

Operación de Embalses en Condiciones de Hidrología Crítica

P. Alzamora

Centro Nacional de Control de Energía -CENACE

Resumen - La energía eléctrica es un servicio que por su impacto en la sociedad requiere de una alta confiabilidad en su prestación. Para garantizar el abastecimiento continuo de este servicio, deben utilizarse eficientemente los recursos energéticos disponibles, entre ellos el agua almacenada en los embalses.

Para cumplir con este objetivo, en el presente trabajo se calcula la energía firme del sistema y los volúmenes mínimos de almacenamiento de los embalses que garantizan la máxima disponibilidad energética del sistema hidroeléctrico ecuatoriano en condiciones de hidrología crítica.

Los resultados obtenidos son agregados en el embalse equivalente, con el propósito de obtener una herramienta numérica – gráfica que establezca las reservas energéticas con las que cuenta el sistema hidroeléctrico al inicio de cada mes, e indique el grado de seguridad que tiene el abastecimiento de la demanda. Adicionalmente se determinan los períodos críticos del sistema hidroeléctrico, se calcula el aporte energético de cada central hidroeléctrica, entre otros parámetros.

El cálculo de energía firme y los volúmenes mínimos de almacenamiento de los embalses, se estiman utilizando el Modelo No Lineal para el Cálculo de la Energía Firme de Sistemas Hidroeléctricos denominado MONALISA.

Palabras clave - Energía firme, hidrología crítica, embalse equivalente, índice general energético.

1. INTRODUCCIÓN

El concepto de energía firme de un sistema hidroeléctrico es fundamental en su operación. Este concepto permite, entre otras aplicaciones, establecer los niveles operativos de seguridad de los embalses que maximizan la producción energética de las centrales hidroeléctricas, en presencia de condiciones hidrológicas críticas.

El concepto de suministro firme surgió a finales del siglo XIX, cuando se estudiaba el dimensionamiento de embalses para el abastecimiento de agua a las

ciudades. Este concepto ha evolucionado desde aquellas épocas, extendiéndose su aplicación al sector eléctrico para el dimensionamiento de centrales hidroeléctricas, en primera instancia y posteriormente fue aplicado a un conjunto de centrales, con el objetivo de garantizar la máxima producción de energía constante en el tiempo, admitiéndose fluctuaciones de producción de cada central hidroeléctrica [3].

2. MARCO TEÓRICO DE REFERENCIA

2.1. Agregación de Embalses

El embalse agregado representa la capacidad de almacenamiento de reservas energéticas en el sistema hidroeléctrico, y se determina como la sumatoria de la capacidad de reserva en energía de cada embalse.

2.2. Energía Firme y Energía Asegurada

La energía firme de un sistema hidroeléctrico se define como la máxima demanda energética que puede ser suministrada de manera continua (sin falla), en la ocurrencia de los caudales registrados en el histórico.

En cambio, la energía asegurada de un sistema hidroeléctrico se define como la máxima demanda energética que puede ser suministrada, con frecuencia de falla menor o igual a un porcentaje crítico de los años hidrológicos simulados.

2.3. Formulación del Problema

Como se mencionó anteriormente, la energía firme de un sistema hidroeléctrico corresponde a la máxima producción continua que puede ser obtenida suponiendo la ocurrencia del registro histórico de caudales. Naturalmente, la producción de energía está sujeta a restricciones operativas de las centrales hidroeléctricas (balance hídrico, límites de almacenamiento y turbinamiento, etc.). La formulación matemática del problema de optimización para encontrar la energía firme de un sistema hidroeléctrico es no lineal y se plantea siguiendo el modelo establecido en [1]:

Max F

Sujeto a:

$$V_{t+1} = V_{t,i} + a_{t,i} + \sum [u_{t,m} + w_{t,m}] - u_{t,i} - w_{t,i} - e_{t,i}(V_{t,i}, V_{t+1,i}) - r_{t,i} \quad (1)$$

$$V_{t,i} \leq \bar{v}_i \quad (2)$$

$$u_{t,i} \leq \bar{u}_i \quad (3)$$

$$u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i} \leq \bar{p}_i \times \delta_t \quad (4)$$

$$h_{t,i} = p_{1,i}(V_{t,i}, V_{t+1,i}) - p_{2,i}(u_{t,i}, w_{t,i}) - hp_i \quad (5)$$

$$F \times \delta_t \leq \sum u_{t,i} \times \rho_i \times h_{t,i} \quad (6)$$

Para $t = 1, \dots, T$; para $i = 1, \dots, I$

Donde:

$m \in M_i$: representa el conjunto de plantas inmediatamente aguas arriba de la planta i .

t : indexa las etapas.

T : duración del estudio.

i : conjunto de centrales hidroeléctricas

$V_{t,i}$: almacenamiento del embalse i en el inicio del mes t .

V_0 : es conocido y representa el volumen almacenado al inicio del estudio.

