

LOS RECURSOS HIDROELECTRICOS EN LA PLANIFICACION
DE LA OPERACION DEL SISTEMA INTERCONECTADO

Guillermo Espinosa Ihnen

1974

INTRODUCCION

El actual Sistema Interconectado con que cuenta el país para abastecer los consumos del servicio público, abarca el área comprendida por la 2ª, 3ª, 4ª y 5ª regiones geográficas definidas en el Plan de Electrificación Nacional, extendiéndose además a la Isla Grande de Chiloé. Es decir, se encuentran conectados por un sistema de transmisión de energía eléctrica, los centros de consumo desde el pueblo El Salado por el norte hasta la ciudad de Castro por el sur.

En esta zona se concentra más del 90% de la población del país y el 96% de los consumos de servicio público.

Para abastecer estos consumos el Sistema cuenta con 20 centrales de importancia, de las cuales 13 son hidroeléctricas y 7 termoeléctricas, interconectadas entre sí y con los centros de consumo por más de 5 000 kilómetros de líneas de alta tensión.

Las centrales hidroeléctricas que componen el Sistema Interconectado actual son de características muy diversas y están afectas a regímenes hidrológicos también muy diferentes entre sí, dependiendo de la latitud del lugar y de su ubicación, ya sea cercana a la cordillera o al mar.

Esta disimilitud entre las centrales hidráulicas-una de las razones que justifican su interconexión y la importancia que tiene contar con un abastecimiento eléctrico económico y seguro para una zona tan extensa como la que abarca el sistema, obliga a realizar cuidadosos estudios para determinar la forma en que deben operar las centrales, teniendo en cuenta principalmente la mejor utilización del agua, recurso fundamental en un sistema predominantemente hidroeléctrico como es el nuestro.

Estos estudios podrían resumirse simplíficadamente en los siguientes :

- Previsión y análisis de los consumos
- Análisis de la hidrología
- Determinación de normas de operación de embalses
- Determinación de reservas de energía ante años críticos de abastecimiento y eventuales sequías.
- Formulación de programas de abastecimiento que tienen por finalidad determinar necesidades de combustible, stocks de carbón, ventas de energía, elaboración de presupuestos, etc.
- Finalmente, y englobando todo lo anterior, optimización de la operación del Sistema.

La finalidad de este trabajo es mostrar las bases según las cuales se realizan estos estudios y algunos modelos que se han implementado para ese mismo fin.

El texto se ha separado en cuatro capítulos, habiéndose se dedicado los dos primeros al análisis de las dos variables principales en lo que respecta a la operación, y que son los consumos y la hidrología; en los dos capítulos finales se explican someramente un modelo de simulación y uno de optimización, orientados a la operación de centrales y embalses respectivamente.

1. ANALISIS DE LOS CONSUMOS

Los estudios relativos a los consumos de energía eléctrica se podrían clasificar desde un punto de vista convencional en dos tipos :

- a) Los destinados a estimar la cantidad de energía que será demandada en el Sistema en época futura; generalmente previsión de energía anual y demanda máxima horaria.
- b) Los destinados a estimar la forma en que será demandada, dentro del año, la energía anual total prevista.

Para el estudio de las previsiones de energía anual se utilizan métodos tales como los de previsiones sectoriales, análisis globales, probabilísticos, etc. que se vienen empleando desde hace algún tiempo en la ENDESA y son bastante conocidos.

Para la distribución en períodos menores de tiempo (mes, día, hora) del consumo anual previsto, se utilizaban antiguamente coeficientes, curvas típicas, etc. obtenidas de las características de los consumos de algún año anterior estimado como normal. Este procedimiento no permitía considerar adecuadamente la evolución de estas características en el tiempo, ni determinar sistemas normalizados de representación de dichas propiedades.

Esta sistematización es posible dado que la demanda a lo largo del año cumple ciertos ciclos derivados del comportamiento humano frente a las variaciones climáticas estacionales o provenientes de su propia organización de actividades (vacaciones, descanso de fin de semana, etc.)

En la figura IX-1 que se incluye a continuación se aprecia claramente la forma en que los consumos reflejan este comportamiento.

En el recuadro a) de esta figura se han dibujado los consumos de cada una de las 52 semanas del año calendario 1970, apreciándose un mínimo en los meses de Enero y Febrero (época de vacaciones), un máximo en los meses de Junio y Julio (meses típicos del invierno) y posteriormente una disminución paulatina a medida que mejoran las condiciones climáticas. Se aprecia también la tendencia de crecimiento de los consumos y el efecto que tienen los fenómenos circunstanciales como son los días feriados (1° de Mayo, Fiestas Patrias, etc.)

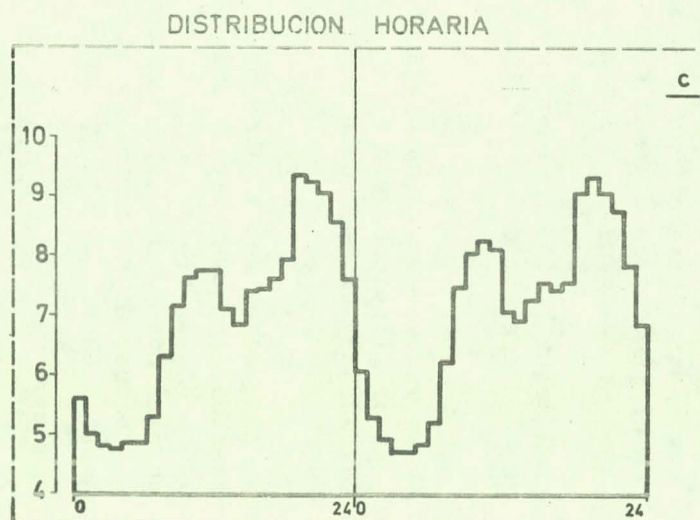
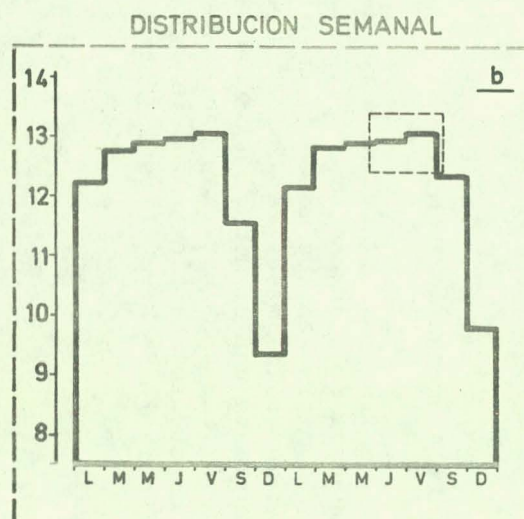
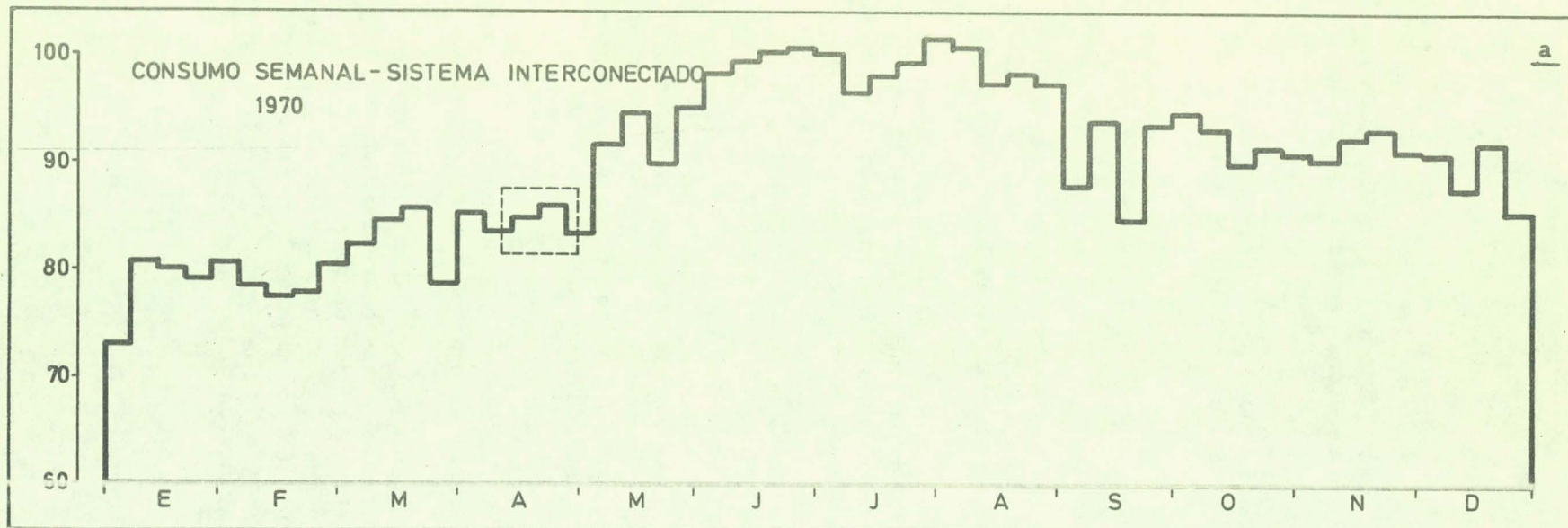


FIG. IX-1

En el recuadro b) de la misma figura se ha dibujado con mayor detalle lo que ocurre dentro de las dos semanas marcadas en el recuadro a) y que es válido, por supuesto, para todas las semanas del año. En este caso se apreciaba una variación periódica que hace alcanzar un máximo de los consumos durante los días de trabajo (Martes a Viernes)* para decaer los días Sábado y llegar a un mínimo en el día Domingo.

