa de construcción de nuevas centrales nucleares. ☺

# Nuclear Power Generation in Mexico: Present and Future

*Laguna Verde Power Station, Federal Electricity Commission of Mexico*

## 1. BACKGROUND

### **Evolution of the National Electric Power Sector**

At the turn of the century, various foreign utilities were installed in Mexico to provide electric power services. During this period, there were about 177 power generation plants, owned by various utilities that were, as a rule, foreign and which provided service to some of the country's major cities.

In the thirties, the utilities that controlled electric power generation and electricity service delivery were the Mexican Light and Power Company Ltd. (50%), the American and Foreign Power Company (40%), and the Electric Power Utility of Chapala (10%). Installed capacity amounted to 629 MW, of which 372 MW were generated by hydropower stations and 257 MW by thermoelectric plants.

The concessions granted by the Federal Government and the country's demographic growth rate obliged the utilities to increase their installed capacity. These new requirements were not met sufficiently quickly. At that time, only between 2% and 3% of the population was covered by electric power service. This led to a series of public protests, which eventually motivated the State to resolve the situation.

The State's intervention was dual in nature: on the one hand, standards and administrative measures were decreed forcing utilities to improve their service; on the other hand, an agency was set up to provide electrification with a more modern and equitable social approach.

On August 14, 1937, President Lázaro Cárdenas enacted a law creating the Federal Electricity Commission of Mexico (CFE), whose original objectives were "to organize and direct a nonprofit national electric power generation, transmission, and distribution system, based on technical and economic principles, aimed at achieving minimum costs and the highest possible yield for the benefit of the public good."

The CFE immediately launched its operations, although it still had very little resources available. Nevertheless, by December 31, 1938, the Law for Taxation on Electric Power Consumption was passed. It provided for an additional 19% tax on power consumption, which would be geared to stimulating the utility's investment capacity and increasing the use of electricity in households, industry, and the agricultural sector.

The changes that led to the creation of the CFE favored the growth of installed capacity. From 1937 to 1960, it grew from 629 MW to 3,021 MW, of which the CFE contributed 1,256 MW



(41.6%) and foreign utilities 1,136 MW (37.6%).

In September 1960, President Adolfo López-Mateos announced the nationalization of the electric power industry. This was done through reforms to the Constitution, which declared that the Nation was the sole owner of an energy resource that was indispensable for its development, as well as the sole entity in charge of negotiating with foreign utilities for purchasing their shares.

The Government bought 100% of the shares of the American and Foreign Power Company and 90% of the shares of the Mexican Light and Power Company Ltd., and made a commitment to assume payment for the liabilities of the latter utility. The remaining 10% was the object of a settlement (at least 1% of these shares still remain in foreign hands), which led to the creation of a new utility that still exists: the Compañía de Luz y Fuerza del Centro (the Central Light and Power Utility).

The country's electric power industry was therefore concentrated at this time in the Compañía Mexicana de Luz y Fuerza Motriz (Mexican Light and Motor Power Utility), and the power utilities NAFINSA and CFE.

The sector's evolution during 1960-1990 was characterized as follows: whereas in 1960, 56% of installed capacity came from hydropower and 44% from thermoelectric plants fired by hydrocarbons, this ratio was gradually inverted so that, by 1975, 40.8% of capacity came from hydropower stations and 59% from thermoelectric plants.

During its 55 years of existence, the CFE has extended electricity coverage throughout the national territory, so that by 1970 it met 54% of the total population's needs whereas by 1988 it

was meeting 86% of these needs. In the urban areas, coverage amounts to 94%, whereas in the rural sector it amounts to 67%. In 1990, per capita electricity consumption was 1,284 kWh compared to 447 kWh in 1970.

During 1980-1990, installed capacity increased from 14,625 MW to 25,298 MW, with an annual average growth rate of 5.6%.

The last source of energy that was incorporated into the system was uranium used by the first nuclear power unit of Laguna Verde (675 MW). Its share of total generation amounted to 4%.

As for electric power generation, during the 1980-1990 period, there was an increase of 52,381 GWh. Hydrocarbons accounted for the largest percentage at the end of the period (64%), despite the penetration of energy sources such as coal (5%), geothermal energy (3%), and uranium (2.7%). The relative share of hydropower declined from 27% to 20.4% by the end of the period, despite an increase of 6,599 GWh.

An overall increase of 112.3 TWh, 98% of current power generation, is expected by the year 2000. This means that an effort similar to the one made during the country's entire electric power system history would have to be made.

#### **Evolution of Nuclear Power in the World**

The development of nuclear energy for producing electric power began in 1951 in a experimental reactor in Cria, Idaho, United States, which had a capacity of 100 KW. The first station that was commissioned for commercial operation was Calder Hall, in England, which was inaugurated on October 17, 1956 with a capacity of 45 MWe. At present, there are 413 nuclear power stations operating in

the world, distributed in 26 different countries: 15 in Europe, 5 in the Western Hemisphere, 5 in Asia, and 1 in Africa.

In 1990, 17% of the world's electricity was generated by nuclear power stations. Noteworthy among the countries is France, which generates more than 70% of its electricity by means of 53 nuclear power plants and relies on a coherent plan in which standardization has been a crucial factor, enabling it not only to promote nuclear power as the country's main source of electricity but also to export large blocks of power to other countries. Likewise, countries such as Belgium which generates 66% of its power through nuclear energy, South Korea which generates 53%, Taiwan 49%, and Sweden 45% should be mentioned.

Today, the nuclear option is the most environmentally sound option, since nuclear power stations, compared to those that are fired by fossil fuels, do not contribute to the greenhouse effect or to acid rain. Only in 1990, electric power production by nuclear means reduced the emission of carbon dioxide by 1.8 billion tons, equivalent to 9% of world CO<sub>2</sub> production during this same period. The wastes produced by nuclear plants are comparatively small in terms of volume and are easy to manage.

According to data from the International Atomic Energy Agency (IAEA), on the order of 5.61 billion tons of coal or 24.5 billion barrels of oil would have had to be burnt to generate the electricity produced in the nuclear power plants to date.

The main types of reactors used at present are pressurized water reactors (PWR) used by France, the United States, the former Soviet Union, Japan, Spain, Belgium, and South Korea, among other countries; boiling water reactors (BWR) used in the United States, Germany, Swe-

den, Japan, Spain, and Mexico; and pressurized heavy water reactors (PHWR) used in Canada, Argentina, and India.

### Nuclear Power in Mexico

In our country, we have a BWR-type unit commercially operating with a rating capacity of 675 MW and a similar one in the stage of generic and preoperational testing, both of which are located in Laguna Verde, Mexico. This article refers to Unit One, which is commercially operating in its third cycle.

## 2. CHRONOLOGICAL ACCOUNT OF UNIT ONE

### Testing Stage

- Construction of Unit One started in 1976, with the first casting of the foundations of the reactor's building.
- In 1979, the reactor's containment vessel was installed.
- In 1980, assembly of the pipes, mechanical equipment, cable trays, ducts, and air-conditioning system supports was initiated.
- In 1984, work began on assembling the instrumentation tubes and lines.
- In 1984 and 1985, major progress was achieved in electromechanical assembly.
- At the beginning of 1984, the testing of the first systems began, that is the entry into service.
- In 1986, the nuclear steam supply system (NSSS) tests were begun with the integral scrubbing of the pipes.
- In 1987, the hydrostatic testing of the reactor's container and the following tests were conducted:
  - . Structural integrity of the first container.
  - . Ratio testing of valve leaks and penetrations in the primary container.
  - . Testing of the secondary container's tightness.
  - . Integrated testing of the emer-

gency core cooling system (ECCS).

- Up until before the initial loading of the nuclear fuel, a total of 35,000 generic tests and 210 preoperational tests were conducted.
- On October 14, 1988, the National Nuclear Safety and Safeguards Commission (CNSNS) authorized fuel loading.
- During 1989, start-up testing of the following phases was carried out:
  - . On March 13, 1989, the testing of the open containment vessel and nuclear heating was finalized.
  - . On April 28, 1989, testing at 20% of capacity was finalized.
  - . On October 4, 1989, testing at 50% of capacity was finalized.
  - . On December 25, 1989, testing at 75% of capacity was finalized.
  - . On July 14, 1990, testing at 100% capacity was finalized.
- On July 29, 1990, Unit One started its commercial operating activities, as authorized by the Secretariat of Energy, Mines, and Semi-public Industry of Mexico (SEMIP).

## 3. COMMERCIAL OPERATION

With the beginning of commercial operation, the station was integrated

into the international statistical systems for nuclear power stations, thus facilitating comparison of this unit with other similar ones throughout the world. Likewise, the station became part of the Federal Government's 1989-1994 productivity program for the national electric power production system.