$a_{t,i}$: afluencia natural a la central i en el mes t

$u_{t,i}$: volumen turbinado en la central i , en el mes t .

$w_{t,i}$: volumen vertido en la central i , en el mes t .

$e_{t,i}(V_t, V_{t+1})$: evaporación, proporcional al producto del área del embalse (km^2) el cual depende del almacenamiento, por el coeficiente mensual de evaporación expresado en milímetros.

$r_{t,i}$: demandas adicionales de agua (riego, abastecimiento, etc.).

\bar{v}_i : almacenamiento máximo de la central i .

\bar{u}_i : máximo caudal turbinado de la central i .

$h_{t,i}$: altura neta de caída de la central i , en la etapa t

hp_i : altura de pérdidas hidráulicas de la central.

p_1 : Polinomio cota x volumen del embalse

p_2 : Polinomio cota del canal de desfogue x caudal de erogación.

δ_t : número de horas en el mes t .

$\rho \times h_i$: factor de producción de la planta expresado en MWh/m³, donde $\rho = 3.6 \times g$ (m/s²) x n (eficiencia del conjunto turbina – generador).

\bar{p}_i : capacidad instalada en la central i (MW).

Las restricciones del balance hídrico (1), representan la evolución del almacenamiento de agua en los embalses a lo largo del estudio. El volumen final en cada etapa se obtiene sumando el volumen inicial,

más la afluencia en cada etapa, más el turbinamiento y vertimiento de las centrales aguas arriba, menos los volúmenes turbinado, vertido, evaporado y demás usos del agua.

Las expresiones (2) y (3), representan la capacidad máxima de almacenamiento de los embalses y el caudal máximo turbinado en las centrales hidroeléctricas respectivamente.

Las expresiones (4) y (5), calculan la producción de energía de una central hidroeléctrica expresada en MWh, la misma que es proporcional al producto del volumen turbinado por la altura neta de caída. Esta, a su vez, corresponde a la diferencia entre la cota del embalse, que depende del volumen almacenado, y el nivel del canal de fuga, que depende del volumen efluente, y las pérdidas hidráulicas. Finalmente, la producción de energía está limitada por la potencia del generador.

Como la energía firme debe ser producida continuamente, el conjunto de restricciones (6) establecen que lo firme corresponde a la menor energía producida a lo largo del período, donde F es una variable escalar que representa la energía firme expresada en MW medios.

Por lo tanto, de acuerdo a lo establecido en (6), F es menor o igual a la producción hidroeléctrica en cada período $t = 1, \dots, T$. Esto significa que F es menor o igual a la menor producción a lo largo del período. Como la función objetivo es maximizar F , lo que se obtiene es la máxima producción de energía que puede ser suministrada de manera continuamente, lo cual representa el concepto o la definición de energía firme.

2.4. Período Crítico

El período crítico es un concepto vinculado al cálculo de la energía firme. Se define como aquel período en el cual los embalses parten de su estado “totalmente lleno” hasta el estado “totalmente vacío”, sin cambios intermedios.

El período crítico se caracteriza por tener las peores afluencias del histórico de caudales, es decir, es un período en el que ocurre la peor sequía, de allí el adjetivo de “crítico”. Este período es importante porque representa el punto de estrangulamiento de la capacidad continua de producción del sistema hidroeléctrico. Fuera del período crítico es posible atender un incremento de demanda sin problemas, mientras que, dentro del período crítico, atender el mismo incremento llevaría a un racionamiento.

Para el sistema hidroeléctrico ecuatoriano se han identificado cuatro períodos críticos ubicados en las siguientes fechas: 1) noviembre 1968 – marzo 1969, 2) noviembre 1978 – marzo 1979, 3) septiembre 1979 – febrero 1980 y 4) agosto 1981 – marzo 1982, como se presenta en la Fig. 1.

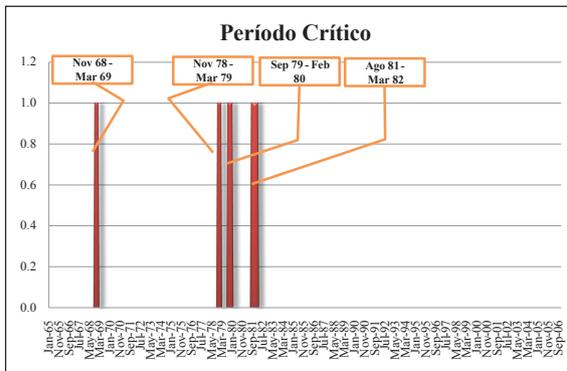


Figura 1: Períodos críticos de operación del sistema hidroeléctrico

Una característica importante de un período crítico resulta en el vaciado de los embalses en la última etapa de cada uno de ellos. La razón, el modelo planteado en la Sección 2.3, intentará aumentar el valor de la variable F (que representa la función objetivo), hasta que haya alcanzado su máximo valor. Si al final del período crítico el embalse no se vacía completamente, significa que el agua sobrante podría haber sido utilizada para aumentar aún más el valor de F , por lo tanto cuando se obtiene la solución óptima, los embalses siempre se encontrarán vacíos.

