

ANALISIS DE CONFIABILIDAD EN SISTEMAS DE GENERACION HIDROTERMICA
UTILIZANDO INDICES DE FRECUENCIA Y DURACION DE FALLAS

Galo Nina
DOSNI - INECEL

RESUMEN

En este trabajo se describe un nuevo modelo para re presentar las unidades hidroeléctricas que poseen embalse que será utilizado para la evaluación de la confiabilidad en los sistemas de generación. El modelo toma en cuenta tanto la incertidumbre producto de las afluencias naturales al embalse como las salidas forzadas debido a fallas aleatorias en las unidades, empleando conceptos de Procesos de Markov para su representación. Esto permite, mediante la utilización de métodos convencionales de cálculo, la obtención de índices de frecuencia y duración que servirán para evaluar la confiabilidad del sistema de generación bajo estudio.

INTRODUCCION

Los modelos usados en la evaluación de la confiabilidad de los sistemas de generación no representan el sistema de potencia en su totalidad, únicamente las unidades de generación son incluidas y el resto del sistema se asume que es perfectamente confiable. De hecho se considera que la red de transmisión es capaz de entregar energía desde cualquier configuración de generación a cualquier configuración de demanda, sin pérdidas, sobrecargas o deterioro de los voltajes de las barras y por tanto el sistema estará operando satisfactoriamente siempre que exista suficiente generación de potencia disponible para cubrir la demanda. De esta manera el criterio por el cual se juzga que un sistema está en falla es el siguiente: se considera que el sistema está bajo falla cuando la potencia generada no iguala o excede la demanda requerida, caso contrario el sistema se considera libre de falla.

Cuando en los sistemas de generación se incluyen unidades que están limitadas en su disponibilidad de energía, como es el caso con las centrales hidroeléctricas con embalses, la imposibilidad de satisfacer la demanda puede tener dos causas:

- a) Por deficiencias de energía que tienen una relación directa con los niveles del agua almacenada en los embalses de las unidades hidroeléctricas y
- b) Por deficiencias de potencia que son causadas por los límites que son impuestos en la potencia máxima de dichas unidades.

La disponibilidad de energía de una unidad hidroeléctrica en cualquier momento está determinada por las afluencias naturales, las políticas de operación y las demandas que han ocurrido en el pasado y que se manifiestan en los niveles que adopta el embalse.

La disponibilidad de potencia es a su vez influenciada por la de energía, dado que depende del nivel del embalse, además las fallas del equipo tienen un efecto directo en la disponibilidad de potencia, ya que reducen el número de unidades que pueden operar en un instante dado, disminuyendo por tanto la capacidad de generación del sistema y de forma indirecta ya que afectan la operación del sistema

y por tanto, la disponibilidad de energía futura del mismo.

De la discusión anterior se desprende que en cualquier evaluación de la confiabilidad de generación en sistemas hidrotermoeléctricos, requiere una metodología que tome en cuenta el efecto conjunto tanto de la evaluación histórica del nivel de los embalses, como de las fallas aleatorias de los equipos de las unidades hidro y termoeléctricas.

Tres enfoques básicos han sido utilizados para la evaluación de la confiabilidad en los sistemas de generación hidrotérmicos: el enfoque analítico Nina et al [1], en el cual se considera un embalse equivalente a todos los embalses del sistema y una política de operación del mismo, dada por una función de parametrización que permite encontrar la probabilidad de existencia de diferentes niveles de energía que junto con los métodos tradicionales de cálculo para unidades termoeléctricas lleva a obtener índices de confiabilidad, que son los valores medios de tiempo de falla. Implícita en este modelo está la consideración que la capacidad de producción de las unidades termoeléctricas son independientes de la operación de los otros generadores del sistema.

El método de simulación, Bertoldi et al [2], en el cual la operación de las unidades hidroeléctricas no se asume que es independiente de la de los otros generadores del sistema.

En este método, la operación de las unidades hidroeléctricas es simulada adoptando la política que estas unidades deben operar únicamente para cubrir las deficiencias de capacidad termoeléctrica o para evitar derramar el agua en los embalses; los índices obtenidos son valores medios de la energía no servida.