### Purpose of the Laguna Verde Station

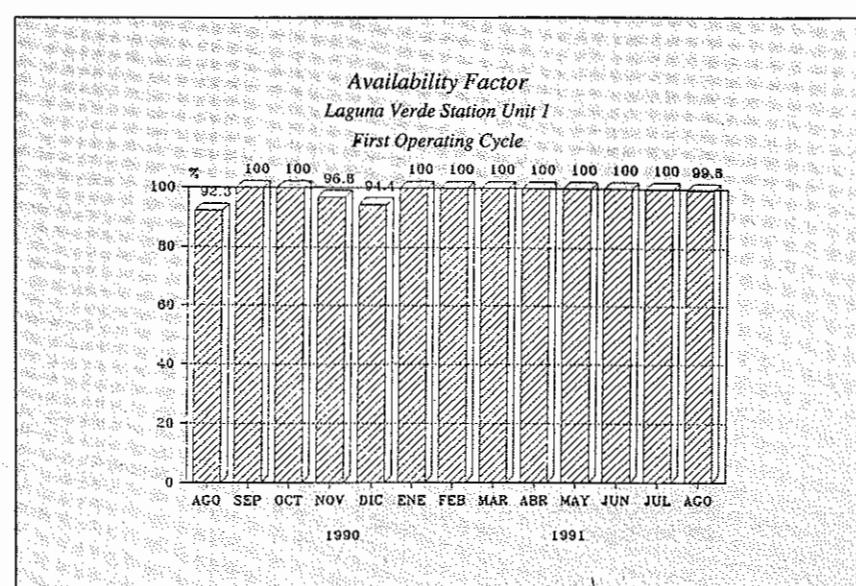
The Operating Agency in charge of General Supervision, along with its superintendents and supervisors, set forth the purpose of the Laguna Verde Station:

"Produce the maximum amount of continuous, safe, and efficient megawatts, optimizing at the same time production costs and minimizing the doses affecting personnel involved."

### First Operational Cycle

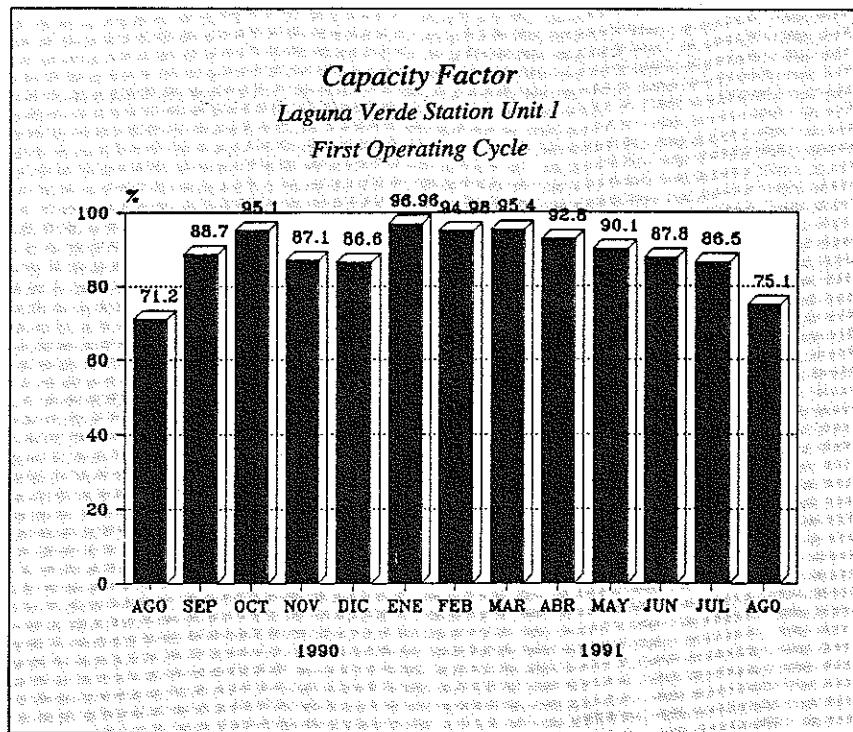
The first unit began its commercial operation in July 1990 and was shut down for fuel reloading and maintenance on September 1, 1991.

The results achieved during this first operating cycle was very good, as the



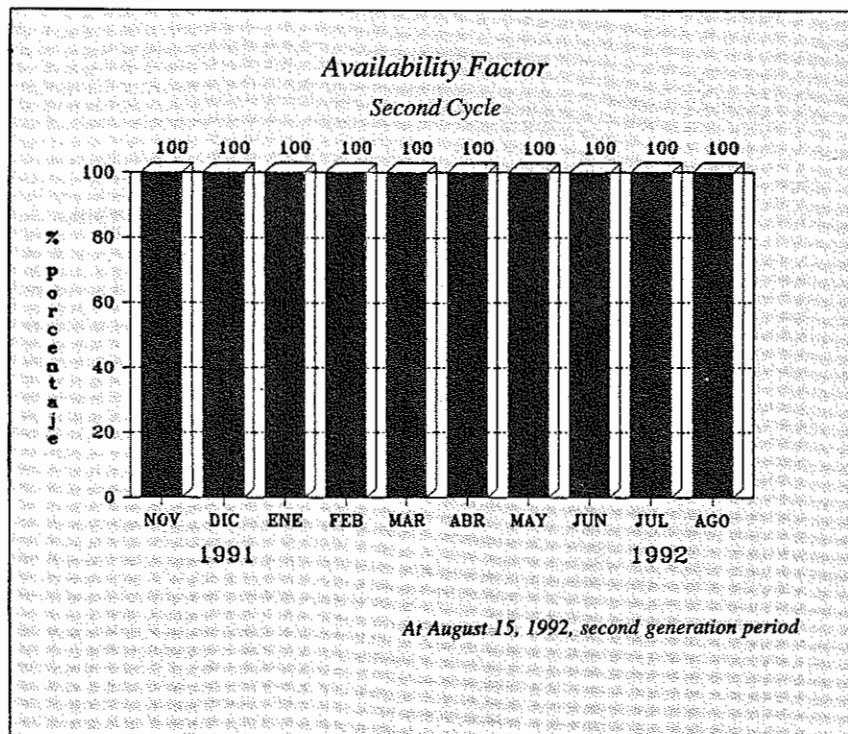
unit operated without any major problems, with an availability factor (the time the unit is connected to the grid) of 98% and a load factor (average capacity at which it operates) of almost 90%, levels that are above the world average. During this period, the station was able to beat the world's operating record for this type of unit in its first cycle. The Laguna Verde generation accounted for about 4% of the country's whole generation in this period and about 70% of consumption in Veracruz.

During the first fuel reloading, general maintenance was carried out on the station, and improvements were made in some systems that helped to maintain the operating quality that was achieved during the first cycle. This first fuel reloading lasted 72.4 days, with 7,198 activities and 81 modification packages for



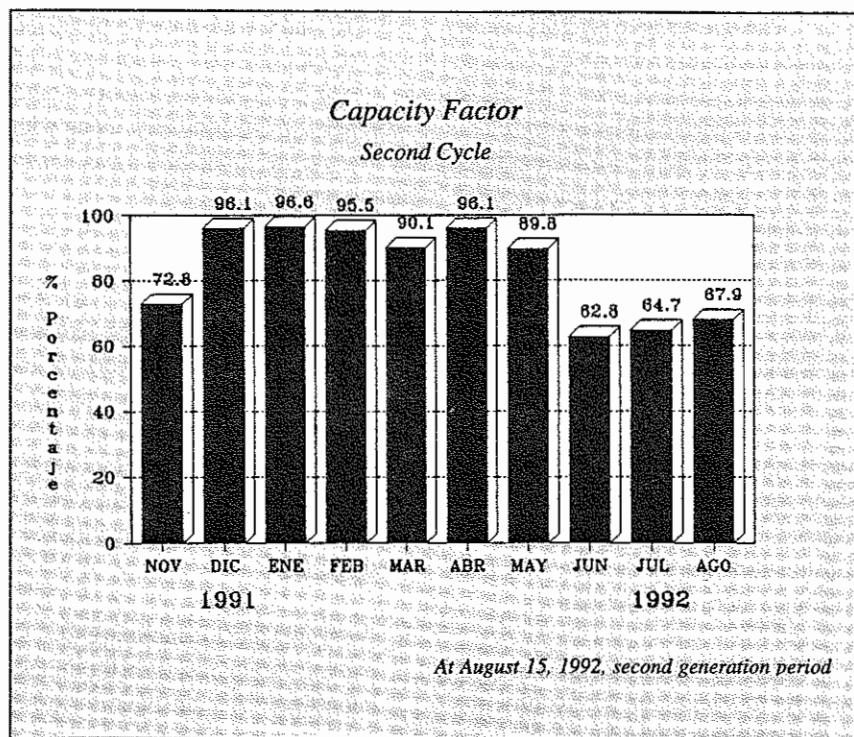
Continuous Days of Operation in the First Cycle			
Name of Plant	Days	Name of Plant	Days
1. Laguna Verde	250	27. Fukushima	82
2. Limerick 1	198	28. Cofrentes	78
3. Oyster Creek	197	29. Perry	76
4. Fukushima 6	183	30. Nucleonor	74
5. Fermi 2	168.4	31. Fukushima 2	72
6. Millstone	159	32. Pilgrim	71
7. River Bend	151	33. Browns Ferry 1	71
8. Hope Creek	151	34. Caorso	71
9. La Salle 2	144	35. Quinshan 2	70
10. KKM	144	36. Peach Bottom	69
11. Nine Mile Pt 2	135	37. Dresden 3	69
12. Leibstadt	134	38. Hatch 2	69
13. Susquehanna 2	122	39. Browns Ferry 3	66
14. Clinton	121	40. Browns Ferry 2	64
15. Kuosheng 1	120	41. Duane Arnold	63
16. Cooper	116	42. Nine Mile Point 1	62
17. Tokai 2	111	43. Quad Cities 2	60
18. Grand Gulf	104.2	44. Kuosheng 2	55
19. Hanford 2	101	45. Brunswick 1	54
20. Vermont Yankee	96	46. Fitzpatrick	50
21. Peach Bottom	95	47. Brunswick 2	40
22. Tsuruga 1	90	48. Quad Cities 1	35
23. Limerick 2	89	49. Quinshan 1	32
24. La Salle 1	88	50. Hatch 1	30
25. Susquehanna 1	86	51. Dresden 2	20
26. Monticello	83		

