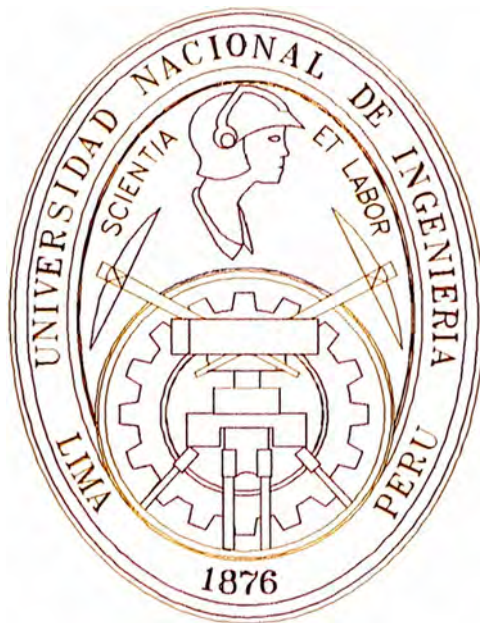


UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA
FACULTAD DE INGENIERIA ELÉCTRICA Y
ELECTRONICA



**“CÁLCULO DE LA POTENCIA FIRME EN EL MARCO
DE LA LEY DE CONCESIONES ELÉCTRICAS Y SUS
IMPLICANCIAS EN EL PAGO DE LA POTENCIA”**

TESIS

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

EDY ALBERTO ROMÁN CCORAHUA
PROMOCION 1998-II

LIMA-PERU
2002

**Un agradecimiento eterno a mis padres los cuales, que
con sus consejos, me estimulan para superarme día a día.**

A mis hermanos por su apoyo incondicional.

**CALCULO DE LA POTENCIA FIRME EN EL
MARCO DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS Y
SUS IMPLICANCIAS EN EL PAGO DE LA POTENCIA**

SUMARIO

Este plan de tesis presenta como propuesta de investigación, el desarrollo de los principios técnico - económico básicos para poder entender y así determinar un procedimiento claro para el cálculo del concepto de la potencia firme de las unidades generadoras, mencionado en la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, ya que estos conceptos determinan el funcionamiento del mercado de generación eléctrica en el Perú.

El objetivo principal del estudio es definir un procedimiento claro para la evaluación de la potencia firme de las unidades generación, y que así involucre crear las condiciones que tiendan a generar un mercado de generación eléctrica competitivo, en nuestro país.

Las actividades principales que se desarrollarán son: la definición del problema, las características de las unidades generadoras, disponibilidad de recursos en el parque generador, la potencia firme en el marco de la ley de concesiones, y sus implicancias en el pago de la potencia entre los generadores.

INDICE

PROLOGO	01
CAPITULO I	
INTRODUCCION	
1.1 Generalidades	03
1.2 Antecedentes	04
1.3 Planteamiento del problema	06
1.4 Objetivo	06
CAPITULO II	
CARACTERISTICAS DE LAS UNIDADES GENERADORAS	
2.1 Introducción	07
2.2 Representación del parque generador	07
2.2.1 Centrales Termoeléctricas	08
2.2.1.1 Tipos de centrales termoeléctricas	08
2.2.1.2 Características económicas de las centrales termoeléctricas	14
2.2.2 Centrales Hidráulicas	17
2.2.2.1 Tipos de centrales hidroeléctricas	21
2.2.2.2 Características económicas de las centrales hidroeléctricas	24
CAPITULO III	
DISPONIBILIDAD DE RECURSOS EN EL PARQUE GENERADOR	

3.1	Generalidades	27
3.2	Disponibilidad hidráulica	27
3.2.1	Reservorios	30
3.2.2	Análisis de la información hidrometría	35
3.2.3	Potencia y energía generable	40
3.3	Disponibilidad de combustible	42
3.4	Disponibilidad de equipos	43
3.5	Modelos de optimización	47
3.5.1	Función objetivo	48
3.5.2	Modelos de restricción	48
3.5.3	Resultados esperados	50

CAPITULO IV

POTENCIA FIRME EN EL MARCO DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS

4.1	Introducción	51
4.2	Bases Legales	52
4.2.1	Decreto Ley N° 25844 y su Reglamento	53
4.2.2	Modificación de la Ley y su Reglamento	53
4.2.3	Conceptualización de la Potencia y Energía Firme.	54
4.3	Evaluación de la Potencia Firme.	55
4.3.1	Para unidades termoeléctricas.	55
4.3.2	Para unidades hidroeléctricas.	55
4.3.2.1	Energía y potencia garantizada	57

4.3.2.2	Reajuste de las Potencias Firmes de las Unidades de Generación en caso de déficit respecto a la máxima demanda.	64
4.4	Ejemplo aplicativo	66
CAPITULO V		
IMPLICANCIA EN EL PAGO DE LA POTENCIA		
5.1	Esquema General	81
5.2	Criterios para el pago de potencia	82
5.2.1	Ingreso Fijo	82
5.2.2	Ingreso Variable	85
5.3	Balance Total	89
5.4	Liquidación de la transferencia de potencia	89
5.5	Ejemplo de cálculo para el pago de la potencia	89
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		95
ANEXOS		98
REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS		134

PROLOGO

En los últimos años se han estado produciendo importantes cambios en las economías de varios países. Esta corriente modernizadora ha tendido a promover la participación del sector privado en actividades que tradicionalmente se consideraron reservadas al Estado, entre las cuales se incluye el sector eléctrico. Con el fin de permitir la realización de estos cambios, se han desarrollado marcos legales adecuados, orientados a crear condiciones de competencia cuando ello es posible y a regular las actividades de naturaleza monopólica.

En este trabajo se describen el marco legal desarrollado en el Perú desde el año 1993, a través de la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento. El análisis incluye un marco conceptual que permite identificar los principales elementos a considerar y una presentación detallada en gráficos y cuadros que facilitan la comprensión de las soluciones adoptadas por Perú, para crear condiciones de competencia en el sistema generador peruano.

El capítulo I, introducción, se explica el marco general del sector eléctrico, la introducción del concepto de potencia firme en el negocio eléctrico peruano y el objetivo que se espera alcanzar con el presente trabajo para definir la evaluación de la potencia firme de cada unidad.

El capítulo II características de las unidades de generación, se

ha descrito los tipos de centrales hidroeléctricas y termoeléctricas así como sus características técnicas y económicas relevantes.

El capítulo III, disponibilidad de recursos, se describe la disponibilidad de recursos hidrológicos y su tratamiento, la disponibilidad de combustible y la disponibilidad de equipos.

El capítulo IV, Potencia firme en el marco de la Ley de Concesiones Eléctricas, se explica la manera de cómo evaluar la potencia firme de las unidades de generación, de acuerdo a la garantía que ofrecen.

El capítulo V, implicancias en el pago de la potencia, describe la forma de reparto de los ingresos obtenidos por potencia entre los generadores en función a su potencia firme remunerable.

La última parte del trabajo incluye las conclusiones y recomendaciones extraídas de la investigación y la experiencia peruana en el sector.

Por otro lado, este trabajo ha sido elegido teniendo en cuenta la gran necesidad existente de entender la aplicación de la normatividad peruana vigente que regula las condiciones del mercado eléctrico del Perú.

Quiero agradecer a todos aquellos colegas que de una u otra forma han tratado de colaborar con el autor revisando y dando su opinión sobre algunos puntos.

E.A.R.C.

CAPITULO I INTRODUCCIÓN

1.1 Generalidades

Los cambios llevados a cabo en los últimos años en el sector de electricidad de distintos países han tenido por objetivo modificar la estructura del mismo. Así, de una estructura mayormente estatal y de decisiones centralizadas, se pasó a una estructura mayormente privada con propiedad en las empresas y a una gran descentralización de las decisiones.

Los objetivos principales de esta reestructuración son: garantizar y promover la existencia de mercados competitivos en los segmentos donde se ha estimado que es posible y conveniente; y establecer criterios destinados a preservar la eficiencia económica, manteniendo la propiedad en agentes privados, en aquellos segmentos donde se reconoce la existencia de monopolios naturales.

Las principales características de la aplicación de estas políticas son:

- Existencia de tres segmentos o negocios eléctricos: Generación, Transmisión y Distribución.
- Esquema de Competición en el segmento de generación con el despacho óptimo centralizado (modelo basado en el “pool”).
- Reestructuración del mercado con Precios Regulados para Pequeños Consumidores y Precios No - Regulados para Grandes Consumidores y/o Industriales.

- Estructura Tarifaria con base en los Costos Marginales de Corto Plazo.

- Regulación en el segmento de transmisión, el cual se reconoce como monopolio natural.

- Regulación en el segmento de distribución, el cual se reconoce como monopolio natural.

- Política de Acceso Abierto a las instalaciones de transmisión para incentivar la competencia en la generación.

- La política de precios en estos mercados está basado en el "costo marginal instantáneo de barra", también denominado "costo marginal de corto plazo".

De la teoría económica marginalista, se sabe que los costos marginales en un sistema eléctrico son considerados señales que incentivan la eficiencia económica del sector, proporcionando a los diferentes participantes del negocio, una información precisa sobre el impacto de sus decisiones en los costos de producción.

1.2 Antecedentes

La ley de Concesiones Eléctricas (LCE) y su Reglamento (RLCE) establecen el marco normativo general que rige el sector eléctrico del Perú.

Las tarifas para las ventas de energía de las empresas de generación a las empresas de distribución, para la atención al Servicio Público, se encuentran reguladas. Dichas tarifas se denominan Tarifas en Barra y se forman utilizando principios de costos marginales. Las ventas a grandes

consumidores (mayores de 1000 kW) no están sujetas a regulación de precios.

La Tarifa en Barra se fija cada seis meses: en mayo y en noviembre de cada año. Esta tarifa es de carácter binomial; es decir contiene un cargo por potencia y un cargo por energía. La forma de determinar la Tarifa en Barra se describe en el Art. 47 de la LCE (ver anexo N°1).

El cargo por energía se determina sobre la base del costo marginal deducido de la minimización del costo esperado de operación y racionamiento. El precio básico de la energía constituye una estabilización del costo marginal esperado para un periodo de 48 meses en el futuro.

El cargo por potencia se calcula utilizando el concepto denominado Precio Básico de Potencia, definido en el Art. 47 Inc. f) de la Ley de Concesiones Eléctricas.

Una vez definido el precio de la potencia, cada generador recibe una retribución dada por el precio de la potencia multiplicada por su potencia firme. El concepto “ potencia firme” tiene una connotación específica en el contexto de la Ley de Concesiones Eléctricas. Su significado está contenido en la Definición No 12 de la LCE.

En el artículo 110 del Reglamento de la Ley se establece el método para el cálculo de la potencia firme. La ley garantiza el pago de la potencia firme de cada generador a precio regulado, es decir, la LCE dispone que ningún generador puede contratar más potencia firme que la propia o la que tenga contratada con terceros. El Art. 41 Inc. f) de la Ley encarga al Comité de Operación Económica del Sistema (COES), entre sus funciones,

garantizar esta disposición. Esto significa que aún cuando un determinado generador haya contratado con sus clientes menos potencia que su potencia firme, se prevén los mecanismos necesarios para que reciba en el año un pago por el total de su potencia firme vía transferencia de otros generadores.

1.3 Planteamiento del problema

Con la regulación vigente respecto al procedimiento para el cálculo de la potencia firme, no se tiene un marco teórico claro que nos permita entender el concepto de potencia firme y además al manejo de las reglas para el reparto de los ingresos garantizado por potencia entre las unidades de generación. Es decir, no se tiene una base clara desde donde deducir un principio de equidad o asignación correcta de la potencia firme.

Por otro lado, existe la necesidad de un análisis teórico de los parámetros establecidos en el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas que nos permita entender su aplicación en el cálculo de la potencia firme.

1.4 Objetivo

El objetivo que se espera alcanzar con esta investigación es establecer el marco de análisis general para enfrentar posteriormente el problema particular de la asignación de la potencia firme entre los generadores.

CAPITULO II CARACTERÍSTICAS DE LAS UNIDADES GENERADORAS

2.1 Introducción

En la actualidad las formas de energía mayormente empleadas en el mundo son la térmica y la hidráulica, la energía térmica tiene como fuentes principales los combustibles convencionales (carbón, lignito, petróleo, gas natural) y los combustibles no convencionales (por ejemplo Uranio y Helio para las reacciones nucleares de fisión y fusión).

La energía hidráulica contenida en las aguas que se encuentran a una cierta altura y pueden descender por gravedad desarrollando un trabajo mecánico.. Además de estas formas de energía, que son las de mayor importancia, se puede citar la energía eólica (de los vientos), la energía solar y la energía de las mareas que en muy pequeña escala han sido utilizadas por el hombre.

A pesar de las grandes inversiones que requiere la instalación de centrales para la generación eléctrica, a la complejidad de su operación, a los costos de transporte y distribución de la energía eléctrica, el precio de la misma representa, para la industria, un porcentaje casi insignificante comparado con el valor del producto industrial mismo.

2.2 Representación del parque generador

El parque generador de un sistema hidrotérmico está compuesto por centrales termoeléctricas e hidroeléctricas(ver figura 2.1). Las principales

características de cada tipo de central y los aspectos más relevantes en la planificación; son discutidas a continuación.

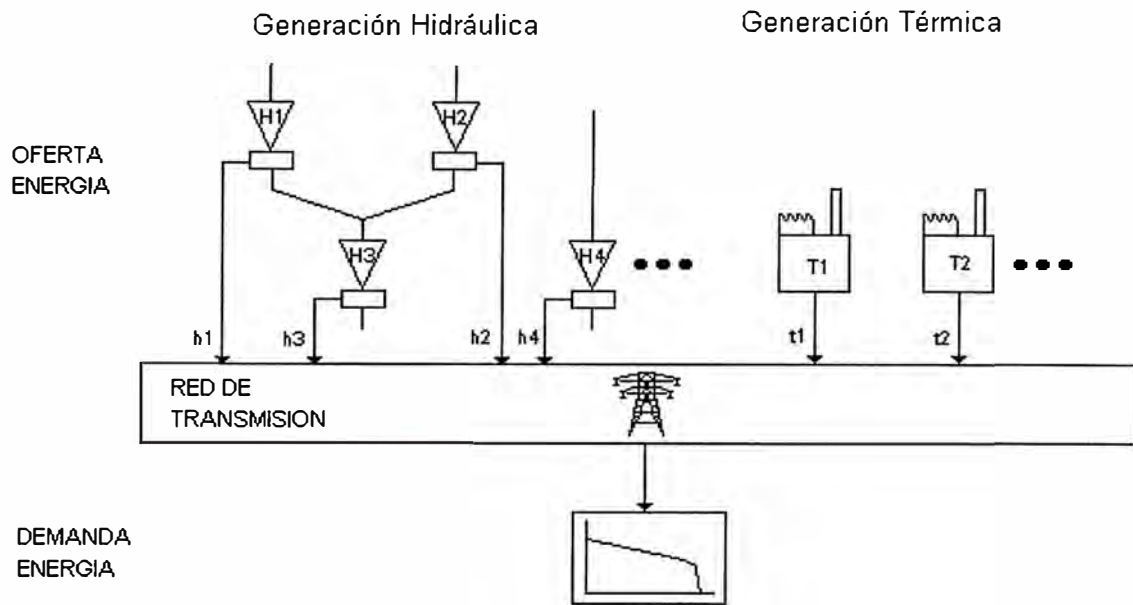


Figura N° 2.1 Representación de un parque generador

2.2.1 Centrales Termoeléctricas

Unidades generadoras de esta clase que tienen mayor interés para la operación económica, son las de gas y vapor.

Las unidades Diesel puede ser requerido en tamaños del orden de 5 MW por unidad, y su uso se limita a servicios de emergencia y a pequeñas centrales locales en zonas aislados.

