

ENERGÍA NUCLEOELECTRICA PARA CHILE

*José Maldifassi Pohlhammer
Teniente 1º*

Introducción

En 1979, la Comisión Nacional de Energía (CNE) llevó a cabo un estudio denominado Proyecto nucleoelectrico, el cual consistió en la evaluación de la conveniencia y factibilidad de contar con una central nuclear de potencia, conectada al sistema eléctrico nacional. En su oportunidad se decidió no llevar a cabo este proyecto y efectuar un estudio de reevaluación en 1986-1987, a modo de verificar si las condiciones habrían evolucionado de forma que una unidad de esta naturaleza fuera rentable. Por estar cercana la fecha de esta reevaluación, el autor ha creído oportuno presentar los antecedentes empleados para decidir que dicha planta de potencia no fuera construida, quedando la decisión final pendiente, en espera de una variación en las condiciones de consumo eléctrico en el país, y de los precios de los hidrocarburos en los mercados internacionales.

La energía nucleoelectrica

En un artículo anterior (*Revista de Marina* Nº 2/1984), el autor dio a conocer cuál era la situación de la industria nuclear a nivel mundial a fines de 1983. En estos dos años no se han registrado cambios importantes, pero se han demostrado los beneficios de la estandarización de las plantas nucleoelectricas en Francia, y los graves inconvenientes que ha debido enfrentar la industria nuclear en Estados Unidos, debido a la nula estandarización que poseen las centrales de potencia en ese país. Básicamente, las graves dificultades de Estados Unidos derivan en que no existen dos plantas idénticas en sus componentes, motivo por el cual todos los diseños deben ser autorizados por los organismos competentes, y los beneficios adquiridos por la experiencia con un equipo y sistema determinado no pueden ser utilizados nuevamente.

Para la generación comercial de electricidad existen cuatro tipos de reactores, que han sido fabricados internacionalmente.

- Agua a presión (PWR)
- Agua en ebullición (BWR)
- Uranio natural agua pesada (HWR)
- Moderados por grafito y refrigerados por gas (GR)

Cada uno de estos sistemas posee sus propias ventajas y desventajas, que se enumeran en la tabla Nº 1.

En los últimos quince años, la línea general ha sido de aumentar progresivamente la potencia eléctrica de las plantas nucleares, para hacer uso de las teóricas "economías de escala", lo que ha redundado en dificultades mayores que las esperadas. En la década de los años 60, la potencia de las centrales era del orden de 300 megavatios eléctricos; con el tiempo, esto ha aumentado, pasando por 600 MWe, 900 MWe, para llegar a 1.300 MWe en las centrales de mayor tamaño.

Los reactores de agua pesada a presión tipo CANDU, fabricados en Canadá, han sido diseñados para potencias de 600 MWe, utilizando modelos estándar, los cuales ya han sido exportados a varios países del Tercer Mundo, como Argentina, Corea y Filipinas. La empresa fabricante ha diseñado una planta de 300 MWe, la cual no se ha visto materializada en un proyecto que demuestre su factibilidad.

Tabla N° 1

VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE DIFERENTES TIPOS DE REACTORES NUCLEARES

TIPOS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
PWR	<ul style="list-style-type: none"> — Agua como moderador y refrigerante (bajo costo). — Experiencia en su diseño, construcción y operación. — Diversos proveedores. — Buen quemado del combustible 	<ul style="list-style-type: none"> — Uranio enriquecido. — Recambio de combustible con la planta apagada. — Altas presiones de trabajo, materiales pesados y de gran tamaño.
BWR	<ul style="list-style-type: none"> — Requiere menor cantidad de equipos pesados que el PWR, al operar en ciclo directo de vapor. — Agua como moderador y refrigerante (bajo costo). — Reactor diseño compacto (Suecia). 	<ul style="list-style-type: none"> — Se requiere blindar todo el circuito de vapor. — Menor quemado del combustible. — Pocos proveedores. — No adecuado para el seguimiento de carga.
HWR	<ul style="list-style-type: none"> — Utiliza uranio natural. — Recambio con la planta operando (en línea). — El combustible puede ser fabricado con mayor facilidad en un país con mediana capacidad tecnológica (Argentina). 	<ul style="list-style-type: none"> — Agua pesada como moderador (elevado costo). — Menor quemado del combustible. — Mayor costo de la planta. — Gran tamaño. — Control de emisiones de tritio, altamente radiactivo.
GR	<ul style="list-style-type: none"> — Utilizan uranio natural — Elevado quemado del combustible. — Muy seguro en su operación. — Modular 	<ul style="list-style-type: none"> — Gran tamaño. — Diseño discontinuado. — Utilizado para producir plutonio, altamente proliferante.