El enfoque analítico/de simulación Cunha et al [3], en el cual la simulación es usada para representar la compleja distribución de la variación del nivel de los embalses. Los métodos analíticos son usados en cambio para representar las fallas de los equipos; en consecuencia el esfuerzo computacional se reduce en comparación con los métodos de simulación puros, el resultado son índices como los valores medios de los tiempos de fallas.

El presente trabajo propone un modelo markoviano para representar las unidades hidroeléctricas con embalse. El modelo propuesto consiste en un proceso de renovación que modela el nivel de los embalses, dado que a cada nivel del embalse está vinculada una potencia determinada, este modelo puede ser combinado con el modelo de dos estados tradicional que representa las fallas forzadas de una unidad de generación. Reduciendo el modelo anterior tomando en cuenta los estados de igual potencia, es posible utilizarlo en los métodos usuales para encontrar índices de frecuencia y duración de sistemas termoeléctricos. Ayoub [4], Billinton [5].

MODELO PARA LAS UNIDADES HIDROELECTRICAS

Modelo de los embalses

Si se observa que en el Sistema Nacional Interconectado Ecuatoriano los niveles de los embalses tienen un comportamiento cíclico que sigue el comportamiento también cíclico de la hidrología, figura 1, es posible aproximar la curva de variación de los niveles por una curva formada mediante segmentos que representan la duración media a varios niveles que son definidos como un porcentaje del nivel máximo; de esta manera, el nivel del embalse varía desde el nivel mínimo de un ciclo al siguiente y se asume que la frecuencia de los mismos es aleatoria, como se muestra en la fig. 1.

Esta secuencia de niveles se puede considerar como un proceso estocástico de renovación, cuyo diagrama de estado se muestra en la figura 2.

La matriz de intensidad de transiciones A para el diagrama de estado de la figura 2 será:

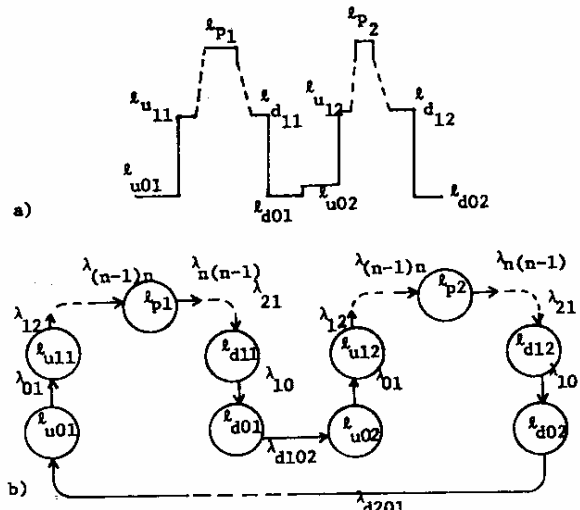


FIGURA 2

- a) Secuencia de niveles de un embalse para dos ciclos
- b) Diagrama de estado equivalente.

$$A = \begin{matrix} & l_{u01} & l_{u11} & \dots & l_{p1} & \dots & l_{d11} & & l_{d01} & & l_{u02} & l_{u12} & \dots & l_{p2} & \dots & l_{d12} & & l_{d02} \\ \begin{matrix} -\lambda_{01} & \lambda_{01} \\ & -\lambda_{12} \\ & & \vdots \\ \dots & -\lambda_{n(n-1)} & \dots \\ & & & \vdots \\ & & & & -\lambda_{10} & \lambda_{10} \\ & & & & -\lambda_{d102} & -\lambda_{d102} \\ & & & & & -\lambda_{01} & \lambda_{01} \\ & & & & & & -\lambda_{12} \\ & & & & & & \vdots \\ & & & & & & \dots & -\lambda_{n(n-1)} & \dots \\ & & & & & & & & \vdots \\ & & & & & & & & -\lambda_{10} & \lambda_{10} \\ & & & & & & & & & -\lambda_{d201} \end{matrix} \end{matrix}$$

Donde λ_{lm} es la tasa transición desde el subnivel l al subnivel m , los niveles ascendentes son designados como l_{uki} , los niveles máximos l_{pi} y los niveles descendentes l_{dli} con sus duraciones medias e_{uki} , e_{pi} y e_{dli} respectivamente. Las tasas de transición λ_{lm} son los recíprocos del tiempo de permanencia en los estados que "originan" la transición.

