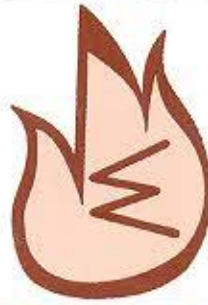


Revista Energética



Energy Magazine

Año 15
número 2
mayo - agosto 1991

Year 15
number 2
May - August 1991



Tema: Experiencia en el Planeamiento
de Sistemas Eléctricos

Topic: Experience in Power System
Planning



Planificación de Expansión en Venezuela Utilizando Programas Existentes

Rafael Campo, Manuel Tinoco*,
Jesús Blondel, Valdemar Andrade, Fernando Rodríguez**

1. INTRODUCCION

Este artículo describe una metodología provisional de planificación para el sistema eléctrico de Venezuela, basada en herramientas existentes y forma parte de un estudio de planificación de expansión de generación que lleva a cabo el Comité de Planificación (véase la Sección 2), con el objeto de producir un informe a fines de 1991. El sistema venezolano se caracteriza por ser mayormente hidráulico, con un proyecto (Guri) de regulación plurianual, que en el momento genera más del 65% de la demanda energética nacional. Programas de planificación tradicionalmente utilizados, tales como WASP III,(1) están diseñados para sistemas mayormente térmicos y son inadecuados para representar sistemas predominantemente hidráulicos con embalses de regulación apreciable. Estos programas, sin embargo, pueden ser complementados por un simulador óptimo de la operación del sistema hidrotérmico. Al efecto se modificó un prototipo desarrollado localmente, para representar en forma adecuada la cadena del bajo Caroní, donde se encuentra la mayor parte de la generación hidráulica nacional, incluidos Guri y los proyectos

prioritarios candidatos. La metodología se complementa con la utilización de un programa de planificación multiárea (WIGPLAN, véase (4)), lo que permite conservar la identidad de las áreas (o compañías) que conforman el sistema nacional y representar las líneas de interconexión entre ellas.

Se proporcionan una descripción de los programas utilizados y de la metodología de planificación propuesta y una discusión sobre los criterios de confiabilidad y la metodología que se adoptó para hacer análisis bajo riesgo en presencia de incertidumbres, particularmente en el crecimiento de la demanda.

2. SISTEMA DE POTENCIA DE VENEZUELA

En 1988, la capacidad instalada en Venezuela era de 17.755 MW, distribuidos de la siguiente manera:

Plantas Hidráulicas:	10.000 MW
Plantas de Vapor:	4.770 MW
Turbinas de Gas:	2.854 MW
Plantas Diesel:	131 MW

Actualmente existen en Venezuela cuatro compañías de electricidad públicas (CADAPE, EDEL-

CA, ENELVEN y ENELBAR) y siete privadas, de las cuales la más importante es ELECAR (Electricidad de Caracas). La casi totalidad de la generación está concentrada en cuatro compañías: EDELCA, CADAPE, ELECAR y ENELVEN. La coordinación de la operación la hace OPSIS (Oficina de Operación de Sistemas Interconectados), entidad que además coordina la elaboración de planes de expansión, a través de un Comité de Planificación, integrado por representantes de las cuatro compañías anteriores y de OPSIS.

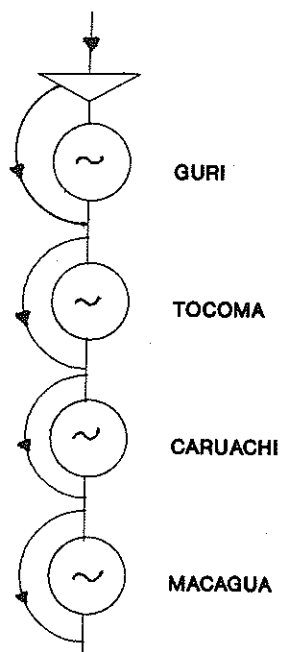
La generación hidráulica está concentrada mayormente en el Río Caroní y pertenece a EDELCA. CADAPE tiene desarrollos hidráulicos de cierta importancia, particularmente al occidente del país. La generación de ELECAR y la de ENELVEN son térmicas.

Las líneas de transmisión del Sistema Interconectado Nacional (SIN) son relativamente largas y de densidad de carga relativamente baja. Existe concentración de generación en el oriente del país (donde se encuentra Guri) y hay necesidad de transferir grandes bloques de energía a las zonas central y occidental. Esto vuelve críticos los problemas de confiabilidad.

* Consultores del Departamento Técnico de OLADE

** Ingenieros de Planificación de EDELCA (Electrificación del Caroní)

FIGURA 1
CADENA DEL BAJO CARONI



3. BREVE DESCRIPCIÓN DE LOS PROGRAMAS UTILIZADOS

3.1 Programa PLITER (Planificación Hidrotérmica)

PLITER realiza un despacho óptimo (de mínimo costo) del sistema hidrotérmico, teniendo en cuenta la aleatoriedad de los aportes hidráulicos. Para el efecto utiliza la Programación Dinámica Estocástica (PDE). Su horizonte de tiempo es plurianual y su período de resolución mensual. Utiliza como variables de estado el contenido de Guri (el cual se discretiza) y la tendencia hidrológica, representada por el aporte a Guri en el período (mes) anterior. La demanda se representa por medio de una Curva de Duración de Carga (CDC) mensual en forma de escalones. Los embalses aguas abajo de Guri se representan como filo de agua, ya que su período de regulación

es inferior al período de resolución de PLITER (un mes). Las políticas de operación de las plantas hidráulicas de CADAFE (que son pequeñas en capacidad instalada y de baja regulación comparadas con Guri) se determinan fuera de PLITER y se introducen como un dato de entrada.

Dentro de PLITER el despacho hidráulico se hace "recortando la punta", teniendo en cuenta para cada volumen de agua que se decida turbinar en Guri la energía que se puede producir allí y aguas abajo, la cual depende de la capacidad instalada y, por tanto, de la fecha de entrada al sistema de las unidades hidráulicas de Macagua (en construcción), Caruachi y Tocoma. Estos dos últimos son proyectos candidatos (Figura 1). También se tiene en cuenta el hecho de que los alivios de los reservorios son canalizados aguas abajo.

La curva de duración de carga que queda luego del "recorte de la

punta" hidráulico, se despacha por medio del sistema térmico, el cual se representa en forma agregada, por medio de una curva creciente y convexa de costos de generación horaria versus MW. El racionamiento se representa por medio de una unidad térmica de capacidad ilimitada y de costo de "operación" mayor que el de la unidad más costosa, cuyo valor unitario (US\$/KWh) aumenta con la profundidad del racionamiento. A la capacidad de las unidades se les aplican factores que tienen en cuenta salidas forzadas y mantenimientos.

Es importante enfatizar que PLITER es un programa de gestión que, por lo tanto, no optimiza el plan de expansión. Para un plan de expansión dado, indica la mejor manera de usar los recursos de generación del sistema.

PLITER incluye una fase de simulación en la que se utilizan la política óptima producida por la programación dinámica y secuencias hidrológicas sintéticas (que reproducen las propiedades estadísticas de los aportes) para obtener estadísticas mensuales de variables importantes, tales como generación hidráulica promedio y "firme" con cualquier probabilidad de excedencia, racionamiento esperado, costos promedios de despacho, generación esperada por planta hidráulica y consumo esperado de combustible.

También pueden obtenerse valores marginales promedios del agua, para cualquier contenido del embalse e hidrología del mes anterior (aproximando derivadas por incrementos).

El algoritmo de programación dinámica estocástica que se emplea en PLITER (hacia atrás) requiere conocer los costos terminales al final del período de optimización, en función de las variables de estado. Estos pueden encontrarse partiendo de un período igual al doble del utilizado en planificación, asumiendo

costos terminales nulos al final de este período extendido y haciendo uso de los valores que se obtengan al final del período de planificación, como parte de la optimización.

3.2 Programa WASP

En esta sección se hace referencia a la última versión del programa, WASP III.