Availability Factor of BWR-Type Plants in the First Cycle		Capacity Factor of BWR-Type Plants in the First Cycle	
Plant	Availability Factor (without reloading)	Plant	Capacity Factor (without reloading)
Leibstadt KKL	99,60	Fukushima 6	91,90
Laguna Verde I	98,70	Laguna Verde I	87,80
Fukushima 6	95,40	Oyster Creek	86,20
Quinshan 2	93,50	Limerick 1	82,60
Cofrentes 2	92,90	Cofrentes	82,00
Kuosheng 2	91,00	Susquehanna 2	81,80
Browns Ferry 3	89,20	KKM	79,80
Caorso	88,80	Quinshan 2	79,80
Susquehanna 2	87,40	Millstone 1	79,10
Pilgrim	87,40	Caorso	78,40
KKM	87,00	Hope Creek	78,40
Limerick 1	86,70	Leibstadt KKL	77,50
Quinshan 1	86,50	Kuosheng 2	75,70
Hope Creek	85,80	Browns Ferry 3	75,50
Fukushima 1	85,70	Fukushima 1	74,40
Quad Cities 1	85,60	Quad Cities 1	73,70
Oyster Creek	85,10	Pilgrim	73,40
Clinton	84,20	Monticello	73,30
Dresden 3	83,70	Dresden 3	72,20
Cooper	83,20	Clinton	71,60
Peach Bottom 2	83,10	Perry 1	71,50
Peach Bottom 3	82,80	Tsuruga 1	70,90
Millstone 1	81,80	Fukushima 2	70,70
Hatch 1	81,00	River Bend	68,90
Duane Arnold	80,30	Quad Cities 2	67,80
Fukushima 2	79,60	Susquehanna 1	67,80
Quad Cities 2	79,20	Hatch 2	67,50
Tsuruga 1	78,80	Tokai 2	67,00
Perry 1	78,20	Peach Bottom 2	66,30
Nucleonor (Garoña)	77,40	Quinshan 1	64,70
Grand Gulf 1	77,20	Peach Bottom 3	62,00
Tokai 2	76,90	Hatch 1	60,30
Fitzpatrick	76,80	Nucleonor (Garoña)	60,30
River Bend	75,80	Brunswick 1	60,00
Hatch 2	75,70	Fitzpatrick	59,60
Monticello	75,30	Fermi 2	58,80
Susquehanna 1	75,10	La Salle 1	58,60
La Salle 1	74,20	Kuosheng 1	57,60
Brunswick 1	74,00	Cooper	57,30
Vermont Yankee	73,40	La Salle 2	56,20
Kuosheng 1	71,40	Duane Arnold	52,90
Fermi 2	70,60	Vermont Yankee	52,80
Brunswick 2	68,30	Grand Gulf 1	52,60
La Salle 2	61,00	Nine Mile Point 1	49,30
Dresden 2	59,80	Brunswick 2	42,50
Nine Mile Point 1	57,50	Dresden 2	39,40
Browns Ferry 1	46,20	Browns Ferry 1	36,10
Browns Ferry 2	43,80	Browns Ferry 2	34,70
Big Rock Point 1	42,20		



**Records of Continuous Generation of BWR Plants in their Second Cycle  
(updated to September 30, 1992)**

Name of Plant	Days	Name of Plant	Days
1. Limerick 2	483	27. Clinton	97
2. Susquehanna	314	28. Brunswick	93
3. Laguna Verde	276	29. Monticello	90
4. Limerick 1	265	30. La Salle 1	88
5. La Salle 2	257	31. WNP 2 (Hanford 2)	87
6. Perry	232.1	32. Hatch	84
7. River Bend	184	33. Fukushima 1	84
8. Hope Creek	176	34. Millstone 1	83
9. Grand Gulf	171	35. Kuosheng 1	82
10. Kuosheng 2	157	36. Fukushima 2	81
11. KKL (Leibstadt)	154	37. Peach Bottom 3	80
12. Cofrentes	151	38. Cooper	79
13. Susquehanna	138	39. Browns Ferry	76
14. Dresden 2	137	40. Oyster Creek	73
15. Fukushima 6	136	41. Pilgrim	69
16. Browns Ferry	134	42. Vermont Yankee	67
17. KKM	129	43. Nine Mile Point 1	66
18. Quad Cities 1	128	44. Nucleonor (Garоña)	63
19. Browns Ferry 3	126	45. Quad Cities 2	61
20. Tokai 2	123	46. Quinshan 1	61
21. Nine Mile Point 2	122	47. Quinshan 2	61
22. Tsuruga 1	111	48. Brunswick 2	59
23. Duane Arnold	108	49. Dresden 3	48
24. Fermi 2	107.7	50. Hatch 1	37
25. Caorso	107	51. Peach Bottom 2	36
26. Fitzpatrick	104		



the station's system, with a radiology dose of 394 rem-man.

The indicators that measure the Unit's operation in the areas of safety, plant performance, and personnel safety were established.

#### **Second Operating Cycle**

After the first fuel reloading, the Unit was started up on November 12, 1991.

The charts show the main performance indicators for the Unit, with monthly results.

The second fuel reloading lasted 56.4 days, with 5,323 activities and 73 modification packages for the station's systems, with a radiological dose of 330 rem-man.

#### **Third Operating Cycle**

This is the operating cycle that is currently on-line. It began after the end of

the second fuel reloading on October 10, 1992 with the synchronization of the Unit.

vestment costs, fuel availability, and lead time for building the new models.

#### **4. FUTURE OF NUCLEAR POWER IN MEXICO**

The national energy modernization plan, prepared by the Federal Government, considers that the nuclear option is valid to meet the growing demand for electric power and envisages an increase in the installed capacity of nuclear power stations for the year 2010. This increase is defined in two different scenarios: one, the most optimistic, proposes that by the year 2010 nuclear stations will account for 6,900 MW of installed capacity, which would mean 10 units similar in capacity to those of Laguna Verde; the other considers that 3,000 MW will be installed by 2010, that is 5 units.

The installation of new stations would be conditioned in addition by public acceptance, the satisfactory performance of the Laguna Verde units, and the conditions on the market in terms of in-

Concerning public acceptance of nuclear power stations, it is important to mention that surveys recently conducted in the United States and in other countries indicate that most people consider the nuclear option as the most important to meet future electric power demand.

In order to keep up-to-date and also to implement the energy modernization plan, which indicates that, by the end of the six-year period, we should have available the basic engineering for reactors that would enable us to standardize the nuclear industry by the first decade of the 21st century, the CFE has initiated its participation with groups, companies, and institutions of various countries that are working on the basic engineering of new models for stations. Thus, we hope that, within a term of no longer than two years, we can rely on various options, in case it is considered advisable to expand nuclear power generation in Mexico.

The operating experience, along with the readiness to rely on simpler, more economical, and safer plants, has led to the development of new types of reactors, where new technologies (digital electronics and computers) are being applied and where also the design of back-up cooling systems is being combined so that, instead of depending on pumps and engines, natural laws such as convection and gravity are being used. In addition, as a rule, modifications are being implemented to simplify operating systems. The above permits avoiding the cost of a proportion of the equipment and components, thus reducing investment costs by 40%, and construction time for these new stations will be no more than four years.