Finalmente, en el recuadro c) de la misma figura se ha dibujado la variación horaria que tienen los consumos en los días marcados en la distribución semanal, apreciándose un mínimo en las horas de la madrugada y un máximo al comienzo de la noche. Esta repartición horaria se repite durante todos los días del año con variaciones ligeras debidas a la época del año y al tipo día (de trabajo, Domingo y Festivos, etc.).

Estadísticamente entonces, la demanda de energía eléctrica presenta, al igual que la mayoría de las crónicas, características de tendencia, variaciones periódicas y desviaciones. Para representar el comportamiento de estas crónicas y poder estudiar sus distintos componentes en forma aislada y sistemática, se suelen formular modelos que reflejen estas características.

Un modelo de tipo aditivo se representaría, por ejemplo, de la siguiente manera :

$$X_t = \bar{X}_t + \sum_j S_j(t) + a(t)$$
, donde X_t es el valor que toma la variable en el tiempo t , $\bar{X}_t$ el valor de la tendencia, $\sum_j S_j(t)$ es la sumatoria de las variaciones cíclicas de diferente amplitud y período que pudiesen coexistir y $a(t)$ las desviaciones puntuales no previsibles o aleatorias.

Un modelo de tipo multiplicativo tendría la siguiente expresión, utilizando la misma nomenclatura :

$$X_t = \bar{X}_t \cdot \prod_j S_j(t) \cdot e^{a(t)}$$

* En el día Lunes la curva de carga es distinta en las horas de la madrugada y por lo tanto no puede considerarse como día típico de trabajo.

Este modelo multiplicativo tiene la ventaja de expresar que los factores estacionales dependen del nivel de la tendencia, lo que es bastante real en el caso del consumo eléctrico.

Se elaboró así un modelo multiplicativo basado en coeficientes adimensionales y sin tomar en cuenta el término que representa los efectos aleatorios, debido a la complejidad que ese término representaba y a que en la práctica no se está aún en condiciones de aprovechar esta probabilización de los consumos.

Utilizando los subíndices i para el mes ($i = 1, 2, \dots, 12$), j para el tipo de día ($j = 1, 2, 3, 4$) y h para la hora del día ($h = 1, 2, \dots, 24$) se definieron los siguientes coeficientes :

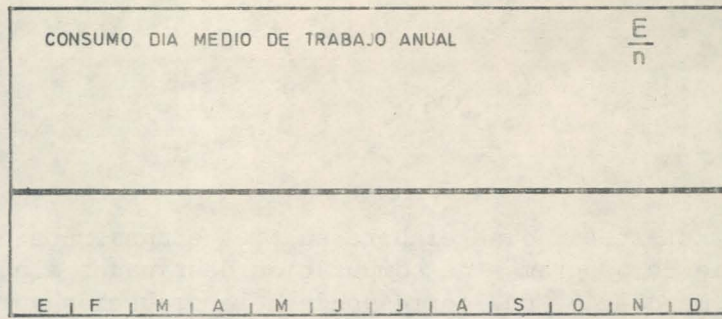
- n : N° de días medios de trabajo equivalente anual
- n_i : N° de días medios de trabajo equivalente mensual
- t_i : coeficiente de crecimiento del mes i
- K_i : coeficiente de variación estacional del mes i
- P_{ij} : coeficiente de ponderación del consumo del día tipo j con respecto al día medio de trabajo del mes i
- g_{ijh} : coeficientes de variación horaria.

De esta manera, la potencia demandada a la hora h del día tipo j del mes i estaría dada por la siguiente fórmula que resulta de aplicar el modelo multiplicativo y la definición de los coeficientes :

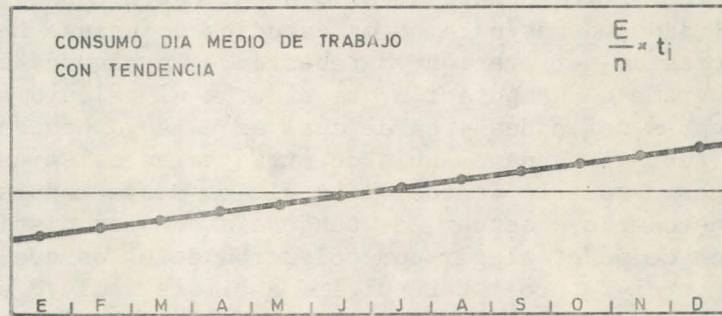
$$P_{ijh} = \frac{E}{n} \cdot t_i \cdot K_i \cdot P_{ij} \cdot \frac{g_{ijh}}{24}, \text{ siendo } E \text{ la energía anual demandada.}$$

En la figura IX-2 que se incluye a continuación se demuestra cómo la aplicación sucesiva de los coeficientes permite ir obteniendo la distribución de la energía anual prevista con mayor detalle.

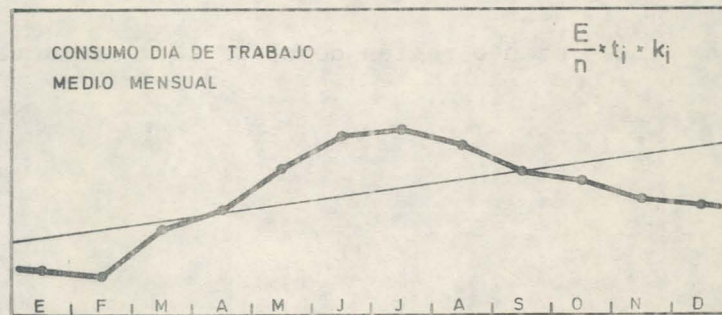
Los valores del gráfico IX-2-b) corresponden a los valores que incluyen sólo el efecto de tendencia de crecimiento; multiplicando estos valores por los coeficientes que representan las variaciones periódicas se obtienen, sucesivamente, la variación estacional, semanal y diaria del consumo, como se muestra en los recuadros c), d) y e) respectivamente.



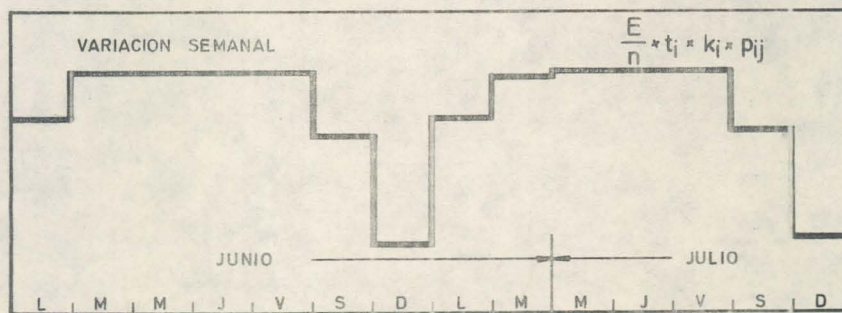
a



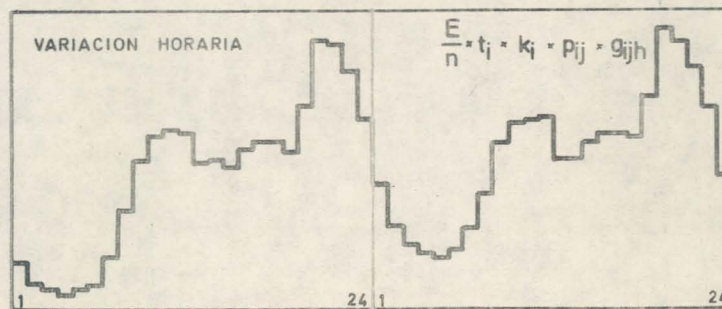
b



c



d



e

FIG. IX-2

Este trabajo se elabora en tres etapas. La primera consiste en una serie de programas de computación destinados a preparar un archivo en cinta magnética, que corresponde a la grabación permanente de las demandas brutas horarias de las diferentes regiones geográficas del Sistema Interconectado. Este archivo se ha estructurado de modo de poder ser utilizado además para otros estudios e incluye tests de verificación de errores de perforación y grabación. La segunda etapa corresponde a un programa de computación que efectúa el cálculo estadístico de los coeficientes definidos y en el cual se ha aprovechado además para incorporar subrutinas de cálculo de otras características del consumo que a veces es necesario conocer. La última etapa consiste en el análisis que es necesario efectuar, de tendencias de los distintos coeficientes, de modo de poder elegir una colección de ellos que puedan ser representativos en el futuro. Este último análisis incluye un cálculo de compatibilidad de los coeficientes de modo que la colección que se adopte sea realmente un juego coherente de valores.