WASP produce un plan de expansión óptimo (y varios subóptimos), en base a parámetros de entrada. Consta de seis módulos, a saber:

- (a) LOADSY. Produce una representación de la demanda en forma de Curva de Duración de Carga (CDC), la cual convierte en coeficientes de una serie de Fourier.
- (b) FIXSYS. Describe el sistema de potencia existente.
- (c) VARSYS. Describe las alternativas de expansión.
- (d) CONGEN. Genera para cada período del horizonte de WASP un conjunto de configuraciones factibles del sistema de potencia. Una configuración factible se define como una mezcla de recursos de generación que se obtiene con base en el sistema de potencia existente y los proyectos candidatos y que satisface ciertos criterios de confiabilidad, tales como reserva y, opcionalmente, probabilidad de pérdida de carga (LOLP), calculada en forma aproximada.
- (e) MERSIM. Para cada configuración generada por CONGEN, simula un despacho óptimo y, como resultado del mismo, encuentra costos de operación e índices de confiabilidad, tales como LOLP y Energía No Servida (ENS). El despacho térmico de MERSIM es detallado, pues representa en forma precisa la aleatoriedad de la salida forzada de unidades, por medio de convoluciones, las cuales se calculan con relativa rapidez gracias a la repre-

sentación de la curva de duración de carga por medio de series de Fourier. Al igual que PLITER, WASP representa el racionamiento por una planta térmica de alto costo. Para plantas hidráulicas, la energía producida por período y por hidrocondición (WASP permite definir hasta cinco) y la capacidad asociada con esta energía son datos de entrada. WASP agrega las plantas hidráulicas en dos (de alta y de baja regulación) y las despacha "recortando la punta" en la curva de duración de carga.

Durante el despacho, WASP intenta hacer uso de toda la energía hidráulica, para evitar alivios, lo cual puede ocasionar el desplazamiento (descarga) de unidades térmicas ya despachadas bajo la CDC, en orden creciente de costos (o en cualquier otro orden definido por el usuario).

WASP reconoce cuatro tipos de plantas hidráulicas, de acuerdo con su regulación: filo de agua, de regulación diaria, semanal y estacional. El tipo de regulación de una planta lo determina WASP con base en ciertos parámetros de entrada (por ejemplo, el volumen de regulación). Cada tipo de planta se despacha tratando de simular la forma en que se operaría. En todo caso, WASP no guarda energía de un período (mes) al siguiente para ninguna planta. El despacho óptimo del sistema hidráulico, por consiguiente, debe obtenerse fuera de WASP, particularmente para embalses de regulación superior a un mes (o al período de WASP que se utilice).

WASP simula un mantenimiento óptimo, que intenta nivelar reservas. Nótese que MERSIM es el módulo que toma mayor tiempo de computación. Una forma de disminuir este tiempo es controlando el número de configuraciones factibles que

produce CONGEN, mediante las denominadas restricciones de "túneles", que determinan el máximo y el mínimo número de unidades que pueden entrar en cada año, para cada proyecto (o tipo de proyecto) candidato.

- (f) DYNPRO. Produce un plan de expansión óptimo (y, opcionalmente, varios subóptimos), haciendo uso de programación dinámica.

WASP incluye otros módulos, tales como REMERSIM (que simula un plan de expansión) y REPROBAT (para producir reportes). Es un paquete de uso generalizado, con el que existe amplia experiencia en todo el mundo.

Es importante hacer notar que la secuencia en la cual deben entrar los proyectos hidroeléctricos candidatos en cada una de las dos series que admite WASP, es un dato de entrada. El programa no puede cambiar esta secuencia aunque sí puede optimizar el tiempo de instalación de los proyectos en la serie. Esta no es una limitante seria para el caso venezolano, puesto que la secuencia de instalación de los proyectos hídricos está más o menos determinada en el bajo y el alto Caroní, donde se encuentra la mayoría de los proyectos hidráulicos candidatos.

3.3 Programa WIGPLAN

Este programa también produce un plan de expansión óptimo. A diferencia de WASP, permite identificar hasta tres áreas y representar el flujo de interconexión entre ellas. El despacho térmico lo hace empleando "cumulantes", lo que lo hace más rápido, y las plantas hidráulicas con regulación las despacha "recortando la punta", en forma más simplificada que WASP. Para el caso venezolano, es particularmente útil la capacidad multiárea de WIGPLAN.

4. METODOLOGIA DE PLANIFICACION UTILIZADA

Como se observa de la breve descripción proporcionada en el numeral anterior sobre los programas de que se dispone para planificación de expansión a mediano plazo, éstos son complementarios, pues ninguno posee todas las características necesarias para ser utilizado por sí sólo. Se propone entonces el siguiente algoritmo que hace uso de PLITER, WASP y WIGPLAN.

4.1 Para el horizonte del plan de expansión, obtener un despacho óptimo del sistema hidráulico con PLITER, sin la inclusión de nuevos proyectos. Hacer uso de energías y capacidades (correspondientes hasta las cinco hidrocondiciones que admite WASP, convenientemente seleccionadas) para usarlas como dato de entrada a WASP (véase el literal 4.9). En una primera aproximación pueden utilizarse valores promedios.

4.2 Obtener un plan de expansión óptimo con WASP, utilizando como políticas de operación

de Guri las obtenidas en el literal 4.1. La energía y capacidad para los proyectos del bajo Caroní (Macagua, Caruachi y Tocoma) se pueden conseguir mes a mes siguiendo el procedimiento indicado en el literal 4.9, con caudales turbinados (más alivios, si existen) de Guri que corresponden a las energías y capacidades utilizadas en 4.1.

4.3 Con el plan de expansión obtenido en 4.2, hacer uso de PLITER para obtener un nuevo despacho del sistema hidráulico (véase el literal 4.9).

4.4 Dado el despacho de 4.3, obtener con WASP un nuevo plan de expansión.

4.5 Repetir 4.3 y 4.4, hasta que el plan de expansión no varía. Como chequeo, se pueden comparar costos de operación de WASP y de PLITER. Esta comparación se puede utilizar para afinar los datos de entrada comunes a ambos programas, tales como la modelación hidráulica, el mantenimiento, las CDCs, las reservas (incluyendo reservas rodantes), etc. Nótese que, puesto que la representación del sistema hidrotérmico es diferente

en ambos programas, a igual que el despacho, no se pueden pretender igualar los costos de operación.

4.6 Hacer análisis de confiabilidad de energía y potencia con la secuencia óptima de expansión (véase Sección 5). Ajustar el plan si es necesario, en forma tal que satisfaga los criterios de confiabilidad que se adopten.

4.7 Con el plan de expansión ajustado en el literal 4.6, correr WIGPLAN. Emplear las mismas energías y potencias hidráulicas de WASP (para base y para punta, véase el literal 4.9). Las "áreas" en WIGPLAN corresponden a compañías en el sistema venezolano, que deben mantener una confiabilidad adecuada. Verificar que no se viola la capacidad de interconexión entre las compañías y que existen reserva y confiabilidad adecuadas por área (compañía). Si esto no ocurre, se puede tomar una de las siguientes acciones:

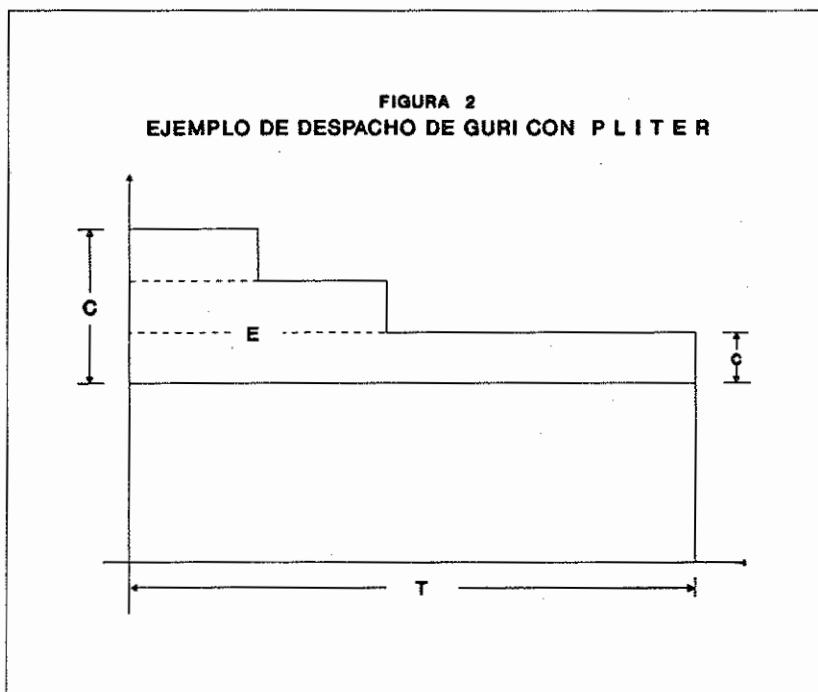
- (a) Aumentar la capacidad de la transmisión.
- (b) Modificar la expansión de generación (cambiar, por ejemplo, sitios de plantas). En este caso, puede utilizarse WASP para obtener nuevas secuencias óptimas de expansión.
- (c) Una combinación de (a) y de (b).