Las probabilidades de estado estable pueden ser obtenidas resolviendo el sistema de ecuaciones lineales

$$\sum_{i=u,d} \sum_{j=0}^{n-1} \sum_{k=1}^N P_{ijk} + \sum_{i=1}^N P_{pi} = 1.0$$

donde p es el vector de probabilidades de estado estable definido como:

$$p = [P_{u01} \ P_{u11} \ \dots \ P_{p1} \ \dots \ P_{d11} \ P_{d01} \ P_{u12} \ \dots \ P_{p2} \ \dots \ P_{d12} \ P_{d02}]$$

cuya solución da:

$$P_{uki} = \frac{e_{uki}}{e_D} \quad i = 1, \dots, N$$

$$P_{pi} = \frac{e_{pi}}{e_D} \quad k = 0, 1, \dots, n-1$$

$$P_{dli} = \frac{e_{dli}}{e_D} \quad l = 0, 1, \dots, n-1$$

D es la duración total de los ciclos observados y N el total de ciclos. Este modelo es una adaptación del modelo propuesto por Billinton [4] para representar la curva de carga.

Modelo para las unidades de generación

La generación de una unidad hidroeléctrica es función tanto de la afluencia como de la altura total del embalse h, esto es la diferencia entre el nivel actual y el de descarga y la potencia que la unidad puede proporcionar es igual a:

$$P = \min \left\{ \bar{P}, g^n h \bar{q} \sqrt{\frac{h}{\bar{h}}} \right\} \quad (1)$$

para turbinas Francis o Pelton

$$P = \min \left\{ \bar{P}, g^n h \bar{q} \right\} \quad (2)$$

para turbinas Kaplan, donde

\bar{P} es la capacidad máxima del generador.
 g es la constante gravitacional.
 n es la eficiencia del conjunto turbina/generador.
 \bar{q} es el flujo nominal de la turbina y,
 \bar{h} es la altura nominal de la turbina

Esto significa que conocida la altura total h es posible considerar que la unidad puede proporcionar una potencia P; por consiguiente, para cada nivel del embalse, (altura total h), la unidad tiene una potencia P y puede sufrir una falla forzada que puede ser representada mediante un modelo de dos estados, cuyo diagrama de estado se ilustra en la figura 3, con λ y u siendo las tasas de falla y reparación respectivamente y su disponibilidad e indisponibilidad A y \bar{A} respectivamente.

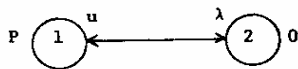


FIGURA 3

Modelo de dos estados para un determinado nivel del embalse

Combinación de los modelos

Considerando que la ocurrencia de las fallas forzadas es independiente de la evolución del nivel de los embalses dado que las fallas de los equipos tienen un pequeño efecto en el estado de energía en un sistema predominantemente hidroeléctrico, se pueden combinar los dos modelos anteriormente descritos, dando lugar al diagrama de estado de la figura 4.

Por la consideración de independencia, las probabilidades de estado estable serán:

$$\begin{aligned} q_{uki} &= p_{uki} A \\ q'_{uki} &= p_{uki} \bar{A} \\ q_{pi} &= p_{pi} A & i = 1, \dots, N \\ q'_{pi} &= p_{pi} \bar{A} & k = 0, 1, \dots, n-1 \\ & & l = 0, 1, \dots, n-1 \\ q_{dli} &= p_{dli} A \\ q'_{dli} &= p_{dli} \bar{A} \end{aligned}$$

donde las probabilidades q_{uki} , q_{pi} y q_{dli} están definidas para los estados l_{uki} , l_{pi} y l_{dli} que no experimentan una falla forzada y q'_{uki} , q'_{pi} y q'_{dli} lo son para estados de falla forzada, los estados en falla forzada l'_{uki} , l'_{pi} y l'_{dli} todos tienen una potencia igual a l_{uki} , l_{pi} y l_{dli} a cero, en tanto que los estados l_{uki} , l_{pi} y l_{dli} tienen una potencia que es función del nivel del embalse y está dada por la relación (1) o (2) dependiendo del tipo de turbina.