Among the new models of reactors, the following are noteworthy: the advanced boiling water reactor (ABWR), two units of which are being built in Japan and whose reactor was developed by General Electric, Toshiba, and Hitachi; and the simplified boiling water reactor

(SBWR) and the advanced pressurized water reactor (AP-600), which are being designed by General Electric and Westinghouse, respectively, along with an international group of companies and institutions.

## 5. CONCLUSIONS

1. These achievements are the outcome of various levels of teamwork efforts by the organization, combining planning and implementation of activities. We continue to encourage the optimal development of human resources and materials, maintaining our quality standards.
2. We would like to emphasize that, at present, various factors of the utmost importance have emerged to foster nuclear power, such as:

- The gradual increase in electricity demand.
- The willingness to preserve the national reserves of hydrocarbons.
- The highly satisfactory operation of the First Unit of Laguna Verde.
- The degree of progress in the construction and generic and preoperational testing of the Second Unit.
- The excellent infrastructure (installations, qualified staff, etc.) that the CFE and other utilities collaborating in Laguna Verde have available.

The above enables us to predict, with a high probability of accuracy, that the time is ripe for Mexico to continue expanding its nuclear power station construction program. 

# Amigo Lector, éstas son algunas de las publicaciones que OLADE pone a su disposición

## SITUACION ENERGETICA DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE: TRANSICION HACIA EL SIGLO XXI



US\$ 25,00

La tesis central de esta publicación, cuyo contenido fue discutido en la XXII Reunión de Ministros de OLADE en octubre de 1991, está orientada a definir los lineamientos fundamentales en tres áreas importantes: incrementar la seguridad de abastecimiento energético en la Región; manejar adecuada y balanceadamente la problemática ambiental vinculada a la energía; y, la redefinición del papel del Estado como ente regulador y promotor del desarrollo sectorial.

## LA ENERGIA EN AMERICA LATINA Y EL CARIBE: EXPANSION DE LOS SETENTA Y CRISIS DE LOS OCHENTA



US\$ 12,00

Hace una síntesis de la evolución del sector energético, analizando los principales determinantes de la evolución económica regional y sus interrelaciones con la energía en un contexto internacional cambiante. También se analizan los cambios operados en el balance energético regional, desde la producción hasta el consumo final, así como sus factores explicativos. Finalmente se presentan las principales cuestiones energéticas que la Región deberá abordar en la década de los noventa: crisis financiera y deuda; inestabilidad del mercado petrolero; impacto ambiental; uso racional de la energía; y desarrollo de la cooperación regional.

## UN DESAFIO DE POLITICA PARA LOS AÑOS NOVENTA: COMO SUPERAR LA CRISIS DEL SECTOR ELECTRICO EN LOS PAISES DE AMERICA LATINA Y EL CARIBE

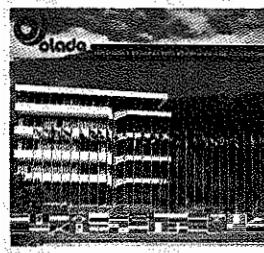
Conjunto de ponencias que se presentaron en la CONFERENCIA UN DESAFIO DE POLITICA PARA LOS AÑOS NOVENTA: Cómo Superar la Crisis del Sector Eléctrico en los Países de América Latina y El Caribe, realizada en Hacienda Cocoyoc, México, del 4 al 6 de septiembre de 1991.



US\$ 25,00

## OLADE: HISTORIA Y PERSPECTIVA ENERGÉTICA DE UNA REGION

Publicación descriptiva de procesos histórico y evolutivo de la Organización Latinoamericana de Energía (OLADE), como el organismo natural de la integración energética de América Latina y El Caribe, a través del cual sus 26 Estados Miembros han aglutinado esfuerzos y experiencias en procura de este propósito regional. Se consignan las distintas etapas recorridas desde la creación de este Organismo, 1973, y sus principales hitos y realizaciones. El capítulo final presenta los alcances de la "Las Bases para una Estrategia Energética de América Latina y El Caribe para la Década de los 90".



US\$ 24,00

Si desea adquirir estas publicaciones, sírvase enviar el siguiente formulario al Departamento de Informática y Comunicación de OLADE

NOMBRE Y APELLIDO: \_\_\_\_\_

DIRECCION: \_\_\_\_\_

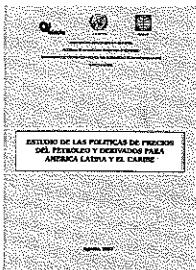
CASILLA POSTAL: \_\_\_\_\_

PAIS: \_\_\_\_\_

FECHA: \_\_\_\_\_

FIRMA: \_\_\_\_\_

**ESTUDIO DE LAS POLÍTICAS DE  
PRECIOS DEL PETROLEO Y  
DERIVADOS PARA AMÉRICA LATINA Y  
EL CARIBE**



US\$ 13,00

Analiza la fijación de precios de la energía, los efectos macroeconómicos de las elevaciones de los precios de los hidrocarburos así como el impacto directo de las políticas de precios del petróleo y sus derivados sobre las finanzas de las empresas petroleras y se explican, por esta vía, las crisis económicas y desequilibrios financieros de algunas de ellas. Se concluye que las distorsiones existentes pueden ser controladas mediante la eliminación de subsidios y el establecimiento de precios que reflejen los costos de oportunidad.

**DIRECTORIO DE INSTITUCIONES  
ENERGÉTICAS DE AMÉRICA LATINA Y  
EL CARIBE**

Contiene información consolidada sobre instituciones del sector energético de América Latina. El documento se desarrolla en cinco partes: Ministros de Energía, Coordinadores, Asesores del SIEE, Instituciones Energéticas y Organismos Internacionales.

Directorio de Instituciones  
Energéticas de América Latina  
y El Caribe

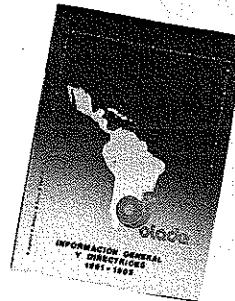
1992  
Directorio of Energy  
Institutions of Latin America  
and the Caribbean



US\$ 10,00

Si requiere mayor información de nuestros documentos,  
solicite El Catálogo de Publicaciones

*Si desea información general de la  
Secretaría Permanente de OLADE,  
reclame gratis el folleto: OLADE  
Información General y Directrices*



Favor enviarle:

Cantidad

Título

---

---

---

---

---

---

---

---

Adjunto cheque No. \_\_\_\_\_ Valor US\$ \_\_\_\_\_

Banco \_\_\_\_\_

Av. Occidental, Sector  
San Carlos s/n  
Casilla: 17-11-6413  
Fax: 539-684  
Telf.: 539-785 / 539-676  
Télex: 2-2728  
Quito-Ecuador

# Dear Reader, the following publications are available from OLADE

## ENERGY SITUATION OF LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN: TRANSITION TOWARD THE 21ST CENTURY



US\$ 25,00

## POLICY CHALLENGE FOR THE NINETIES: OVERCOMING THE ELECTRIC POWER SECTOR CRISIS IN THE COUNTRIES OF LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN

This book is comprised of all the papers that were presented at the Conference entitled Policy Challenge for the Nineties: Overcoming the Electric Power Sector in the Countries of Latin America and the Caribbean, held in Hacienda Cocoyoc, Mexico, on September 4-6, 1991.



US\$ 25,00

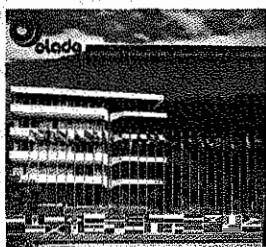
## ENERGY IN LATIN AMERICA AND THE CARIBBEAN: EXPANSION OF THE SEVENTIES AND CRISIS OF THE EIGHTIES



US\$ 12,00

This publication summarizes the energy sector's evolution and reviews the main determinants of the Region's economic development and its relationship to energy within a changing international context. The changes that have taken place in the Region's energy balance, from production to final consumption, as well as explanatory factors, are also analyzed. Finally, the main energy problems that the Region will have to address in the nineties are presented: financial and debt crisis; instability of the oil market; environmental impact; rational use of energy; and development of regional cooperation.

## OLADE: THE ENERGY HISTORY AND PROSPECTS OF A REGION



US\$ 24,00

A publication describing the historical and evolutionary processes of the Latin American Energy Organization (OLADE) as the foremost energy integration agency of Latin America and the Caribbean, whose 26 member countries have combined their efforts and experiences to achieve this regional proposal. The various stages of the Organization since its creation in 1973, as well as principal landmarks and achievements, are also indicated. The final chapter presents the "Bases for a Latin American and Caribbean Energy Strategy for the Nineties."

If you wish to purchase  
these publications, please  
fill out and send the  
following order form to the  
Department of Informatics  
and Communication of  
OLADE.