Nota: Es posible que por medio de redespachos se puedan corregir algunas de las violaciones, tanto de capacidad de transmisión como de confiabilidad inadecuada en alguna de las áreas.

4.8 Hacer análisis de riesgo en presencia de incertidumbres en variables "críticas", particularmente crecimiento de la demanda (véase la Sección 7).

4.9 Interfase PLITER-WASP y WASP-WIGPLAN

Se indica para cada proyecto la forma como los resultados de salida de PLITER (capacidad y energía hidráulica por proyecto y por



período) se pueden introducir a WASP, para cada una de las hidrocondiciones que permite WASP. Estas hidrocondiciones se definen convenientemente junto con sus probabilidades de ocurrencia sobre los resultados de la fase de simulación de PLITER. En una primera aproximación pueden utilizarse valores promedios.

(a) Los proyectos hidráulicos de CADAFE, que son pequeños en comparación con los del Caroní, se despachan en base cuando son filo de agua o en punta cuando tienen alguna capacidad de regulación.

(b) El procedimiento para Guri se ilustra por medio de un ejemplo. Supongamos que la política óptima de operación para Guri, tal como se obtiene de PLITER, produce los resultados indicados en la Figura 2.

La entrada a WASP es entonces la indicada en la Figura 3, donde EP es la energía en punta, EB la energía en base, c la capacidad en base y C - c, la capacidad en punta. C es la capacidad instalada en Guri. Los parámetros de Guri se definen en tal forma que WASP lo considere de regulación estacional.

Puesto que Guri tiene regulación plurianual, hay necesidad de definir varios proyectos anuales equivalentes, haciendo uso de FIXSYS.

Esta metodología de enlace PLITER-WASP es similar a la que sugiere el manual de VALORAGUA (2) para el enlace entre el VALORAGUA y WASP, aunque debe notarse que allí se habla únicamente de utilizar valores promedios, lo que puede no ser satisfactorio para algunos sistemas de potencia, en particular, cuando existe mucha dispersión en los resultados de la simulación del programa de despacho hidrotérmico.

(c) Proyectos Aguas Abajo de Guri.

Se trata de garantizar que WASP despache estos proyectos de la misma forma como lo hace PLITER. Al efecto, se definen sus parámetros de regulación de forma tal que ésta aparezca estacional para el WASP.

La entrada hidráulica (energía y potencia) a WIGPLAN puede definirse con base en la forma como WASP despacha los agregados de proyectos hidráulicos, en base y en punta. La entrada a WIGPLAN sería entonces la salida de WASP.

4.10 Chequeo de Optimalidad y Algoritmo Alternativo

Como chequeo de que el anterior algoritmo produce la secuencia óptima de expansión, puede utilizarse como plan inicial uno en el que los proyectos hidráulicos candidatos se introducen con sus energías "firmes". Este plan inicial tiende a favorecer una expansión térmica, pues subestima la contribución del componente hidráulico, a diferencia del plan inicial indicado en el literal 3.1 que maximiza el componente hidráulico, para los primeros años y las primeras iteraciones. Las

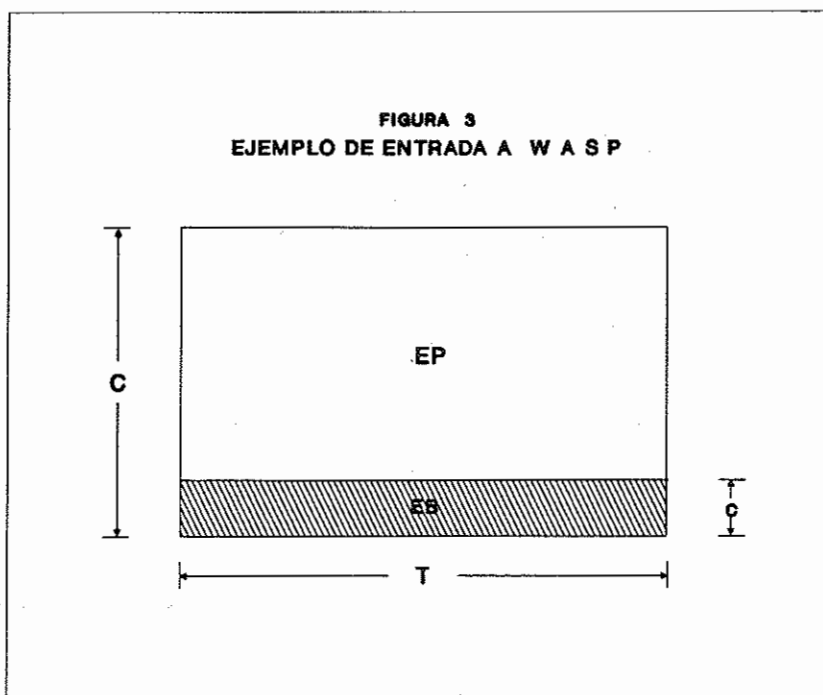
secuencias óptimas que se producen después de que se obtiene convergencia con ambos planes iniciales deben coincidir para garantizar optimalidad.

Nótese que el procedimiento descrito anteriormente puede adaptarse para reproducir la metodología del programa DYPREX que se utiliza en Colombia, el cual está basado en un trabajo de Kuiper y Ortolano (véase (3)). Se utiliza WASP para producir configuraciones y secuencias candidatas, junto con una simulación de operación óptima de Guri, a nivel anual, para obtener costos óptimos de operación de configuraciones en la trayectoria "óptima" bajo análisis. A igual que en el DYPREX, no se pueden modelar efectos interanuales. El algoritmo procedería como se indica a continuación:

(a) Con políticas iniciales aproximadas de operación, obtener con WASP un plan óptimo de expansión. Colocar etiquetas sobre las configuraciones que se encuentran en la secuencia óptima.

(b) Para las configuraciones que se encuentran en la secuencia

FIGURA 3
EJEMPLO DE ENTRADA A W A S P



óptima y que tienen etiqueta, obtener la gestión óptima de Guri, con la ayuda del simulador y quitarles luego la etiqueta. Esto cambia sus costos de operación. Se converge al plan óptimo cuando todas las configuraciones en la secuencia óptima carecen de etiqueta.

- (c) Con los nuevos costos de operación obtenidos en el subpárrafo (b), obtener un nuevo plan óptimo. Ir al subpárrafo (b).

El anterior procedimiento requiere cambios en las entradas al programa DYNPRO de WASP, con el fin de reflejar los nuevos costos de gestión, luego de cada iteración. Para asegurar convergencia al plan óptimo, se recomienda que las políticas hidráulicas iniciales sobrestimen la contribución del componente hidráulico y que para las configuraciones iniciales se disminuyan un poco los costos de los combustibles. Así se garantiza la no optimalidad de planes que no incluyen las configuraciones que forman parte de los planes que considera el algoritmo de optimización. Este algoritmo puede ser particularmente útil cuando se quieren considerar simultáneamente más de dos secuencias de proyectos hidráulicos, lo que excede la capacidad de WASP. Una vez más, tiene el inconveniente de que no permite modelar efectos interanuales. El simulador que se emplee para Guri en conexión con este procedimiento debería entonces tratar a Guri como si su capacidad de regulación fuera únicamente anual.