Reactores que en la década de los años 60 eran considerados de "gran" potencia, con capacidades de generación cercanas a los 300 MWe, hoy son denominados de pequeño tamaño (Small Power Reactor, SPR); algunas compañías poseen los diseños (algunos mejorados de la década de los años 60) para ser comercializados en países del Tercer Mundo, los que, debido a las enormes capacidades de maestranzas existentes, podrían ser fabricados en el país de origen y montados en el país comprador, con elevadas economías y bajos precios. Estos SPR están concebidos para satisfacer los requerimientos de los sistemas interconectados de los países en vías de desarrollo, a modo de no significar más de un 10 a 15% de la capacidad total de generación.

El Sistema Interconectado Nacional

Se entiende por sistema interconectado (SI) un conjunto de centrales generadoras, líneas de transmisión y centros de consumo unidos eléctricamente entre sí, de modo que la energía pueda desplazarse dentro de él, tendiendo a un mejor aprovechamiento de la potencia disponible.

En la actualidad el SI de Endesa abarca desde Diego de Almagro hasta la isla de Chiloé, y junto con el de Chilectra conforman el llamado Sistema Interconectado Central (SIC); en su

territorio habita aproximadamente el 93% de la población, y su superficie es un 43% del total.

Al año 1977 la potencia total instalada en el SIC era de 2.095,7 MWe, que en 1982, fue de 2.466,3 MWe. En este total se incluyen las mayores centrales de generación.

Ventanas: termoeléctrica, carbón petróleo	330 MWe
Rapel: hidroeléctrica	350 MWe
Antuco: hidroeléctrica	300 MWe
El Toro: hidroeléctrica	400 MWe

Últimamente se han incorporado las centrales de Colbún y Machicura, ambas hidroeléctricas, con una potencia de 400 y 90 MWe, respectivamente.

Se encuentra en etapa de proyecto la central Pehuenche, que tendrá una capacidad de 500 MWe.

Como se ve, el sic, si bien posee una elevada potencia instalada, no estaría en condiciones de aceptar una central de más de 500 MWe, lo que establece un límite a la potencia de la central nuclear que podría ser considerada.

Algunas de las dificultades adicionales que presenta una central nuclear en Chile corresponden a costos agregados causados por el diseño especial, requerido para soportar efectos sísmicos (6% del costo base); debido a la actividad sísmica, la ubicación más adecuada sería en la zona de Rancagua o de Curicó; además, requeriría de un sistema especial de enfriamiento (5% del costo base).

Criterios económicos en planificación eléctrica

En sistemas eléctricos interconectados, como el SIC, la introducción de una gran obra de generación, con sus consiguientes sistemas de transmisión, afecta la operación presente y futura del sistema y condiciona las obras que deberán entrar en servicio con posterioridad a ella, motivo por el cual los programas deben ser estudiados en forma global y no aisladamente.

El objetivo básico de la planificación eléctrica consiste en determinar las obras de generación, transmisión y distribución que abastezcan la demanda, de modo que el beneficio para la comunidad sea máximo. Dado que los diferentes programas de planificación abastecen los mismos consumos, es decir, dan el mismo servicio, el criterio de máximo beneficio para la comunidad pasa a ser consecuente con la búsqueda del plan de obras del mínimo costo, por lo que la metodología que se aplica consiste en comparar las diversas alternativas, considerando como más adecuada la de mínimo costo.

Los proyectos del sector público deben ser evaluados de acuerdo a un criterio de eficiencia nacional en la asignación de los recursos disponibles; para ello es necesario considerar los efectos directos o indirectos del proyecto en el resto de la economía; esto corresponde a una "evaluación social" y es el criterio adoptado para la evolución del Proyecto nucleoelectrico, considerando las normas establecidas por Odeplan para ello.

Metodología

El criterio económico general usado en la evaluación consistió en determinar la secuencia de obras de generación y transmisión cuyo costo actualizado de inversión más



Fig. Nº 1 REGIONALIZACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO EN EL MGI

operación fuera el mínimo, lo que permitiría determinar cuándo y con qué capacidad debía ponerse en servicio una central nuclear.

Cabe hacer notar que el número de programas alternativos a comparar es extremadamente alto, ya que en teoría deben ser analizadas todas las combinaciones que resultan de considerar:

- Distintos tipos de centrales (carbón, petróleo, nucleares, hidroeléctricas);
- Distintas potencias para cada tipo de central;
- Diferentes fechas posibles de puesta en servicio a lo largo del período en estudio.