NAME:	_____
ADDRESS:	_____
P. O. BOX:	_____
COUNTRY:	_____
DATE:	_____
SIGNATURE:	_____



US\$ 13,00

**STUDY OF PRICING POLICIES OF  
OIL AND PRODUCTS FOR LATIN  
AMERICA AND THE CARIBBEAN**

It analyzes energy pricing, the macroeconomic effects of petroleum price increases, and the direct impact exerted by pricing policies for oil and products on the finance of oil companies, and explains the economic crises and financial imbalances of some of the companies because of these policies. The conclusion is reached that current distortions can be controlled by eliminating subsidies and establishing prices that reflect opportunity costs.

**DIRECTORY OF ENERGY  
INSTITUTIONS OF LATIN AMERICA  
AND THE CARIBBEAN**

It contains consolidated information on the energy sector institutions of Latin America. The Directory is comprised of five parts; Ministers of Energy, OLADE Coordinators, SIEE Advisors, Energy Institutions, and International Agencies.

Directorio de Instituciones  
Energéticas de América Latina  
y El Caribe  
1992  
Ministers of Energy  
Institutions of Latin America  
and the Caribbean



US\$ 10,00

If you require further information on our documents,  
please request OLADE's Publications Catalogue.

If you wish general information on  
the Permanent Secretariat of  
OLADE, ask for a free copy  
OLADE: General Information and  
Guidelines, 1991-1993



Please send me:

Quantity

Title

---

---

---

---

---

---

Enclosed check No. \_\_\_\_\_ Amount US\$ \_\_\_\_\_

Bank \_\_\_\_\_

Occidental Av.,  
Sector San Carlos,  
OLADE Bldg.,  
P.O. Box 17-11-6413  
Fax: 593-2-539684  
Telephones: 539785/ 539676  
Telex: 2-2728 OLADE ED  
Quito, Ecuador

## **Sección Estadística de América Latina y El Caribe**

**Statistical Section of Latin America  
and The Caribbean**

La Secretaría  
Permanente de OLADE,  
a partir de la presente  
edición de la Revista  
Energética,  
proporcionará a sus  
lectores una sección de  
estadísticas e indicadores  
económico-energéticos  
sobre América Latina y El  
Caribe.

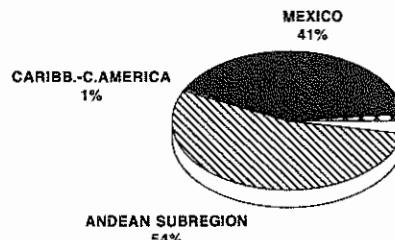
The Permanent  
Secretariat of OLADE,  
starting with the present  
issue of the Energy  
Magazine, will be  
providing its readers with  
a section of energy-  
economic statistics and  
indicators on Latin  
America and the  
Caribbean.

**LATIN AMERICA & CARIBBEAN**  
**RESERVES AND RESERVES / PRODUCTION RATIO**  
**1992**

COUNTRY	OIL [10(6)bbi]	R/P [years]	NATURAL GAS [10(9)m3]	R/P [years]	COAL [10(6)ton]	R/P [years]	HYDROPOWER POTENTIAL [MW]
ARGENTINA	1683	8	593	24	151	729	44500
BARBADOS	4	7	0	6	0	0	0
BOLIVIA	118	15	118	19	0	0	18000
BRAZIL	3624	16	137	22	5309	104	258000
COLOMBIA	1534	10	109	21	6488	273	93000
COSTA RICA	0	0	0	0	32	0	25450
CUBA	75	11	0	0	0	0	49
CHILE	268	49	119	60	156	66	26046
ECUADOR	1476	13	12	14	28	0	21520
EL SALVADOR	0	0	0	0	0	0	1726
GRENADA	0	0	0	0	0	0	0
GUATEMALA	55	42	1	67	0	0	10890
GUYANA	0	0	0	0	0	0	4484
HAITI	0	0	0	0	9	0	90
HONDURAS	0	0	0	0	21	0	3600
JAMAICA	0	0	0	0	333	0	24
MEXICO	49949	44	1972	44	1877	287	53530
NICARAGUA	0	0	0	0	0	0	1700
PANAMA	0	0	0	0	1	0	6645
PARAGUAY	0	0	0	0	0	0	25000
PERU	339	8	199	344	66	702	62530
DOMINICAN REPUBLIC	0	0	0	0	0	0	2010
SURINAME	27	15	0	0	0	0	2420
TRINIDAD & TOBAGO	494	9	247	33	0	0	0
URUGUAY	0	0	0	0	0	0	1777
VENEZUELA	63356	74	3636	112	576	188	65600
LATIN A.& CARIBBEAN	123001	43	7143	54	15046	377	728591

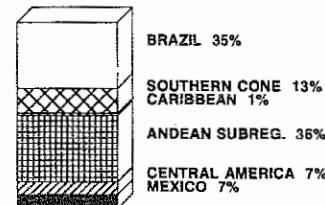
SOURCE: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE)

**OIL RESERVES  
BY REGION  
1992**



TOTAL: 123001 [10(6)bbi]

**HYDROPOWER POTENTIAL  
BY REGION  
1992**



TOTAL: 728591 [MW]

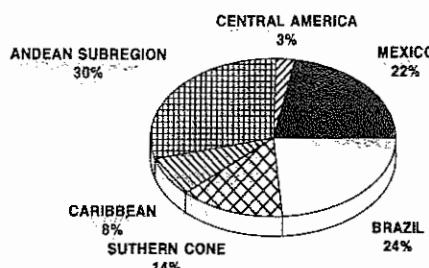
## INSTALLED CAPACITY 1992

COUNTRY	REFINING [10(3) bbl/day]	INSTALLED POWER CAPACITY BY TYPE OF PLANT [ MW ]				
		HYDROELEC.	THERMOELEC.	GEOTHERMAL	NUCLEAR	TOTAL
ARGENTINA	686	6610	10172	1	1018	17801
BARBADOS	4	0	155	0	0	155
BOLIVIA	61	332	417	0	0	750
BRAZIL	1501	47709	6763	0	657	55129
COLOMBIA	259	6707	2892	0	0	9599
COSTA RICA	15	754	255	0	0	1009
CUBA	176	49	4033	0	0	4082
CHILE	147	3099	2050	0	0	5149
ECUADOR	147	1471	808	0	0	2279
EL SALVADOR	17	404	167	95	0	666
GRENADA	0	0	16	0	0	16
GUATEMALA	17	438	331	0	0	769
GUYANA	0	0	157	0	0	157
HAITI	0	62	155	0	0	217
HONDURAS	14	424	117	0	0	541
JAMAICA	35	24	772	0	0	796
MEXICO	1402	8008	20641	720	675	30044
NICARAGUA	15	103	254	70	0	427
PANAMA	80	551	381	0	0	932
PARAGUAY	8	6490	38	0	0	6528
PERU	186	2395	1706	0	0	4101
DOMINICAN REPUBLIC	47	356	2095	0	0	2451
SURINAME	0	189	200	0	0	389
TRINIDAD & TOBAGO	245	0	1253	0	0	1253
URUGUAY	35	1353	665	0	0	2018
VENEZUELA	1224	10675	8066	0	0	18741
LATIN A.& CARIBBEAN	6319	98202	64560	886	2350	165998

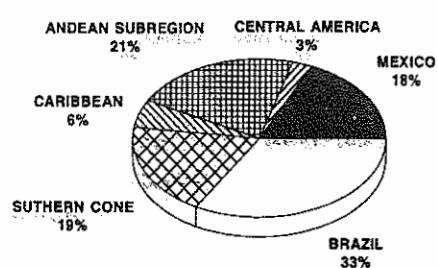
SOURCE: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE)

### INSTALLED CAPACITY

#### REFINING 1992



#### ELECTRICITY 1992



**PRIMARY ENERGY  
PRODUCTION  
[10(3) Boe]**

SOURCES	YEAR				
	1972	1977	1982	1987	1992
OIL	1976890	1879010	2674954	2697443	3054145
NATURAL GAS	470796	471546	739048	730266	842756
COAL	45422	58990	71127	138363	188589
FIREWOOD	413844	415333	415103	455581	412848
ELECTRICITY *	69465	115138	190037	272243	307792
OTHER PRIMARY	93606	123337	186811	289347	310165
<b>TOTAL</b>	<b>3070023</b>	<b>3063354</b>	<b>4277080</b>	<b>4583243</b>	<b>5116295</b>

(\*) Hydro.+Geother.+Nucleoelectricity

SOURCE: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE)

**PRIMARY ENERGY  
PRODUCTION**

YEAR	OIL [10(3)bb/d]	NATURAL GAS [10(6)m3]	COAL [10(3)ton]	FIREWOOD [10(3)ton]
1972	4988	71637	10003	173899
1977	4761	73775	13144	173204
1982	6760	117817	16318	172480
1987	6843	114504	30196	189707
1992	7750	131121	39882	169891