5. COMENTARIOS SOBRE CRITERIOS DE CONFIABILIDAD

Los criterios de confiabilidad que comúnmente se emplean, LOLP, ENS, reserva, etc., son generalmente más o menos arbitrarios y nacen más por razones históricas que como

consecuencia de un estudio detallado. En todo caso, tienen obvias implicaciones económicas, ya que el plan de expansión resulta más costoso en tanto sea más confiable. En general, para sistemas predominantemente hidráulicos, la satisfacción del criterio de confiabilidad en energía implica la satisfacción del criterio de confiabilidad de potencia, ya que a primera vista estos sistemas aparecen sobreequipados en capacidad, hasta cuando se considera la confiabilidad de energía, que está íntimamente relacionada con la aleatoriedad hidráulica. El sistema venezolano no es una excepción: con base en un 30% de reserva en WASP, se obtiene una confiabilidad de energía de un 3% y de potencia bastante mejor que el .55% (LOLP de dos días por año, que se ha utilizado tradicionalmente).

El nivel de confiabilidad de energía de un plan de expansión se obtiene haciendo uso de la fase de simulación de PLITER y se define mes a mes como la relación (en porcentaje) entre el número de secuencias hidrológicas sintéticas para las cuales se presenta racionamiento y el número total de secuencias. El nivel de confiabilidad de potencia del mismo plan de expansión se puede obtener con la ayuda de WASP (haciendo uso de los resultados de PLITER, véase el literal 4.9) y corresponde a la probabilidad de pérdida de carga (LOLP). Este procedimiento se basa en una mejor representación de la aleatoriedad y del despacho hidráulicos en PLITER, que determinan la confiabilidad energética y de un mejor modelaje de la salida forzada de las unidades térmicas y del despacho térmico en WASP, que son determinantes en la obtención de la confiabilidad de potencia.

El costo de la energía no servida proporciona el significado económico de la confiabilidad. Es muy difícil a priori decir que el

criterio óptimo de confiabilidad para un sistema de potencia debe tener tal o cual valor. En todo caso es deseable analizar las implicaciones económicas de uno o de otro criterio, antes de optar por un valor determinado observando, por ejemplo, cómo varía el costo del plan de expansión (incluido el costo de la energía no servida), con la confiabilidad. El nivel óptimo de confiabilidad es el que corresponde al costo mínimo total: inversión, mas operación y mantenimiento, mas energía no servida.

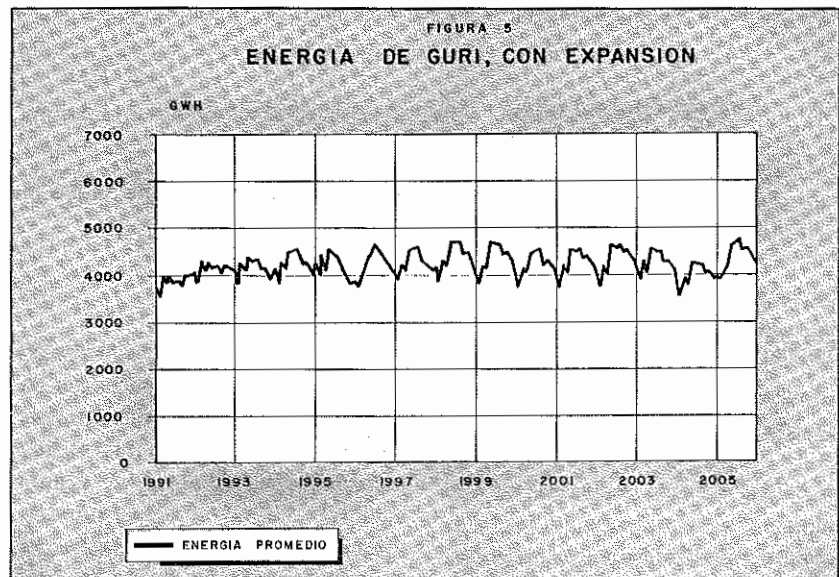
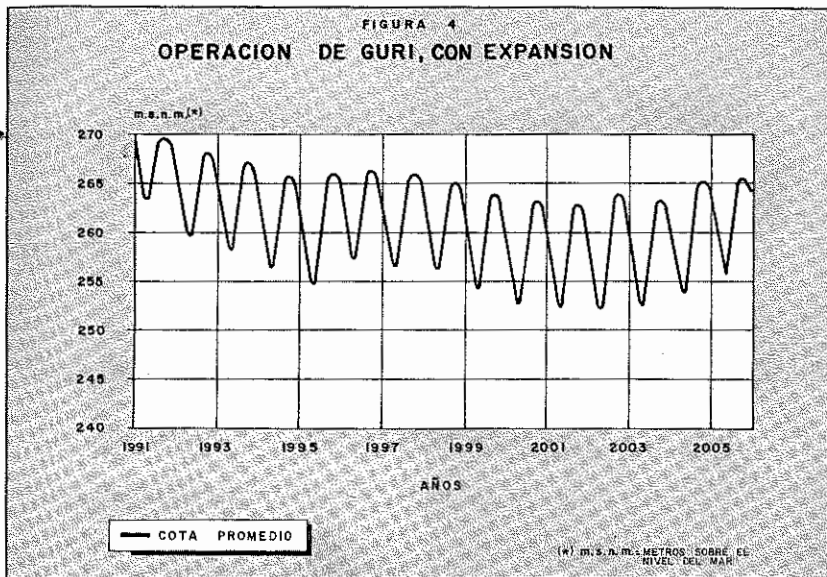
6. EJEMPLOS DE RESULTADOS

Las figuras 4, 5 y 6 ilustran resultados del programa PLITER relativos a la operación de Guri, que corresponde al plan óptimo de expansión. Un análisis preliminar de estos resultados puede dar alguna idea de la forma como la operación de Guri se adapta al crecimiento de la demanda y a la fecha de entrada de proyectos en la secuencia de expansión. Así, por ejemplo (Figura 5), la energía que produce Guri aumenta luego del año 1993, cuando el crecimiento de la demanda aumenta las exigencias sobre la producción energética de esta planta. Al mismo tiempo (Figura 6), luego de 1993 se incrementa la generación del sistema térmico. La entrada de un proyecto (Macagua) a partir de 1994 (Figura 4) detiene la tendencia decreciente en el contenido del embalse de Guri, como resultado de su aumento de generación.

Los anteriores análisis confirman una coherencia entre la operación de Guri (producidos por PLITER) y las decisiones de expansión (producidos por WASP).

7. ANALISIS BAJO RIESGO EN PRESENCIA DE INCERTIDUMBRES

El procedimiento de obtención de la secuencia óptima de



expansión que se indicó en la Sección 3 es determinístico en variables tales como la demanda y los costos de combustibles, que se sabe son aleatorias. Planificar para un escenario en estas condiciones implica un riesgo ocasionado por la posibilidad de que se dé un escenario alterno. En esta sección describimos una metodología para minimizar el riesgo que se utiliza en países como Chile y una adaptación de esta metodología al sistema venezolano.

El procedimiento busca minimizar el costo de tomar una decisión equivocada, lo que puede traducirse en un sobreequipamiento o un subequipamiento del sistema. Lo ilustraremos con un ejemplo.

La principal variable aleatoria es la demanda, para la cual suponemos dos escenarios: Medio (M) y Alto (A). Sea C_{ie} el costo del plan i bajo el escenario e . Supongamos cuatro planes: 1, 2, 3 y 4. Como primer paso se construye la siguiente matriz de costos:

$C_{1,M}$	$C_{2,M}$	$C_{3,M}$	$C_{4,M}$
$C_{1,A}$	$C_{2,A}$	$C_{3,A}$	$C_{4,A}$

Si el plan i es el de mínimo costo bajo cualquier escenario, es un plan "sólido" (o "robusto"). Puede ocurrir, sin embargo, que no existan planes sólidos. En este caso identificamos para cada escenario el mínimo costo. Supongamos que el plan 2 es el óptimo bajo el escenario Medio y el 3 bajo el Alto. Se establece entonces la siguiente matriz de error:



ESCENARIO/ERROR

M	$C_{1,M} - C_{2,M}$	0	$C_{3,M} - C_{2,M}$	$C_{4,M} - C_{2,M}$
A	$C_{1,A} - C_{3,M}$	$C_{2,A} - C_{3,A}$	0	$C_{4,A} - C_{3,A}$

La alternativa de menor riesgo es la que minimiza el error. Nótese que $(C_{3,M} - C_{2,M})$ representa el costo de sobreequipamiento (se planifica para el escenario Alto y ocurre el Medio) y $(C_{2,A} - C_{3,A})$ el de subequipamiento (se planifica para el escenario Medio y ocurre el Alto).