Adicionalmente, en un período crítico puede presentarse el caso de una central hidroeléctrica que tenga asociada un embalse, cuyos caudales de ingreso sean más favorables que el resto de caudales afluentes a otras centrales. Esto provocará que el embalse se llene por completo, incluso turbinando el máximo posible de agua, dando como resultado que el caudal excedente no pueda ser almacenado, ni turbinado, y por lo tanto es posible que exista un vertimiento.

2.5. Interpretación de las variables duales

Las variables duales (o multiplicadores de LaGrange) asociadas a las restricciones (1) a (6) del problema de optimización para el cálculo de la energía firme, sirven para interpretar y definir explícitamente importantes aspectos relacionados con este tema, los mismos que se explican a continuación.

Las variables duales de las restricciones del balance hídrico (1), establecen que un aumento

infinitesimal en la cantidad de agua (recurso, en el lado derecho del balance hídrico) que llega a la central en una etapa fuera del período crítico, no alteraría el valor de la energía que ésta podría generar continuamente durante todo el horizonte. La razón, si esta cantidad de agua llega en una etapa anterior al período crítico, la misma sería vertida antes de su inicio debido a que los embalses se encuentran completamente llenos. Si esa cantidad de agua llega después del período crítico, no sería capaz de impedir el vaciado completo del embalse al final del período crítico.

Las variables duales asociadas a la restricción del volumen máximo (2), en la solución óptima, tendrán un valor mayor que cero únicamente en la primera etapa del período crítico, cuando el embalse está completamente lleno. En esta etapa un aumento en la capacidad del embalse, generaría un aumento en el valor de la función objetivo, ya que una cantidad mayor de agua podría ser almacenada y utilizada durante el período crítico, lo cual aumentaría la capacidad de generación constante del sistema. Cabe señalar que en el inicio del período crítico, no se garantiza que todas las centrales alcanzarán sus niveles máximos de almacenamiento al mismo tiempo, por tal razón algunas variables duales asociadas a estas restricciones de volumen máximo pueden adquirir un valor de cero en esta etapa.

Las variables duales asociadas a las restricciones de turbinamiento máximo (3), pueden presentar valores mayores a cero únicamente en el período crítico. Esto ocurre por motivos análogos a los presentados anteriormente, es decir, un aumento infinitesimal en la capacidad de turbinamiento de cualquier central en una etapa fuera del período crítico, no generaría un aumento en la energía firme total del sistema. Tal cosa ocurre generalmente con centrales cuyos caudales afluentes durante el período crítico son más favorables que en el resto de centrales, lo que hace que aquellas podrían turbinar una cantidad de agua mayor que sus capacidades máximas de turbinamiento.

Las variables duales asociadas a las restricciones de energía (6), sirven para interpretar y definir explícitamente importantes aspectos relacionados con el problema de energía firme. Uno de ellos tiene relación con encontrar el período crítico, el cual puede definirse como el intervalo de tiempo donde estas restricciones se encuentran activas, es decir, tienen variables duales diferentes de cero [2]. Para el resto del horizonte de estudio estas restricciones se encontrarán relajadas, y sus variables duales tendrán valores nulos. La razón para que ocurra lo anterior,

se encuentra en que al aumentar infinitesimalmente el “recurso” (lado derecho) de la restricción (6), en una etapa fuera del período crítico no genera ningún beneficio (o mejora) en la función objetivo. En este caso las restricciones quedarían un poco más “relajadas” y el valor óptimo del problema no se alteraría. En cambio, al aumentar el recurso de la restricción (6) en una etapa que este “dentro” del período crítico, generaría un aumento en la energía firme total del sistema, pues se requeriría en esta etapa menos agua a ser turbinada para atender la restricción de firmeza. Con esto, se podría turbinar más agua en las otras etapas del período crítico, lo que generaría un aumento de la energía firme del sistema.

Otra característica importante de las variables duales de la restricción (6), es que estas presentan el mismo valor durante todo el período crítico, lo que significa que un aumento infinitesimal en el lado derecho de la restricción (6), generaría aumentos iguales en la energía firme del sistema. En términos económicos, el costo marginal de corto plazo, que refleja el costo de atender 1 MWh adicional de demanda, es igual a cero fuera del período crítico; e igual al costo de racionamiento dentro del período crítico.

3. CALCULO DE LA ENERGÍA FIRME EN EL SISTEMA HIDROELÉCTRICO ECUATORIANO.

El cálculo de la energía firme del sistema hidroeléctrico ecuatoriano se realizó utilizando el modelo Monalisa, desarrollado por la empresa PSR de Brasil.