**IMPORTS**

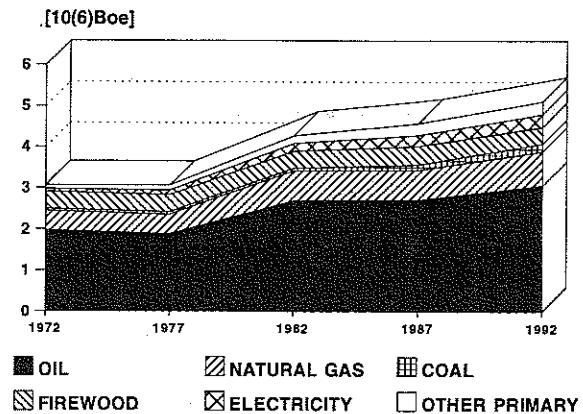
YEAR	OIL [10(3)bb/d]	NATURAL GAS [10(6)m3]	COAL [10(3)ton]
1972	1300	1106	4458
1977	1546	2275	8400
1982	1209	2504	8555
1987	1029	2292	16944
1992	1017	2383	18303

**EXPORTS**

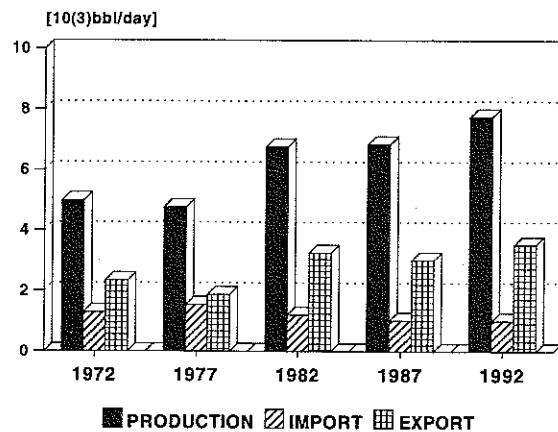
YEAR	OIL [10(3)bb/d]	NATURAL GAS [10(6)m3]	COAL [10(3)ton]
1972	2345	1249	16
1977	1878	2500	181
1982	3246	2541	218
1987	3006	2333	10353
1992	3519	2383	18591

SOURCE:OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE)

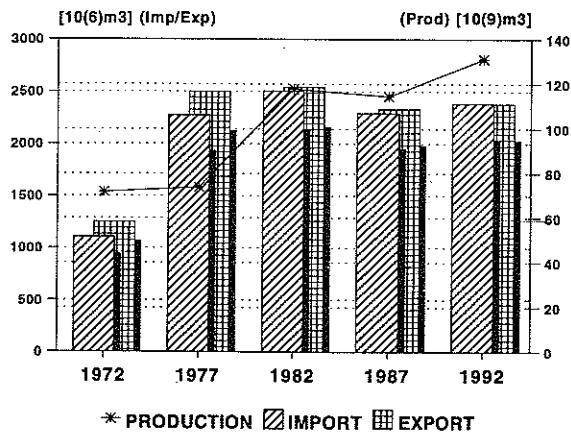
## PRIMARY ENERGY PRODUCTION BY SOURCES



## OIL



## NATURAL GAS



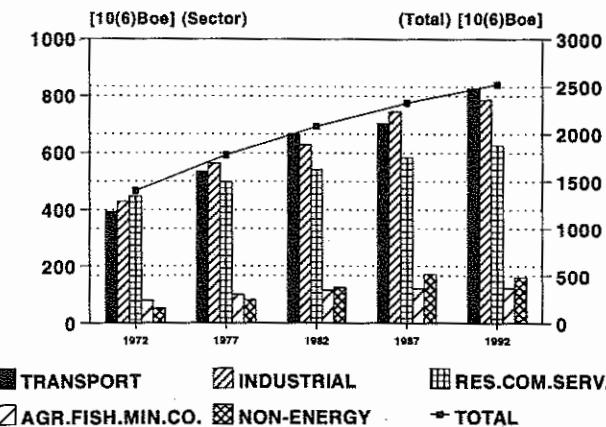
**FINAL ENERGY CONSUMPTION**  
**[10(3)Boe]**

COUNTRY	YEAR				
	1972	1977	1982	1987	1992*
ARGENTINA	165234	193588	209682	235888	232154
BARBADOS	1183	1319	1292	1475	1589
BOLIVIA	6507	10525	14453	13011	16236
BRAZIL	474211	609883	659479	775335	796490
COLOMBIA	78803	94000	110246	131105	152971
COSTA RICA	7902	9528	9045	12116	14519
CUBA	54849	68847	76993	80414	83446
CHILE	58677	56174	59011	68341	88822
ECUADOR	16215	23710	31816	35530	43585
EL SALVADOR	12415	15526	14626	14296	15567
GRENADA	117	128	150	199	251
GUATEMALA	19562	24373	23627	27373	32154
GUYANA	4325	4996	6298	5149	4363
HAITI	9491	11284	10718	9130	9712
HONDURAS	9824	11549	13098	15112	17730
JAMAICA	15373	14604	12957	8255	15213
MEXICO	265799	352934	486194	528540	604972
NICARAGUA	8067	10708	10242	11598	11132
PANAMA	6134	7637	7820	9422	9516
PARAGUAY	9574	11391	14951	18909	22604
PERU	58837	66937	73691	77200	72293
DOMINICAN REPUBLIC	14392	16074	19727	19613	20939
SURINAME	4256	4067	4923	4106	5536
TRINIDAD & TOBAGO	6658	8851	15545	19321	31284
URUGUAY	13831	14140	13836	13931	15812
VENEZUELA	78684	136940	179138	193974	218611
LATIN A.& CARIBBEAN	1400924	1779722	2079561	2329339	2537479

(\*) 1992 OLADE Estimate

SOURCE: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE)

**FINAL CONSUMPTION  
BY SECTOR**

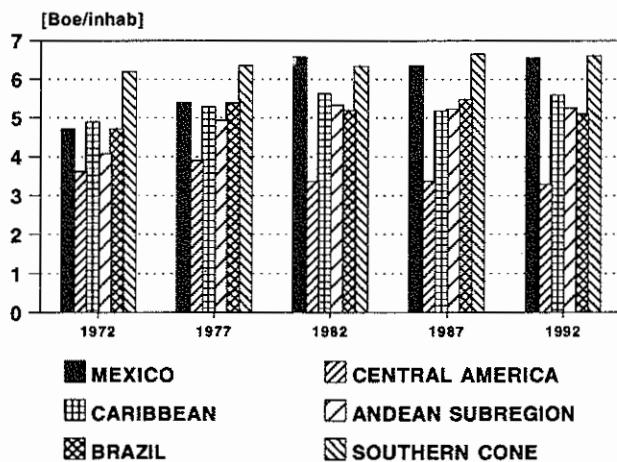


**PER CAPITA FINAL CONSUMPTION**  
**[ Boe/inhab]**

COUNTRY	YEAR				
	1972	1977	1982	1987	1992
ARGENTINA	6,7	7,2	7,2	7,6	7,0
BARBADOS	4,9	5,4	5,2	5,8	5,6
BOLIVIA	1,4	2,0	2,5	2,0	2,2
BRAZIL	4,7	5,4	5,2	5,5	5,1
COLOMBIA	3,5	3,7	3,9	4,2	4,5
COSTA RICA	4,3	4,6	3,7	4,3	4,6
CUBA	6,2	7,2	7,8	7,8	7,7
CHILE	6,0	5,3	5,1	5,5	6,5
ECUADOR	2,5	3,2	3,7	3,6	4,0
EL SALVADOR	3,3	3,7	3,2	2,9	2,8
GRENADA	1,2	1,2	1,4	1,7	2,0
GUATEMALA	3,5	3,8	3,2	3,3	3,3
GUYANA	5,9	6,0	7,0	5,2	4,1
HAITI	2,0	2,2	1,9	1,5	1,4
HONDURAS	3,5	3,5	3,3	3,2	3,3
JAMAICA	7,9	7,0	5,8	3,5	6,1
MEXICO	4,7	5,4	6,6	6,4	6,6
NICARAGUA	3,7	4,2	3,5	3,3	2,7
PANAMA	3,9	4,3	3,8	4,1	3,8
PARAGUAY	3,9	4,0	4,5	4,8	5,0
PERU	4,2	4,2	4,0	3,8	3,2
DOMINICAN REP.	3,1	3,0	3,3	2,9	2,8
SURINAME	11,5	11,3	13,5	10,3	12,7
TRINIDAD & TOBAGO	6,8	8,6	13,8	15,8	23,7
URUGUAY	4,9	5,0	4,7	4,6	5,1
VENEZUELA	7,0	10,1	11,2	10,6	10,6
LATIN A.& CARIBBEAN	4,7	5,3	5,6	5,6	5,5

SOURCE: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE)