El procedimiento recién descrito se viene utilizando en ENDESA desde 1972.

2. ANALISIS DE LA HIDROLOGIA

Como se anotara en la introducción, la hidrología es una de las variables principales en lo que a estudios de planificación de la operación del Sistema Interconectado se refiere.

La incertidumbre acerca de los recursos hidrológicos con que se contará en las centrales y su distinta distribución a lo largo del país son las características principales de esta variable y obligan a estudiar la operación del Sistema bajo distintas condiciones de afluencia hidráulica (años secos, normales o lluviosos).

La información básica con que se cuenta para el estudio de este recurso está constituida por las estadísticas de caudales medios mensuales afluentes a las distintas centrales, las que representan una muestra (en el sentido estadístico) del fenómeno hidrológico.

Debido al distinto rendimiento que tienen las centrales hidroeléctricas del Sistema, estas estadísticas de caudales deben ser reducidas a una unidad común, transformándose así las estadísticas en (m^3/seg), en estadísticas en energía, medidas en GWh.

De esta manera, contando con una estadística de energía afluente a cada una de las centrales, se puede obtener por simple suma una estadística de energía afluente al total del Sistema. Se ha formado así una estadística con detalle mensual y 30 años de duración (1941 a 1970).

En la figura IX-3 se ha dibujado la distribución de frecuencia de la energía anual afluente al Sistema Interconectado. Las irregularidades que se aprecian se deben a que la estadística de 30 valores es aún muy corta para definir claramente este tipo de gráficos; se puede deducir de todos modos que la distribución es asimétrica, cargada a la izquierda y con un valor más frecuente del orden de los 4 600 GWh (marca de la clase más frecuente).

Se muestra a continuación, en figura IX-4 la curva de probabilidad acumulada resultante de un ajuste log-normal a la distribución de frecuencias de la energía anual afluente, ya que las características de esa distribución permiten suponer que ese ajuste es el más indicado.

DISTRIBUCION DE FRECUENCIA DE LA ENERGIA
ANUAL AFLUENTE AL SISTEMA INTERCONECTADO

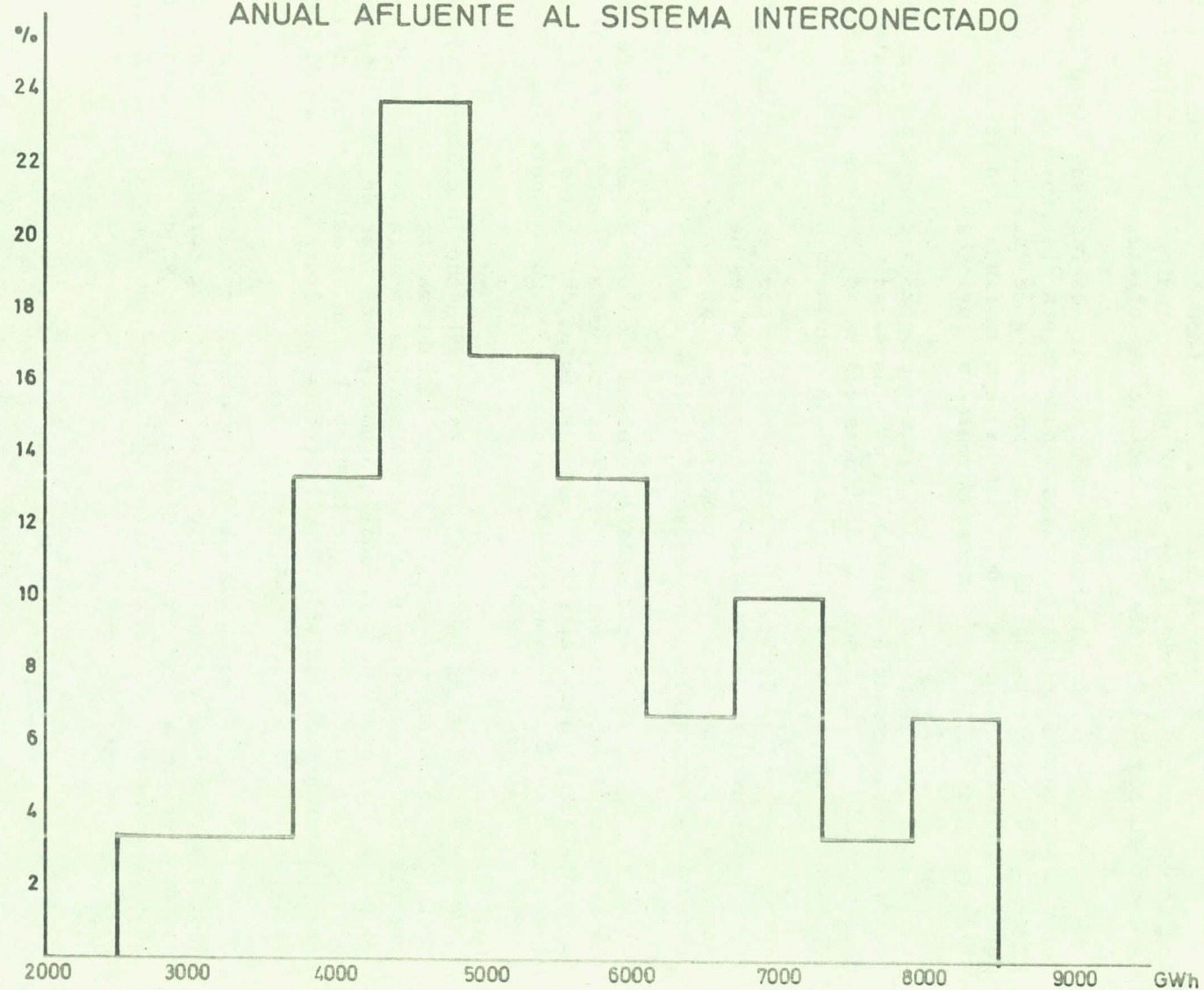
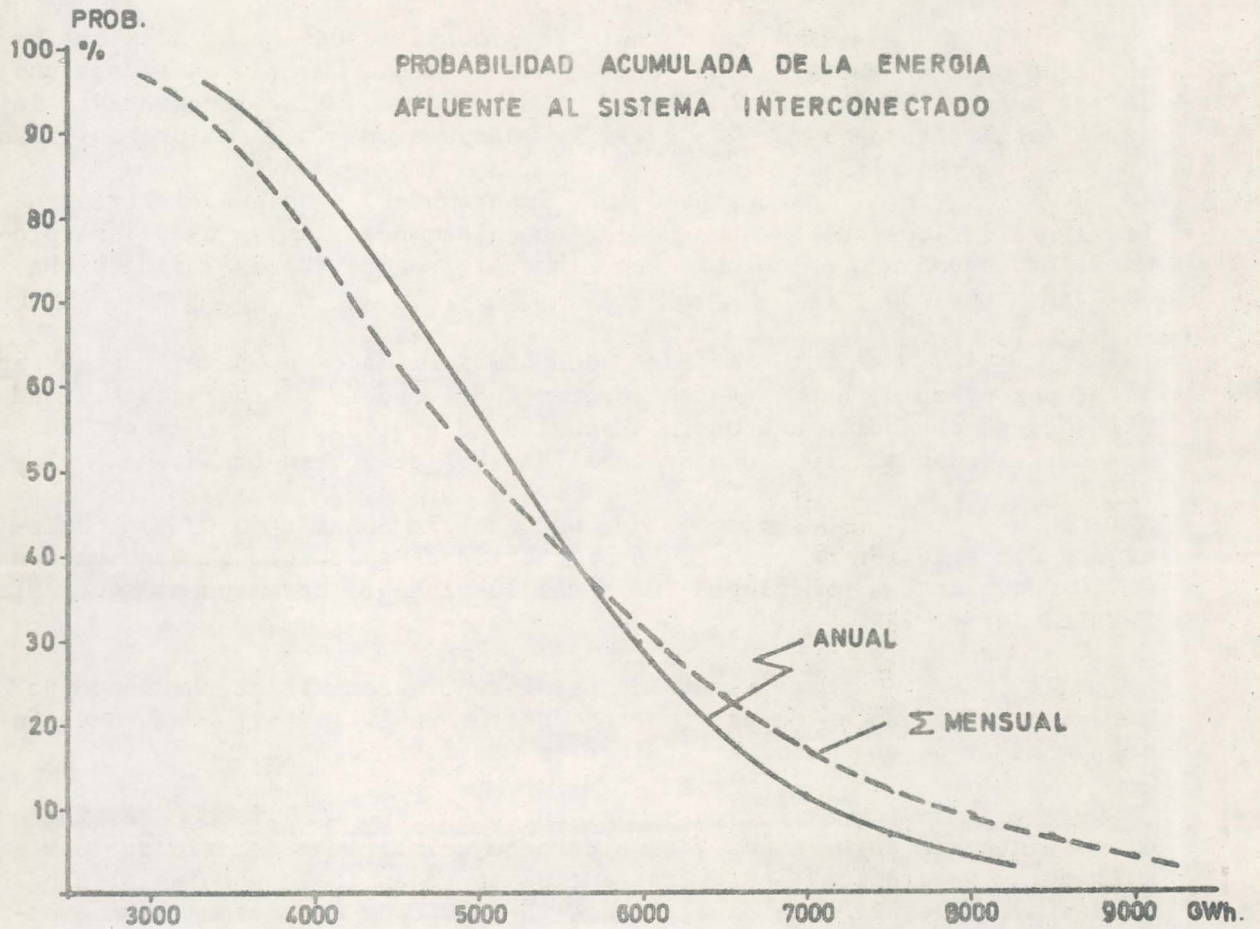