2.2.1.1 Tipos de centrales termoeléctricas

a) Unidades a gas

Si bien, competitivamente hablando, el motor diesel tienen un mayor rendimiento termodinámico, no es menos cierto que las ventajas de las turbinas a gas son evidentes. Por una parte, la rápida puesta en marcha las

hace muy convenientes para atender cargas de rápida aparición. Por otra parte, las instalaciones necesarias como son obras civiles y auxiliares, son sumamente reducidas, lo que permite una implementación en tiempo muy breve. Súmese a esto que el progreso en potencias y rendimientos ha permitido alcanzar niveles que le permiten competir en varios casos de aplicación.

Una central con turbina a gas esta justificada, generalmente, tan solo si el combustible (aceite pesado, gas natural o gas de alto horno) es abundante y no muy costoso.

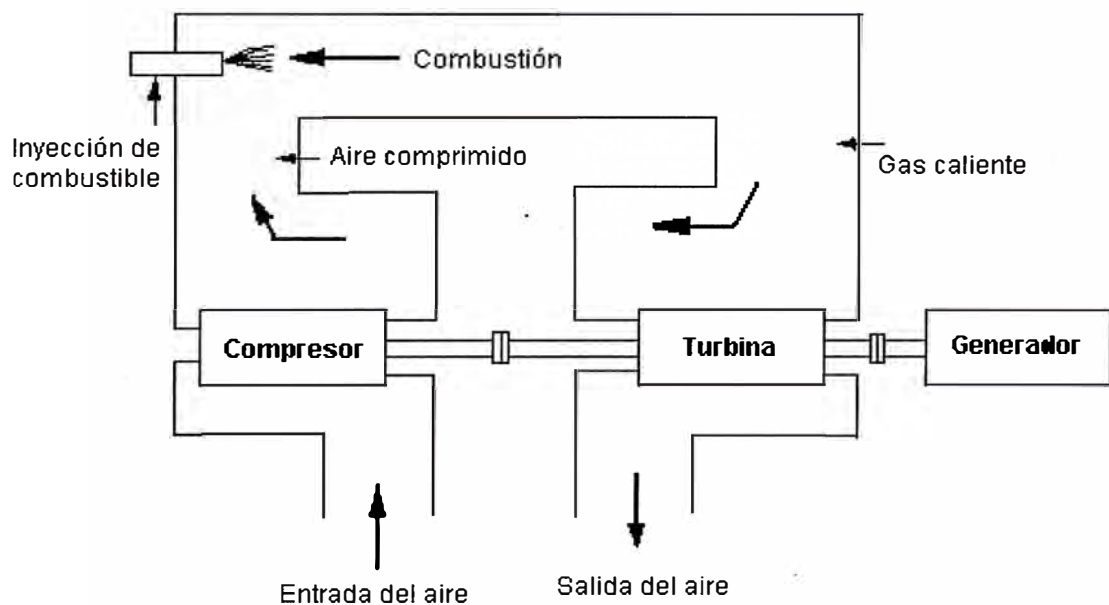


Figura N° 2.2 Diagrama esquemático de una central con turbina a gas para la generación de energía

b) Unidades a vapor

Las centrales equipadas con turbinas a vapor son las que requieren de un mayor costo de inversión así como también son las que necesitan un

mayor tiempo para su instalación; pero al mismo tiempo este tipo de maquinas ofrece las mejores condiciones de trabajo con factores de planta elevados, para operar como centrales de base y media base, funcionando favorablemente a cargas parciales.

Un aspecto de importancia en este tipo de maquinas es que permite el empleo de los combustibles más baratos como el petróleo residual y el carbón lo cual implica un bajo costo de combustible por KWh generado. Asimismo las variaciones del consumo especifico de calor respecto a la carga no son notorias, así como tampoco tienen mayor incidencia las condiciones ambientales.

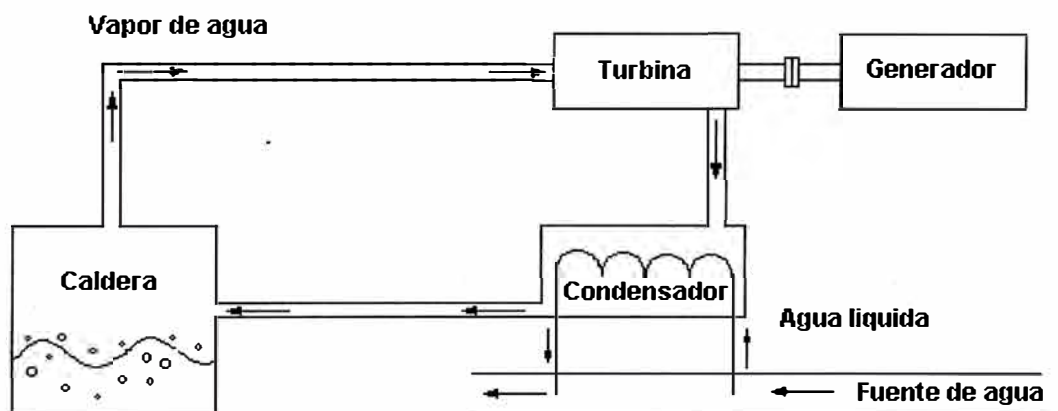


Figura N° 2.3 Diagrama esquemático de una central con turbina a vapor para la generación de energía

Las centrales de vapor presentan muchas variantes que inciden decisivamente en sus características técnicas y económicas. Por ejemplo son:

Tipo de combustible: petróleo, gas carbón, lignito.

Tipo de ciclo termodinámico: simple, regenerativo, con calentamiento intermedio.

Disponibilidad de una fuente, calefacción, desalinización de agua de mar, etc.

Estas centrales varían entre tamaños de menos de 1 MW, hasta plantas formadas por unidades de 1500 MW cada una; son unidades que y prácticamente han alcanzado su madurez técnica.

c) Centrales de ciclo combinado

Muchas de las empresas eléctricas mundiales y autoproductores están volviendo a la tecnología del ciclo combinado para nuevas instalaciones. Una central de ciclo combinado gas - vapor, no es mas que una central resultante de aprovechar las ventajas inherentes a cada una de ellas.

En una turbina a gas convencional de ciclo abierto los gases de escape salen a una temperatura del orden de los 500 a 550°C, conteniendo así en estas condiciones una energía remanente equivalente aproximadamente al 70% de la energía inicial del combustible, que normalmente es desperdiciada en el ambiente.

En un ciclo combinado estos gases se aprovechan en un caldero recuperador de calor que genera vapor que introducido a una turbina a vapor es capaz de generar una potencia adicional comprendida entre 40 60% de la potencia correspondiente a la turbina a gas, sin consumo adicional de combustible (Ciclo sin combustión en el caldero)

Las ventajas del ciclo combinado sobre las plantas a vapor son principalmente su bajo costo específico de inversión, su alta eficiencia térmica, bajo impacto ambiental, precio favorable de gas natural y corto periodo de construcción.

Otro beneficio de la tecnología de ciclo combinado es que puede ser construido en fases. La primera fase podría ser la instalación de una turbina a gas para operación de ciclo simple. Si se requiera de una mayor capacidad adicional, se puede adicionar una turbina a vapor con una recuperación de calor.

El grado de utilización de combustibles resulta del hecho que las unidades de ciclo combinado aprovechan las ventajas de la turbina a gas (altas temperaturas desarrolladas) y de la turbina a vapor (baja temperatura del calor disipado). Actualmente la eficiencia de estas plantas varía entre 40 y 60% aproximadamente. Es de hacer notar también que la potencia de la central varía con las condiciones de presión y temperatura del medio ambiente. Asimismo el consumo específico de calor varía con la temperatura ambiente.

Por otro lado la variación del consumo específico de calor a carga parcial depende del número de turbinas.

En cuanto al problema ambiental en centrales a gas de ciclo abierto o de ciclo combinado se requieren estudios que demuestren el grado de emisión de contaminantes (Por ejemplo, NO_x : Oxígeno nitrogenado). La producción de NO_x aumenta cuando se incrementa la temperatura de combustión alrededor de 1800°K.

En general el equipamiento de última generación tiene emisión de contaminantes por debajo de los límites admisibles.

En lo que se refiere a combustibles, una termoeléctrica de ciclo combinado con gas natural y de gran capacidad, alcanza la más alta eficiencia térmica en el uso de combustible y tiene mucha menor dimensión que una equivalente de carbón mineral (requiere áreas de almacenamiento de sólidos, equipos de tratamiento de sólidos, etc.)

El parque hidrotermico peruano esta constituido por unidades muy heterogéneas Las unidades de generación termoeléctrica del SINAC, cuyas características más relevantes son:

1. Tipos constructivos

- Centrales Turbo Gas
- Centrales Turbo Vapor
- Centrales Diesel

2. Potencias máximas de generación muy diferentes con la particularidad que del total de las unidades solamente el 8% de las mismas tienen una potencia efectiva del orden de 100 MW

3. Costos específicos muy disimiles. Dentro de la gama de valores obtenidos, los extremos son 121,06 \$/ MWH para la unidad BBC alimentada con diesel 2 de la central Santa Rosa y 18,12 \$/ MWH correspondiente a la central Aguaytía alimentada con Gas Natural.

4. Combustibles utilizados

- Diesel 2
- Diesel 6

- Petróleo Industrial de alta viscosidad (PIAV) [R-500]
 - Gas
5. Costos de combustibles dependientes de:
- Costos de arranque de una unidad
 - Costos para parar la unidad
6. Restricciones de operación
- Tiempos mínimos de operación de la unidad
 - Tiempos mínimos entre parada y re arranque de la unidad
 - Velocidad de toma de carga (Ramping)

2.2.1.2 Características económicas de las centrales termoeléctricas

a) Las unidades térmicas tienen un costo de inversión menor que las unidades hidráulicas. Tal como se observa en la figura 2.4, presentan economías de escala importantes, cuyo efecto también puede ser analizado a través de la siguiente ecuación:

$$\frac{\text{Costo}_1}{\text{Costo}_2} = \left(\frac{\text{Pot}_1}{\text{Pot}_2} \right)^\alpha$$

donde, α varía entre valores de 0.7 - 0.75 y siempre es menor de 1.0.

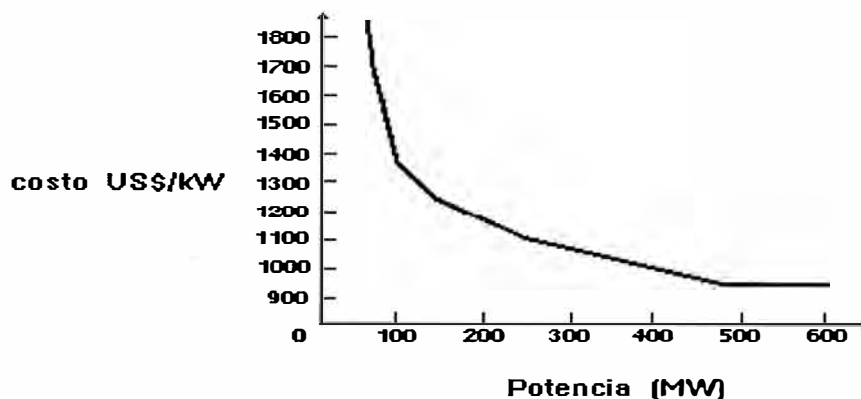


Figura N° 2.4 Costos de inversión de las centrales térmicas.

Siempre la inversión de una segunda unidad es mucho mas baja que la primera ya que generalmente se aprovechan algunas de las instalaciones ya construidas e.g., muelle, chimeneas, agua de refrigeración, etc. Se estima una vida útil de 30 años.

b) Los costos de operación de las centrales térmicas son mucho mayores que los equivalentes hidroeléctricos. Pueden clasificarse en:

CF : Costos Fijos

CV : Costos Variables

- Combustibles (CVC)

- No combustibles (CVNC)

Los costos fijos (CF) dependen del tiempo y consideran los ítemes de personal, contribuciones, seguros, etc.

Los costos variables de combustible (CVC) generalmente representan más de la mitad del costo total y pueden ser determinados a partir del rendimiento térmico o consumo específico CE, del poder calorífico PCI, del precio del combustible y la generación neta:

$$\text{CVC} = \text{CE} \left(\frac{\text{kcal}}{\text{kWh}} \right) \times \text{PCI}^{-1} \left(\frac{\text{kg}}{\text{kcal}} \right) \times \text{precio} \left(\frac{\$}{\text{kg}} \right) \times \text{energía} (\text{kWh})$$

Los costos variables no combustibles (CVNC) corresponden a los gastos de operación y mantenimiento, los cuales dependen del nivel de generación. Son aproximadamente un 5 % de la estructura de costo variable total.

En términos de modelación de los costos de las centrales térmicas a vapor, para estudios de operación económica, se utiliza en general un modelo del tipo eficiencia entrada - salida [Wood84] [Rudn92]. La entrada puede ser el consumo de carbón (H) o el costo total de combustible (F) y la salida es la generación de potencia activa de la unidad (MW).

En la práctica se suele representar a través de una curva de consumo incremental en términos del CE. La figura 2.5 muestra las discontinuidades fuertes de la curva aproximada de consumo incremental, debido a la apertura de nuevas válvulas (e.g., incorporación de un pulverizador en la unidades térmicas de carbón).

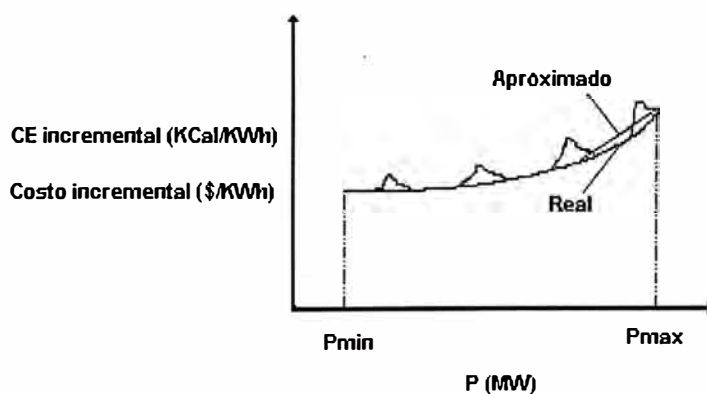


Figura 2.5 Curva característica incremental de calor y/o costo de las unidades termoeléctricas.

En los estudios de la planificación de la generación, las plantas termoeléctricas se representan por medio de un costo unitario de operación, el cual representa el costo marginal o incremental de cada unidad. Luego usualmente son agregadas en clases de acuerdo a dicho costo marginal.

2.2.2 Centrales hidráulicas

Las centrales hidroeléctricas convierten la energía potencial del agua almacenada en los embalses en energía cinética, la cual es utilizada para accionar un conjunto turbina - generador, el cual produce la energía eléctrica.

Generalmente las centrales hidráulicas están localizadas distantes de los centros de consumo y frecuentemente en los lugares mismos donde es posible aprovechar toda la energía disponible e.g., en la cordillera (con los canales de aducción y/o muro de presa requeridos), y no cuando el recurso llega al mar con una gran pérdida energética.

Dependiendo de la altura de diseño de la central, se utilizan diferentes tipos de turbinas. Para alturas superiores a los 300 m. corresponde utilizar las del tipo *impulso* e.g., turbinas Pelton, y para altura medianas e inferiores se prefieren las del tipo *reacción* e.g., Francis, Kaplan y Hélice fijo. En Perú, se utilizan las dos primeras en los proyectos de plantas hidroeléctricas. Para alturas (cotas) medianas (en el rango de 20 a 300 m) se utilizan frecuentemente las turbinas Francis, para cotas inferiores (en el rango de 3 a 30 m) se prefieren las Kaplan, con las cuales es posible optimizar el rendimiento de la central por medio del ajuste óptimo de sus alabes.