Se simularon las centrales de Calope, Sibimbe, Abanico, Hidronación, Agoyán, San Francisco, Mazar, Paute y Pucará, que representan más del 90% de la capacidad hidroeléctrica instalada en el sistema ecuatoriano. El 10% restante de la capacidad hidroeléctrica instalada no dispone de un registro histórico de caudales, razón por la cual no es posible incluirlas en el análisis.

Con estas premisas, la energía firme del sistema hidroeléctrico se ubica en 873.3 MW medios lo que equivale a 7650.1 GWh/año de producción de energía continua, desagregados según los valores que se presentan en la Fig. 2.

Básicamente se observa que la mayoría de centrales hidroeléctricas tiene como potencia firme la mitad de su capacidad instalada, excepto las centrales de Abanico y Paute.

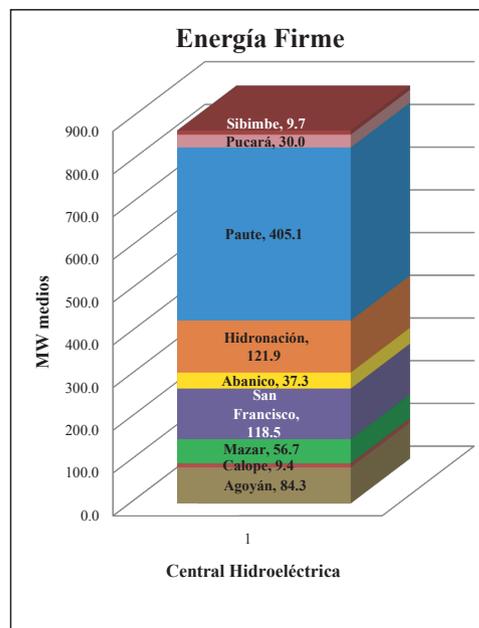


Figura 2: Energía firme del sistema hidroeléctrico

3.1. Generación Hidroeléctrica

El cálculo de la energía firme del sistema y de cada una de las centrales hidroeléctricas, requiere que el histórico de caudales tenga la misma cantidad de datos para cada una de las centrales que intervienen en la simulación.

De la información disponible en CENACE, es factible simular las siguientes centrales hidroeléctricas entre los años 1965 a 1992: Calope, Abanico, Pucará, Sibimbe, Mazar, Hidronación, Agoyán, San Francisco y Paute. Si se eliminan de la corrida las centrales de Calope, Abanico y Sibimbe, es factible simular el sistema hidroeléctrico desde el año 1965 hasta el año 2006.

3.1.1. Simulación en el Período 1965 - 1992

La producción de energía hidroeléctrica, suponiendo que se repiten los caudales del período comprendido entre los años 1965 a 1992, se presenta en la Fig. 3. Se puede apreciar que las producciones hidroeléctricas más bajas de todo el horizonte simulado se presentan durante los períodos críticos, descritos en la Sección 2.4.

Adicionalmente, se puede observar de los resultados obtenidos, que existen muchos periodos en los cuales se presentan niveles de producción bajos, sin llegar a los mínimos históricos. Tal situación demuestra la vulnerabilidad del sistema hidroeléctrico ecuatoriano, durante los períodos de la estación seca (octubre – marzo) de cada año.

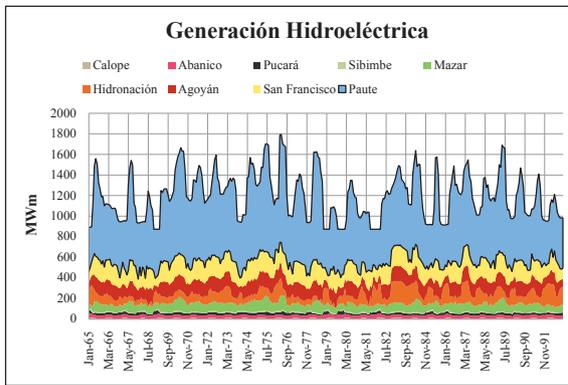


Figura 3: Generación hidroeléctrica período 1965 - 1992

3.1.2. Simulación en el Período 1965 - 2006

Como se mencionó anteriormente, para extender el horizonte de análisis y abarcar un período más amplio de estudio, esto es entre 1965 a 2006, es necesario retirar de la simulación a las centrales hidroeléctricas de Calope, Abanico y Sibimbe, las cuales no poseen datos hidrológicos entre los años 1993 a 2006.

Los resultados que se presentan en la Fig. 4, no muestran períodos críticos adicionales a los antes señalados, es decir, entre los años 1993 a 2006 no existen períodos críticos adicionales a los ya establecidos, lo que sí se observa, es un número apreciable de episodios de bajas generaciones, cercanas a aquellas que se obtienen en los episodios críticos, evidenciando aún más la vulnerabilidad del sistema en la estación seca.