FIG. IX-3



PROB. ANUAL %	PROB. MENSUAL %	GWh
95	90	3400
90	83	
80	70	
70	60	
60	53	4750
50	46	
40	40	
30	32	
20	24	6400
10	15	
5	10	

FIG. IX - 4

El mismo cálculo de probabilidades acumuladas que se ha hecho para la energía anual afluyente es posible hacerlo para cada uno de los meses. En la figura IX-4 se ha dibujado con línea segmentada la curva resultante de sumar las energías mensuales de la misma probabilidad.

La conclusión más importante que se puede extraer de la figura IX-4 es que la suma de las energías mensuales de una misma probabilidad acumulada no coincide con la energía anual de esa misma probabilidad acumulada.

Este fenómeno, que hemos llamado de "persistencia" in dica, por ejemplo, que si todos los meses del año fueran de probabilidad 90% seca se obtendría una energía anual de 3 400 GWh, la que dentro de una duración anual tiene una probabilidad 95% de ser superada.

Del mismo modo, una energía anual tipo 60% se obtiene con una sucesión de meses cuya probabilidad es 53%, lo que equivale a 4 750 GWh. En una hidrología 20% anual la probabilidad mensual necesaria resulta ser de 24%.

Este efecto de persistencia se explica razonando de que si un fenómeno es en cierto grado desfavorable (p.ej.), una sucesión de fenómenos de esa misma naturaleza es más desfavorable aún.

Es lógico pensar entonces, que si existe este efecto de persistencia en el tiempo, también debe existir una especie de "persistencia geográfica", es decir, que si en todas las centrales el año es desfavorable, la suma de ellas nos dá para todo el sistema en conjunto un año más desfavorable aún.

Este fenómeno de hecho existe y, suponiendo que las condiciones hidrológicas afectan por igual a todas las centrales del Sistema se obtienen las siguientes probabilidades que dan energías anuales equivalentes :

	<u>TOTAL ANUAL</u>	<u>CENTRAL ANUAL</u>
HIDROLOGIA SECA	95%	91.5%
HIDROLOGIA NORMAL	60%	56.0%
HIDROLOGIA LLUVIOSA	20%	20.5%

Ahora bien, como la persistencia en el tiempo también existe para cada central, deberá buscarse para cada hidrología (seca, normal o lluviosa) y en cada central, que probabilidad acumulada mensual es la que nos entrega una hidrología 91.5%, 56% y 20.5% respectivamente.

Los resultados se muestran en el cuadro a continuación:

PROBABILIDAD MENSUAL POR CENTRAL

CENTRAL	HIDROL. SECA	HIDROL. NORMAL	HIDROL. LLUVIOSA
Oueltehues	79%	51%	40%
Los Molles	88%	48%	24%
Sauzal y Sauzalito	78%	47%	29%
Pullínque	74%	43%	40%
Pilmaiquén	79%	43%	36%
Afl. Laguna Invernada	81%	57%	26%
Isla (Rama Maule)	81%	47%	24%
Rapel	84%	43%	23%
Afl. Lago Laja	77%	53%	24%
ANUAL SISTEMA	95%	60%	20%
ANUAL CENTRAL	91.5%	56%	20.5%
MENSUAL SISTEMA	90%	53%	24%

Se puede apreciar de este cuadro las distintas características de los regímenes hidrológicos según la ubicación geográfica de las centrales; por ejemplo, para una hidrología seca los porcentajes más altos (menor energía) corresponden, respectivamente, a Los Molles, Rapel y la Laguna la Invernada, es decir, el mismo orden en que están ubicadas las centrales de norte a sur.

Con estos resultados, que permiten definir qué caudales afluentes se deben considerar en cada una de las centrales para cada año tipo, se está en condiciones de estudiar la operación de las centrales para determinados consumos y las condiciones hidrológicas que se estimen.

3. OPERACION SIMULADA DE CENTRALES

Habiendo analizado en los dos capítulos precedentes al comportamiento de las variables principales (consumo e hidrología) en lo que a planificación de la operación se refiere, se expone a continuación un método que permite estudiar la forma en que operarán las centrales bajo las condiciones impuestas por esas variables.

Esta técnica o método se ha denominado "Operación Simulada de Centrales" y se viene usando desde hace más de 20 años en ENDESA, inicialmente en forma manual y luego mediante un programa de computación bastante extenso y complejo.

El método consiste en la saturación de curvas parabólicas, como veremos a continuación.

En la figura IX-5 se muestra cómo se obtiene una curva parabólica : a partir de la curva de carga de todos los días del mes se obtiene una curva de duración de la potencia, por simple ordenamiento de mayor a menor de los valores de la potencia media horaria de mandada. Dibujando estos valores ordenados en un gráfico versus el tiempo, se obtiene el número de horas en que determinado valor de la potencia ha sido igualado o sobrepasado.

El punto P_{min} , por ejemplo, corresponde a la potencia mínima demandada en el mes y ha sido sobrepasada o igualada por los 744 valores horarios de la potencia (mes de 31 días).

El área encerrada bajo la curva de duración representa entonces el total de la energía demandada en el mes y ésta se obtendría por simple integración.

Si la integración se hace por franjas horizontales, se va obteniendo la energía demandada correspondiente a cada nivel de la potencia, es decir, qué energía ha sido demandada en todas las horas en que la potencia ha sido inferior a aquella hasta cuyo nivel se ha integrado. Estos valores, energía y potencia, forman los puntos para dibujar la curva parabólica.

Ahora bien, como la persistencia en el tiempo también existe para cada central, deberá buscarse para cada hidrología (seca, normal o lluviosa) y en cada central, que probabilidad acumulada mensual es la que nos entrega una hidrología 91.5%, 56% y 20.5% respectivamente.