Modelo simplificado

El modelo anterior puede ser simplificado tomando en cuenta que los estados que tienen un mismo nivel entre los estados l_{uki} , l_{pi} y l_{dli} tienen también una misma potencia, así como también. Los estados l'_{uki} , l'_{pi} y l'_{dli} tienen todos una potencia igual a cero, lo que se indica en la Tabla 1.

Las probabilidades de estado estable serán entonces:

$$\begin{aligned} p_1 &= \sum_{i=u,d} \sum_{j=0}^{n-1} \sum_{k=1}^N q'_{ijk} + \sum_{i=1}^N q'_{pi} = \bar{A} \\ p_j &= \sum_{i=u,d} \sum_{k=1}^N q_{ijk} \quad , j = 2, \dots, n-3 \\ p_{n-2} &= \sum_{i=1}^N q_{pi} \end{aligned}$$

y las tasas de transición en el modelo simplificado que se indica en la figura 5 serán:

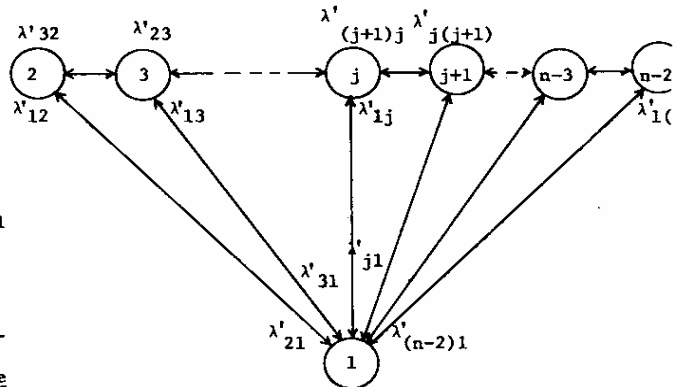


FIGURA 5

Modelo simplificado del modelo de la figura 4.

$$\begin{aligned} \lambda'_{j1} &= 2N\lambda \quad ; j = 2, \dots, n-3 \\ \lambda'_{(n-2)1} &= N\lambda \\ \lambda'_{1j} &= \frac{u}{D} \sum_{i=u,d} \sum_{k=1}^N e_{i(j-2)k} \quad ; j=2, \dots, n-3 \\ \lambda'_{1(n-2)} &= \frac{u}{D} \sum_{i=1}^N e_{pi} \\ \lambda'_{j(j+1)} &= \lambda_{(j-2)(j-1)} \frac{\sum_{k=1}^N e_{u(j-2)k}}{\sum_{i=u,d} \sum_{k=1}^N e_{i(j-2)k}} \quad ; j=2, \dots, n-3 \end{aligned}$$