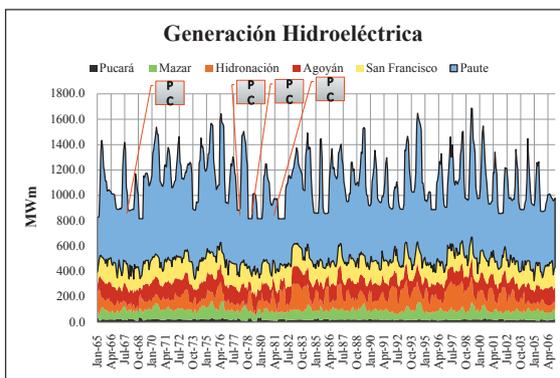


Figura 4: Generación hidroeléctrica período 1965 - 2006

En conclusión, para encontrar la operación de los embalses en condiciones hidrológicas críticas, basta con simular el sistema hidroeléctrico entre los años 1965 a 1992, sin necesidad de retirar ninguna central.

3.2. Análisis de Caudales Afluentes Totales a Amaluza

Especial importancia tiene el análisis de los escenarios hidrológicos afluentes a la central Paute registrados en los cuatro períodos críticos estudiados. El propósito de este análisis es encontrar tendencias con respecto al caudal afluente actual, e inferir posibles comportamientos futuros del sistema eléctrico.

3.2.1. Análisis de los caudales registrados en el primer período crítico, noviembre 1968 – marzo 1969

La Fig.5 presenta el comportamiento de los caudales afluentes totales a la central Paute en los años 1968 y 1969, el caudal mínimo histórico, y el caudal registrado en lo que va del año 2010.

En diciembre de 1968 y enero de 1969, los caudales afluentes a Paute bordearon los mínimos históricos.

El caudal registrado en el año 2010, presenta valores cercanos a los mínimos históricos en los meses de enero, marzo, septiembre y octubre, sin presentar ninguna correlación con los caudales de los años 1968 y 1969.

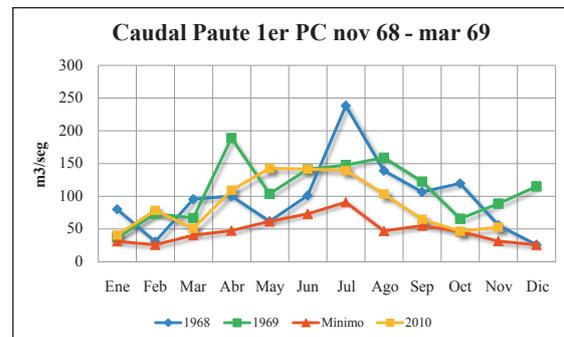


Figura 5: Caudal de paute en el período crítico noviembre 1968 – marzo 1969.

3.2.2. Análisis de los caudales registrados en el segundo período crítico, noviembre 1978 – marzo 1979.

La Fig. 6 presenta el comportamiento de los caudales afluentes totales a la central Paute en los años 1978 y 1979, el caudal mínimo histórico, y el caudal registrado en lo que va del año 2010.

De noviembre a diciembre de 1978 y de enero a febrero de 1979, los caudales afluentes a Paute se ubicaron cerca de los mínimos históricos.

El caudal registrado en el año 2010 presenta un comportamiento similar a los valores registrados en el año 1979, especialmente entre los meses de mayo a octubre, sin que esto quiera decir, que el comportamiento futuro de los caudales para el resto del año 2010 se presente de la misma manera. Pero dado el gran número de coincidencias, podría inferirse que la tendencia futura del caudal del año 2010 es hacia mantener el mismo comportamiento de aquel registrado en el año 1979.

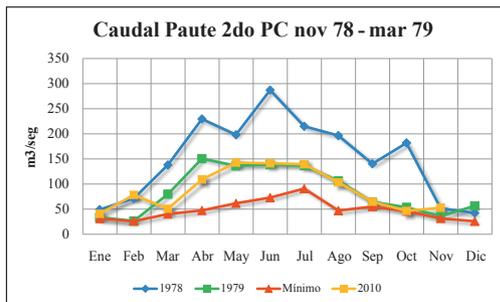


Figura 6: Caudal de paute en el período crítico noviembre 1978 – marzo 1979.

3.2.3. Análisis de los caudales registrados en el tercer período crítico, septiembre 1979 – febrero 1980

La Fig.7 presenta el comportamiento de los caudales afluentes totales a la central Paute en los años 1979 y 1980, el caudal mínimo histórico, y el caudal registrado en lo que va del año 2010.

En septiembre, octubre y noviembre de 1979 y enero de 1980, los caudales de ingreso a Paute se ubicaron cerca de los valores mínimos históricos.

El caudal registrado en el año 2010 tiene, como ya se mencionó, un comportamiento similar a la curva de caudales registrado en el año 1979, especialmente en los meses de mayo a octubre.

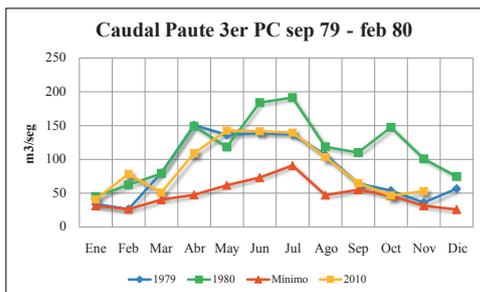


Figura 7: Caudal de paute en el período crítico septiembre 1979 febrero 1980.