Los resultados se muestran en el cuadro a continuación:

PROBABILIDAD MENSUAL POR CENTRAL

CENTRAL	HIDROL. SECA	HIDROL. NORMAL	HIDROL. LLUVIOSA
Oueltehues	79%	51%	40%
Los Molles	88%	48%	24%
Sauzal y Sauzalito	78%	47%	29%
Pullinque	74%	43%	40%
Pilmaiquén	79%	43%	36%
Afl. Laguna Invernada	81%	57%	26%
Isla (Rama Maule)	81%	47%	24%
Rapel	84%	43%	23%
Afl. Lago Laja	77%	53%	24%
ANUAL SISTEMA	95%	60%	20%
ANUAL CENTRAL	91.5%	56%	20.5%
MENSUAL SISTEMA	90%	53%	24%

Se puede apreciar de este cuadro las distintas características de los regímenes hidrológicos según la ubicación geográfica de las centrales; por ejemplo, para una hidrología seca los porcentajes más altos (menor energía) corresponden, respectivamente, a Los Molles, Rapel y la Laguna la Invernada, es decir, el mismo orden en que están ubicadas las centrales de norte a sur.

Con estos resultados, que permiten definir qué caudales afluentes se deben considerar en cada una de las centrales para cada año típico, se está en condiciones de estudiar la operación de las centrales para determinados consumos y las condiciones hidrológicas que se estimen.

3. OPERACION SIMULADA DE CENTRALES

Habiendo analizado en los dos capítulos precedentes al comportamiento de las variables principales (consumo e hidrología) en lo que a planificación de la operación se refiere, se expone a continuación un método que permite estudiar la forma en que operarán las centrales bajo las condiciones impuestas por esas variables.

Esta técnica o método se ha denominado "Operación Simulada de Centrales" y se viene usando desde hace más de 20 años en ENDESA, inicialmente en forma manual y luego mediante un programa de computación bastante extenso y complejo.

El método consiste en la saturación de curvas parabólicas, como veremos a continuación.

En la figura IX-5 se muestra cómo se obtiene una curva parabólica : a partir de la curva de carga de todos los días del mes se obtiene una curva de duración de la potencia, por simple ordenamiento de mayor a menor de los valores de la potencia media horaria demandada. Dibujando estos valores ordenados en un gráfico versus el tiempo, se obtiene el número de horas en que determinado valor de la potencia ha sido igualado o sobrepasado.

El punto P_{min} , por ejemplo, corresponde a la potencia mínima demandada en el mes y ha sido sobrepasada o igualada por los 744 valores horarios de la potencia (mes de 31 días).

El área encerrada bajo la curva de duración representa entonces el total de la energía demandada en el mes y ésta se obtendría por simple integración.

Si la integración se hace por franjas horizontales, se va obteniendo la energía demandada correspondiente a cada nivel de la potencia, es decir, qué energía ha sido demandada en todas las horas en que la potencia ha sido inferior a aquella hasta cuyo nivel se ha integrado. Estos valores, energía y potencia, forman los puntos para dibujar la curva parabólica.

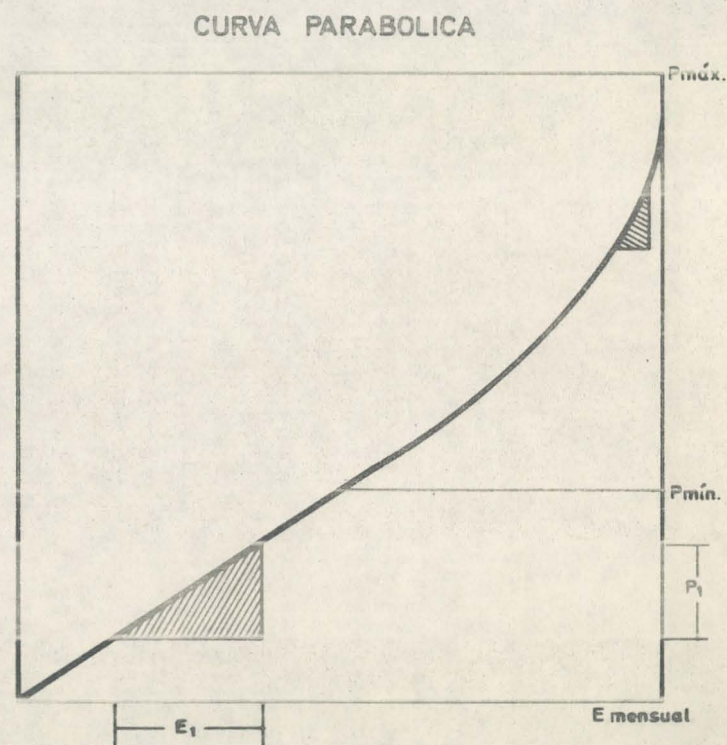
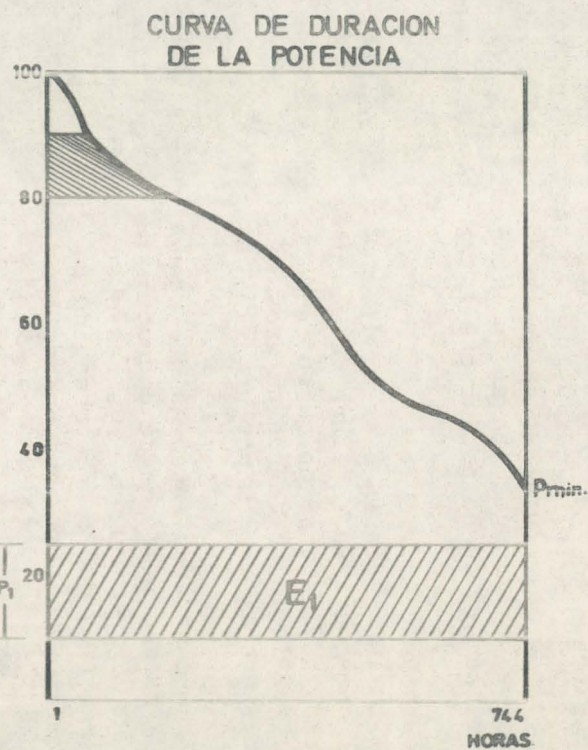
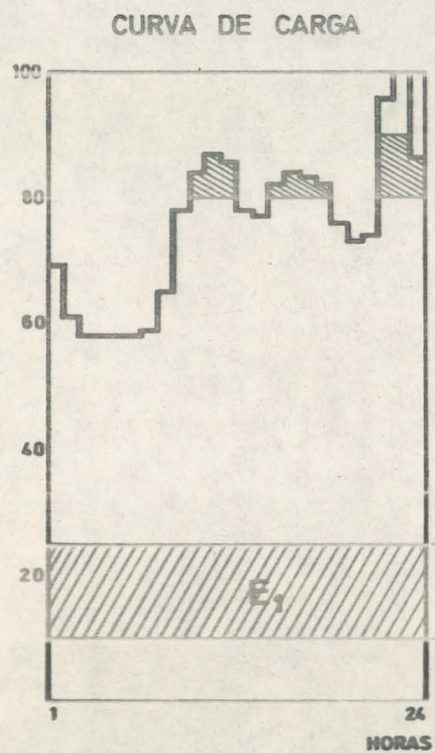


FIG. IX-5

Hasta el punto en que la potencia alcanza su valor mínimo ($P_{\min}$) la energía crece linealmente con la potencia, ya que ésta ha sido sobrepasada durante todas las horas del mes; a partir de ese punto la potencia crece más rápido que la energía debido a que el número de horas en que se ha demandado la potencia comienza a disminuir. Se obtiene así finalmente la curva parabólica mostrada en la figura ya mencionada.

La operación de una central que trabaje en la base de la curva de carga está dibujada en la misma figura IX-5; por estar en la base esta central mantendría su potencia durante las 24 horas del día entregando una energía. El correspondiente al área achurada. En la curva de duración esta central aparecería como una franja (como la achurada) siendo también el área de esta franja la energía generada.

Al representar la operación de esta central en la curva parabólica habría que asignarle un segmento (E_1) en el eje de las energías y otro (P_1) en el eje de las potencias; para visualizar mejor esta ubicación se acostumbra a dibujar el triángulo rectángulo que forman E_1 y P_1 como catetos, quedando así representada la operación de la central en la curva parabólica por un triángulo en el que la razón de sus catetos (E_1/P_1) representa el número de horas durante las cuales la central ha entregado la potencia P_1 .

En la figura IX-5 se ha dibujado también la representación de una central que opera en la punta de la curva de carga; en este caso el triángulo correspondiente se ubica en la parte superior de la curva parabólica, de modo que la razón de sus catetos equivalga al número de horas en que la central entregó dicha potencia.

Se comprende entonces que, dando normas simples pero reales acerca de las características de operación de cada central, es posible definir los triángulos equivalentes a esa operación y ubicarlos en la zona de la curva parabólica que corresponda; de esta forma, saturando la curva con triángulos, se tendrían abastecidos los consumos tanto en energía como en potencia.