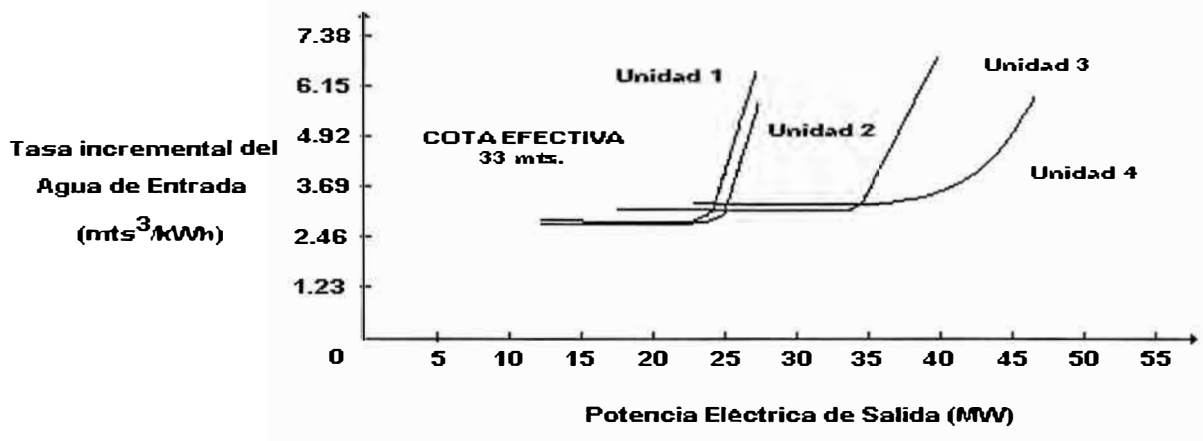


Figura 2.6: Curva característica de la tasa incremental del agua en las centrales hidroeléctricas.

Al igual que las centrales termoeléctricas, las plantas hidroeléctricas se pueden representar a través de un modelo de entrada - salida, en el cual la entrada corresponde a la tasa incremental del agua expresada en (m^3/kWh) y la salida es la potencia eléctrica efectiva expresada en (MW). La figura 2.6 muestra las típicas curvas características de una central de cota intermedia con cuatro unidades. Tal como se aprecia en las curvas, en las centrales de embalse, la potencia eléctrica de salida depende principalmente de la descarga de agua o volumen turbinado (Q) y de la cota efectiva (h).

$$GH(MW) = f(Q,h)$$

Esta función depende de la presión existente en el agua a una profundidad h con el gasto o caudal afluente Q , y de la eficiencia de la turbina - generador η_{tg} , que a su vez depende de h y Q . En estudios de planificación de la operación se considera despreciable la variación de la cota a lo largo de día, por lo tanto es posible definir un "factor de

"productividad" (ρ) como una constante que depende de la altura de la altura h (mts.) y de la eficiencia η_{tg} .

$$\rho = 0.00981 \times \eta_{tg} \times h$$

reemplazando en la función de la ecuación anterior se obtiene la relación para la generación hidráulica en MW que dependerá solo de la variable descarga expresada en (m^3/s).

$$GH(MW) = \rho \times Q$$

Se debe prestar atención al número de unidades en una central hidroeléctrica. Los grupos grandes tienen economías de escala y un mayor rendimiento. Solamente cuando se tiene caudales afluentes bajos es conveniente utilizar unidades pequeñas, ya que el rendimiento disminuye.

Para la determinación de la capacidad de una central hidráulica, se han de tener en cuenta mucho factores. El problema es, en sí, indeterminado; y para encontrar la mejor solución se han de comparar y analizar muchos datos, algunos de los cuales tampoco se pueden determinar, y sobre ellos hay que estudiar hipótesis verosímiles. Hay que tener en cuenta, entre otras cosas:

- a) Exigencias presentes y futuras del mercado
- b) Salto utilizable
- c) Caudal del río en los diferentes años y en las diversas épocas del año.
- d) Posibilidad de regulación anual, semanal y diaria
- e) Coste de las obras con y sin regulación

- f) Coste de la energía producida y comparación con el valor que puede obtenerse de su venta
- g) Conveniencia de interconexión con otras centrales
- h) Necesidad o conveniencia de centrales auxiliares
- i) Importancia de los picos en las curvas de consumo

Como puede apreciarse, el problema resulta bastante complejo. En lo que hace referencia a las características generales de carga se debe tener en cuenta los siguientes conceptos:

Factor de carga

$$f_c = \frac{\text{Potencia Media(kVA)}}{\text{Potencia Máxima(kVA)}}$$

Factor de demanda

$$f_d = \frac{\text{Demanda Máxima(kVA)}}{\text{Potencia Instalada(kVA)}}$$

Factor de instalación

$$f_i = \frac{\text{Potencia Total Central(kVA)}}{\text{Potencia Instalada(kVA)}}$$

Recordemos también que se llama potencia instalada o carga instalada a la suma de las potencias nominales de todos los receptores de energía conectados con la red que alimenta la central.

Además, y en lo que hace referencia a las centrales hidráulicas, definiremos el factor de utilización hidráulica anual a la relación entre el volumen de agua empleado útilmente en las turbinas, y en total que durante el año puede suministrar el río. Es decir, la relación

$$f_u = \frac{\text{Volumen Agua Anual Turbinas (m}^3\text{)}}{\text{Volumen Agua Anual Total (m}^3\text{)}}$$

Naturalmente, lo ideal sería que la relación anterior fuese la unidad, es decir que todo el agua produjese energía útil. Pero esto no es posible casi nunca pues las épocas de mayor caudal no siempre coinciden con las épocas de mayor demanda de energía y, además, en las riadas el agua no tiene utilización práctica. Parece lógico deducir que, para aumentar este factor, se puede embalsar el agua sobrante en las épocas de menor consumo y tenerla disponible para cuando la demanda sea mayor. Es decir, debe realizarse una regulación del aprovechamiento hidráulico; este punto se detallara mas ampliamente en el capítulo 3.

2.2.2.1 Tipos de centrales hidroeléctricas

Las centrales hidráulicas se clasifican en centrales con embalse (volumen máximo diferente al mínimo) y centrales de *pasada* (volumen máximo igual al mínimo).

a) Central de pasada

Es aquella central de generación que por su característica de ubicación o diseño, carece de la capacidad necesaria para almacenar el recurso energético; es decir produce todo lo que ingresa a su sistema de generación. La central hidráulica de pasada utiliza el caudal natural o agua afluente que no se almacena en reservorios para la generación de energía eléctrica.

En estudios de planificación de la operación, las centrales de pasada por no tener almacenamiento posible, tienen que operar a su potencia

disponible en todo momento, por lo que generalmente se les considera como demanda negativa. La figura 2.7 muestra la configuración de una central de pasada.

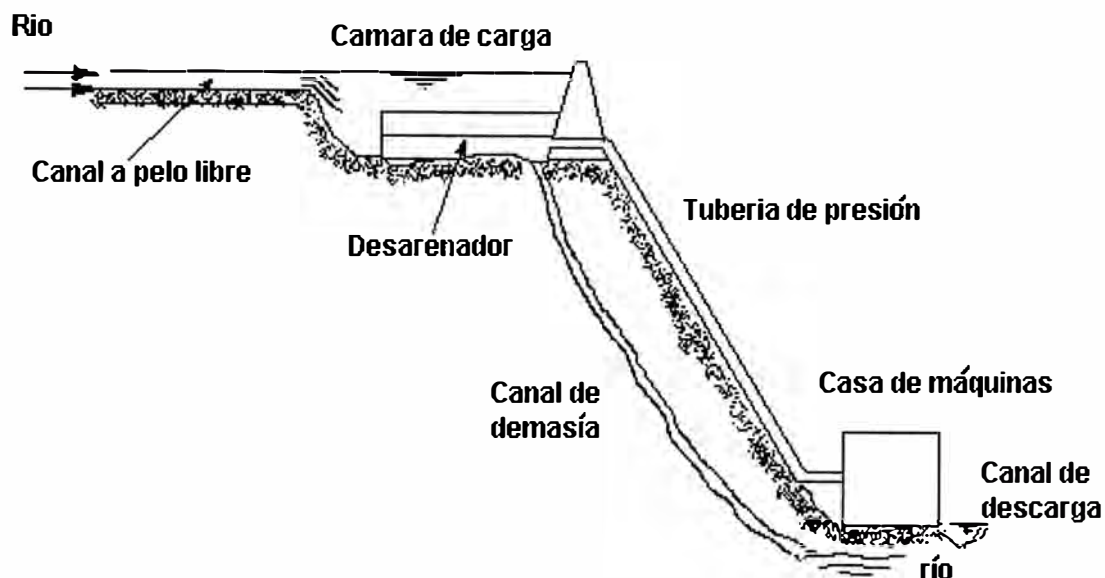


Fig. N° 2.7 Central de pasada

b) Central con embalse

Es aquella central de generación que por su característica de ubicación o diseño cuenta con un reservorio que le da la capacidad para almacenar energía hidráulica, con el fin de ser utilizada en forma de caudal regulado para la generación de energía eléctrica. Su regulación se da en función a la capacidad disponible de sus reservorios, y se clasifican en horaria, diaria o semanal. La figura 2.8 muestra la configuración de una central con embalse.

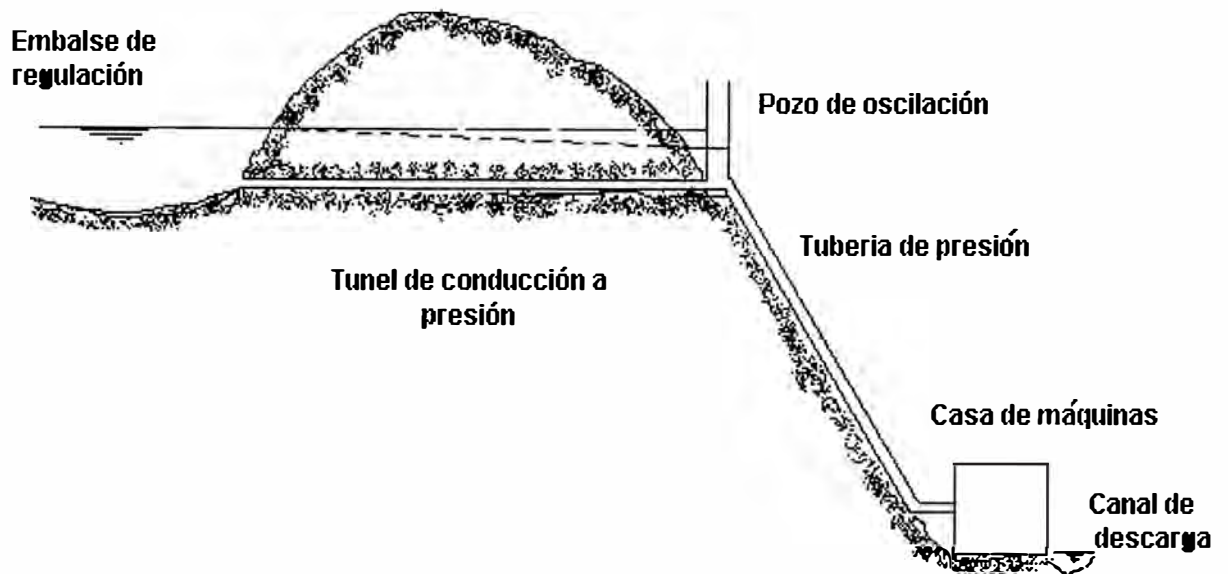


Fig. N° 2.8 Central con embalse

Debido a que el caudal afluente a los embalses de un sistema eléctrico es extremadamente variable, resulta interesante complementar la producción de diferentes centrales, a través de la regulación coordinada. Desde el punto de vista de la regulación, las centrales pueden clasificarse en:

- Centrales de pasada: sin regulación
- Centrales con estanques de sobrecarga: regulación del agua diaria a semanal
- Centrales con embalse de regulación estacional
- Centrales con embalse de regulación plurianual

Los parámetros más importantes para representar una central hidroeléctrica con embalse son los siguientes:

- Volumen máximo de almacenamiento
- Volumen mínimo de almacenamiento

- Límite máximo de turbinamiento
- Factor de productividad

2.2.2.2 Características económicas de las centrales hidroeléctricas

Además de las características antes mencionadas, es importante remarcar los antecedentes económicos básicos de una central hidroeléctrica:

a) Los costos de inversión de las centrales hidráulicas son mucho mayores que las correspondientes a las centrales termoeléctricas. El costo total de inversión lo constituye la sumatoria de los costos de cada uno de los componentes de la central: e.g., tuberías, turbinas, rodetes, cámara de carga, generador, etc. Existen economías de escala, a medida que la central aumenta de tamaño, el costo unitario disminuye. Esto se puede apreciar en la figura 2.9.

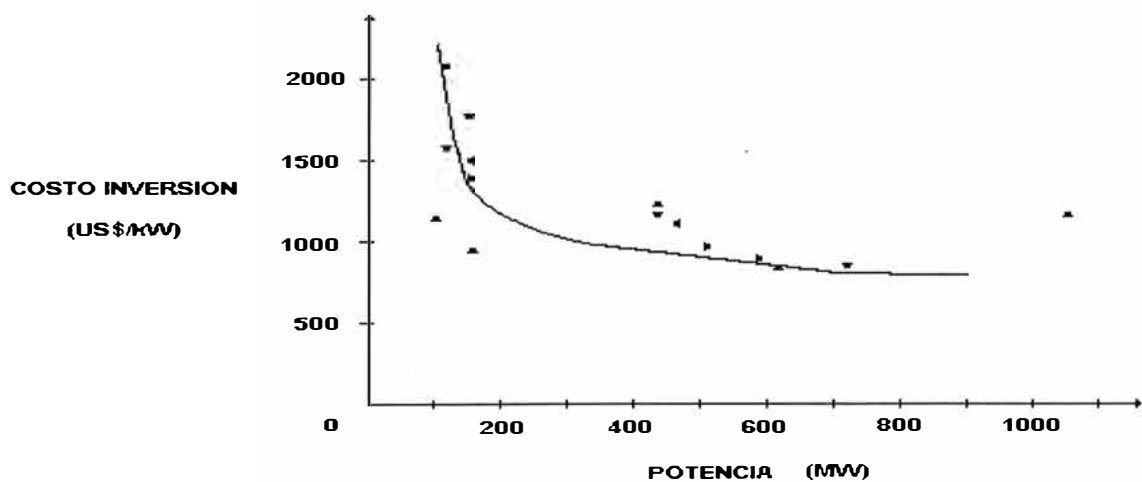


Figura 2.9 Costos de inversión de las centrales hidroeléctricas más el sistema de transmisión hasta la troncal.

b) En este tipo de centrales los costos variables son de escasa significación, ya que el costo del agua es nulo, sin embargo existe un valor estratégico que se asigna al agua para representar el costo de la energía térmica que ella sustituye en un determinado momento.

Los costos fijos dependen directamente del tamaño de la central hidráulica y normalmente se expresan como un porcentaje (%) de la inversión inicial de la central, e.g. la ENDESA utiliza la siguiente expresión:

$$\frac{\text{Costo de Operación}}{\text{Inversión Inicial}} = 0.326 \times (\text{MW})^{-0.84} + 0.004$$

c) Las centrales hidroeléctricas son muy flexibles, pueden partir y alcanzar plena carga, o detenerse en minutos. Además prácticamente pueden funcionar a cualquier potencia.

d) La disponibilidad esta limitada en gran medida por los aportes hidrológicos a los embalses. Sin embargo, con suficiente capacidad de regulación puede entregar toda su potencia por algunas horas. Es lógico que en sistemas predominantemente hidroeléctricos, los problemas de abastecimiento se producen por falta de energía y no de potencia, por lo que los programas de optimización, realizan una programación óptima de la energía de acuerdo a la disponibilidad de la energía hidráulica.