Indudablemente, sólo algunas de estas combinaciones son válidas y debe garantizarse, adicionalmente, que cada programa alternativo sea operado en forma óptima.

Este problema sólo puede ser resuelto mediante modelos matemáticos de optimización. Para el proyecto en cuestión se procedió en dos etapas:

1. Uso de un primer modelo (MGI), que compara alternativas y determina en líneas gruesas un programa de obras de costo mínimo; y

2. Uso de un segundo modelo (WASP), que utiliza parte de los resultados del MGI para analizar con mayor detalle el desarrollo futuro del sistema eléctrico, y determina con mayor precisión el programa de costos mínimos.

El MGI fue creado por Endesa como una herramienta que permitiera planificar a mediano y largo plazo el desarrollo del SIC, y ha sido usado en diversas oportunidades por esa empresa. Este código fue modificado hasta su versión actual por un grupo de trabajo de la CNE, con objeto de emplearlo en la evaluación del Proyecto nucleoeléctrico.

El WASP fue desarrollado en los Estados Unidos para el Organismo Internacional de Energía Atómica, y en la actualidad es usado por un gran número de países en la planificación del sector eléctrico.

Considerando la distribución regional actual y futura de la demanda, la ubicación geográfica de importantes recursos hidroeléctricos y la incidencia de las líneas de transmisión, el SIC ha sido representado por cinco nudos de generación-consumo; estos nudos, representados en la figura N° 1, son los siguientes:

- Nudo 1, Huasco (zona Salvador, Copiapó, Valdivia, Huasco, La Serena).
- Nudo 2, Santiago (Santiago, Valparaíso, Rancagua).
- Nudo 3, Colbún (San Fernando, Talca, Linares).
- Nudo 4, Santa Bárbara (Concepción, Chillán, Los Ángeles, Temuco)
- Nudo 5, Loncoche (Valdivia, Osorno, Puerto Montt, Chiloé).

Se ha supuesto que los consumos están concentrados en los diferentes nudos, a los cuales aportan las centrales existentes y futuras.

En cada nudo del sistema existen diferentes alternativas de equipamiento, siendo las alternativas adoptadas las siguientes:

1.	Huasco: Centrales térmicas a carbón (0 a 800 MW). Central nuclear (600 MW).	2.	Santiago: Centrales térmicas a carbón (0 a 800 MW). Central nuclear (600, 900 ó 1.200 MW). Turbinas a gas (0 a 200 MW). Central hidroeléctrica Coyanco (73 MW).
3.	Colbún: Centrales hidroeléctricas del Maule. Pehuenche (200 a 500 MW). Colbún II (400 MW).	4.	Santa Bárbara: Centrales a carbón (0 a 800 MW). Centrales hidroeléctricas del Biobío, Ralco (500 a 1.500 MW). Pangue (250 a 1.00 MW).
		5.	Loncoche: Centrales hidroeléctricas. Neltume (200 a 500 MW). Choshuenco (100a 180 MW). Petrohué (300 a 700 MW). Canutillar (90 a 170 MW).

A modo de facilitar la identificación de algunas de estas centrales, en la figura N° 2 se presenta ubicación y capacidades.

Se efectuó procesos de optimización para cada una de las siguientes hipótesis:

- Crecimientos alto, mediano y bajo de los consumos de electricidad;
- Se fuerza una central nuclear de 600 MW en la zona central en 1990;
- Se fuerza una central nuclear de 600 MW en la zona de Huasco, en 1990;
- Se descarta la central hidroeléctrica de Neltume.

Cada una de ellas permite la comparación bajo diferentes condiciones: a) permite analizar la sensibilidad de los resultados para distintos crecimientos del consumo eléctrico; b) compara los beneficios de forzar una central nuclear, y c) evalúa la posibilidad de que la central de Neltume no sea factible de construirse.