La elección de la curva parabólica para estudiar la operación del sistema está basada en que es más simple representar la energía por un segmento y no por un área como ocurre en las curvas de carga y de duración; sin embargo, tiene la desventaja de que la visualización de la forma en que se abastecen los consumos es más complicada y requiere práctica en el análisis de la curva saturada resultante.

En la figura IX-6 que se muestra a continuación se han dibujado los triángulos correspondientes a la simulado de la operación del Sistema para un mes dado. Para simplificar el dibujo se han agrupado en algunos casos varios triángulos pequeños en uno sólo.

El programa de computación que se ha formulado para realizar los cálculos correspondientes a la colocación de las centrales en la curva parabólica es bastante complicado y no es del caso describirlo en aquí. Los datos que requiere se podrían resumir en :

- energía mensual demandada
- forma de las curvas parabólicas
- hidrología afluente a centrales
- características de centrales y normas de operación
- normas de operación de embalses
- secuencia en la colocación (prioridad)

Finalmente conviene hacer notar que este modelo, que es muy cuidadoso en cuanto a la representación de la operación de las centrales, no optimiza la operación del sistema sino en la medida en que las normas de operación que se le entreguen como dato, lo conduzcan a ese fin.

Por lo tanto las normas de operación que conduzcan a una optimización económica de la operación del Sistema son materia de estudio aparte y servirán como datos al modelo de operación simulada que reflejará detalladamente su incidencia en la operación.

AGO 90		
DETALLE		
	ENERGIA	POTENCIA
BOCA	43.8	60.0
VENT	36.9	50.0
RENC	14.6	20.0
ABAN	23.5	32.3
VOLC	13.0	17.8
MAIT	6.3	8.7
QELT	17.4	23.9
MOLL	1.4	2.0
SAUZ	23.4	32.1
PULL	21.9	30.0
PILM	23.7	32.4
ISLA	13.3	18.2
ZZZZ	0.3	0.4
TORO	7.6	10.3
RENC	23.1	31.5
VENT	12.2	16.7
BOCA	47.5	65.0
VENT	35.2	48.3
TORO	150.7	247.1
ISLA	16.0	23.2
TORO	40.7	54.1
RAPE	20.4	27.1
CIPR	5.1	6.8
PILM	1.7	2.3
CIPR	11.1	14.8
PULL	4.5	6.0
CIPR	3.7	5.0
SAUZ	2.3	3.0
MOLL	0.3	0.4
QELT	1.8	2.4
MAIT	1.4	1.8
QELT	0.4	0.5
MOLL	0.4	0.5
SAUZ	1.3	1.7
CIPR	0.1	0.1
RAPE	8.9	11.8

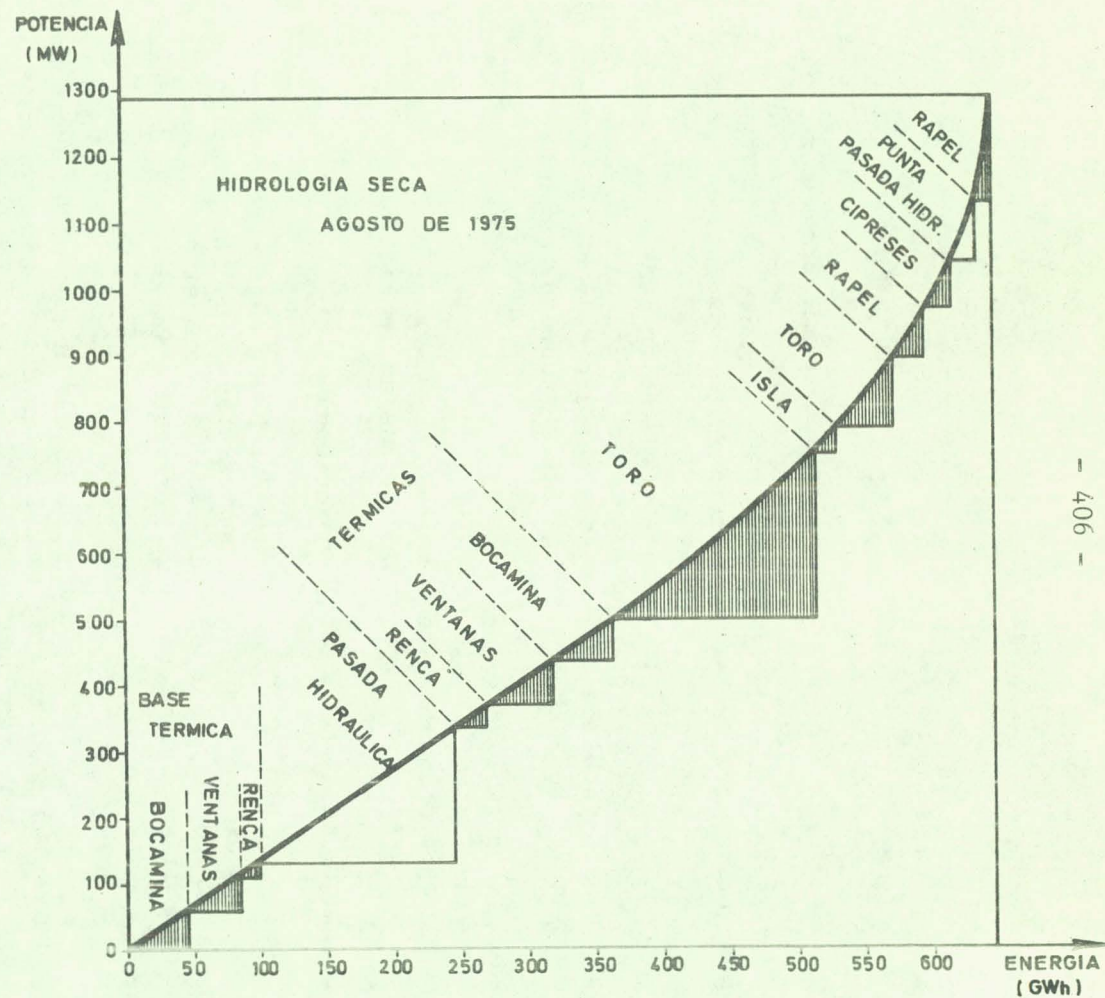


FIG. IX-6

4. OPTIMIZACION DE LA OPERACION DEL SISTEMA.

Al hablar de optimización de la operación del Sistema, nos referimos a la determinación de normas de operación para las centrales, que lleven a un abastecimiento con un grado de seguridad aceptable y a mínimo costo desde el punto de vista nacional.

Esta optimización se refiere principalmente al uso de los embalses con que cuenta el Sistema, ya que es en la operación de estos medios de producción donde se pueden tomar decisiones que conduzcan a un óptimo. En efecto, las centrales de pasada deben, por diseño, generar toda el agua que sus bocatomas les permitan captar y, por lo tanto, tienen una norma de operación fija. Las centrales térmicas, por otra parte, representan la parte "cara" del abastecimiento a través del combustible que es necesario comprar para su generación y, por lo tanto, deben utilizarse sólo el mínimo necesario. Este mínimo necesario depende de la operación que se haya establecido para los embalses, que son, por lo tanto, los que permitirán una optimización a mediano plazo. (*)

El Sistema cuenta en la actualidad con tres embalses (Rapel, Laguna La Invernada y Lago Laja) para los cuales debería estudiar se una política de operación en forma conjunta, es decir, optimizando el uso de los tres embalses en forma simultánea.

Sin embargo, las magnitudes relativas de estos embalses y sus características propias hacen innecesario este estudio conjunto que por lo demás sería complicadísimo.

En efecto, el embalse Laguna La Invernada (140 GWh de capacidad) está fuertemente condicionado en cuanto a su operación por filtraciones de importancia que representan fuertes pérdidas, y por limitaciones en cuanto al llenado-vaciado en las cotas superiores para no comprometer la estabilidad del muro. Debido además a las características

(*) Existe también una optimización "fina" o a corto plazo que se logra con una operación horaria adecuada en centrales de pasada y en aquellas que tienen regulación diaria o semanal, una utilización racional de las centrales térmicas o con repartición de carga adecuada entre las distintas unidades del sistema. También se optimiza en el aspecto eléctrico en el sentido de minimizar pérdidas de transmisión.

eminentemente glaciares de sus afluentes, la determinación de la operación óptima aislada de este embalse coincide, con toda certeza, con la optimización conjunta de los tres embalses del sistema.