**PER CAPITA FINAL ENERGY CONSUMPTION  
BY REGION**



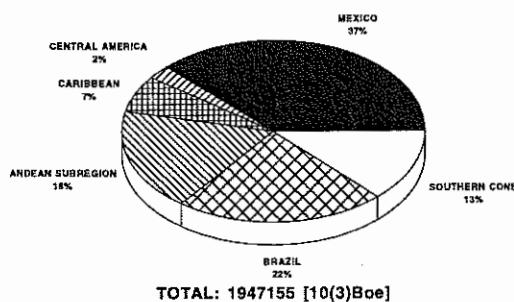
**TOTAL CONSUMPTION  
OIL DERIVATIVES [10(3) Boe]**

COUNTRY	YEAR				
	1972	1977	1982	1987	1992
ARGENTINA	177376	188275	176396	171948	164668
BARBADOS	839	1172	1321	1479	1776
BOLIVIA	4950	8336	9275	8056	9919
BRAZIL	227523	348304	361717	405015	444268
COLOMBIA	54701	60215	65424	72018	88152
COSTA RICA	3619	5424	4327	5590	8995
CUBA	49214	64240	74139	77183	62091
CHILE	43461	36707	38105	38502	56404
ECUADOR	10663	22906	32576	31188	38348
EL SALVADOR	4121	5337	3974	5252	7693
GRENADA	102	123	151	215	281
GUATEMALA	7752	9581	8074	8022	10762
GUYANA	3476	4366	3355	3199	2496
HAITI	907	1514	1438	1995	1891
HONDURAS	2893	3967	4755	4708	6569
JAMAICA	17021	17041	14762	11957	18002
MEXICO	261210	392190	553000	652885	735863
NICARAGUA	3860	6506	4846	5530	5326
PANAMA	7387	7939	7462	7287	7974
PARAGUAY	1621	2816	3368	4237	5286
PERU	35427	43851	49287	49654	43232
DOMINICAN REPUBLIC	10792	14092	14001	20265	22512
SURINAME	4885	4927	4388	3271	3344
TRINIDAD & TOBAGO	9694	10435	7507	7043	15917
URUGUAY	14010	13226	11712	8983	11011
VENEZUELA	64568	136193	168311	159599	174377
LATIN A.& CARIBBEAN	1022070	1409681	1623671	1765081	1947155

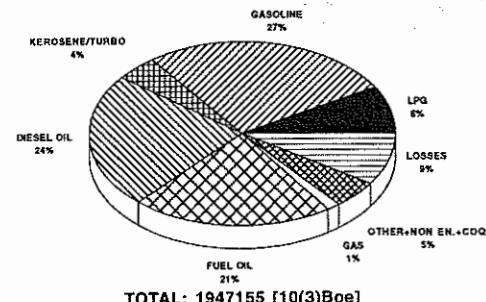
Note: Total Consumption = Final Cons.+Transformation Center Cons.

SOURCE: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE)

**TOTAL OIL DERIVATIVES CONSUMPTION  
BY REGION  
1992**



**TOTAL OIL DERIVATIVES CONSUMPTION  
BY PRODUCTS  
1992**



### FINAL CONSUMPTION BY SECTOR

[10(3)Boe]

SOURCES	YEAR				
	1972	1977	1982	1987	1992
TRANSPORT	392796	535459	667388	703905	822719
INDUSTRIAL	429424	564399	628773	744832	788176
RESIDENTIAL	429415	470370	504627	538116	574714
COMMERC.SERV.PUBLIC	18395	27547	37971	47275	62722
AGRON.FISH.MINING.	77423	93627	105502	113348	115996
CONSTRUCTION & OTHER	2208	6107	9392	9044	8319
ENERGY CONSUMPTION	1349661	1697509	1953653	2156520	2372646
NON-ENERGY CONSUMPTION	51263	82213	125908	172819	164833
FINAL CONSUMPTION	1400924	1779722	2079561	2329339	2537479

SOURCE: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE)

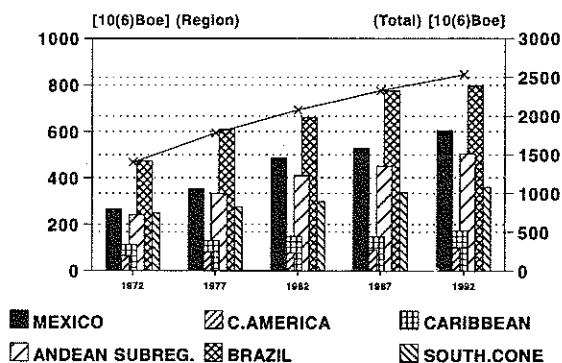
### FINAL CONSUMPTION BY SOURCES

[10(3)Boe]

SOURCES	YEAR				
	1972	1977	1982	1987	1992
Oil	168	453	1268	5907	8574
Natural Gas	71232	105885	131604	170446	207761
Coal	13225	14090	21995	30333	30563
Firewood	365473	351163	336113	343508	320749
Sugarcane Products	69856	90247	99454	104061	112738
Other primary	10076	11231	15732	22770	26624
TOTAL PRIMARY	530030	573069	606166	677025	707009
Electricity	90800	139387	201954	270270	326022
L.P.G	45435	59766	90412	117330	148349
Gasoline/alcohol	254374	317078	400327	435851	509444
Kerosene & Turbo	62744	79472	90659	82316	79797
Diesel	162881	259972	325524	359114	407433
Fuel Oil	166390	225372	197285	180773	179272
Coques	12889	15911	14274	16839	15039
Charcoal	20317	26959	34427	51223	40778
Gas	17760	23428	33538	40717	33197
Other Secondary	2317	4546	7964	10547	9929
Non- Energy	34987	54762	77031	87334	81210
TOTAL SECONDARY	870894	1206653	1473395	1652314	1830470
TOTAL	1400924	1779722	2079561	2329339	2537479

SOURCE: OLADE - Energy-Economic Information System (SIEE)

### FINAL ENERGY CONSUMPTION BY REGION



**DOMESTIC CONSUMER PRICES (JULY 1993)**

PAÍS COUNTRY	MONEDA NACIONAL (M.N.) NATIONAL CURRENCY (N.C.)	PARIDAD M.N./US\$ EXCHANGE RATE N.C./US\$	COMBUSTIBLES (US\$/Galón) - DOMESTIC FUELS (US\$/Gallon)						L.P.G. US\$/kg	ELECTRICIDAD-ELECTRICITY		
			GASOLINA REGULAR N.C./US\$ GASOLINE	GASOLINA EXTRA PREMIUM N.C./US\$ GASOLINE	DIESEL OIL	KEROSENE DOMESTICO HOUSEHOLD KEROSENE	JET FUEL	FUEL OIL		RESIDENCIAL US cent/kWh RESIDENTIAL	COMERCIAL US cent/kWh COMMERCIAL	INDUSTRIAL US cent/kWh
ARGENTINA	Peso Argentino	0,99	2,08	2,59	1,18	1,01	0,83	0,59	0,64	9,71	16,94	9,94
BARBADOS	Barbadian Dollar	2,01	n/a	2,60	2,30	1,04	0,68	0,53	1,17	13,73	14,03	13,83
BOLIVIA	Boliviano	3,88	1,66	2,41	1,38	0,86	1,38	1,30	0,28	5,17	10,78	5,98
BRAZIL	Cruceiro	3446,70	1,45	n/a	0,97	0,89	0,64	0,46	0,26	6,88	7,59	4,11
COLOMBIA	Peso Colombiano	758,62	0,61	0,76	0,61	0,61	0,61	0,27	0,21	2,01	5,88	4,45
COSTA RICA *	Colon	134,33	1,34	1,49	1,11	1,12	1,12	0,58	0,62	4,41	7,91	6,39
CUBA	Peso Cubano	1,00	1,02	1,21	0,25	0,32	0,28	0,23	0,24	9,00	7,69	6,09
CHILE	Peso Chileno	358,71	1,64	1,71	1,24	1,04	1,69	0,53	0,57	11,12	10,09	6,02
ECUADOR	Sucre	1412,49	0,46	0,64	0,45	0,04	0,50	0,21	0,06	1,82	3,55	4,43
EL SALVADOR	Colon Salvador.	8,16	1,31	1,52	0,86	0,83	0,87	0,40	0,36	4,21	5,65	5,44
GRENADE	Grenadian Dollar	2,70	n/a	1,88	1,58	1,15	1,16	n/a	0,91	19,26	20,37	16,30
GUATEMALA *	Quetzal	5,12	1,75	1,88	1,16	1,65	2,15	0,66	0,32	3,55	5,12	4,77
GUYANA	Guyanese Dollar	124,75	n/a	1,35	1,26	0,91	1,14	0,68	0,74	7,67	13,27	9,37
HAITI *	Gourde	5,00	n/a	3,75	2,45	2,40	2,71	1,76	0,72	21,10	20,60	15,50
HONDURAS	Lempira	5,40	1,54	1,78	1,19	0,55	1,36	0,72	0,37	6,06	8,74	7,48
JAMAICA *	Jamaican Dollar	22,30	0,98	1,02	0,91	0,31	0,72	0,29	0,43	6,79	6,58	4,47
MEXICO	Peso Mexicano	3122,26	1,33	1,48	0,82	0,82	0,68	0,26	0,17	4,95	12,87	5,43
NICARAGUA	Cordoba de Oro	5,00	1,90	n/a	1,20	1,20	0,95	0,37	0,43	8,92	10,19	7,68
PANAMA	Balboa	1,00	1,90	1,98	1,19	1,10	1,23	0,51	0,39	12,37	12,00	10,18
PARAGUAY	Guarani	1468,80	1,78	1,96	1,24	1,37	1,55	0,67	0,46	4,50	5,82	3,44
PERU	Nuevo Sol	1,19	1,90	2,61	1,16	1,00	0,40	0,77	0,46	4,24	9,86	5,03
DOMINICAN REP. *	Peso Dominicano	12,99	1,54	1,89	1,05	1,39	1,56	0,62	0,12	7,46	8,00	10,62
SURINAME	Florin	1,79	n/a	2,11	1,55	1,36	1,36	0,25	0,72	17,08	17,30	13,13
TRINIDAD & TOB.	Trinidad Dollar	4,25	1,67	1,75	0,87	0,79	0,61	0,35	0,45	4,52	3,40	1,62
URUGUAY	Nuevo Peso	3048,00	2,47	2,73	1,55	1,33	1,11	0,88	0,64	8,49	8,95	6,40
VENEZUELA	Bolívar	66,19	0,30	0,33	0,26	0,33	0,51	0,21	0,11	2,05	5,94	4,17