Dado que la decisión de planificación más importante en este momento tiene que ver con iniciar la construcción del proyecto Caruachi (el primer proyecto de envergadura que aparece en el plan de expansión), se puede emplear la anterior metodología conjuntamente con planes de expansión que impliquen sensibilidades con respecto a la decisión de cuándo Caruachi debe aparecer en el plan de expansión.

Esta metodología de análisis de riesgo no asigna probabilidades de ocurrencia a los escenarios y se dice que corresponde al criterio de Savage. Si se asignan probabilidades, se

denomina de Laplace. Chile utiliza el criterio de Savage.

8. CONCLUSIONES

La experiencia de este trabajo indica que, con un uso adecuado de herramientas complementarias existentes, puede ensamblarse una metodología adecuada de planificación. Como ventajas pueden mencionarse rapidez de implantación, mayor aceptación por parte de personal técnico y directivo, bajo costo, oportunidad de evaluar mejor las necesidades de nuevos desarrollos metodológicos y de software e implantación modular de estos desarrollos.

AGRADECIMIENTOS

Los autores quieren expresar su agradecimiento al ingeniero Juan Altamari, Gerente del Departamento

de Planificación de EDELCA, quien propuso el proyecto que dió lugar a este trabajo y lo apoyó en forma constante. El ingeniero Wladislaw Kryzanowskyj, Gerente de la División de Sistemas Eléctricos de EDELCA, y la ingeniera Carolina Maggi, de la misma División, estuvieron a cargo de la gerencia del proyecto.

REFERENCIA BIBLIOGRAFICA

1. Oak Ridge National Laboratory, 1974, "Wien Automatic System Planning Computer Code", Rep. ORNL-4925.
2. Valoragua User's Guide [Manual para el Usuario de Valoragua].
3. Kuiper, John, y L. Ortolano, "A Dynamic Programming-Simulation Strategy for the Capacity Expansion of Hydroelectric Power Systems" [Una Estrategia de Simulación-Programación Dinámica para la Expansión de la Capacidad de los Sistemas Hidroeléctricos], Water Resources Research, diciembre de 1973, página 1497.
4. WIGPLAN User's Guide [Manual para el Usuario de WIGPLAN].

Expansion Planning in Venezuela Using Existing Programs

Rafael Campo, Manuel Tinoco*,
Jesús Blondel, Valdemar Andrade, Fernando Rodríguez**

1. INTRODUCTION

This article describes a provisional planning methodology for the Venezuelan electric system based on existing tools, and is part of a generation expansion planning study that is being carried out by the Planning Committee (see Section 2), with the objective of producing a report by the end of 1991. The Venezuelan system is mainly a hydraulic one, with a multi-annual regulation plant (Guri) that, at this time, generates over 65% of the national energy demand. The planning programs traditionally used, such as WASP III (1), have been designed for mainly thermal systems and are inadequate in representing predominantly hydro systems with reservoirs that have a considerable regulation. These programs, however, can be complemented with an optimal simulator for the operation of the hydrothermal system. For this, a locally developed prototype was modified to adequately represent the lower Caroní river chain, where the majority of the national hydraulic power generation is located, including Guri and the main candidate projects. The methodology is com-

plemented with the use of a multi-area planning program (WIGPLAN, see (4)), which allows the identity of the areas (or companies) that form the national system to be preserved and the representation of interconnection lines between them.

A description of the programs used and the proposed planning methodology are presented, as well as a discussion on the reliability criteria and the methodology adopted for risk analyses in the presence of uncertainties, particularly with regard to the increase of demand.

2. VENEZUELAN POWER SYSTEM

In 1988, the installed capacity in Venezuela was 17,755 MW, distributed in the following way:

Hydraulic Plants:	10,000 MW
Steam Plants:	4,770 MW
Gas Turbines:	2,854 MW
Diesel Plants:	131 MW

At the moment, four public electric utilities (CADAFE, EDELCA, ENELVEN and ENELBAR) and seven private companies—of which ELECAR (Electricidad de

Caracas) is the most important one—exist in Venezuela. Almost all the power generation is concentrated in four companies: EDELCA, CADAFE, ELECAR and ENELVEN. The coordination of the operation is carried out by OPSIS (Interconnected Systems Operation Office), an institute which in addition coordinates the preparation of expansion plans through a Planning Committee formed by representatives of these four companies and of OPSIS.

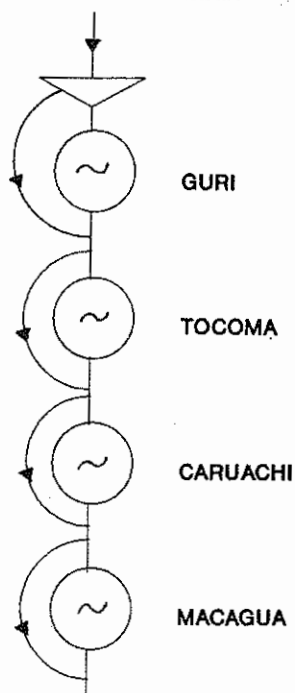
Hydraulic power generation is concentrated mainly on the Caroní river and belongs to EDELCA. CADAFE has hydraulic developments of some importance, particularly in the western part of the country. The power generation produced by ELECAR and ENELVEN is mainly thermal.

The transmission lines of the National Interconnected System (NIS) are relatively long and with a relatively low load density. Power generation is concentrated in the eastern part of the country (where Guri is located) and large blocks of energy need to be transferred to the central and western zones. This means that reliability problems are critical.

* OLADE Technical Department Consultants.

** Planning Engineers EDELCA (Electrificación del Caroní).

FIGURE 1
LOWER CARONI CHAIN



3. BRIEF DESCRIPTION OF THE PROGRAMS USED

3.1 PLITER Program (Hydrothermal Dispatch)

PLITER produces an optimal (minimum cost) dispatch of the hydrothermal system, taking into account the randomness of the hydraulic inflows. For this, it uses Stochastic Dynamic Programming (SDP). Its time horizon is multi-annual, with a monthly resolution period. It uses as state variables the contents of the Guri reservoir (which are discretized) and the hydrologic tendencies, represented by the Caroní contribution for the previous period (month). The demand is represented by a monthly Load Duration Curve (LDC) in the form of a staircase. The Guri downstream reservoirs are represented as run-of-the-river, since their regulation peri-

od is lower than the PLITER resolution period (one month). The operational policies of CADAFE hydraulic plants (which are small in terms of installed capacity and of low regulation, in comparison to Guri) are established outside PLITER and are introduced as input data.

Within PLITER, hydro dispatch is carried out by "peak-shaving," bearing in mind, for each water volume that is run through Guri, the energy that can be produced there and downstream, which depends on the installed capacity and, therefore, on the entry date to the power system of the hydro units of Macagua (under construction), Caruachi and Tocoma. These last two are candidate projects (see Figure 1). The fact that the spilling of the reservoirs is channeled downstream is also taken into account.

The load duration curve that remains after the hydro "peak-shav-

ing", is dispatched by the thermal system, which is represented in an aggregated way by an increasing, convex curve of hourly generation costs versus MW. Rationing is represented by a thermal unit of unlimited capacity and with a "operating" cost that is higher than that of the most expensive thermal unit, whose unit value (US\$/KWh) increases according to the depth of rationing. Factors that take into account forced output and maintenance are applied to the nominal capacity of the units.