Otro tanto ocurre con el embalse de Rapel, cuya capacidad es muy pequeña frente a los volúmenes afluentes (máximo embalsable es de 76 GWh y la generación media anual aproximadamente 780 GWh, lo que indicaría que el embalse se podría llenar - vaciar 10 veces en el año). Para determinar la operación óptima de Rapel se ha formulado un modelo de programación dinámica que toma en cuenta, entonces, en forma muy simplificada su relación con el resto del Sistema. Como ya se ha dicho, esta optimización aislada coincidirá con la optimización conjunta si es que ésta pudiera determinarse.

Con el embalse Lago Laja, sin embargo, la situación es distinta. En efecto, este embalse tiene una capacidad superior a los 2000 GWh (compárese con los 76 GWh y 140 GWh de Rapel y Laguna La Invernada, respectivamente), en él se acumulan las reservas de energía hidráulica del Sistema ante eventuales períodos de sequía, y su capacidad de generación mensual alcanza al 40% aproximadamente de la energía mensual demandada al Sistema en la actualidad.

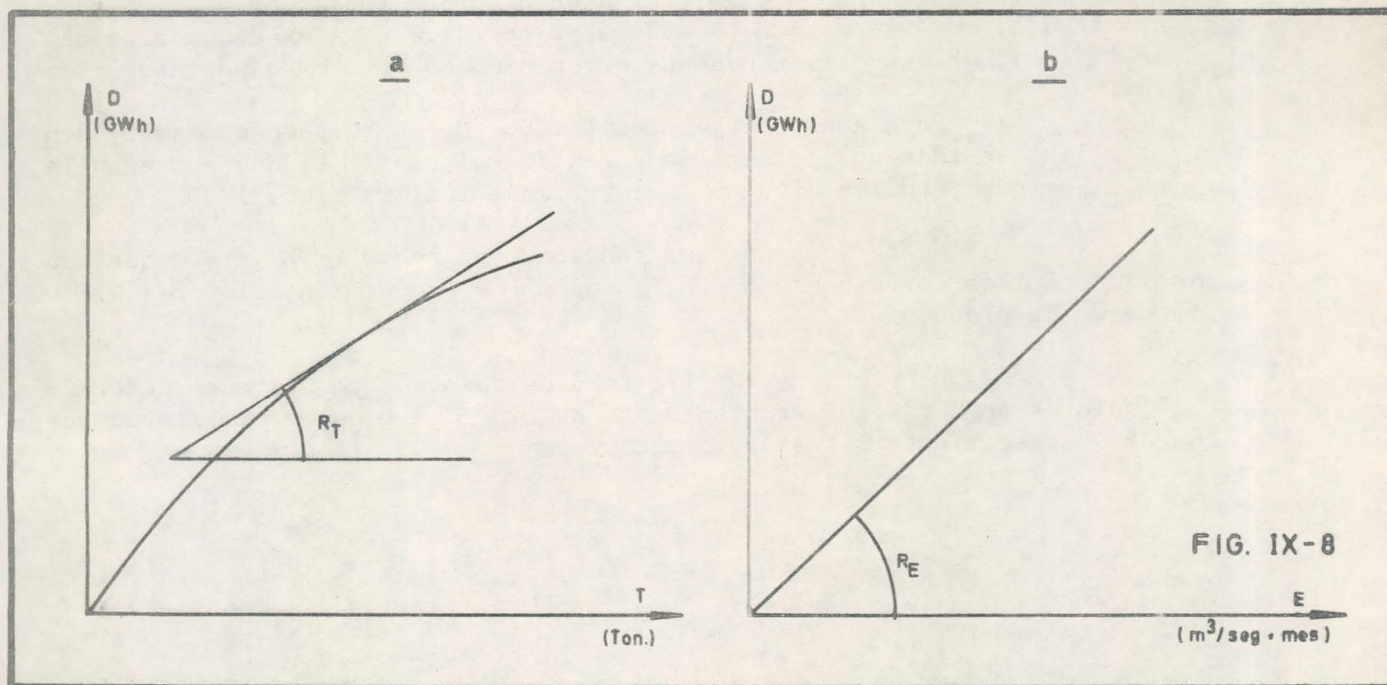
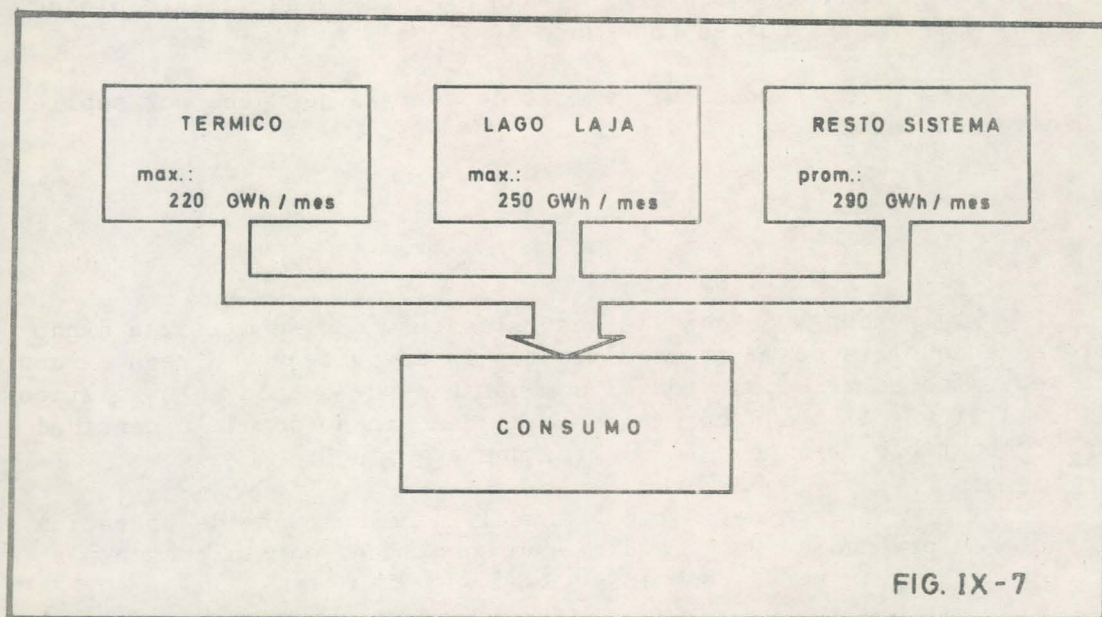
Por lo tanto, la operación a seguir con el lago influye en forma determinante en la optimización del Sistema en conjunto y es necesario analizarla bajo ese punto de vista.

Para este fin, se ha formulado un modelo basado en programación dinámica para estudiar la operación del lago y que tiene como función objetivo la minimización de los costos de operación de todo el Sistema Interconectado.

A continuación se muestran las bases según las cuales se ha planteado este modelo.

Los medios de producción del Sistema se han esquematizado agrupándolos en tres bloques como se muestra en figura IX-7.

El bloque Resto del Sistema agrupa a todas las centrales de pasada y a Rapel y Cipreses, supuesto para estas dos últimas una operación de acuerdo a su optimización aislada.



Para un consumo (C) y una hidrología dada, este bloque entregará una energía (H) que es constante.

Llamaremos $\bar{D}$ al déficit de energía que debe ser suplido con generación térmica y del Lago Laja.

$$\bar{D} = C - H = \text{cte.}$$

Aceptando que las centrales térmicas se utilizan dando le prioridad a aquellas de mejor rendimiento, la energía que entrega el conjunto de centrales se relaciona con el combustible que queman en un gráfico como el de la figura IX-8-a), en el que se ha denominado por T la cantidad total del combustible quemado para generar una energía D.