Fuente / Source OLADE - Sistema de Información Económica-Energética (SIEE)

1 barril = 42 galones US = 158.98 litros / 1 barrel = 42 US gallons = 158.98 liters

NOTAS: n/d no disponible

n/a no aplicable

NOTES: n/d not avail

n/a not applicable

## ENERGY CONSUMPTION

COUNTRY	POPULATION 10(3) inhab	GROSS DOMESTIC PRODUCT 10(6) 1980 US\$	FINAL ENERGY CONSUMPTION 10(3)boe	GDP PER CAPITA 1980 US\$/inhab	PER CAPITA FINAL CONSUMPTION boe/inhab	ENERGY INTENSITY boe/10(3) US\$GDP	CONSUMPTION				CO2 EMISSIONS* ELECTRICITY GENERATION 10(3)tons	
							ELECTRICITY		OIL DERIVATIVES			
							FINAL GWh	PER CAPITA KWh/inhab	TOTAL (1) 10(3)boe	PER CAPITA boe/inhab		
ARGENTINA	33101	83864	232154	2533,6	7,0	2,8	44532	1345,3	164668	5,0	24173	
BARBADOS	284	867	1589	3051,4	5,6	1,8	506	1781,7	1776	6,3	446	
BOLIVIA	7519	4658	16235	619,6	2,2	3,5	2053	273,0	9919	1,3	1122	
BRAZIL	156275	282873	796490	1810,1	5,1	2,8	222695	1425,0	444268	2,8	8907	
COLOMBIA	34224	48857	152971	1427,6	4,5	3,1	27457	802,3	88152	2,6	12804	
COSTA RICA	3161	4681	14519	1474,4	4,6	3,1	3664	1159,1	8993	2,8	558	
CUBA *	10799	19300	83446	1787,2	7,7	4,3	9955	921,8	62091	5,7	7875	
CHILE	13599	39652	88822	2915,8	6,5	2,2	18377	1351,3	56404	4,1	6843	
ECUADOR	10918	15071	43585	1380,4	4,0	2,9	5449	499,1	38348	3,5	854	
EL SALVADOR	5508	3732	15567	677,6	2,8	4,2	2048	371,8	7693	1,4	582	
GRENADA	126	103	251	815,9	2,0	2,4	55	436,5	281	2,2	42	
GUATEMALA	9744	7904	32154	811,2	3,3	4,1	2386	244,9	9712	1,0	177	
GUYANA	1072	412	4363	384,7	4,1	10,6	171	159,5	2496	2,3	299	
HAITI	6785	1253	9712	184,6	1,4	7,8	253	37,3	1891	0,3	125	
HONDURAS	5462	3337	17730	610,9	3,2	5,3	1661	304,1	6568	1,2	8	
JAMAICA	2510	3252	15213	1295,7	6,1	4,7	1778	708,4	18002	7,2	1812	
MEXICO	92340	219666	604566	2378,9	6,5	2,8	97570	1056,6	735863	8,0	57436	
NICARAGUA	4131	1761	11132	426,4	2,7	6,3	1181	285,9	5326	1,3	658	
PANAMA	2515	4289	9518	1705,2	3,8	2,2	2261	899,0	7974	3,2	788	
PARAGUAY	4520	5770	22604	1276,5	5,0	3,9	2256	499,1	5285	1,2	5	
PERU	22448	18229	72293	812,0	3,2	4,0	11209	489,3	43232	1,9	2300	
DOMINICAN REP.	7471	8330	20939	1115,0	2,8	2,5	3218	430,7	22512	3,0	3749	
SURINAME	437	745	5536	1704,3	12,7	7,4	1245	2849,0	3344	7,7	107	
TRINIDAD & TOB.	1318	4791	31284	3634,7	23,7	6,5	3348	2540,2	15917	12,1	4053,4	
URUGUAY	3130	7341	15812	2345,3	5,1	2,2	4754	1518,8	11011	3,5	298,4	
VENEZUELA	20720	74539	218611	3597,4	10,6	2,9	55454	2676,4	174377	8,4	25896	
REGIONAL TOTAL	460117	865255	2537094				525536		1946103		161818	
REGIONAL AVERAGE				1880,5	5,5	2,9		1142,2		4,2		

(\*) OLADE Estimate/Estimación OLADE

(1) Final Consumption +Transformation Center Consumption/Consumo Final+Consumo en Centros de Trasformación

**CONVERSION TABLE FOR COMMON OLADE ENERGY UNITS**

	BOE	TOE	TEC	TCAL	TJOUL	10^3 BTU	MWh	Kg LPG	m3Nat.Ga	cfnat.Gas
BOE	1	0,138780	0,198259	0,00139	0,00581	5524,86	1,613944	131,0616	167,2073	5917,159
TOE	7,205649	1	1,428587	0,01	0,04184	39810,22	11,62952	944,3839	1204,837	42636,97
TEC	5,04390	0,699992	1	0,0070	0,029288	27866,85	8,14057	661,0616	843,3769	29845,56
TERACA	720,5649	100	142,8587	1	4,184	3981022	1162,952	94438,39	120483,7	4263697,
TERAJO	172,2191	23,90057	34,14404	0,239006	1	951487	277,9521	22571,32	28796,30	1019048,
10^3 BTU	0,00018	2,51E-05	3,58E-05	2,51E-07	1,05E-06	1	0,00029	0,02372	0,030265	1,07101
MWh	0,61960	0,08599	0,1228	0,00086	0,0036	3423,20	1	81,20577	103,6016	3666,272
Kg LPG	0,00763	0,00106	0,001513	1,05E-05	4,43E-05	42,15470	0,012314	1	1,275792	45,14792
m3 Nat.Gas	0,00598	0,00083	0,001186	8,29E-06	3,47E-05	33,04199	0,009652	0,783827	1	35,38816
cubic feet	0,00017	2,34E-05	3,35E-05	2,34E-07	9,81E-07	0,933702	0,000273	0,022149	0,028258	1
Nat.Gas										

1bbl LPG = 0.6701 BOE 1bbl = 0.15898 m3 = 5.6143 cubic feet 1 m3 LPG = 552.4 kg 1 cubic feet = 0.028317 m3

**ABREVIATION/ABREVIATURAS**

boe(bep) Barrels of Oil Equivalent

toe(tep)	Tons of Oil Equivalent
bbl	Barrels (Bariles)
m3	Cubic meters (Metros cúbicos)
ton	Metric tons (Toneladas métricas)
GW	Gigawatts (Gigavatios)
MW	Megawatts (Megavatios)
TWh	Terawatt-hour (Teravatios-hora)
GWh	Gigawatt-hour (Gigavatios-hora)
KWh	Kilowatt-hour (Gigavatios-hora)
inhab(hab)	Inhabitants (Habitantes)
n/a	not applicable (no aplicable)
CIS	Commonwealth of Independent States

**SOURCE**

Figures for Latin America and the Caribbean  
 OLADE - Energy-Economic Information System,  
 SIEE, based on information from the Member Countries  
 Figures for other world regions:British Petroleum