La disponibilidad mecánica de las unidades (falla o mantenimiento programada) prácticamente no afecta a la generación.

La operación coordinada de las centrales hidráulicas es generalmente más difícil que de las centrales termoeléctricas puras, debido al

acoplamiento hidráulico (centrales en cascada, problemas de riego, turismo, ecología, etc.) y a la diferencia en la capacidad de regulación, etc..

2.3 Potencia efectiva

Otra característica relevante para fines de definir la potencia firme, en el mercado eléctrico peruano, de una central o unidad es su Potencia Efectiva y se define como la máxima potencia continua entregada por dicha central o unidad en bornes del generador cuando opera a condiciones de potencia efectiva. Las condiciones de potencia efectiva para una central hidráulica es la operación bajo flujo del agua estable, sin sobrecarga (eléctrica o hidráulica), a velocidad nominal de rotación de la turbinas (correspondiente a 60Hz del sistema) y a la altura bruta de potencia efectiva. Las condiciones de potencia efectiva de una central termoeléctrica es cuando las condiciones ambientales corresponden a la presión atmosférica, temperatura de bulbo seco, húmeda relativa y temperatura de la fuente fría para la condensación del vapor.

El próximo capítulo se tratará mas ampliamente la disponibilidad de los recursos energéticos para la generación de energía eléctrica en forma confiable.

CAPITULO III DISPONIBILIDAD DE RECURSOS EN EL PARQUE GENERADOR

3.1 Generalidades

En la estructura de producción y consumo de energía en Perú, se pueden identificar variados recursos energéticos, clasificándolos de acuerdo a; su disponibilidad en la naturaleza; su disponibilidad para su utilización final; su propiedad de no agotarse al aprovecharla y su grado de utilización o penetración en el mercado, entre otras.

La capacidad de generación eléctrica esta afectada de fenómenos escolásticos que afectan la demanda y la capacidad disponible. La capacidad para la generación de energía eléctrica puede ser afectada por la insuficiencia de recursos energéticos (agua combustible) indisponibilidad de maquinas y equipos.

3.2 Disponibilidad hidráulica

La cantidad de agua que escurre en un río varía a lo largo del año. Esta variación de caudal obedece a múltiples factores entre los que destacan: el área de la cuenca, las condiciones climáticas existentes, la topografía del terreno y las características geológicas de la cuenca.

Las mediciones ocasionales del caudal son referencias importantes que deben tomarse en cuenta, pero por sí solas no son suficientes para informarnos si el año será muy seco o muy lluvioso, o a qué niveles de

caudal puede bajar el río en época de estiaje y hasta que niveles podría subir en tiempo de avenidas.

El agua que forma los ríos sigue un ciclo hidrológico que consta de lo siguiente: el transporte de agua de mar a la atmósfera por efecto de la evaporación, su caída a la superficie por precipitación y su regreso al mar a través de los ríos o filtraciones, es conocido como ciclo hidrológico.

En otras palabras, el agua de mar se evapora debido a la radiación solar, luego estas masas de vapor de agua son transportadas por acción de los vientos a tierra firme donde el agua se precipita en forma de lluvia o nieve (en zonas frías). Una vez en la tierra, parte del agua que corre por los ríos y otra parte es absorbida por el terreno y se infiltra hasta niveles inferiores a la napa freática. El agua en esta zona se mueve lentamente hacia acuíferos o el mar. El agua absorbida por el terreno también es absorbida por las plantas regresando en algunos casos a la atmósfera debido a la transpiración. El agua de la superficie regresa en parte a la atmósfera por efecto de la evaporación. La mayor parte del agua llega al mar por medio de los ríos, los cuales captan agua de las precipitaciones. El agua del subsuelo, que se mueve más lentamente, llega una parte a los ríos y otra al mar completando el ciclo. En el siguiente gráfico (figura 3.1) se muestra el ciclo hidrológico del agua que garantizaría un caudal natural para la generación de energía eléctrica. Se debe tener en cuenta que la regulación vigente peruana establece definiciones utilizadas en los procedimientos técnicos utilizados para el cálculo de la potencia firme, tal como el término de caudal natural de aporte intermedio que es igual a la

diferencia de los caudales naturales afluentes a la central y los caudales naturales afluentes a los reservorios estacionales.

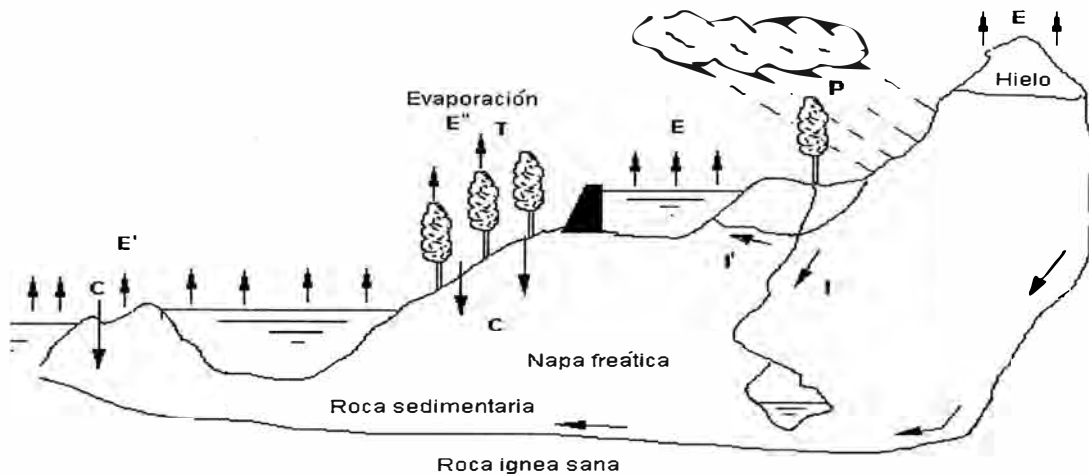


Figura N° 3.1 Ciclo hidrológico

El balance hidrológico de la distribución natural del agua superficial y del subsuelo que entra, que sale o se escapa se puede expresar algebraicamente como:

$$H = (P + C + I) - (E + E' + E'' + T + I')$$

Donde:

H = altura de agua en milímetros que llega al cauce en el punto considerado.

P = Precipitación pluvial en el periodo considerado (un mes generalmente).

C = Condensaciones por mes, aparte de lluvias.

I = Escurrimientos freáticos aportados a la cuenca.

E = Evaporación del suelo.

E' = Evaporación del suelo.

E'' = Evaporación de las plantas.

T = Transpiración vegetal.

I' = Infiltración de la cuenca al cauce.

Todos los valores anotados se expresan en milímetros de altura en el área que cubre la cuenca.

3.2.1 Reservorios

Al realizar un proyecto sobre la forma de utilizar la energía del agua, es posible plantear en términos muy generales las razones que hacen convenientes la construcción de una presa. A estas razones podríamos llamarlas “objetivos de aprovechamiento hidráulico”, y algunos de los más comunes son los siguientes:

- Agricultura. Tierras económicamente cultivables.
- Agua potable. Ciudades, poblaciones, industrias, etc.
- Energía eléctrica. Ciudades, industrias, poblaciones, etc.
- Turismo. Recreación, ornato, etc.
- Alimentación acuática. Acualcultura.
- Control de avenidas. Protección de zonas pobladas, agrícolas, culturales, etc.

Cada una de estas demandas puede ser atendida, en parte, prácticamente por cualquier presa. Todas las presas son en realidad de usos múltiples, aunque en ocasiones, al elaborar el proyecto se ignore alguno de sus futuros beneficios.

Ante de escoger la alternativa adecuada para un proyecto, debe hacerse un cuidadoso análisis *costo - beneficio* y, desde luego, jamás olvidar en la evaluación de costos los daños que la obra puede causar.

Reservorios de regulación

Un sistema de generación exclusivamente hidroeléctrico no podrá basarse solo en centrales que utilizan toda o una parte de los ríos sin disponer de dispositivos de regulación porque en ciertos momentos (avenidas) se tendría un gran sobrante de energía (que se desperdicia por la imposibilidad de acumularla bajo forma eléctrica) y en otros periodos (estiaje) la producción sería insuficiente. Es verdad se podría dimensionar la central para caudales mínimos del río, garantizado por consecuencia en aprovechamiento máximo de la central durante 8,760 horas del año; sin embargo resultaría una pésima utilización del potencial hidroeléctrico de la cuenca.

Las soluciones del problema son varias:

- 1) Donde es posible se realizan enlaces entre redes alimentadas por centrales hidroeléctricas que aprovechan los caudales de cuencas con características hidroeléctricas muy distintas así que se compensa en parte, uno con otro, los periodos de estiaje y avenidas.
- 2) Se establecen sistemas mixtos con centrales térmicas e hidráulicas. Las centrales térmicas funcionarían como integración en los periodos de estiaje de los ríos.
- 3) Se modifican, con importancia obras hidráulicas, los caudales de los ríos acumulando, en los periodos de avenidas, con represas artificiales, grandes cantidades de agua que se descargarían más tarde en estiajes. Esta solución sin duda muy costosa, es sin embargo de gran utilidad y se justifica en muchos casos porque representa una

utilización múltiple del agua. En efecto, la agricultura aprovecha de la regularización del caudal mayores que de otro modo quedarían áridas por falta de agua durante largos meses de estiaje.

a) Reservorios de regulación diaria

Tiene por objeto coordinar durante el día, el caudal disponible para las necesidades de consumo en este tiempo.

Como hemos indicado, no se pueden prever las necesidades de consumo con absoluta certeza. Por lo tanto, los aprovechamientos hidráulicos tienen que proyectarse en forma que sean posibles futuras ampliaciones y obras de regulación para poder lograr, cuando sea preciso, un adecuado acoplamiento entre las disponibilidades hidráulicas y las necesidades del consumo.

Las nuevas centrales con reservorio de regulación diaria deberían dimensionarse con las obras de transporte (canales y túneles), la tubería forzada y las máquinas para el caudal de punta o sea para el valor máximo correspondiente a la capacidad de regulación de los reservorios y a la duración de la carga de punta.

La determinación de la capacidad de acumulación de los embalses de regulación y el valor del caudal promedio derivable durante las horas de punta depende, por supuesto, del caudal promedio del río a la entrada del reservorio y de la duración del periodo de regulación.

b) Reservorio de regulación semanal

Un reservorio de regulación semanal, no muy común en el sistema peruano, tiene como función almacenar el agua sobrante durante la semana,

especialmente en los domingos y días festivos, para cederla los demás días; muchas centrales hidráulicas disponen de embalses de regulación semanal.

Para los reservorios de regulación diaria o semanal la evaluación de la conveniencia económica debe tener en cuenta las ventajas relacionadas con el menor consumo específico de combustible y con el menor costo específico (menor capital invertido) de la energía producida en las centrales térmicas de base, cuya potencia es regulada por los mismos reservorios, de las ventajas indirectas de la mayor regularidad y estabilidad del servicio.

c) Reservorios de regulación anual (Estacionales)

Tiene la finalidad de embalsar el caudal sobrante en riadas en épocas de abundancia para cederlo en las épocas de escasez. Generalmente, la regulación anual se realiza por medio de grandes pantanos o embalses de cabecera, situados en el curso superior de los ríos, que almacenan el agua durante el periodo de avenida, para cederla durante los estiajes; muchas veces, estos embalses de cabecera regulan el suministro anual de varias centrales que aprovechan las aguas del río. Casi siempre, estos embalses son artificiales; pero en algunas ocasiones, se aprovechan los lagos de montaña como depósitos de regulación anual, conectando estos lagos entre sí y trasvasando después el agua a un canal de derivación.

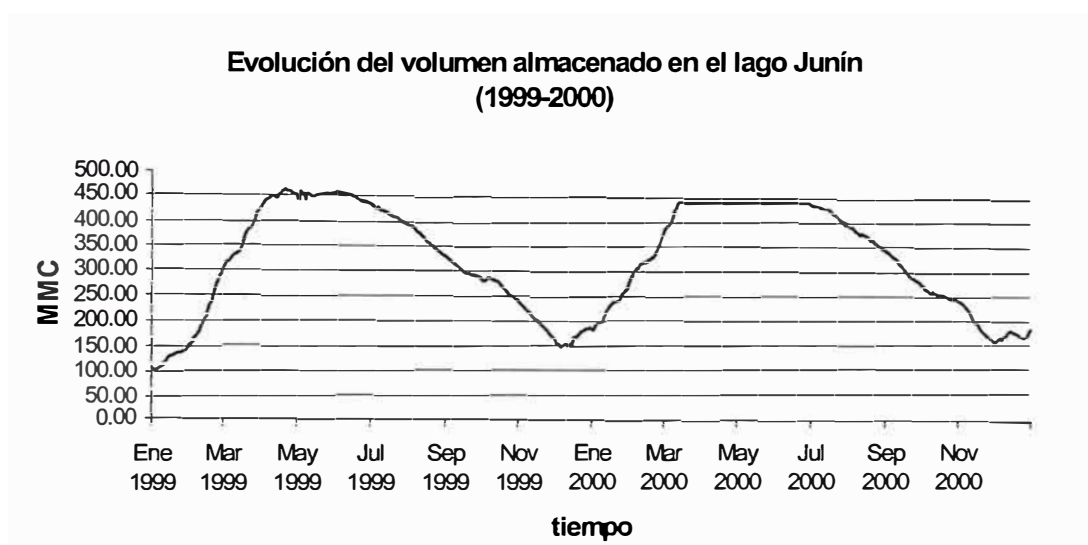


Figura N° 3.3 Operación anual de un embalse estacional

Para los embalses estacionales la conveniencia económica se evalúa comparando el costo de la energía acumulada con lo de la energía equivalente producida en una central térmica de igual utilización anual. El límite de la conveniencia económica del costo de producción del kWh acumulado varia de país a país, de sistema a sistema y depende de las condiciones existentes, del crédito, etc.

Según procedimiento y definición de términos para la evaluación de la potencia garantizada de una central en el sistema eléctrico peruano, se define como un reservorio de regulación estacional como aquel reservorio que tiene la capacidad necesaria de almacenamiento para permitir trasladar los recursos hídricos del periodo de avenida al periodo de estiaje. Los reservorios estacionales cuyas aguas desembalsadas se encuentran a disposición de la central en un tiempo inferior a 24 horas serán considerados como reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria.

3.2.2 Análisis de la información hidrométrica

El registro de la variación del caudal a lo largo del año se forma de las estaciones de aforo, las cuales están ubicadas en el cauce de los principales ríos. En muchas de estas estaciones se toman los datos en forma interdiaria (fig. 3.1). Un registro de aforos de varios años resulta de gran utilidad para poder predecir las variaciones estacionales del caudal.

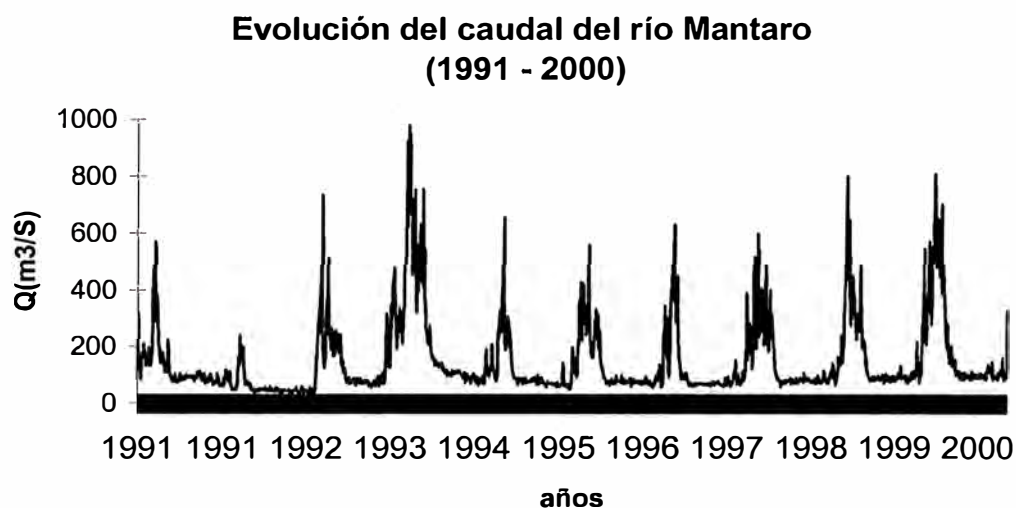


Figura N°3.4 Caudales aforados en la estación Mejorada ubicada en la cuenca del río Mantaro.