It should be emphasized that PLITER is a dispatch program and therefore does not optimize the expansion plan. For any given expansion plan, it indicates the best way to use the generation resources of the system.

PLITER includes a simulation phase that uses the optimal policies produced by the dynamic programming algorithm and synthetic hydrological sequences (that reproduce the statistical properties of the inflows), to obtain monthly statistics of important variables, such as the "mean" hydroenergy, as well as "firm" hydro generation corresponding to any probability of occurrence, expected rationing, average dispatch costs, expected generation per hydro plant and expected fuel consumption.

Average marginal water values can also be obtained for any reservoir content and hydrology of the previous month (estimating derivatives by increments).

The stochastic dynamic programming algorithm used in PLITER (backwards) requires knowing the costs at the end of the optimization period, in terms of the state variables. These costs can be found starting with a period of length equal to twice the one used in planning, assuming null final costs for this extended period and using in the optimization the values obtained at the end of the planning period.

3.2 WASP Program

In this section reference is made to the last version of the WASP program, WASP III.

WASP produces an optimal expansion plan (and several sub-optimal ones) based on input parameters. It consists of 6 modules:

- (a) LOADSY, that produces a representation of the demand in the form of a Load Duration Curve (LDC) which it converts then in the coefficients of a Fourier series.
- (b) FIXSYS, that describes the existing power system.
- (c) VARSYS, that describes the expansion alternatives.
- (d) CONGEN. For each period of the WASP horizon, CONGEN generates a series of feasible configurations for the power system. A feasible configuration is defined as the combination of power generation resources obtained based on the existing power system and the candidate projects, that satisfies certain reliability criteria, such as minimum reserve and, optionally, the loss of load probability, LOLP, calculated in an approximate way.
- (e) MERSIM. For each configuration generated by CONGEN, MERSIM simulates an optimal dispatch and, as a result, finds operation costs and reliability indices, such as LOLP and the Expected Unserved Energy (EUE). The WASP thermal dispatch is detailed since it represents in a precise way the randomness of the forced output of the units through convolutions, which are calculated relatively fast thanks to the representation of the load duration curve by a Fourier series. As with PLITER, WASP represents rationing by a high cost thermal plant. For hydraulic plants, the energy

produced per period and per water condition (WASP allows up to 5) and the capacity associated with this energy are input data. WASP aggregates all hydraulic plants in two (high and low regulation) and dispatches them by "peak-shaving" under the load duration curve.

During dispatch, WASP attempts to use the entire hydro energy in order to avoid any spilling. This could cause the unloading of thermal units that have already been dispatched under the LDC. Thermal plants are dispatched in a merit order that might depend on costs.

WASP recognizes four types of hydraulic plants, according to their regulation: run-of-the-river, daily, weekly and seasonal regulation. WASP establishes the type of regulation of a plant based on certain input parameters (for example, the regulation volume). Each type of plant is dispatched trying to simulate the way in which it would be operated. In any case, WASP does not hold energy for any plant from one period (month) to the next. Consequently, the optimal dispatch of the hydro system should be obtained outside WASP, particularly for reservoirs with regulation period above one month (or the WASP period being used).

WASP simulates an optimal maintenance that attempts to levelize reserves. It should be noted that MERSIM is the module that requires the longest computer processing time. This time can be reduced by controlling the number of feasible configurations produced by CONGEN, through the so called "tunnel" constraints, which establish the maximum and minimum number of units that can be entered in one year for each candidate project (or type of project).

- (f) DYNPRO produces an optimal expansion plan (and, optionally, several sub-optimal ones), using dynamic programming.

WASP includes other modules, such as REMERSIM (that simulates an expansion plan) and REPROBAT (that produces reports). It is a package for general use that is widely used throughout the world.

It should be noted that the order in which candidate hydroelectric projects should be entered in each of the two sequences allowed by WASP constitutes an input datum. The program cannot change this order, though it can optimize the installation time of the projects in the sequence. This does not represent a serious limitation for the Venezuelan case, since the sequence of the installation of hydro projects is more or less established in the lower and higher Cáróni, where most of the candidate hydraulic projects are located.

3.3 WIGPLAN Program

This program also produces an optimal expansion plan. Unlike WASP, it allows up to three areas to be identified and represents the inter-connecting flow between them. Thermal dispatch takes place using "cummulants", which makes it faster, and the hydro plants with regulation are dispatched by "peak-shaving" in a more simplified way than WASP does. For the Venezuelan case, the WIGPLAN multi-area capacity is particularly useful.

4. PROPOSED PLANNING METHODOLOGY

As can be seen from the brief description above on the programs available in Venezuela for expansion planning on a medium term basis, these are complementary, since none

of them has all the characteristics needed to be used by itself. Therefore, we propose the following algorithm, using PLITER, WASP and WIGPLAN.

4.1 For the expansion plan horizon, obtain an optimal dispatch of the hydro system using PLITER, without the inclusion of new projects. Make use of energies and capacities (corresponding to up to the 5 hydroconditions admitted by WASP, conveniently selected), as input data for WASP (see 4.9). For a first estimate, average values for hydro energy and capacity can be used.

4.2 Obtain an optimal expansion plan with WASP, using for Guri the operation policies obtained in 4.1. The energy and capacity for the lower Caroní projects (Macagua, Caruachi and Tocoma) can be obtained for each month following the procedure indicated in 4.9, with the Guri turbinéd flows (plus spilling if it occurs) that correspond to the energies and capacities used in 4.1.

4.3 With the expansion plan obtained in 4.2, make use

of PLITER to obtain a new dispatch of the hydro system (see 4.9).

4.4 Based on the dispatch of 4.3, obtain a new expansion plan with WASP.

4.5 Repeat 4.3 and 4.4 until the expansion plan no longer changes. As a verification, the operation costs as given by WASP and PLITER can be compared. This comparison can be used to refine the entry data that are common to both programs, such as hydraulic modelling, maintenance, LDCs, reserves (including spinning reserves), etc. It should be noted that since the representation of the hydraulic system is different in both programs, as well as the dispatch it cannot be expected that the operation costs will be the same.

4.6 Carry out an analysis of energy and power reliability with the optimal expansion sequence (see Section 5). Adjust the plan if necessary, in such a way that it satisfies the reliability criteria that were adopted.

4.7 With the expansion plan that was adjusted in 4.6, run WIGPLAN. Use the same hydro

energy and power of WASP (for both base and peak: see 4.9). The "areas" in the WIGPLAN correspond to companies in the Venezuelan system that must maintain an adequate reliability level. Verify that the interconnecting capacity between the companies is not violated and that adequate reserves and reliability exist per area (company). If this does not occur, one of the following actions can be taken:

- (a) Increase the transmission capacity.
- (b) Modify the generation expansion (change, for example, sites of the plants). In this case, WASP can be used to obtain new optimal expansion sequences.
- (c) A combination of (a) and (b).

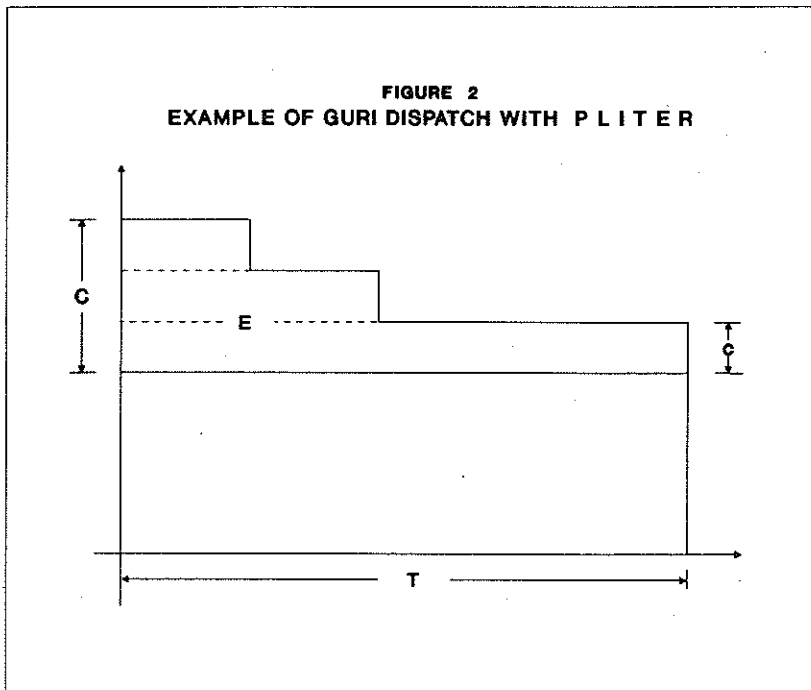
Note: it is possible that through re-dispatches some of the violations can be corrected, both of exceeding transmission capacity as well as of inadequate reliability in some of the areas.