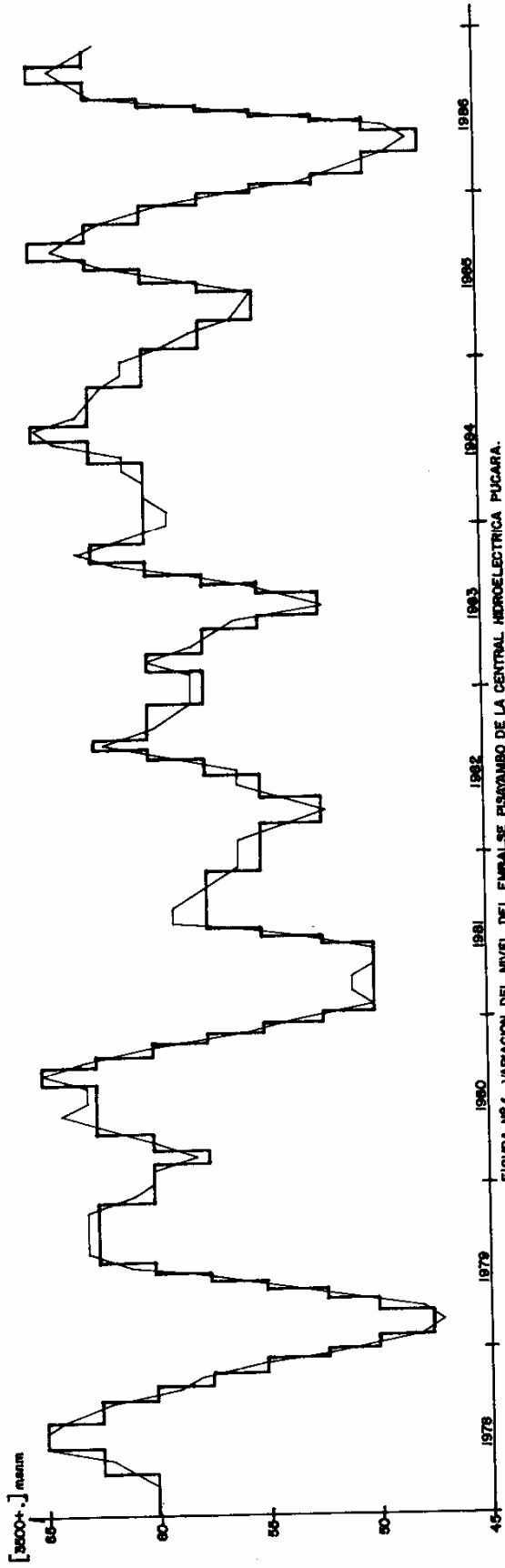


FIGURA Nº 1 VARIACION DEL NIVEL DEL EMBALSE FISRAMBO DE LA CENTRAL HIDROELECTRICA PUCARA.

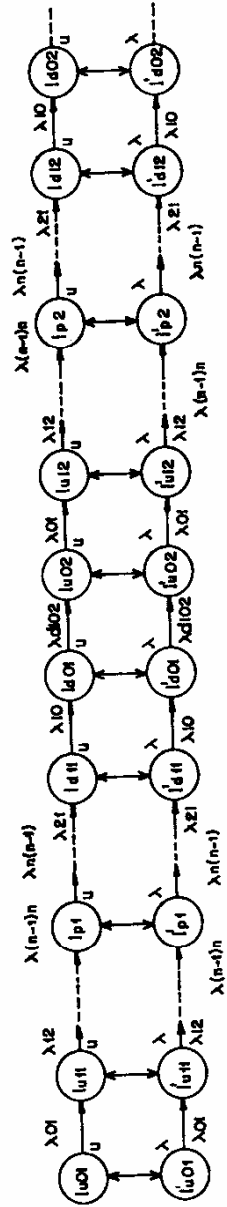


FIGURA Nº 4 COMBINACION DE LOS MODELOS DE LAS FIGS. 2 Y 3

TABLA 1

ESTADOS EQUIVALENTES	POTENCIA	ESTADO SIMPLIFICADO
$\lambda'_{u01}, \lambda'_{u11}, \dots, \lambda'_{p1}, \dots, \lambda'_{d11}, \lambda'_{d01}, \dots, \lambda'_{d0N}$	0	1
$\lambda_{u01}, \lambda_{d01}, \lambda_{u02}, \lambda_{d02}, \dots, \lambda_{u0N}, \lambda_{d0N}$	P_1	2
$\lambda_{u11}, \lambda_{d11}, \lambda_{u12}, \lambda_{d12}, \dots, \lambda_{u1N}, \lambda_{d1N}$	P_2	3
\vdots	\vdots	\vdots
$\lambda_{u(n-1)1}, \lambda_{d(n-1)1}, \lambda_{u(n-1)2}, \lambda_{d(n-1)2}, \dots, \lambda_{u(n-1)N}, \lambda_{d(n-1)N}$	P_{n-2}	n-3
$\lambda_{p1}, \lambda_{p2}, \dots, \lambda_{pN}$	P_{n-1}	n-2

$$\lambda'_{(j+1)j} = \lambda_{(j-1)(j-2)} \frac{\sum_{k=1}^N e_{d(j-1)k}}{\sum_{i=u,d} \sum_{k=1}^N e_{i(j-1)k}} ; j=2, \dots, n-3$$

donde λ y u son las tasas de transición del modelo para las unidades de generación; λ_{ij} y e_{ijk} son las tasas de transición y los tiempos i_{jk} medios de permanencia en los estados para el modelo de los embalses respectivamente.