En caso de no contarse con esta información se puede realizar una estimación de los caudales sobre la base de información meteorológica en la cuenca.

Curva de duración y probabilidad de excedencia

La probabilidad de excedencia hidrológica es una medida que nos permite evaluar la capacidad de la fuente para suministrar la demanda. La capacidad de la fuente se analiza por medio de la curva de duración de caudales. El caudal mínimo probable de la curva de duración, figura No 3.3

es el caudal que la corriente puede suministrar durante todo el año con una probabilidad de falla muy baja, por lo general menor del 5%. Si este caudal es mayor que la demanda del proyecto, entonces la fuente tiene capacidad para abastecer la demanda sin necesidad de almacenamiento.

La curva de duración resulta del análisis de frecuencias de la serie histórica de caudales medios diarios. Se estima que, si la serie histórica es suficientemente buena, la curva de duración es representativa del régimen de caudales medios de la corriente y por lo tanto puede utilizarse para representar el régimen futuro, o sea el régimen de caudales durante la vida útil de la captación.

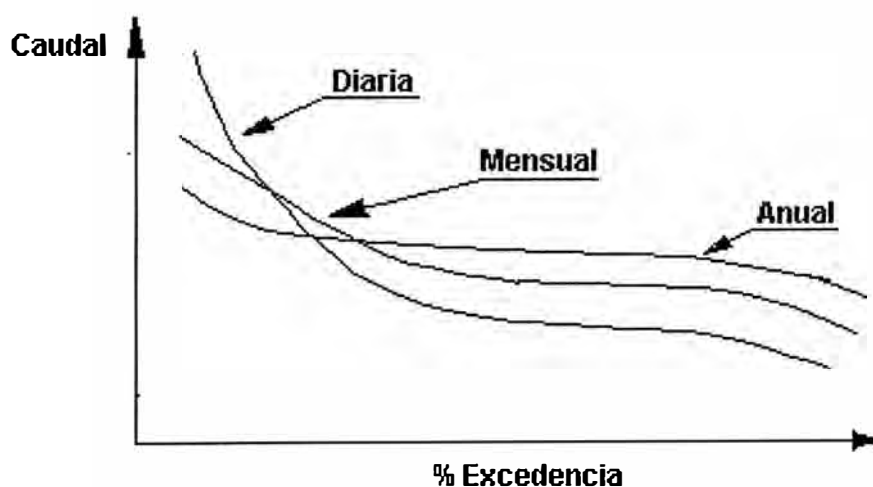


Figura N° 3.5 Curvas típicas de duración de caudales

El comportamiento de un río se conocerá mejor si los registros históricos de sus estaciones hidrométricas son más extensos. La hidrología propone métodos para deducir caudales, completar registros e inclusive generar caudales probables utilizando métodos estocásticos. Lo importante es tener datos de aportaciones a la presa para simular su funcionamiento, confrontándolos con una política de demandas y un criterio de operación.

Una vez definida las aportaciones es posible realizar las simulaciones mencionadas y la analizar los resultados, determinar los parámetros principales; Como son: el volumen de almacenamiento, la capacidad, del vertedor y de la obra de toma, los niveles de operación, la capacidad de regulación del vaso y, por supuesto, por tratarse de una central hidroeléctrica, la potencia por instalar y la generación esperada.

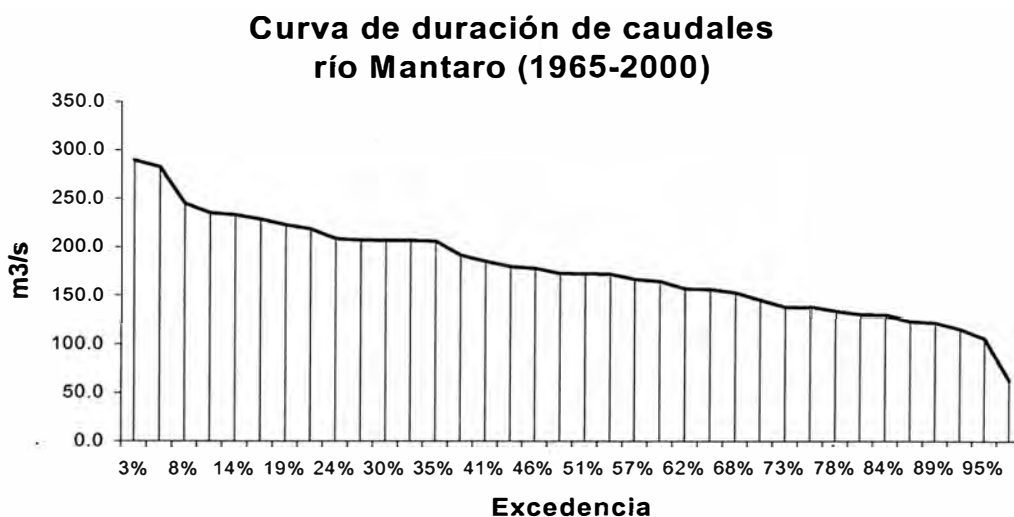


Figura N°3.6 Curva de duración anual de caudal

El análisis de los registros de caudales para satisfacer la demanda actual y futura se involucra procedimientos mas elaborados, esto implica un volumen considerable de cálculos repetitivos por lo que la computadora digital es sin duda el instrumento adecuado.

Las aportaciones que se utilizan en la simulación pueden ser de dos tipos:

- 1.- Registros históricos de caudales.
- 2.- Caudales generados con procedimientos estocásticos, basados en las características estadísticas de lo registros históricos.

El primer criterio presupone que los caudales registrados, o unos parecidos, se presentaran nuevamente. Este método será tanto mejor cuanto más largo y confiable sea el registro disponible. Sin embargo, no debe caerse en el error de creer que los caudales registrados se repetirán exactamente, ya que esta consideración puede llevar a desagradables sorpresas. En efecto, aun cuando hubiera ciclos repetitivos (que no los hay, según indican los registros analizados por los hidrólogos), es imposible saber a qué parte de la muestra hidrológica corresponde el registro disponible.

Es de todos conocida la tendencia a que haya mayores gastos en los ríos durante épocas mas o menos previstas, es decir, periodos de lluvias (o de deshielo en algunos lugares), y también a que haya periodos secos en la época llamada de estiaje. Pero ni en las fechas de cada periodo, ni mucho menos las magnitudes de los volúmenes puede predecirse con exactitud.

El segundo criterio permite "generar" caudales tan factibles como los registrados y del tamaño que se desee, por ejemplo: 500, 1000 años o más. Con esta información, los resultados de la simulación permitirán estimar algunas de las posibles formas de comportamiento del vaso. La utilización de series sintéticas de caudales no esta en desventaja en relación con el uso de registros históricos porque, como se dijo antes, no hay ninguna razón para garantizar que dichos registros sean representativos. Simplemente, al ser estos la única información disponible, es lógico apoyarse en ellos para los estudio.

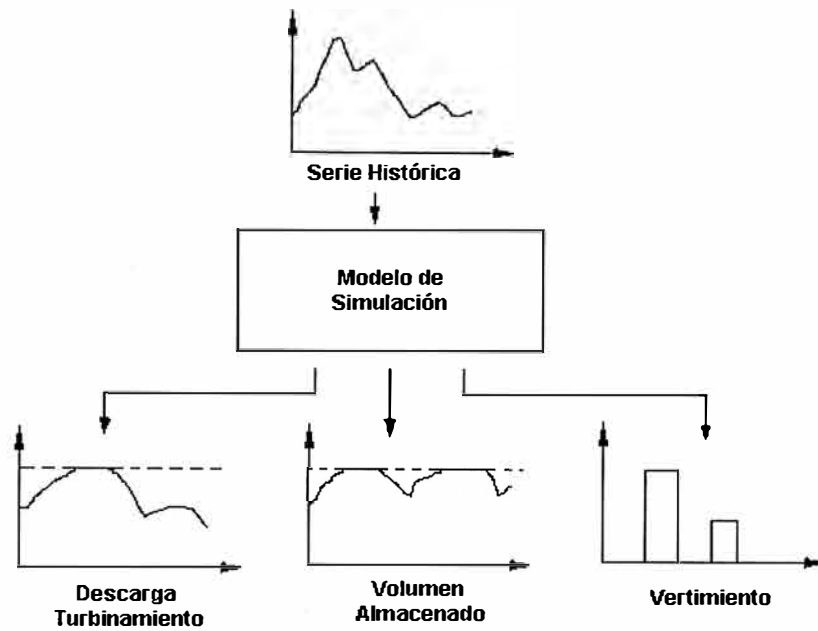


Figura N°3.7 Representación esquemática de la utilización de la serie histórica

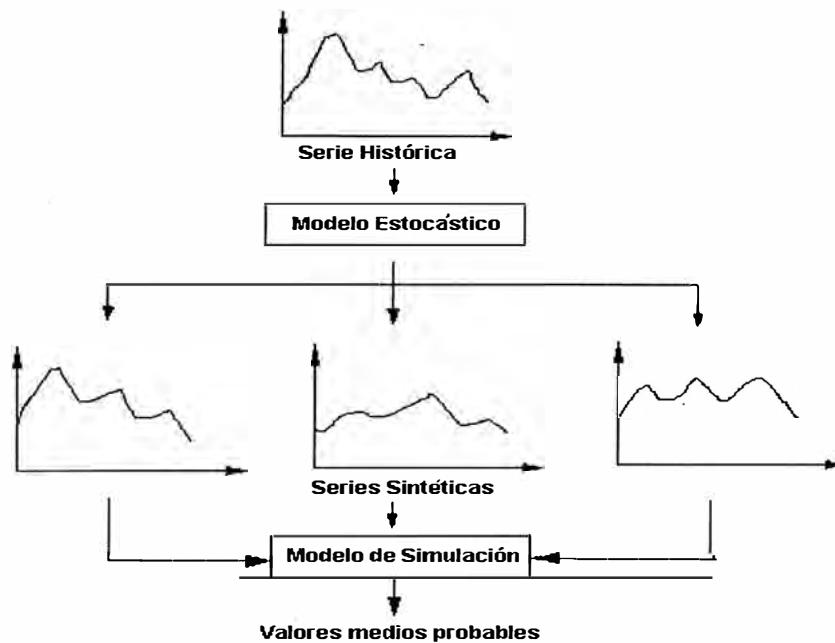


Figura N°3.8 Representación esquemática de la utilización de series sintéticas

3.2.3 Potencia y energía generable

Una vez conocidas las caídas posibles de los caudales en el curso del río se puede determinar la potencia y energía generable. En algunos casos, es importante conocer la cantidad de energía posibles de generar utilizando uno u otro valor de caudal de diseño; es decir saber cuantos GWh al año se podría generar. Un caso típico podría ser, por ejemplo, si el sistema interconectado nacional asegura la compra de toda la energía producida. Esto significa que debemos buscar un caudal tal que produzca un máximo de GWh al año sin importar si se produce en 6 u 8 meses. Incluso durante los meses restantes la central podría estar parada.

Para trazar la curva de duración de potencias basta convertir el eje de ordenadas de la curva de duración en eje de potencias multiplicando por $\gamma \times H \times \eta$, puesto que potencia es $P = \gamma \times Q \times H \times \eta$. Conservando los valores del eje de las ordenadas podemos graficar una curva de duración de potencias.

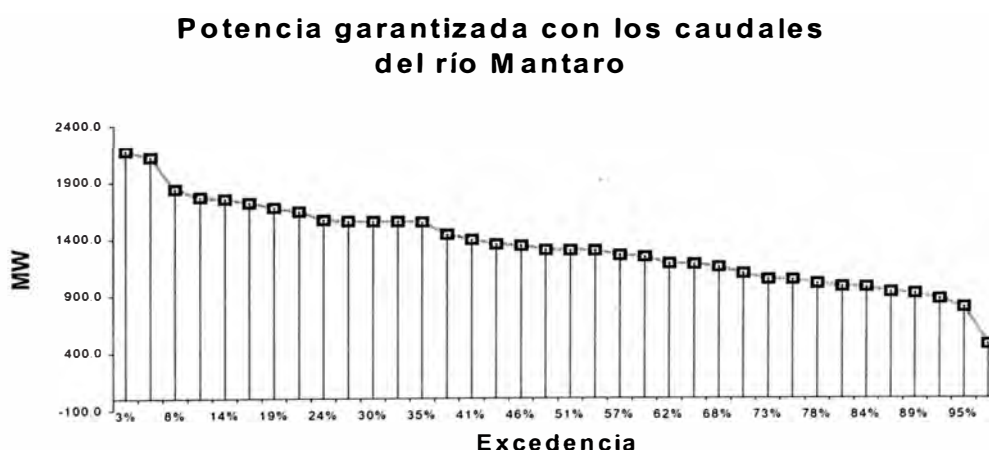


Figura N°3.9 Curva de duración de potencia según excedencia dada.

Una relación importante para evaluar la energía producida por cada m^3 que pase por sus turbinas es llamado factor de generación (f_g). En efecto, se puede deducir que la energía proporcionada por una hidroeléctrica durante T horas, es la siguiente:

$$E = \eta \times \gamma \times Q \times H \times T$$

es decir, la relación entre la energía producida y el volumen utilizado en un lapso definido es:

$$E = f_g \times V$$

Las unidades de f_g dependen de las que se escojan para la energía y para el volumen. Por ejemplo: si E se presenta en KWh y V en m^3 : $K\gamma = 9.81$, f_g estará expresado en KWH/m^3 y su valor será:

$$f_g = \frac{H}{\frac{3600}{9.81\eta}}$$

Los ingenieros proyectistas de la Comisión Federal de Electricidad a menudo utilizan en anteproyectos H_m como la carga bruta media y el producto $9.81\eta = 8.00$ como un valor aproximado, en el que η significa la eficiencia combinada de la conducción, de la turbina y del generador. En estas condiciones:

$$f_g = \frac{H}{450}$$

Desde luego, éste no es un valor preciso, ya que las eficiencias varían con los gastos y las cargas; sin embargo, la experiencia ha indicado que en

los cálculos preliminares se pueden obtener resultados aceptables con este factor de generación.

Ejemplo 3.1:

Una planta hidroeléctrica trabaja con los siguientes datos:

$H=90$ m

$9.81\eta=8$

$V= 3 \times 10^6$ m³ por mes o 3MMC (Millones de Metros Cúbicos) por mes.

Calcule su factor de generación y la energía que produce en un año.

Solución

$$f_g = \frac{90}{450} = 0.20 \text{ KWH / m}^3 = 0.20 \text{ GWh / MMC}$$

3.2 Disponibilidad de combustible

La verdadera capacidad de una instalación hidroeléctrica no es su potencia, debido a que esta tiene un significado instantáneo, sino el tiempo que dicha potencia puede ser sostenida; es decir, la energía que la planta sea capaz de proporcionar durante un periodo determinado. A esta energía producida se le llama generación y es una particularidad de las hidroeléctricas, ya que una planta térmica puede dar tanta generación como sea la cantidad de combustible que se le suministre; de acuerdo, claro, también con su potencia instalada. En cambio, la cantidad de agua disponible en la hidroeléctrica en un cierto lapso es finita e independiente de la potencia que se instale.