4.8 Carry out a risk analysis in the presence of uncertainties with regards to "critical" variables, particularly in terms of the increase of demand (see Section 7).

4.9 Interface PLITER-WASP and WASP-WIGPLAN

The way in which the output results of PLITER (hydro capacity and energy per project, per period) can be introduced to WASP are indicated for each project, for each one of the hydro conditions allowed by WASP. These hydro conditions are conveniently defined, together with their probabilities of occurrence, based on the results of the PLITER simulation phase. Average values for hydro capacity and energy can be used as a first estimate.

- (a) The CADAFE hydro projects, which are small in comparison to the Caroní ones, are dispatched in the base when they are run-of-the-river, or in the peak when they have some regulation capacity.



- (b) The procedure for Guri is illustrated with an example. Suppose that the optimal operation policy for Guri, as obtained by PLITER, produces the results that appear in Figure 2.

The input to WASP is then indicated in Figure 3, where EP is peaking energy, EB the base energy, c the base capacity and $C - c$ the peak capacity. C is the installed capacity in Guri. The Guri parameters are defined in such a way that WASP will take it as a plant with seasonal regulation. Since Guri has a multi-annual regulation, several equivalent annual projects need to be introduced using FIXSYS. This PLITER-WASP interface methodology is similar to that suggested by the VALORAGUA (2) manual for the interface between VALORAGUA and WASP, though it should be noted that the VALORAGUA User's Guide only indicates the use of average values, which might not be satisfactory for some power systems, particularly when there is a high variability in the results of the simulation of the hydrothermal dispatch program.

- (c) Guri Downstream Projects

It is attempted to guarantee for WASP to dispatch these projects in the same way as PLITER does. For this, their regulation parameters are defined in such a way that they appear to be seasonal to WASP.

Input hydro energy and capacity to WIGPLAN can be determined on the basis of the way in which WASP dispatches aggregates of hydro plants, both in base and at peak. The input to WIGPLAN would then be the output of WASP.

4.10 Optimality Checking and Alternative Algorithm

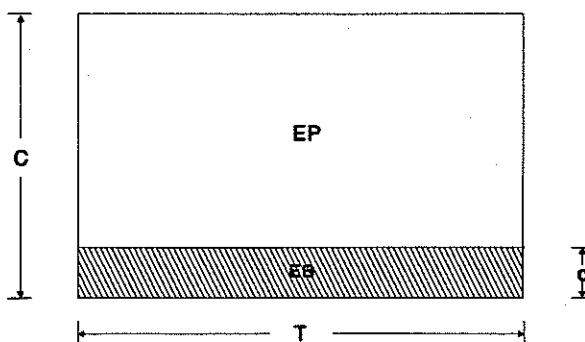
In order to verify that the previous algorithm does indeed produce the optimal expansion sequence, an alternative initial plan can be used where the candidate hydro projects are introduced with their "firm" energies. This initial plan tends to favor a thermal expansion, since it underestimates the contribution of the hydro component, as opposed to the initial plan indicated in 3.1 which maximizes the hydro component for the first few years and for the first iterations. The optimal sequences produced after obtaining convergence of both initial plans should coincide in order to guarantee optimality.

It should be noted that the previously described procedure can be adapted to reproduce the methodology of the DYPREX program used in Colombia, which is based on work carried out by Kuiper and Ortolano (3). WASP is used to produce configurations and candidate sequences. Another program is used to simulate

the optimal operation of Guri on an annual basis, to obtain operation costs of the configurations of the "optimal" sequence under analysis. As with DYPREX, interannual effects cannot be modelled. The algorithm would be the following:

- (a) Using estimated initial operation policies, obtain with WASP an optimal expansion plan. Place labels on the configurations on the optimal sequence.
- (b) For configurations on the optimal sequence that have been labelled, obtain the optimal operation of Guri with the help of the simulator and later remove the label of these configurations. This process changes their operation costs. Convergence to the optimal plan is obtained when all the configurations on the optimal sequence no longer have a label.
- (c) With the new operation costs determined in (b), obtain a new optimal plan. Go to (b).

FIGURE 3
EXAMPLE OF INPUT TO W A S P



The previous procedure requires changes in the inputs to WASP's DYNPRO program in order to reflect the new operation costs after each iteration. In order to ensure convergence to the optimal plan, it is recommended that for the initial configurations, hydro policies overestimate somewhat the contribution of the hydro component and that fuel costs be somewhat reduced. Thus, non-optimality can be guaranteed of plans that do not include configurations that belong to plans already considered by the optimization algorithm. This algorithm can be particularly useful when one wants to simultaneously analyze more than two sequences of hydro projects, something that surpasses the capacity of WASP. Once more, the drawback is that it does not allow interannual effects to be modelled. The simulator used for Guri in this procedure should then treat Guri as if it had only annual regulation capacity.

5. COMMENTS REGARDING RELIABILITY CRITERIA

The reliability criteria most often used—LOLP, EUE, reserve margin, etc.—are generally more or less arbitrary and have originated more due to historical reasons than as a consequence of detailed studies. In any case, they have obvious economic implications, since the expansion plan becomes more expensive the more reliable it is. In general, for predominantly hydro systems, the fulfillment of the energy reliability criteria involves satisfying the capacity reliability criteria since, at first sight, these systems appear to be over-equipped in terms of capacity until energy reliability is considered, which is closely related to hydro randomness. The Venezuelan case is no exception: based on 30% of reserve margin in WASP, 3% is obtained for energy reliability, as well as better than .55% for capacity reliability.

This value corresponds to an LOLP of 2 days per year, which has been traditionally used.

The energy reliability level in an expansion plan can be obtained using the simulation phase of PLITER. For each month, the relation (in percentage) between the number of synthetic hydrological sequences for which rationing is observed and the total number of sequences is determined. The capacity reliability level for the same expansion plan can be obtained with the help of WASP (using the results of PLITER, see Section 4.9) and corresponds to the loss of load probability (LOLP). This procedure is based on a better representation of the hydraulic randomness and of the hydro dispatch in PLITER, which establishes the energy reliability and a better modelling of the forced outage of the thermal units and of the thermal dispatch made by WASP, which determines capacity reliability.

The economic significance of reliability is given by the cost of unserved energy. It is difficult to establish beforehand any given appropriate value for the reliability of a power system. In any case, it is recommended that the economic implications of any given criterion be analyzed before choosing a particular value, observing for example how the cost of the expansion plan (including the cost of unserved energy) varies with reliability. The optimal reliability level corresponds to the total minimum cost: investment plus operation and maintenance, plus cost of unserved energy.

6. EXAMPLES OF RESULTS

Figures 4, 5, and 6 illustrate the results of the PLITER program with respect to the operation of Guri, which pertains to the optimal expansion plan. A preliminary analysis of these results can provide an idea of how the operation of Guri adapts

itself to demand growth and the start-up of projects in the expansion sequence. For example (Figure 5), the power produced by Guri increases after the year 1993, when demand growth increases the demand on the power production of this plant. At the same time (Figure 6), after 1993, thermal system generation increases.

The commissioning of a project (Macagua) beginning in 1994 (Figure 4) halts the downward trend in the contents of Guri's reservoir, as a result of generation increase.