Una deducción detallada de estos resultados consta en el Apéndice 1.

CALCULO DE LOS INDICES DE FRECUENCIA-DURACION

Tradicionalmente los estudios de confiabilidad de los sistemas de generación son realizados utilizando modelos para la capacidad de generación y la demanda y luego combinando éstos, para calcular la probabilidad y frecuencia de tener deficiencia de capacidad. Las expresiones más relevantes para los índices relacionados al margen M se dan a continuación | 4 |

$$P_M = \sum_X P_X P_{Co-X-M}$$

$$y f_M = \sum_X P_X [(\lambda_{X+} - \lambda_{X-}) P_{Co-X-M} + f_{Co-X-M}]$$

donde P_M, f_M son la probabilidad y frecuencia de un margen menor o igual a M.
 P_X es la probabilidad de una falla de capacidad X.

P_{Co-X-M}, f_{Co-X-M} son la probabilidad y frecuencia de una demanda mayor o igual a Co-X-M.

Co es la capacidad instalada
 $\lambda_{X+}, \lambda_{X-}$ son las tasas de transición desde estados con capacidad en falla X a estados con más o menos capacidad, respectivamente.

\sum_X suma sobre todos los estados de capacidad exacta X.

Los valores del modelo de generación P_X y $\lambda_{X+}, \lambda_{X-}$ son determinados añadiendo sucesivamente las unidades de generación y utilizando las siguientes relaciones que se refieren al modelo de la figura 5 | 7 |:

$$P_X = P'_{X-C_{n-2}} P_1 + P'_{X-C_{n-2}+C_2} P_2 + \dots + P'_{X-C_{n-2}+C_{n-3}} P_{n-3} + P'_X P_{n-2}$$

$$\lambda_{X+} = [P'_X P_{n-2} \lambda'_{X+} + P'_{X-C_{n-2}+C_{n-3}} P_{n-3} \{ \lambda'_{(X-C_{n-2}+C_{n-3})+} \lambda'_{(n-3)(n-2)} \} + \dots + P'_{X-C_{n-2}+C_2} P_2 \{ \lambda'_{(X-C_{n-2}+C_2)+} + \lambda'_{23} \} + P'_{X-C_{n-2}} P_1 \{ \lambda'_{(X-C_{n-2})+} \lambda'_{12} + \dots + \lambda'_{1(n-2)} \}] / P_X$$

$$\lambda_{X-} = [P'_X P_{n-2} \{ \lambda'_{X-} + \lambda'_{(n-2)(n-3)} + \lambda'_{(n-2)1} \} + P'_{X-C_{n-2}+C_{n-3}} P_{n-3} \{ \lambda'_{(X-C_{n-2}+C_{n-3})-} + \lambda'_{(n-3)(n-4)} + \lambda'_{(n-3)1} \} + \dots + P'_{X-C_{n-2}+C_2} P_2 \{ \lambda'_{(X-C_{n-2}+C_2)-} + \lambda'_{21} \} + P'_{X-C_4} P_1 \lambda'_{(X-C_4)-}] / P_X$$

Donde

P_X^1, P_X son las probabilidades de una falla X antes y después de la adición de la unidad respectivamente.

C_i capacidad del estado i de la unidad hidroeléctrica.

$\lambda_{X+}^1, \lambda_X^1$ son las tasas de transición para estados con más o menos capacidad disponible antes de la adición de la unidad respectivamente.

P_i probabilidad de estado estable del estado i de la unidad hidroeléctrica.

Las ecuaciones correspondientes para las unidades de dos estados de generación, como las unidades termoeléctricas e hidroeléctricas de pasada, pueden ser deducidas de las ecuaciones anteriores sustituyendo

$$P_i = 0 \text{ para } i = 2, \dots, n-3, \lambda_{1j} = 0$$

$$\text{para } j = 2, \dots, n-3 \text{ y } \lambda_{(n-2)(n-3)} = 0$$

Un ejemplo de estos cálculos consta en el Apéndice 2.