Resultados

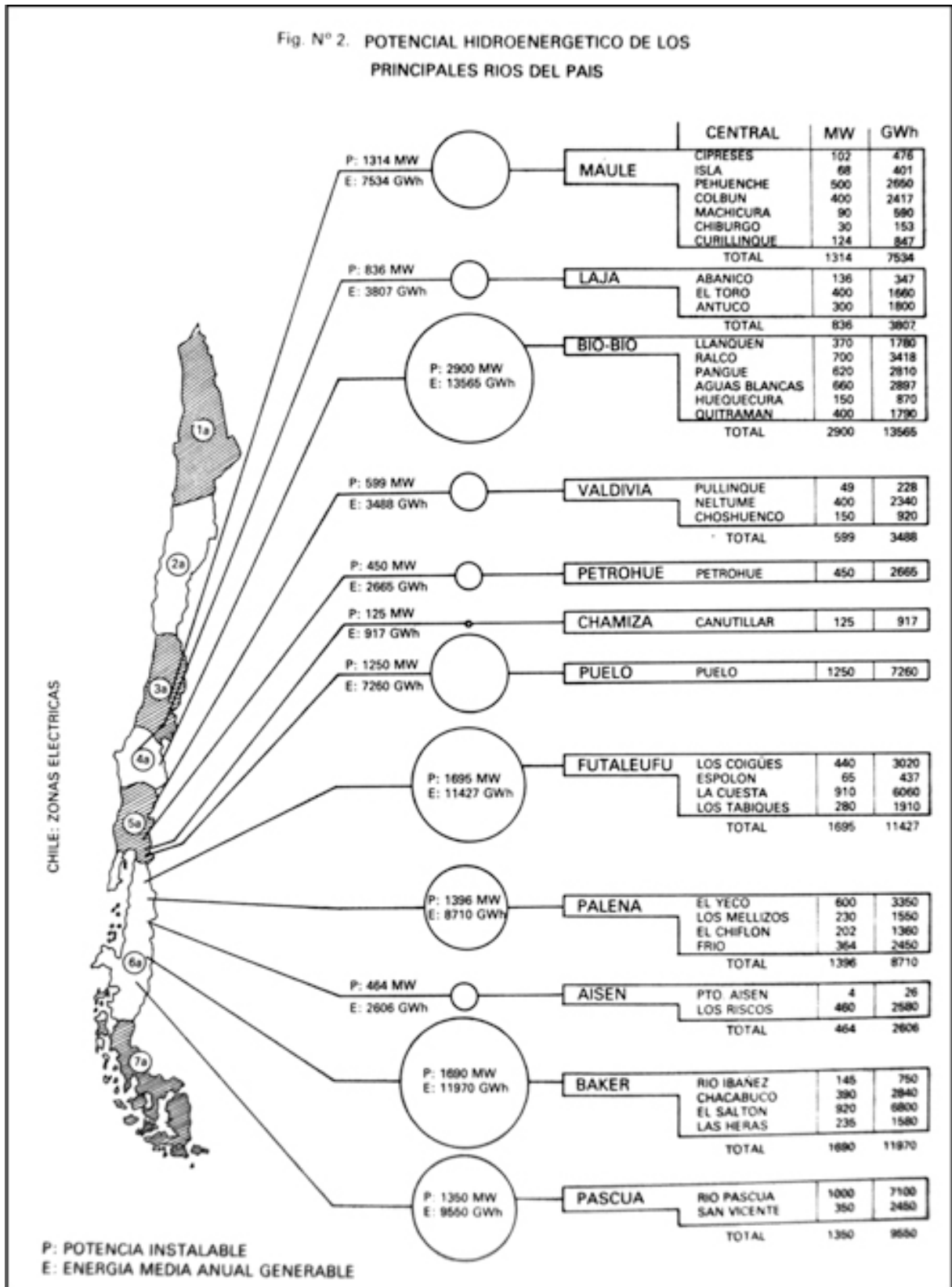
Bajo las hipótesis ya enunciadas fueron analizadas las diferentes alternativas, haciendo uso primero del programa MGI, y con parte de la información proporcionada por este código se alimenta el WASP.

El MGI arrojó, como resultados, que bajo todas las hipótesis de crecimiento de las demandas, el desarrollo del sistema sería fundamentalmente hidroeléctrico, complementado con algunas centrales térmicas a carbón. Sólo en las hipótesis de demanda "alta" aparece una central nuclear de 1.200 MWe, cerca del año 2005. La necesidad de esta central nuclear, como de otras centrales a carbón en años cercanos al ya señalado, coincide con el agotamiento de los proyectos hidroeléctricos considerados en la evaluación.

El orden de prioridad y potencias óptimas de las centrales hidráulicas sería el siguiente:

—	Pehuenche	330 MW	—	Ralco	500 MW
—	Neltume	350 MW	—	Pangue	500 MW
—	Choshuenco	120 MW	—	Coyanco	73 MW
—	Petrohué	465 MW	—	Colbún II	400 MW
—	Canutillar	97 MW			

Fig. N° 2. POTENCIAL HIDROENERGETICO DE LOS PRINCIPALES RIOS DEL PAIS



Los resultados obtenidos con el WASP permiten reforzar los del MGI, y en ello también se demuestra la conveniencia de desarrollar totalmente el potencial hidroeléctrico del país antes de entrar a operar una central nuclear. A modo de verificar el comportamiento de los resultados, en la tabla N° 2 se presenta lo obtenido mediante el WASP para una previsión "media" de aumento del consumo, y consideraciones de costos básicos existentes, estimándose que es la más conservadora y realista.