3.2.4. Análisis de los caudales registrados en el cuarto período crítico, agosto 1981 – marzo 1982.

La Fig. 8 presenta el comportamiento de los caudales afluentes totales a la central Paute en los años 1981 y 1982, el caudal mínimo histórico, y el caudal registrado en lo que va del año 2010.

En esta secuencia hidrológica se observa que entre los meses de julio y agosto de 1981 se presenta un descenso brusco del caudal, alcanzando valores mínimos históricos en octubre y noviembre; así mismo, los caudales registrados de enero a marzo de 1982 se presentaron cercanos a los mínimos históricos.

El caudal registrado en el año 2010 no sigue ningún patrón con respecto a los valores presentados en los años 1981 y 1982.

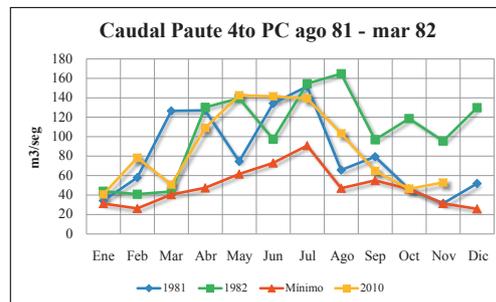


Figura 8: Caudal de paute en el período crítico agosto 1981 – marzo 1982.

Es importante recalcar en el tema de los descensos de caudales que se presentan de un mes a otro al inicio de un período crítico, tales como aquellos ocurridos de octubre a noviembre de 1978 y de julio a agosto de 1981. Este comportamiento puede utilizarse con propósitos predictivos de posibles eventos hidrológicos extremos.

3.3. Niveles Mínimos de Operación de los Embalses

Para garantizar la producción de energía firme del sistema hidroeléctrico ecuatoriano, la operación de los embalses debe mantenerse sobre los niveles mínimos de seguridad, obtenidos de la simulación operativa en cada uno de los cuatro períodos críticos identificados.

Dado que no se conoce con anticipación cual de los cuatro períodos críticos puede presentarse, la curva de referencia, para el nivel mínimo operativo en cada embalse, se toma como el promedio de las curvas de operación obtenidas en cada período crítico analizado.

3.3.1. Volumen Operativo Mínimo en Mazar

La Fig. 9 presenta las trayectorias del volumen almacenado en Mazar para cada uno de los períodos críticos identificados, así como el promedio de estas.

La curva promedio de referencia para los niveles de seguridad para Mazar establece que, el volumen máximo debe alcanzarse a inicios de agosto y mantenerse alrededor de este nivel hasta noviembre, para luego comenzar un descenso controlado hasta el mes de marzo, etapa en la cual el embalse se ha vaciado completamente.

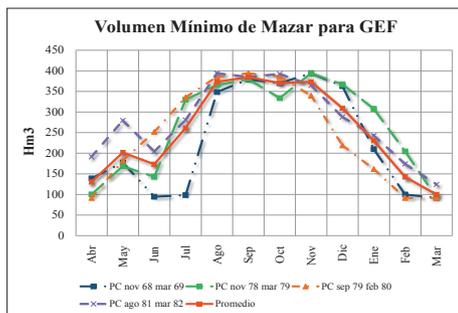


Figura 9: Volúmenes mínimos en mazar para garantizar la energía firme del sistema hidroeléctrico.

3.3.2. Volumen Operativo Mínimo en Daule Peripa

La Fig. 10 presenta las trayectorias del volumen almacenado en Daule Peripa considerando como caudales de ingreso los correspondientes a los cuatro períodos críticos identificados, y la trayectoria promedio de aquellas.

En este caso existe una gran dispersión en los resultados obtenidos, llegando a diferencias de hasta 1800 Hm³, cuando se compara los volúmenes almacenados en julio de 1979 y julio de 1981. Lo anterior implica que en presencia de hidrologías críticas en la vertiente del Amazonas, el comportamiento hidrológico en la vertiente del Pacífico podría ser totalmente contrario ó podría presentarse de igual manera seco.

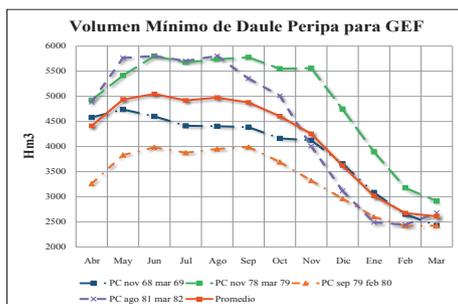


Figura 10: Volúmenes mínimos en Daule –Peripa para garantizar la energía firme del sistema hidroeléctrico.