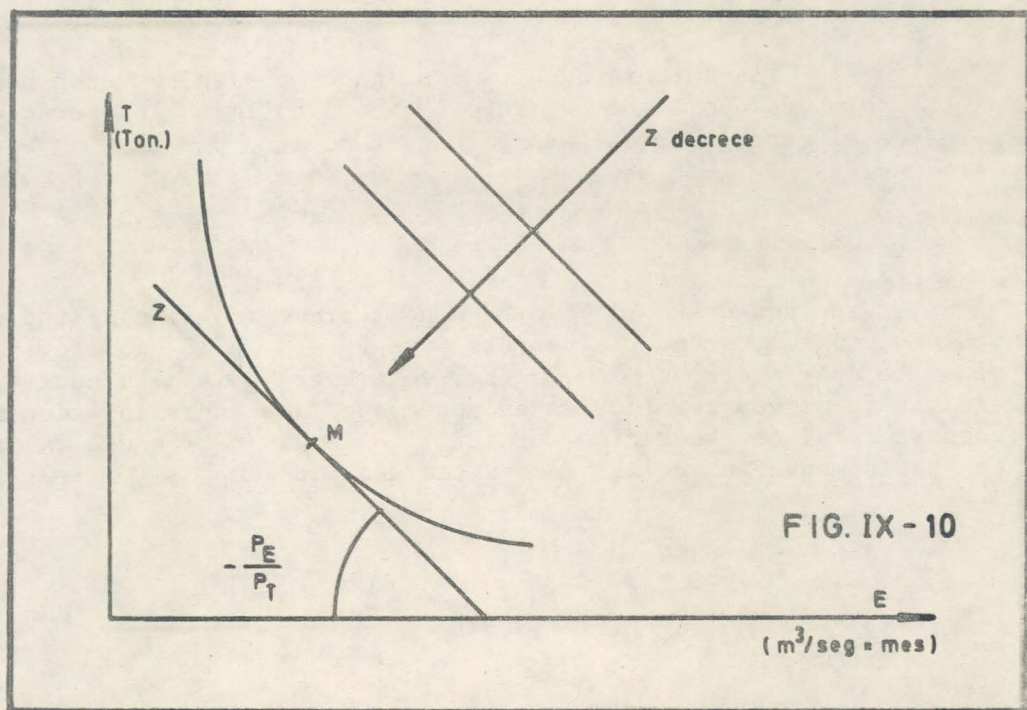
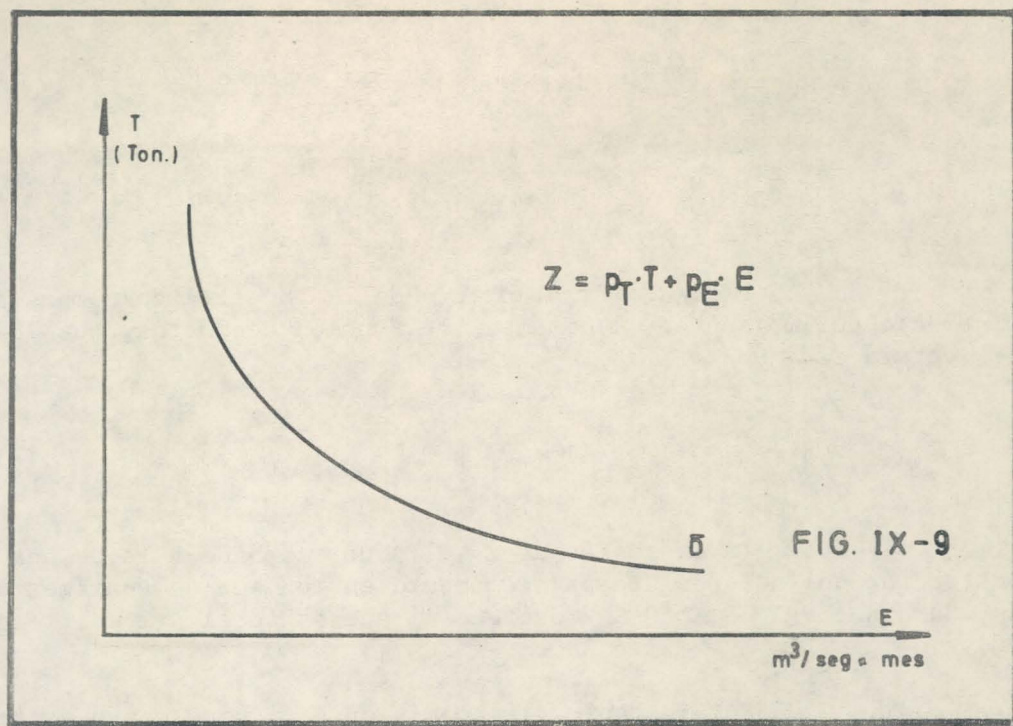
En esta curva cada central tiene una zona de operación (de acuerdo a su prioridad) y su rendimiento queda dado por la tangente a la curva. En la figura se ha denominado R_T .

Aceptando que los cálculos se hacen tomando como horizonte de tiempo un mes, supondremos que el rendimiento de la central El Toro, que utiliza las aguas del Lago Laja, es función sólo de la cota a comienzos de mes, por lo que para una cota inicial dada podemos dibujar el gráfico de la figura IX-8-b), que relaciona la energía D obtenida para un desembalse de E (m3/seg x mes). El rendimiento se ha denominado en este caso por R_E .

Para abastecer el déficit $\bar{D} = C - H$ se pueden formar, dentro de los límites técnicos, distintos pares de valores (T,E) que entregan la energía D, los que permiten dibujar la curva mostrada en figura IX-9.

Se obtiene así una función continua $D(T,E) = \bar{D}$ que, en términos económicos corresponde a una isocuanta de producción, siendo T y E los factores de producción.

El problema que tratamos de resolver consiste en determinar qué valores de T y E que sean solución de $D(T,E) = \bar{D}$ deben utilizarse para que el abastecimiento sea a costo mínimo



Llamando P_T al precio de la tonelada de combustible y P_E al precio del m³/seg en el embalse, la función de costos, que llamaremos Z , estará dada por:

$$Z = P_T \cdot T + P_E \cdot E \quad (*)$$

La expresión de $Z(T, E)$ corresponde a la de una familia de rectas que se desplaza paralelamente en función del parámetro Z ; además, dado que $P_E, P_T > 0$, Z decrece al acercarse el origen. (Figura IX-10).

Por lo tanto, la condición de mínimo costo y que cumple con el abastecimiento se obtiene en el punto en que $Z(T, E)$ es tangente a la isocuanta $D(T, E) = D$ (punto M en Figura IX-10).

Se aprecia que la determinación del punto M es la clave del asunto. En efecto, conocido M, es posible determinar cuánta agua sacar del embalse (que es la norma de operación del lago que se perseguía), cuánta generación térmica será necesaria (a través de la determinación del valor de T correspondiente al punto de tangencia) y, finalmente, dado que el valor de la tangente a la isocuanta en el punto de operación óptima vale $-P_E$, se podrá determinar el precio del m³/seg en el lago.

$\overline{P_T}$

La determinación del punto de operación óptima se logra mediante el algoritmo de la programación dinámica, y no es del caso explicarlo aquí.

Se aprecia que los resultados que se obtienen permiten definir una norma de operación del lago Laja que optimiza la operación del sistema desde el punto de vista económico y a mediano plazo.

(*) El agua generada desde el lago Laja no representa gasto alguno para el sistema, por lo que podría pensarse que $P_E = 0$. Sin embargo, desde el punto de vista económico, al ser esta energía la alternativa de la energía de origen térmico, es evidente que tiene un valor económico comparable al de generación térmica. La determinación del valor de P_E es precisamente una de las incógnitas del problema.

Incorporando estos resultados al modelo de Operación Simulada se obtendrá la operación de las centrales que conduce al óptimo bajo las condiciones hidrológicas y de consumo que se supongan.

5. COMENTARIO FINAL

Los métodos de planificación de la operación del Sistema Interconectado que se han descrito en el presente trabajo, constituyen una parte importante de la labor desarrollada a lo largo de los últimos cuatro o cinco años en este campo. Ellos permitirán realizar gran parte de los estudios necesarios para determinar la operación óptima del Sistema Interconectado en los años venideros.

Sin embargo, la incorporación de nuevas obras de producción y transmisión de energía al Sistema, permiten prever una complejidad creciente en la determinación de las políticas de operación, lo que obliga al estudio permanente de nuevas técnicas y modelos que permitan afrontar con éxito las etapas que se avecinan.

BIBLIOGRAFIA

Se anotan informes editados por ENDESA que tratan con mayor extensión los temas analizados.

1. "Coeficientes de Forma de los Consumos. Metodología" Informe XOP N°3/72
2. "Coeficientes de Forma de los Consumos. Antecedentes y Resultados". Informe XOP N° 4/72
3. "Energía afluente al Sistema Interconectado" . Minuta XOP N° 4/74
4. "Estadística oficial de afluentes y variación estacional del gasto y la energía para las centrales hidroeléctricas". Informe XOP 1970.
5. "Recursos hidráulicos de las centrales hidroeléctricas de ENDESA" IC. Marzo 1971.
6. "Operación del embalse Rapel". Informe XOP N° 1/74.
7. "Optimización de la operación del Sistema Interconectado". Informe XOP N° 5/74.