Para el resto de las hipótesis de demanda y costos, sin forzar la central nuclear de 600 MW, aparece una central nuclear de 1.200 MW cerca de los años 2001 al 2003.

Tabla N° 2

RESULTADOS WASP, COSTOS BÁSICOS, PREVISIÓN MEDIA.

SOLUCIÓN LIBRE	NUCLEAR FORZADA	AÑO
— Carbón, 300 MW	—	1984
—	—	1985
Colbún 1	Colbún 1	1986
Pehuenche	Pehuenche	1987
Neltume	Neltume	1988
—	Choshueco	1989
Choshueco	Nuclear, 600MW	1990
Petrohué-Canutillar	—	1991
—	Petrohué	1992
—	Canutillar	1993
Ralco	—	1994
Pangue	Ralco	1995
—	Pangue	1996
Carbón, 600 MW	Coyanco	1997
Coyanco	Carbón, 300 MW	1998
Carbón, 600 MW	Carbón, 600 MW	1999
Carbón, 450 MW-Colbún II	Carbón, 600 MW	2000
Carbón, 600 MW	Carbón, 450 MW-Colbún II	2001
Carbón, 600 MW	Carbón, 600 MW	2002
Nuclear, 1.200 MW	Carbón, 600 MW	2003
—	Carbón, 600 MW	2004
Carbón, 600 MW	Nuclear, 900 MW	2005

Conclusiones del estudio

El estudio permitió determinar la inconveniencia de forzar una central nuclear en nuestro país, debido a la gran disponibilidad de los recursos hidroeléctricos existentes, pero quedó demostrado que en el largo plazo (2005) el país deberá contar con energía nucleoelectrica para satisfacer adecuadamente la demanda, independiente del aumento del consumo eléctrico.

Consideraciones finales

Debido al tiempo que demora una central nuclear en ser construida (10 años aproximadamente), contar con una central nuclear de 1.200 MWe en el año 2005 significa que en el mediano plazo será necesario comenzar con la capacitación humana y la implementación tecnológica que permita encarar el Proyecto nucleoelectrico en la mejor forma posible. La situación ideal sería aquella que permitiera al país hacer el mayor aporte

de tecnología y suministros a una central de esta naturaleza, pero en virtud de nuestra condición actual esta situación es prácticamente imposible que llegue a ser realidad.

En virtud de la existencia de uranio a nivel mundial y la demanda actual y estimada a futuro, se prevé que la energía nuclear tiene una vida de solamente 40 años más, si ésta es obtenida mediante el tipo de reactores existentes en la actualidad. Si se emplearan los reactores "reproductores", que generan su propio combustible, sería posible que esta fuente energética durara por lo menos 120 a 150 años más, permitiendo cubrir la brecha tecnológica que nos separa de la fusión nuclear.

Si bien en este momento la energía nuclear es el lujo de algunos países muy desarrollados y de gran capacidad tecnológica, en el futuro será una necesidad de todos, incluso de los menos desarrollados. Bajo esta premisa, Chile no debe dejar de lado esta importante fuente de energía.

El autor estima que la reevaluación a que será sometido el Proyecto nucleoelectrico entregará resultados similares a los ya expuestos, y que la central nuclear del año 2005 será una realidad para la cual debemos continuar preparándonos.

BIBLIOGRAFIA

- ENDESA: *Producción y consumo de energía en Chile, años 1977 y 1982*.
- ENRIQUE ARIAS: *Necesidades y recursos de energía, rol creciente de la electricidad, aprovechamientos hidroeléctricos en Chile*, IV Congreso Ingeniería de Minas, Copiapó, octubre de 1984.
- JOSÉ MALDIFASSI: "*Estado de la industria nuclear*", Revista de Marina Nº 2/1984, pp. 178-185.
- ENDESA: *Proyecto Colbún, Centrales Colbún y Machicura*, 1985.
- ROSARIO RETAMAL y ROBERTO BAÑADOS (alumnos) y JOSÉ MALDIFASSI {profesor}: *Instalación de una central nuclear incorporada al Sistema Interconectado Chileno*, Facultad de Ingeniería, Pontificia Universidad Católica de Chile, 1984.