Para garantizar la energía firme del sistema, se propone tomar como curva de referencia, para establecer los límites operativos de este embalse, la resultante del promedio de las cuatro trayectorias de operación obtenidas. Los límites de seguridad establecidos de esta manera señalan que, Daule Peripa debería alcanzar un volumen cercano a los 5000 Hm³ en mayo y mantenerse en esos niveles hasta inicios de agosto, para posteriormente empezar su descenso controlado de septiembre hasta marzo, etapa en el cual alcanzaría su volumen mínimo.

3.3.3. Volumen Operativo Mínimo en Amaluza

La Fig. 11 presenta las trayectorias del volumen almacenado en Amaluza, considerando como caudales de ingreso los correspondientes a los cuatro períodos críticos identificados, y la trayectoria promedio de las anteriores.

Para garantizar la energía firme del sistema se escoge como referencia la curva promedio, la misma que establece que Amaluza debería alcanzar un volumen cercano a los 66 Hm³ a inicios de agosto y permanecer alrededor de esos niveles hasta inicios de noviembre, para posteriormente empezar su descenso controlado de diciembre hasta marzo, etapa en la cual alcanzaría su volumen mínimo.

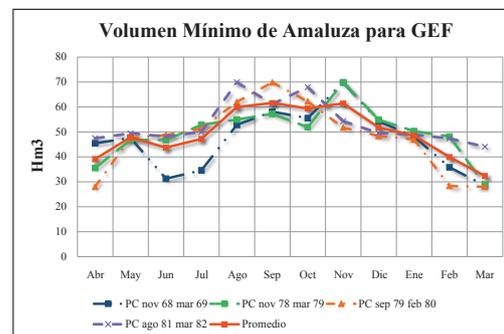


Figura 11: Volúmenes mínimos en Amaluza para garantizar la energía firme del sistema hidroeléctrico.

3.3.4. Volumen Operativo Mínimo en Pisayambo

La Fig. 12 presenta las trayectorias del volumen almacenado en Pisayambo, considerando como caudales de ingreso los correspondientes a los cuatro períodos críticos identificados, y su trayectoria promedio.

Para garantizar la energía firme del sistema y por desconocer cuál de los cuatro períodos críticos podría presentarse, se propone escoger como referencia la

curva promedio. Esta señala que Pisayambo debería alcanzar su volumen máximo a inicios de septiembre y permanecer en esta condición hasta inicios de octubre, para posteriormente empezar su descenso controlado, de noviembre a marzo, mes en el cual alcanzaría su volumen mínimo.

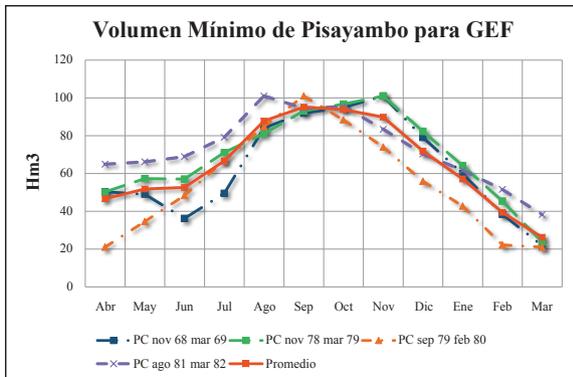


Figura 12: Volúmenes mínimos en Pisayambo para garantizar la energía firme del sistema hidroeléctrico.

4. EMBALSE AGREGADO Ó EQUIVALENTE

Una vez obtenidos los niveles operativos de seguridad para los embalses que integran el sistema hidroeléctrico ecuatoriano, y con el fin de desarrollar un indicador que establezca el grado de seguridad que tiene el abastecimiento de la demanda de energía, se agregan en el embalse equivalente los niveles de seguridad establecidos en la sección anterior para cada embalse, ver Fig. 13. Este gráfico presenta los niveles mínimos en los cuales debería encontrarse el embalse agregado, con el fin de garantizar la energía firme del sistema hidroeléctrico.

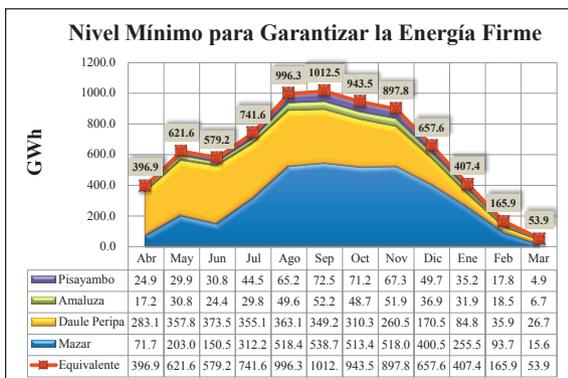


Figura 13: Volumen mínimo agregado para garantizar la energía firme del sistema.