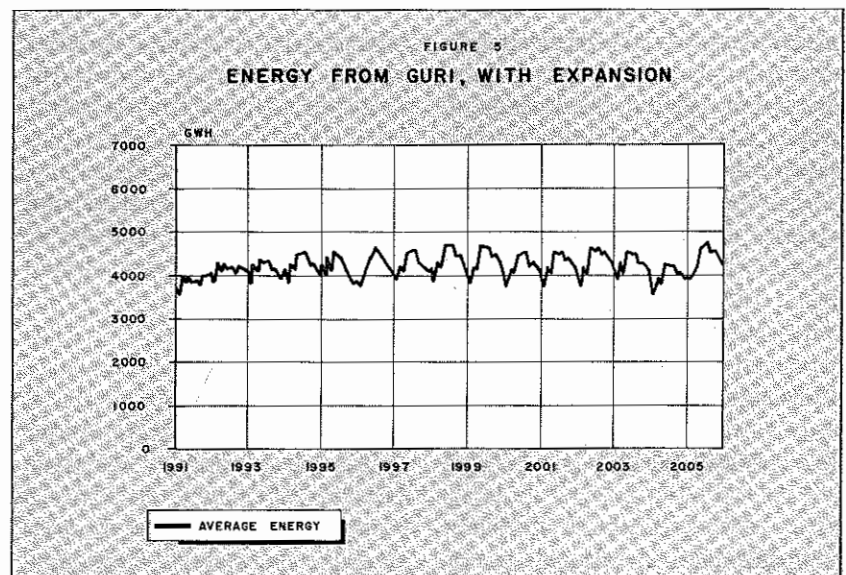
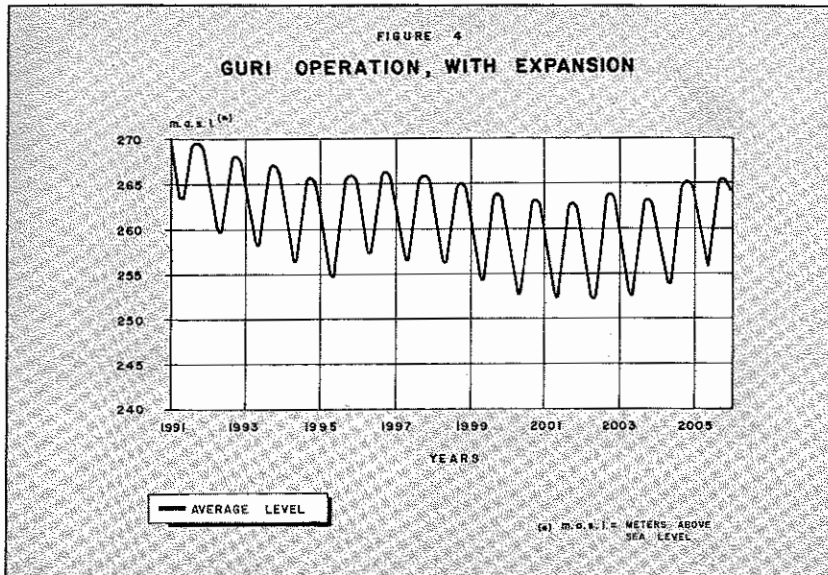
The preceding analyses confirm the coherence between the operation of Guri (produced by PLITER) and expansion decisions (produced by WASP).

7. RISK ANALYSIS IN THE PRESENCE OF UNCERTAINTIES

The procedure to obtain the optimal expansion sequence indicated in section 3 is deterministic for variables such as demand and cost of fuels which, as is known, are random. Planning for a scenario under these conditions involves a risk caused by the possibility that an alternative scenario takes place. In this section we describe a methodology to minimize this risk that has been used in countries such as Chile, and an adaptation of this methodology to the Venezuelan system.

The procedure to be described attempts to reduce the risk of making a wrong decision that could be translated into the over or under-equipping of the system. We will illustrate it with an example.

The main random variable is demand, for which we assume two scenarios: Medium (M) and High (A). C_{je} would be the cost of plan i under scenario e . Suppose that there are four plans: 1, 2, 3 and 4. As a first step, the following cost matrix is established:



$C_{1,M}$	$C_{2,M}$	$C_{3,M}$	$C_{4,M}$
$C_{1,A}$	$C_{2,A}$	$C_{3,A}$	$C_{4,A}$

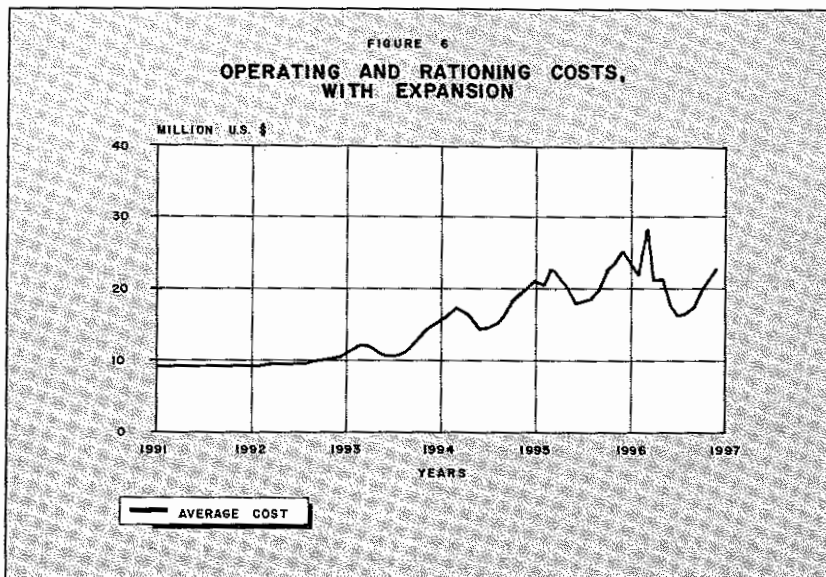
If plan i is the one with the lowest cost in any scenario, it is a "robust" plan. There might not be, however, any robust plan. In this case we would identify the minimum cost for each scenario. Suppose that plan 2 is the optimal one under the Medium scenario and plan 3 the optimal one under the High scenario. The following error matrix is then established:

SCENARIO/ERROR				
M	$C_{1,M} - C_{2,M}$	0	$C_{3,M} - C_{2,M}$	$C_{4,M} - C_{2,M}$
A	$C_{1,A} - C_{3,M}$	$C_{2,A} - C_{3,A}$	0	$C_{4,A} - C_{3,A}$

The alternative with the lowest risk is then the one that minimizes errors. It should be noted that $(C_{3,M} - C_{2,M})$ represents the cost of over-equipping (plans are made for the High scenario and the Medium scenario occurs) and $(C_{2,A} - C_{3,A})$ the cost of under-equipping (plans are

made for the Medium scenario and the High one occurs).

Since the most important planning decision at this moment has to do with beginning the construction of the Caruachi project (the first major project that appears in the expansion plan), the previous



methodology can be used along with expansion plans that involve sensitivity with regard to the decision of when Caruachi should appear in the expansion plan.

This risk analysis methodology does not assign probabilities of occurrence to the scenarios. It is said that it corresponds to the Savage criterion. If probabilities are assigned, it is known as the Laplace criterion. Chile uses the Savage criterion.

8. CONCLUSIONS

The experience in this study indicates that with adequate use of existing complementary tools, an ade-

quate planning methodology can be put together. The advantages that could be mentioned are quick implementation, easier acceptance on the part of the technical and executive staffs, low cost, opportunity to better evaluate the needs for new methodologies and software and modular implementation of these methodologies.

ACKNOWLEDGMENTS

The authors want to express their appreciation to Mr. Juan Altimari, Director of the EDELCA Planning Department, who proposed the project that made this study possible and who continuously supported

it. Mr. Wladislaw Kryzanowskyj, Manager of the EDELCA Electric Planning Systems Division and Ms. Carolina Maggi, from the same division, were in charge of managing the project.

REFERENCES

1. Oak Ridge National Laboratory, Wien Automatic System Planning Computer Code. Rep. ORNL-4925, 1974.
2. Valoragua User's Guide.
3. Kuiper, John and L. Ortolano, "A Dynamic Programming-Simulation Strategy for the Capacity Expansion of Hydroelectric Power Systems," Water Resources Research, December 1973, page 1497.
4. WIGPLAN User's Guide.