CONCLUSIONES

Las características cíclicas de los niveles de los embalses pueden ser modeladas como un proceso de renovación, el cual puede ser combinado con el tradicional modelo de dos estados, que toma en cuenta la salida forzosa de las unidades, para obtener un modelo para las unidades de generación hidroeléctricas con embalse, que puede ser utilizado para el cálculo de índices de frecuencia y duración para los sistemas de generación hidro-termoeléctricos.

Los cálculos que deben ser realizados, evidentemente se reducen, como resultado de este método, evitando los largos cálculos necesarios en los métodos hasta ahora utilizados.

REFERENCIAS

- [1] Nina G., Queiroz J., Pereira M., Generation Reliability for Hydro Thermal Systems, International Congress on Mathematical Programming, Rio de Janeiro, 1981.
- [2] Bertoldi O., Insinga F., Noferi P.L., Hydro-plant Simulation for Reliability Evaluation in Planning Studies, IEEE Paper N° C 74 136-8
- [3] Cunha S.H.F., Gomes F.B.M., G.C. Oliveira, Pereira M.V.F., Reliability Evaluation in Hydro-thermal Generating Systems, IEEE Transactions PAS-101, N° 12, December 1982.
- [4] Ayoub A.K., Patton A.D., A. Frequency and Duration Method for Generating System Reliability Evaluation, IEEE Transactions PAS-95, N° 6, November/December 1976.
- [5] Billinton, Power System Reliability Evaluation, Gordon and Breach 1970.
- [6] Billinton R., Singh C., System Load Representation in Generating Capacity Reliability Studies, Part I Model Formulation Analysis, IEEE Transactions Vol 91. September/October 1972.

[7] Patton A.D., Singh C., Ayoub K., Concepts and Techniques for Generation Reliability Modeling Including Operating Considerations, 7th Power Systems Computation Conference. Lausanne, July 1981.

[8] Endrenyi J., Reliability Modeling in Electric Power Systems, John Wiley & Sons, 1978.

APENDICE 1

En general la tasa de transición entre dos estados combinados I y J, cada uno de los cuales está compuesto de varios estados del modelo original es

$$\lambda_{IJ} = \frac{\sum_{i \in I} P_i \sum_{j \in J} \lambda_{ij}}{\sum_{i \in I} P_i} \text{ y } \lambda_{JI} = \frac{\sum_{j \in J} P_j \sum_{i \in I} \lambda_{ji}}{\sum_{j \in J} P_j}$$

En el modelo simplificado, el estado 1 está conformado por todos los estados k'_{uk1} , k'_{pi} y k'_{di} (ver Tabla 1) y de acuerdo al diagrama de estado de la figura 5, este estado tiene transiciones a todos los estados $J=2, \dots, n-3$ y por tanto:

$$\lambda_{1J} = \frac{\bar{A} P_{u(J-2)1}^{u+\bar{A}} P_{d(J-2)1}^{u+\bar{A}} P_{u(J-2)N}^{u+\bar{A}} P_{d(J-2)N}^{u+\bar{A}}}{\bar{A} P_{u01} + \bar{A} P_{u11} + \dots + \bar{A} P_{d1N} + \bar{A} P_{d0N}}$$

$$= P_{u(J-2)1}^{u+p} P_{d(J-2)1}^{u+\dots+p} P_{u(J-2)N}^{u+p} P_{d(J-2)N}^{u+\dots+p}$$

Dado que $P_{u01} + P_{u11} + \dots + P_{d1N} + P_{d0N} = 1$, se tiene

$$\lambda_{1J} = \frac{u}{D} (e_{u(J-2)1} + e_{d(J-2)1} + \dots + e_{u(J-2)N} + e_{d(J-2)N})$$

para $J=2, \dots, n-3$, esta relación es obtenida utilizando la definición para las $P_{i(J-2)k}$

Las otras tasas de transición λ_{JJ} , $J=2, \dots, n-3$, $\lambda_{(n-2)1}$, y $\lambda_{1(n-2)}$ son obtenidas de forma similar.