Energéticamente se observa que los embalses de Mazar y Daule Peripa, son los que aportan con las mayores reservas al sistema, representando Mazar el 50% del volumen de reservas del embalse

equivalente, con un aporte máximo de 539 GWh de energía almacenada en el mes de septiembre, seguido por las reservas almacenadas en Daule – Peripa, que para el mes de junio tienen un valor de 374 GWh.

El volumen energético máximo que puede alcanzar el embalse equivalente se ubica en 1012.5 GWh. y se lo lograría en el mes septiembre.

5. ÍNDICE GENERAL ENERGÉTICO

Establecidos los límites de seguridad para el embalse equivalente, se desarrolló un indicador energético denominado IGE (Índice General Energético), el cual mide el excedente de energía que posee el sistema hidroeléctrico ecuatoriano al inicio de cada mes del año operativo. El IGE se obtiene como la diferencia entre el nivel real de energía almacenada en el embalse equivalente, calculado al inicio de cada mes, menos el nivel de referencia establecido en la Sección 4 y que se representa por la curva roja de la Fig. 13, éste indicador se expresa en GWh.

La Fig. 14 presenta el índice general energético, junto con las curvas del nivel mínimo de referencia del embalse equivalente, que garantiza la energía firme del sistema, y el nivel de almacenamiento real del embalse equivalente a la fecha de cálculo (inicios de cada mes).

Para el mes de octubre de 2010 se obtuvo un IGE de 84.1 GWh, lo que equivale a decir que las reservas energéticas se ubicaron 84.1 GWh por encima de lo mínimo requerido para garantizar la energía firme, y por lo tanto el sistema puede disponer de esta energía para destinarla al mejor uso que considere. Adicionalmente indica que el abastecimiento de la demanda no corre ningún riesgo.

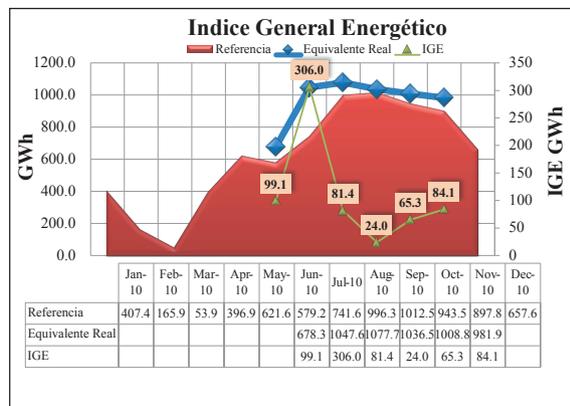


Figura 14: Índice general energético (ige)

6. CONCLUSIONES

- Se ha calculado el embalse equivalente del sistema hidroeléctrico ecuatoriano.
- El sistema hidroeléctrico integrado por Calope, Abanico, Sibimbe, Hidronación, Agoyán, San Francisco, Mazar, Paute y Pisayambo, presenta una energía firme de 873.3 MW medios.
- Quedan establecidos los niveles mínimos operativos de seguridad del embalse equivalente que garantizan la energía firme.
- Existen cuatro períodos críticos registrados en el histórico de caudales, los cuales de volver a presentarse, disminuirían considerablemente el aporte hidroeléctrico del sistema. Estos períodos se presentan en las siguientes fechas: 1) noviembre 1968 – marzo 1969, 2) noviembre 1978 – marzo 1979, 3) septiembre 1979 – febrero 1980 y 4) agosto 1981 – marzo 1982.
- El embalse equivalente debe alcanzar su máximo nivel entre agosto y septiembre de cada año ubicándose en los 1012.5 GWh de energía almacenada, y su nivel mínimo debe alcanzarse en el mes de marzo, de esta forma se asegura la energía firme del sistema hidroeléctrico ecuatoriano.



Patricio Alzamora Alzamora.-
Nació en Quito, Ecuador en 1968. Recibió su título de Ingeniero Eléctrico de la Escuela Politécnica Nacional en 1995; de Máster en Administración de Empresas en 2000; y, de Máster en Investigación Operativa en 2005.

Actualmente, se desempeña como especialista en planeamiento energético en la Dirección de Planeamiento de CENACE. Sus áreas de interés son: Planeamiento de la expansión de generación, planeamiento operativo de sistemas hidrotérmicos, desarrollo de modelos de optimización, programación en Visual Basic, sistemas de gestión de calidad y regulación de mercados eléctricos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] Power System Research; Modelo No Lineal para el Cálculo de la Energía Firme de Sistemas Hidrotérmicos, Manual de Usuario, 2009.
- [2] DIAS, André; Modelo de Optimizacáo para Cálculo da Energía Firme de un Conjunto de Usinas Hidroeléctricas, Río de Janeiro, Escuela Politécnica da Universidad Federal do Rio de Janeiro, 2005.
- [3] KELMAN, Jerson; KELMAN Rafael; PEREIRA, Mario; Energía Firme de Sistemas Hidroeléctricos e Usos Múltiplos dos Recursos Hídricos, Río de Janeiro, 2005.