Muchas empresas de generación de energía eléctrica tienen restricciones de suministro de combustible que afectan el compromiso de las

unidades para la generación. Algunas empresas tienen suministro de gas limitado, contratos por lo que tienen que pagar consuman no consuman (take- or pay). Otros combustibles pueden ser limitados debido a los problemas de suministros y almacenamiento limitado u otras razones.

En el sistema térmico peruano existe una gran disponibilidad de combustible, la falta de combustible cuando la unidad es convocada a operar es penalizada. El combustible garantizado o disponible para las horas puntas del sistema define la potencia promedio que puede generar una unidad o potencia generable de la unidad térmica.

3.3 Disponibilidad de equipos

La garantía para la operación de las obras hidráulicas en una central, se puede conocer a través de un análisis estadístico de la serie de caudales máximos históricos, la confiabilidad de la serie es definida con la longitud del registro y la consistencia de la información. Si se conocen con un nivel de aproximación razonable las magnitudes de las crecientes que se van a presentar durante la vida útil de una obra es claro que las estructuras se pueden diseñar con una gran confianza en cuanto a los aspectos técnicos y económicos. En efecto, la estabilidad de la obra durante la vida útil de diseño depende en gran parte de su capacidad para soportar los efectos que se producen sobre la estructura cuando pasan las crecientes extraordinarias. Estos efectos se traducen en impactos, presiones, socavación, taponamientos y desbordamientos.

Los pilares en los cuales descansa el cálculo de las crecientes futuras probables para el diseño de obras hidráulicas son tres:

1. El riesgo de falla en la capacidad hidráulica o en la estructura de la obra.
2. El régimen de lluvias en la cuenca que alimenta la corriente natural que llega a la obra.
3. Las características físicas, de almacenamiento, estabilidad, erosión, infiltración y uso de la tierra de la cuenca ya definida.

La disponibilidad de los equipos de generación y tienen como indicador usual la probabilidad de déficit de potencia o de interrupción por falta de capacidad generadora, también llamada de LOPL, del inglés Loss of Load Probability.

La capacidad de potencia disponible en cada período varía previsiblemente debido al mantenimiento programado y aleatoriamente debido a las salidas forzadas de unidades generadoras y a la variación de la caída en los aprovechamiento hidroeléctricos.

A su vez, la demanda de potencia varía horaria y estacionalmente, además de sufrir oscilaciones momentáneas y presentar, normalmente, una tendencia de crecimiento. Es particularmente importante la variación de la potencia eléctrica consumida a lo largo de las horas del día, de modo que el riesgo de las interrupciones o riesgo de déficit de potencia es bastante mayor en las horas en que la demanda se aproxima de la demanda máxima (período de punta).

En sistemas generadores predominantemente hidroeléctricos, la operación de los reservorios para regulación de los caudales, buscando

mejorar la confiabilidad del suministro de energía, reduce la confiabilidad del suministro de potencia.

La energía no disponible por la indisponibilidad de una máquina puede ser cuantificada como el producto de la potencia desconectada (programadas o forzadas) y el tiempo de desconexión. Una de las relaciones utilizada para la evaluación de la disponibilidad de una máquina en el sistema eléctrico peruano es:

$$\text{Disponibilidad} = 1 - \frac{S_1 + S_2}{P_{\max} \times T_c}$$

Donde las variables S_1 y S_2 representan la sumatoria de energías no disponibles debido a desconexiones programadas y forzadas respectivamente, estas sumatorias son consideradas con la estadística de las desconexiones de los 10 últimos años antes de la evaluación del factor. La P_{\max} representa la potencia efectiva máxima de la unidad o central generadora en MW, y T_c el periodo de control acumulado, expresado en horas.

Actualmente el COES, evalúa la disponibilidad de una máquina con el factor de indisponibilidad fortuita y programada mensual para unidades. Para el caso de la indisponibilidad fortuita térmica, se calcula en función de la información estadística móvil de las horas de punta del sistema, que se ha definido para este fin de 17:00 a 24:00 horas, de los últimos 24 meses continuos transcurridos, y es definido con la siguiente relación:

$$fi = \frac{HIF}{HP} \times 100\%$$

Donde HIF representa las horas de indisponibilidad fortuita durante las horas de punta del sistema para el periodo estadístico y HP las horas de punta del sistema para el periodo estadístico.

Para el caso de la indisponibilidad programada, se calculará en función de la estadística de las horas de punta del sistema, de los últimos 10 años, tomando en consideración los 6 meses continuos más críticos de la oferta hidrológica de cada año; y, para su valor anual, del ultimo año transcurrido, considerando los últimos 6 meses continuos más críticos de la oferta hidrológica del año.

Para las centrales térmicas:

$$fip = \frac{HIP}{HP} \times 100\%$$

Donde fip es la indisponibilidad programada térmica, HIP representa las horas de indisponibilidad fortuita durante las horas de punta del sistema para el periodo estadístico y HP las horas de punta del sistema para el periodo estadístico.

Para las centrales hidráulicas:

$$fip = \frac{\sum_{i=1}^n (Pef \times HIP_i)}{Pef_T \times HP} \times 100\%$$

Donde Pef representa la potencia efectiva de cada unidad (grupo generador – turbina) de la central hidráulica y $Pef_T = \sum Pef_i$. HIP_i son las horas de indisponibilidad programada de cada unidad durante las horas de punta del sistema para el periodo estadístico y HP las horas de punta del

sistema para el periodo estadístico y n el número de unidades la central hidráulica.

Un factor que toma en cuenta la disponibilidad mensual de la unidad o central generadora hidráulica para el cálculo de la potencia firme, es el factor de presencia. El factor de presencia tendrá un valor igual a uno si la indisponibilidad total no es superior a quince días consecutivos. Cuando la indisponibilidad total supere los quince días consecutivos, el factor de presencia mensual será el promedio aritmético de los factores diarios al mes, cuyos valores serán iguales a uno si la central despachó al menos en el 50% del período de duración de las horas de punta del sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva. En caso de no cumplirse estas dos últimas condiciones o una de ellas, el factor diario será igual a cero.

3.4 Modelos de optimización

La obtención de los costos de generación y precios básicos de energía y potencia se deriva de la aplicación de modelos de optimización que simulan la operación económica del parque generador y para determinar la potencia firme.

El objetivo de un modelo integrado de optimización para la expansión y operación económica del sistema es permitir la programación de la operación y del equipamiento del sistema de generación para el horizonte especificado y lograr la producción de cada central con un costo global mínimo de inversión, de operación y falla para el horizonte de análisis.

La solución del problema antes descrito típicamente se plantea de la siguiente manera:

3.4.1 Función objetivo

Si definimos a C_{exp} como los costos de expansión y C_{op} como los costos de operación, la formulación del problema sería la siguiente:

$$\text{Min CT} = C_{EXP} + C_{OP}$$

Sujeto a:

Restricción de inversión

Restricción de operación

3.4.2 Modelos de restricción

Las diversas restricciones a modelarse en relevancia serían las siguientes:

a. Centrales hidráulicas

- Potencia máxima.
- Curva de potencia en función del caudal generable.
- Número de unidades.
- Caudal útil máximo y mínimo.
- Factores de indisponibilidad de las centrales.
- Volumen de almacenamiento mínimo y máximo.
- Existencia de centrales en cascada.

b. Centrales térmicas

- Potencia mínima y máxima.
- Consumo propio.
- Número de unidades.
- Factores de indisponibilidad de las centrales.
- Precio de combustible.

- Costo y tiempo de arranque.

- Costo y tiempo de parada.

c. Sistema de transmisión

- Numero de barras, topología y características de las líneas de transmisión.

- Restricción de capacidad de transmisión de flujo de potencia activa.

d. Modelo de demanda

- Para cada etapa la demanda máxima y los consumos por barra del sistema asociado a un modelo de pronostico de demanda.

e. Modelo de hidrología

- Parámetros del modelo estocástico de caudales, y el pronostico de los mismos.

f. Modelo de convenios y entrega a regantes y agua potable, así como navegación

- Se debe considerar el abastecimiento de los requerimientos de riego y agua potable simulando la aplicación de los convenios vigentes en cada cuenca para la diferentes condiciones hidrológicas y en todo el periodo de análisis. También se deben prever los niveles mínimos de agua para condiciones de navegación, turismo o causas geológicas.

g. Mantenimiento de centrales y líneas

- Periodos y horas de mantenimiento programado por cada unidad de generación y por cada circuito de las líneas de transmisión.

h. Equipamiento futuro

- Consideración de los diferentes planes de expansión que consistirá en la construcción y operación de nuevas centrales teniendo en cuenta los costos de inversión, operación y falla.

i. Costo de falla

- Se representara como generadores ficticios en cada barra como una función de costo de operación.

3.4.3 Resultados esperados

- Programa de obras.
- Costos de inversión.
- Generación en cada central.
- Energía no suministrada.
- Caudales a turbinar, verter y almacenar en cada embalse.
- Costos marginales para cada barra.

En los capítulos anteriores se ha descrito detalles sobre los tipos de centrales eléctricas relevantes en la generación eléctrica en el Perú y la disponibilidad de los recursos para este fin, en el próximo capítulo trataremos sobre el funcionamiento del mercado eléctrico peruano a través del concepto de potencia firme incluida en la Ley de Concesiones Eléctricas.

CAPITULO IV POTENCIA FIRME EN EL MARCO DE LA LEY DE CONCESIONES ELECTRICAS

4.1 Introducción

Dos de los parámetros más importantes para las decisiones comerciales establecidos por la Ley de Concesiones Eléctricas son los conceptos de Potencia y Energía Firme. El requisito de la determinación de la Potencia Firme de cada unidad generadora tiene como objetivo principal la seguridad del suministro de la electricidad a los clientes, en tanto que la determinación de la Energía Firme, el de crear condiciones de competencia en el mercado de generación.

El Comité de Operación Económica COES garantiza a todos los integrantes la venta de su potencia contratada, hasta el límite de su potencia firme, a precio regulado; ningún integrante podrá contratar con sus usuarios más potencia firme y energía firme que las propias y, las que tenga contratada con terceros. La regulación de precios no rige en el caso de contratos entre generadores por la parte que supere la potencia y energía firme del comprador.

El balance de energía firme entre integrantes del COES impide que cada empresa pueda sobre venderse, evitando el riesgo de tener que soportar un retiro más caro si se produce una sequía.

De los principios y criterios que la Ley de Concesiones Eléctricas contempla para determinar la Potencia Firme se distinguen claramente dos:

1. El precio básico de potencia obtenida a partir de la consideración de una central de punta (Turbo Gas) en el sistema, debe permitir recuperar los costos fijos eficientes de dicha central con una tasa de rentabilidad antes de impuestos cercana al 12 %.
2. La potencia firme involucra el criterio de reparto del mercado en función directa de la garantía que ofrece cada unidad generadora del sistema para atender la demanda, ante las posibilidades de fallas fortuitas y/o condiciones hidrológicas adversas.

Los puntos 1 y 2, son complementarios y no opuestos, debido a que primero debe asegurarse la recuperación económica de la planta de punta, la cual proporciona ingresos al resto de unidades del sistema, permitiendo su desarrollo, con un nivel adecuado de confiabilidad en potencia. A partir de esta situación, se reparte el mercado de potencia entre cada unidad generadora, de acuerdo a la garantía que cada una de ellas ofrece al sistema.

4.2 Bases legales

El cambio en el sector eléctrico peruano tiene en la Ley de Concesiones Eléctricas su hito más importante. Dentro de su marco normativo se materializa la reestructuración del sector eléctrico nacional para modernizar su funcionamiento y dar coherencia al tejido de relaciones económicas de las empresas y de éstas con los usuarios a través de una señal tarifaria eficiente.

Sin embargo, como todo acto humano, la Ley de Concesiones Eléctricas no es perfecta. Aunque la experiencia de su aplicación en estos últimos años

últimos años puede calificarse de exitosa, es claro también que existen áreas que requieren perfeccionamiento para alcanzar un funcionamiento más eficaz del sistema. La creación de un marco operativo de mayor competencia y la búsqueda de un equilibrio adecuado entre las señales de precios de mercado y precios regulados deberían de servir de orientación para este perfeccionamiento.

4.2.1 Decreto Ley No 25844 y su Reglamento

Las actividades eléctricas en el país son regidas por el Decreto Ley N° 25844, ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento, Decreto Supremo 009 - 93 - EM, los mismos que disponen la libertad empresarial para intervenir en el negocio eléctrico en un marco de competencia y libre mercado.

4.2.2 Modificación de la Ley y su Reglamento

La definición y disposiciones dadas inicialmente en la Ley y su Reglamento para la determinación de la Potencia Firme de las centrales de generación hidroeléctricas y termoeléctricas de un sistema interconectado, no fueron sustentadas en un marco teórico coherente con el sistema de precios con base en costos marginales establecidos por la citada Ley, sino constituían un procedimiento convencional de repartición de la demanda máxima anual del sistema interconectado entre las centrales de generación, en función a un algoritmo matemático y cálculo de probabilidades que afectan a la potencia efectiva de cada central de generación.

Dicho procedimiento era contrario a la jerarquía de costos variables (de menor a mayor) de las centrales de generación, que es la base para el despacho económico del parque de generación del sistema.

Las citadas disposiciones dieron lugar a que unidades de generación termoeléctricas de baja eficiencia, incluso aquellas que no fueron convocadas a operar en varios años, sean remuneradas en términos de potencia, igualmente que las unidades termoeléctricas más eficientes, incluso que las de tecnología de última generación.

De acuerdo a la Ley N° 26980 publicada en el Diario Oficial con fecha 27.09.98 se modifica la definición de potencia firme y por ende su procedimiento de cálculo, de tal manera que se fomente la competencia y se evite la especulación en la realización de los estudios para las futuras instalaciones y para garantizar la equidad en la distribución de los ingresos provenientes de la actividad eléctrica (ver anexo III).

4.2.3 Conceptualización de la potencia y energía firme

Según el anexo del decreto ley 25844, se tiene las siguientes definiciones:

Potencia Firme se define como la potencia que pueda suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento.

Energía Firme es la máxima producción esperada de energía eléctrica en condiciones de hidrología seca para unidades de generación hidroeléctricas y de indisponibilidad esperadas para las unidades de generación térmica.

La última modificación de la definición de potencia firme fue mediante la Ley N° 26980 publicada en el diario oficial el Peruano con fecha 27.08.1998. La anterior definición señalaba que es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta con alta seguridad, con una probabilidad superior o igual a la que define el Reglamento.

4.3 Evaluación de la potencia firme

Según el artículo 110 del RLCE la potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:

4.3.1 Para unidades térmicas

La potencia firme de una unidad térmica será igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad. Esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$PF_T = P_{ef} \times (1 - f_i)$$

donde:

PF_T : Potencia firme de la unidad térmica

P_{ef} : Potencia efectiva en bornes de la unidad

f_i : Factor de indisponibilidad fortuita mensual de la unidad calculado de acuerdo al punto 3.4 del capítulo N°2.

4.3.2 Para unidades hidroeléctricas

La potencia firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia de la unidad.

$$PF_H = P_g \times f.p.$$

donde:

PF_H : Potencia firme de la unidad hidráulica

P_g : Potencia garantizada de la unidad

f.p. : Factor de presencia

El factor de presencia (f.p.) toma en cuenta la disponibilidad real de la unidad o central generadora en el mes del cálculo, de acuerdo al punto 3.4 del capítulo N°3.