De la misma manera para las transiciones entre los estados J y J+1 para $J=2, \dots, n-3$, se tiene:

$$\lambda_{J(J+1)} = \frac{A P_{u(J-2)1} \lambda_{(J-2)(J-1)} + \dots + A P_{u(J-2)N} \lambda_{(J-2)N(J)}}{A P_{u(J-2)1} + A P_{d(J-2)1} + \dots + A P_{u(J-2)N} + A P_{d(J-2)N}}$$

$$= \lambda_{(J-2)(J-1)} \frac{e_{u(J-2)1} + \dots + e_{u(J-2)N}}{e_{u(J-2)1} + e_{d(J-2)1} + \dots + e_{u(J-2)N} + e_{d(J-2)N}}$$

para $J=2, \dots, n-3$, las transiciones entre los estados J+1 y J son obtenidas de igual manera.

APENDICE 2

La Tabla 2 muestra los parámetros de un sistema hipotético de Generación.

TABLA 2
Parámetros de las unidades de generación

Capacidad [MW]	Tipo	$\lambda(dfa)^{-1}$	$u(dfa)^{-1}$
20	Hidro	0.00822	1.645
10	Termo	0.00685	1.370
10	Termo	0.00685	1.370
5	Termo	0.00548	1.920

y los parámetros del modelo conjunto de la unidad hidroeléctrica están dados en la figura 6 y Tabla 3.

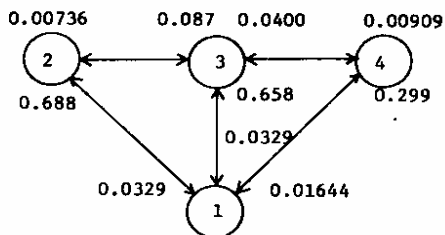


FIGURA 6
Modelo simplificado de la unidad hidroeléctrica.

TABLA 3
Parámetros de la unidad Hidroeléctrica con embalse

ESTADO	CAPACIDAD [MW]	PROBABILIDAD
1	0	0.0049721
2	5	0.4161026
3	10	0.3980112
4	20	0.1809142

BIOGRAFIA

NINA, GALO. Graduado de Ingeniero Eléctrico, especialización - Potencia en Marzo de 1979 en la ESPOL. Master en Ciencias en la U.F.R. J. Brasil en Ing. de Sistemas (Optimización). Desde Mayo de 1981 trabaja en el Dpto. de Planificación Operativa de la DOSNI-INECEL. En la Facultad de Post - Grado en Ing. Sistemas de la Politécnica - del Ejército.

El modelo de capacidad de generación calculado usando los métodos citados en este trabajo se muestran en la Tabla 4.

TABLA 4
Modelo de Capacidad de Generación

CAPACIDAD FUERA [MW]	PROBABILIDAD	λ_{X+}	λ_{X-}
0	0.1786088	0.0000000	0.1014200
5	0.0005098	1.9198922	0.959330
10	0.3947253	0.0152479	0.0595990
15	0.4119267	0.0920548	0.0520856
20	0.0100150	1.5835471	0.0355291
25	0.0041332	1.4691528	0.0451285
30	0.0000653	3.2863383	0.0232980
35	0.0000105	2.8434630	0.0378076
40	0.0000002	3.3929786	0.0102073
45	0.0000000	4.9304343	0.0

Las características de la duración y frecuencia de la demanda se muestran en la Tabla 5.

La frecuencia de pérdida de carga (frecuencia de un margen acumulativo M=0) para el sistema hipotético es 0.5935200 por 28 días y la probabilidad de pérdida de carga es 0.0641962.

TABLA 5
Modelo de Demanda

NIVEL DE DEMANDA [MW]	PROBABILIDAD	FRECUENCIA [POR DIA]
35	0.0595	0.0298
30	0.0893	0.0298
25	0.1905	0.0357
20	0.4762	0.0357
15	0.6131	0.0416
10	0.8214	0.0416
0	1.0000	0.0000