Para la realización de dicho cálculo se debe tener en consideración los datos de Potencia Efectiva de las unidades de generación, el caudal máximo turbinable de las unidades hidroeléctricas, mantenimientos programados de las unidades y elementos hidráulicos conexos, caudales naturales mensuales para la probabilidad de excedencia dada, requerimientos de agua para riego y/o agua potable y capacidades de túneles y canales de las obras hidráulicas.

En cuanto los reservorios a considerar, las empresas integrantes del COES proporcionarán a la Dirección de Operaciones, con la debida sustentación técnica, la información mas reciente referente a:

- Batimetría de los reservorios.
- Volumen máximo y mínimo.
- Características de las obras de represamiento.
- Tiempo de traslado del agua desde el reservorio hasta la central.
- Longitud, medidas y tipo del conducto de agua.

- Ubicación de los reservorios en el mapa del Instituto Geográfico del Perú, en escala apropiada.
- Caudales naturales afluentes a los reservorios estacionales.
- Caudal natural de aporte intermedio.
- Función de dependencia de evaporación y filtración.
- Volúmenes descargados (V_{di}) por los reservorios de regulación estacionales, resultantes de la simulación óptima, para los 12 meses del año considerado (enero a diciembre).

Las empresas integrantes del COES comunicarán a la Dirección de Operaciones cada vez que realicen la batimetría de los reservorios de sus centrales para actualizar su información. Estas mediciones indicadas tendrán que ser coordinadas dado que tiene sus implicaciones en la operación del sistema eléctrico. En caso de reservorios de uso compartido por dos o más empresas, la información correspondiente será la resultante de la coordinación de éstas.

4.3.2.1 Energía y potencia garantizada

I) Cálculo de la energía garantizada

La energía garantizada será calculada a partir de una simulación óptima como se detalla a continuación:

- a) Para la probabilidad de excedencia dada y serie hidrológica iniciada en 1965, se determinan para cada mes los caudales naturales afluentes al reservorio estacional y los caudales naturales de aporte intermedio.
- b) Para efectos de simulación se asume que al inicio del año considerado, el volumen de todos los reservorios se encuentran en el nivel

más probable de los últimos 10 años, obtenido a partir de un promedio aritmético.

c) Se procede a simular para los doce meses del año la operación óptima de la(s) central(es), teniendo como objetivo maximizar la generación anual de dicha(s) central(es), para lo cual se deberá tener en cuenta lo siguiente:

- Los caudales mensuales naturales afluentes definidos en a); su secuencia estricta; y, los volúmenes embalsados acumulados máximos y mínimos posibles resultantes, a través de los 12 meses del año considerado.
- Los volúmenes (caudales) de evaporación y filtración del reservorio estacional, calculados de acuerdo a los procedimientos establecidos por el COES.
- Los volúmenes (caudales) destinados al servicio de agua potable y/o riego.
- El valor inicial del reservorio estacional a las 00:00 horas del 01 de enero del año considerado, definido en b). El valor final del reservorio estacional a las 24:00 horas del 31 de diciembre será igual al volumen mínimo almacenado al final del mes de diciembre de los últimos 10 años.
- La capacidad máxima de túneles, canales, compuertas, etc.
- Los mantenimientos programados de las unidades y/o de la(s) central(es).
- En el caso de reservorios y cuencas aprovechados por dos o más centrales, los volúmenes descargados tomarán en cuenta la correlación física y la optimización común del aprovechamiento de los embalses y cuencas en beneficio del sistema.

- En caso de múltiples reservorios asociados a una central, el efecto de éstos se tomará, de ser posible, como el equivalente a un reservorio estacional.
- La potencia efectiva de la central (P_{ef}).
- La energía máxima generable (E_{max_G}) en el mes i :

$$E_{max_G} \leq P_{ef} \times (N_i - M_i)$$

donde:

N_i : número de horas del mes i

M_i : número de horas de mantenimiento programado de la central durante el mes i .

d) Se obtienen las energías garantizadas (E_{g_i}) por la(s) central(es), para cada uno de los 12 meses i del año considerado, en función de los Volúmenes Descargados Totales (VDT_i), los volúmenes de aporte intermedio (V_i) y la energía máxima generable:

$$E_g = \text{Mín} (E_v, E_{max_G})$$

y

$$E_v = R \times (VDT_i + V_i)$$

donde:

R : Rendimiento (MWh/m^3)

V_i : Volumen total de agua correspondientes a los caudales naturales de aporte intermedio.

VDT_i : Volúmenes descargados totales de todos los embalses estacionales.

d) La energía garantizada por la(s) central(es) en el período de evaluación (6 meses más críticos de la oferta hidrológica) será igual a la suma de las energías garantizadas de los meses que conforman dicho período.

$$Eg = \sum_{i=1}^{i=6} Eg_i$$

donde:

Eg : Energía garantizada en el periodo de evaluación.

Eg_i : Energía garantizada del mes i .

II) **Calculo de las componentes de la energía garantizada**

a) Energía y potencia garantizada por los reservorios con capacidad de regulación horaria

Para calcular la energía garantizada con los reservorios con capacidad de regulación horaria (sea reservorio estacional con capacidad de regulación horaria o reservorio horario) se debe tener en cuenta la siguiente expresión:

$$Eg_R = \text{Mín}(E, E_R)$$

donde:

$$E = P_{ef} \times hr \times N$$

y

$$E_R = Eg_{RE} + Eg_{RH}$$

Luego la potencia garantizada por los reservorios con capacidad de regulación horaria estará dada por el cociente entre la energía garantizada por regulación y el número total de horas del periodo de evaluación:

$$Pg = \frac{Eg_R}{hr \times N}$$

donde:

hr: Horas de regulación.

N : Número de días del período de evaluación.

Ahora calcularemos las componentes de la energía regulada por los reservorios con capacidad de regulación horaria (Eg_{RE} y Eg_{RH})

i). La Energía Garantizada por los Reservorios Estacionales con capacidad de regulación horaria durante el periodo de evaluación (Eg_{RE}):

$$Eg_{RE} = \text{Min}(E, E_{RR})$$

donde:

$$E = P_{ef} \times hr \times N$$

$$E_{RR} = R \times \sum_{i=1}^6 VD_i$$

P_{ef} : Potencia Efectiva

hr : Horas de regulación.

N : Número de días del período de evaluación.

E_{RR} : Energía Regulada por el Reservorio

VD_i : Volumen Descargado en el mes i por el reservorio estacional con capacidad de Regulación Horaria

R : Rendimiento (Mwh/m³)

ii) La Energía Garantizada por los Reservorios Horarios con capacidad de regulación, durante el periodo de evaluación (Eg_{RH}) se define como:

$$E_{g_{RH}} = \text{Min}(E_{\text{Reservorio}}, E_1, E)$$

donde:

$$E_{\text{Reservorio}} = V_{\text{Reservorio}} \times R \times N$$

$$E_1 = (\sum V_{\text{fhr}}) \times R$$

$$E = P_{\text{ef}} \times \text{hr} \times N$$

$V_{\text{Reservorio}}$: Volumen útil total del reservorio horario $V_{\text{Reservorio}} = V_{\text{máx}} - V_{\text{mín}}$

V_{fhr} : Volumen total de agua que fluye hacia el reservorio horario en las horas fuera de regulación del período de evaluación. Lo determinan los caudales naturales afluentes de la cuenca intermedia más las descargas de los reservorios estacionales sin capacidad de regulación horaria.

R : Rendimiento (MWh/m³)

N : Número de días del período de evaluación.

b) Energía y potencia garantizada como central de pasada

El cálculo de la energía garantizada como central de pasada de la unidad de generación en el periodo de evaluación será:

$$E_{g_{CP}} = E_g - E_{g_{RE}}$$

donde:

$E_{g_{CP}}$: Energía garantizada como central de pasada

$E_{g_{RE}}$: Energía garantizada por los reservorio estacional con capacidad de regulación horaria

E_g : Energía garantizada por la central.

La Potencia Garantizada como una central de pasada (Pg_{CP}) en el periodo de evaluación es igual a la energía de pasada durante las horas de regulación entre las horas totales del periodo de evaluación.

$$Pg_{CP} = \frac{Eg_{CP_{hr}}}{h_T}$$

donde:

$$Eg_{CP_{hr}} = \left(\frac{hr}{24}\right)Eg_{CP}$$

$Pg_{(CP)}$: Potencia garantizada como central de pasada en el periodo de evaluación.

$Eg_{CP_{hr}}$: Energía de pasada durante las horas de regulación

h_T : Horas totales del periodo de evaluación (183*24=4392 horas).

III) Cálculo de la potencia garantizada

La Potencia Garantizada de una unidad hidráulica será igual a la suma de la Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, más la Potencia Garantizada como una central de pasada. La Potencia Garantizada no debe superar la potencia efectiva de la central. Esto se puede expresar de la siguiente manera:

$$Pg = \text{Min}(Pg_T, Pef)$$

donde:

$$Pg_T = Pg_R + Pg_{CP}$$

Pef : Potencia efectiva de la unidad.

Pg : Potencia garantizada de la unidad.

P_{gR} : Potencia garantizada con los reservorios con capacidad de regulación horaria.

P_{gCP} : Potencia garantizada como central de pasada en el periodo hidrológico crítico.

4.3.2.1 Reajuste de las potencias firmes de las unidades de generación en caso de déficit respecto a la máxima demanda

Para reajustar la potencia firme de las unidades de generación en el caso supuesto en que la suma de las potencias firmes de las unidades térmicas e hidráulicas no lleguen a cubrir la máxima demanda a nivel de generación del sistema, para una probabilidad de excedencia dada por el Ministerio de Energía y Minas, las empresas integrantes del COES proporcionarán a la Dirección de Operaciones los siguientes datos:

- Las capacidades de regulación diaria/horaria para distintas horas de regulación con intervalos hasta una hora.
- Las matrices de potencia y energía generables asociadas a distintas probabilidades de excedencia.

Obtenidos los datos anteriores el reajuste seguirá el siguiente procedimiento en forma secuencial:

a) Disminución de las horas de regulación

Se reduce progresivamente el número de horas de regulación horaria, en intervalos de una hora a fin de incrementar la potencia garantizada con los reservorios de regulación horaria, limitando a que la suma de esta nueva potencia y la potencia garantizada como central de pasada no sea mayor a

la potencia efectiva de la unidad de generación. El límite mínimo de este parámetro es de una hora.

b) Disminución de la probabilidad de excedencia.

Si la disminución de horas de regulación según el punto anterior a) no satisface la igualdad entre la máxima demanda a nivel de barras de generación y la suma de las potencias firmes, se procederá a recalcular la potencia garantizada hidráulica disminuyendo la probabilidad de excedencia, de acuerdo a los siguientes pasos:

a) Se disminuye la probabilidad de excedencia de todos los embalses y cuencas en intervalos de 2% ó menos.

b) Basándose en los datos proporcionados se recalcula la Potencia Garantizada

c) Si las magnitudes recalculadas en b) no logran satisfacer la igualdad de la suma de potencias firmes a la máxima demanda a nivel de generación se repiten sucesivamente los pasos a) y b) hasta que la probabilidad de excedencia no sea inferior a 70 %.

d) Si al término del paso c) no se ha satisfecho la igualdad establecida, se realizará el proceso indicado en el siguiente punto.

c) Disminución de la indisponibilidad de centrales.

Se procederá a recalcular las potencias firmes térmicas e hidráulicas disminuyendo la indisponibilidad fortuita de las unidades térmicas y los mantenimientos programados de las centrales hidráulicas.

a) Se determinan los nuevos factores de disponibilidad de las unidades de generación asignando reducciones del 1% para el caso de las unidades

térmicas a fin de buscar la igualdad de la máxima demanda a nivel de barras de generación y la potencia firme total del sistema, a partir de las magnitudes calculadas en el acápite b). La indisponibilidad límite es 0%.

b) Si no se alcanza la igualdad se procede a disminuir la indisponibilidad por mantenimientos programados en períodos sucesivos de 10 días de las centrales hidráulicas, recalculándose nuevamente la potencia garantizada.

c) Si luego de concluir el paso anterior no se logra la igualdad entre la máxima demanda a nivel de barras de generación y la suma de las potencias firmes así calculadas, la potencia firme de cada unidad de generación será igual a la potencia efectiva de la unidad.

4.4 Ejemplo aplicativo

Cálculo de la energía garantizada y potencias firmes de Edegel

De acuerdo con el art. 110 del Reglamento sobre el pago de la capacidad, la energía garantizada de cada central se determina según el siguiente procedimiento:

Se calcula para cada mes de la estadística hidrológica el caudal natural a la central hidráulica en evaluación para una probabilidad de excedencia mensual dada. Los caudales naturales clasificados para excedencia de 90, 95 y 98% se muestran en el anexo N°2.

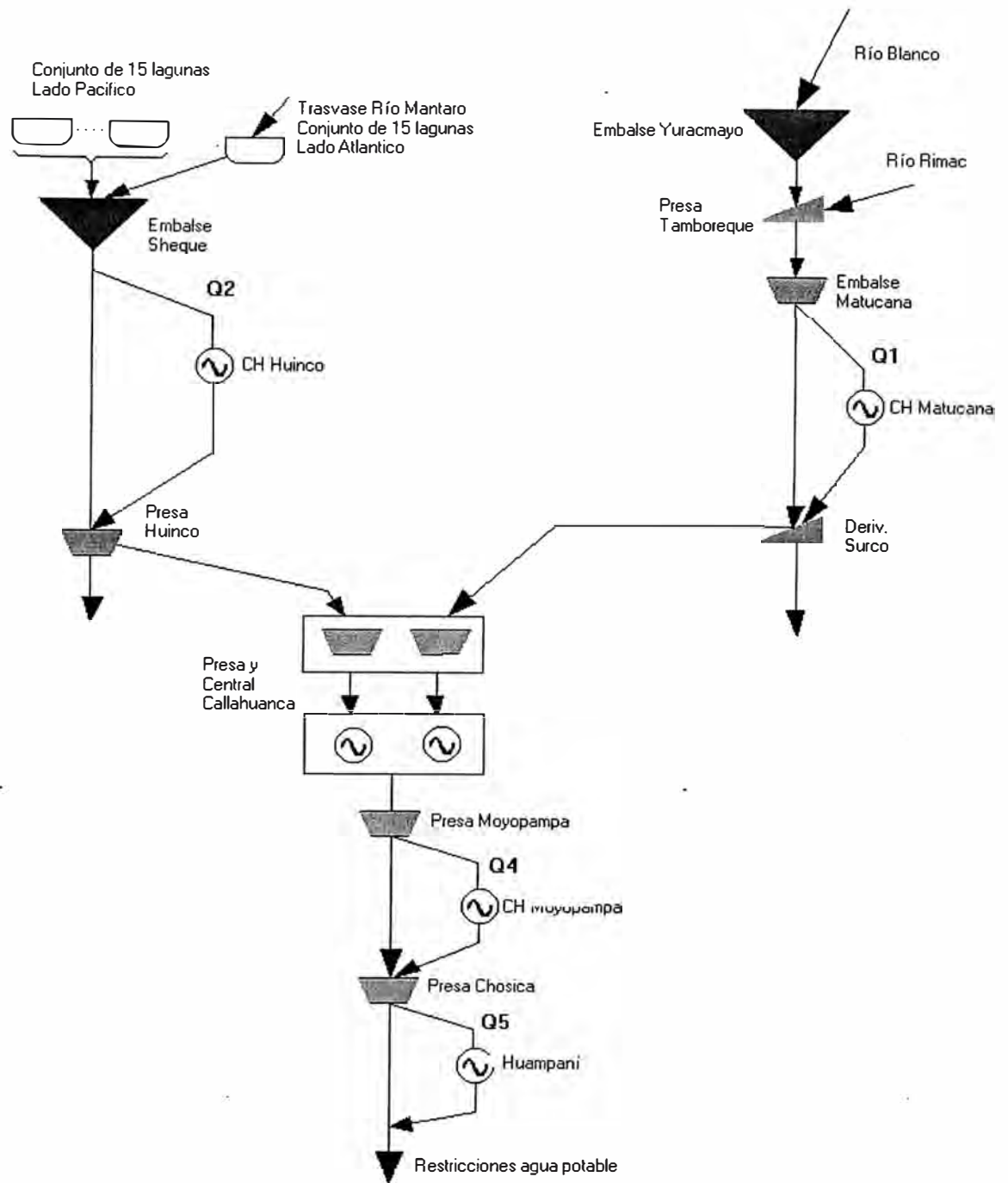


Figura N° 4.1 Configuración de las cuencas de EDEGEL

En la figura N° 4.1 se presenta el esquema hidro - energético de EDEGEL y los caudales naturales de sus cuencas: lado de Lagunas y

Sheque y de Yuracmayo, así como dichos valores clasificados según excedencia de 90, 95 y 98 %.

Caudales naturales

Lado de lagunas:	Embalse:	Q_{n1sh}
	Escorrentía:	Q_{n2sh} , en Sheque
Lado de Yuracmayo:	Embalse:	Q_{n1ta} , en Yuracmayo
	Escorrentía:	Q_{n2ta} , en Tamboraque

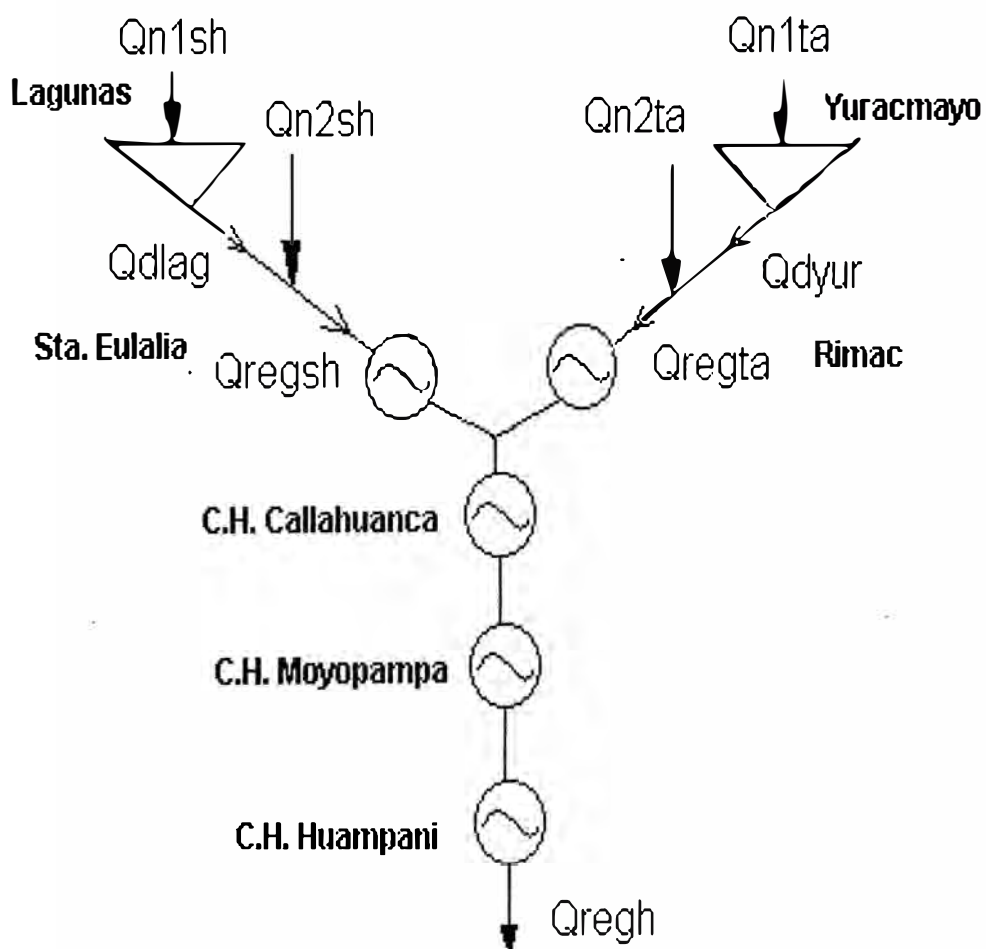


Figura N° 4.2 Esquema hidro - energético de EDEGEL S. A.

1. Teniendo en cuenta los reservorios estacionales (anuales y mensuales) se procede a simular, para los 12 meses del año, la operación óptima de cada central con los caudales determinados en el punto anterior y el manejo óptimo de los reservorios estacionales. Para efectos de simulación se asume que al inicio del año todos los reservorios se encuentran en el nivel más probable de su operación histórica.

Cuadro N°1

**CALCULO DEL NIVEL MAS PROBABLE
A FINES DE DICIEMBRE
(MMD)**

LAGUNAS

AÑO	DIC
1969	42.4
1970	68
1971	48.3
1972	104.8
1973	122.1
1974	74.5
1975	60.6
1976	70.3
1977	90.5
1978	79.1
1979	63.8
1980	73.6
1981	106.7
1982	115.4
1983	56.7
1984	88.6
1985	66.2
1986	60.6
1987	69.3
1988	48.2
1989	37.8
1990	67.9
1991	36.9
1992	31.1
1993	105.8
1994	65.6
1995	41
1996	38.6
1997	48.6
1998	37.4

Promedio	67.3
----------	------

YURACMAYO

AÑO	DIC
1996	7
1997	13.1
1998	9

Promedio	9.7
----------	-----

En la simulación óptima se considera los siguientes supuestos:

Volumen a inicios de enero en,

- Lagunas : 67,3 Mio m³ (ver cuadro N° 1)
- Yuracmayo : 9,7 Mio m³ (ver cuadro N° 1)

Período de embalse : diciembre a mayo

Período de desembalse : junio a noviembre

La siguiente figura muestra las lagunas concentrado en un equivalente, a la cual llega un caudal natural factible de ser embalsado, Q_{n1sh} . Adicionalmente existe otro caudal de escorrentía natural, Q_{n2sh} .

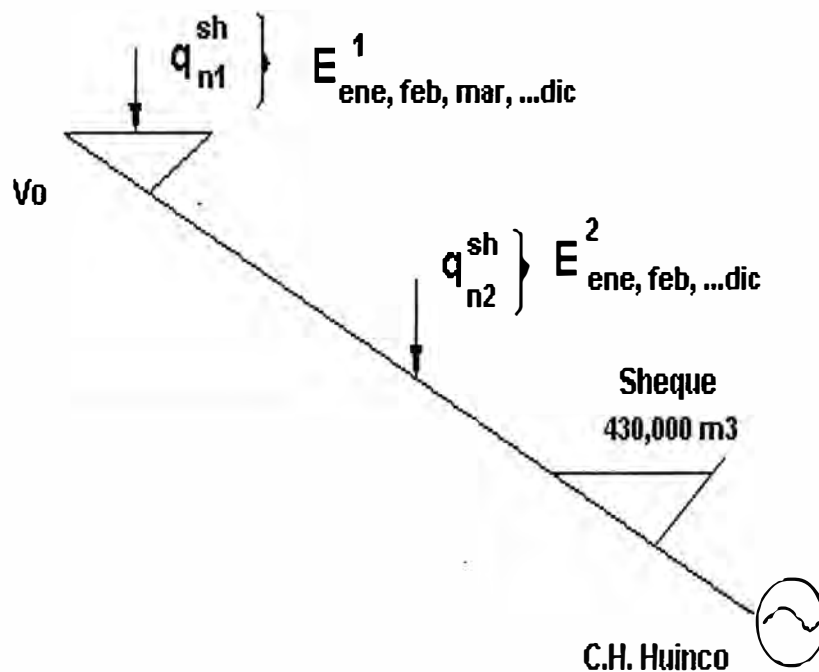


Figura N° 4.3 Caudales considerados en la optimización para la C.H. Huinco

La simulación de la operación óptima se realiza según se presenta en el siguiente esquema:

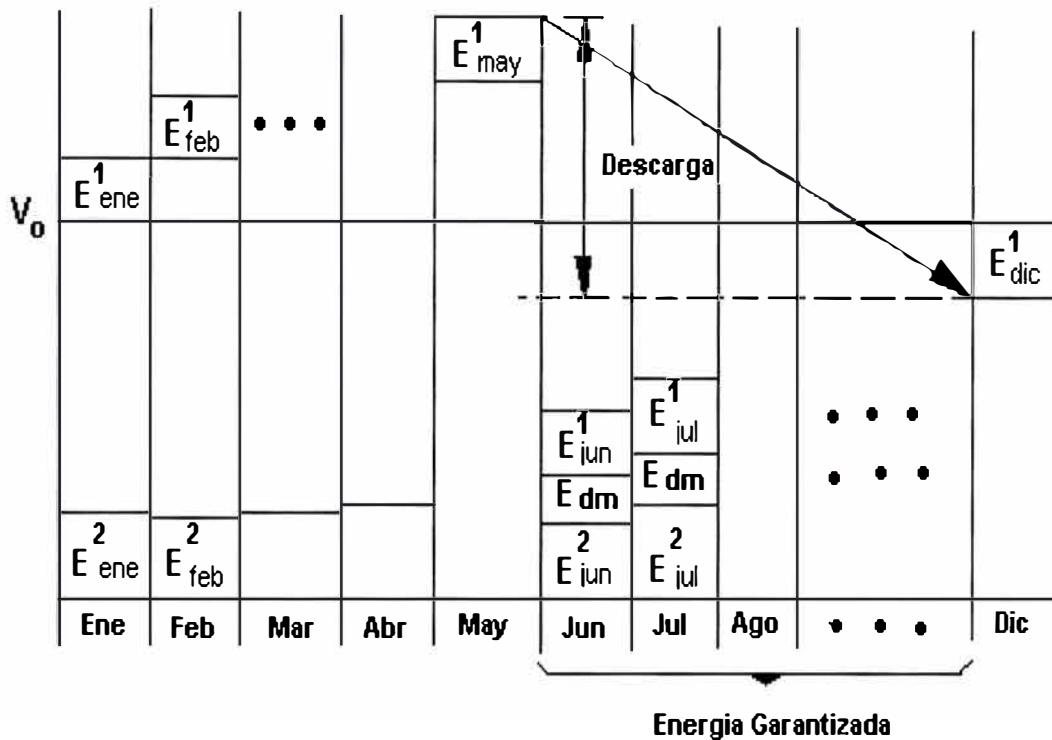


Figura N° 4.4 Esquema de la optimización

A comienzo del año, se considera que los embalses se encuentran en su valor más probable, V_o .

Se calculan los caudales naturales mensuales correspondientes a un nivel de excedencia dado, por ejemplo el 98%. Con dichos valores y el factor de productividad, se determinan las energías generadas mensualmente por la CH Huinco, así:

Con Q_{n1sh} para los meses de enero, febrero... diciembre, se obtiene las energías generadas mensuales en la C.H. Huinco E_k^1 , para los meses k = enero, febrero...diciembre.

Como los cuales Q_{n1sh} , son almacenables desde diciembre a mayo, cabe la posibilidad de descargarlos uniformemente entre los meses de junio

a noviembre, por tanto, la energía mensual proveniente de las descargas (E_{dm}) es igual a:

$$E_{dm} = \frac{\sum E_k^1}{6} = \frac{(E_{dic}^1 + E_{ene}^1 + E_{feb}^1 + \dots + E_{may}^1)}{6}$$

Durante los meses de junio a noviembre, también se debe adicionar la energía generada proveniente de los caudales de escorrentía Q_{n2sh} , y de los caudales Q_{n1sh} que ya no se embalsan, así:

Con Q_{n2Sh} para los meses de junio, julio,... noviembre se obtiene las energías generadas mensuales en C.H. Huinco E_k^2 , para los meses $k =$ junio, julio,... noviembre

Con Q_{n1sh} para los meses de junio, julio,... noviembre se obtiene las energías generadas mensuales en CH Huinco E_k^1 para los meses $k =$ junio, julio,... noviembre.

De donde, la energía garantizada de la Central Hidráulica correspondiente al periodo comprendido entre junio y noviembre, es igual a:

$$E_{garantizada} = \sum E_k^1 (\text{desde } k = \text{junio} \dots \text{noviembre}) + \sum E_k^{21} (\text{desde } k = \text{junio} \dots \text{noviembre}) + 6 \times E_{dm}$$

Producto de la operación óptima de la central a lo largo del año de evaluación se obtiene las energías garantizadas en cada mes por la central.

Cuadro N°2

Energía Garantizada(GWh) de las centrales hidráulicas de EDEGEL, para diversas excedencias														Energía Garantizada (Junio-Noviembre)	
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual		
Excedencia 90%	38.0	35.8	68.0	39.5	24.7	53.8	73.4	86.4	88.0	73.4	53.6	17.8	652.4	428.6	
Huinco	51.0	49.7	78.8	50.5	39.2	43.5	44.3	44.6	44.7	45.6	44.3	38.2	574.4	267.0	
Matucana	37.9	36.5	53.2	38.2	27.5	40.3	47.4	47.5	46.7	48.0	40.8	24.4	488.4	270.7	
Callahuanca	38.5	37.0	41.9	38.8	27.9	40.5	41.9	41.9	40.5	41.9	40.5	24.8	456.1	247.2	
Moyopampa	14.5	14.0	18.0	14.6	10.5	15.4	18.0	18.0	17.5	18.0	15.5	9.3	183.3	102.4	
Huampani													2354.6	1315.9	
Excedencia 95%	30.6	29.0	56.0	36.8	21.2	49.7	65.8	77.9	79.6	68.2	49.8	11.5	576.1	391.0	
Huinco	47.9	44.2	68.4	47.0	37.9	41.3	41.6	41.9	41.6	42.0	42.0	37.0	532.8	250.4	
Matucana	33.7	31.4	52.7	35.6	25.6	37.7	43.9	46.2	45.2	45.0	38.1	21.5	456.6	256.1	
Callahuanca	34.2	31.8	41.9	36.1	25.9	38.3	41.9	41.9	40.5	41.9	38.6	21.8	434.8	243.1	
Moyopampa	12.9	12.0	18.0	13.6	9.8	14.5	16.8	18.0	17.5	17.2	14.6	8.2	173.1	98.6	
Huampani													2173.4	1239.2	
Excedencia 98%	25.3	22.9	50.7	33.4	16.8	45.2	61.3	72.2	73.2	63.1	46.9	7.6	518.6	361.9	
Huinco	43.2	41.8	61.2	42.7	37.1	39.3	38.9	39.1	38.3	39.8	36.9	36.5	494.8	232.3	
Matucana	29.5	27.9	47.3	32.3	23.5	35.1	40.9	44.9	43.7	42.0	34.6	19.8	421.5	241.2	
Callahuanca	30.0	28.4	41.9	32.8	23.9	35.6	41.5	41.9	40.5	41.9	35.2	20.1	413.7	236.6	
Moyopampa	11.3	10.7	18.0	12.4	9.0	13.4	15.7	17.3	17.3	16.1	13.3	7.6	162.1	93.1	
Huampani													2010.7	1165.1	

Energía Garantizada(GWh) de las centrales hidráulicas de EDEGEL, para diversas excedencias con aportes de Marca III														Energía Garantizada (Junio-Noviembre)	
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual		
Excedencia 90%	38.0	35.8	68.0	39.5	24.7	62.2	82.1	95.1	94.4	82.1	62.0	17.8	701.7	477.9	
Huinco	51.0	49.7	76.8	50.5	39.2	43.5	44.3	44.6	44.7	45.6	44.3	38.2	572.4	267.0	
Matucana	37.9	36.5	53.2	38.2	27.5	43.4	47.4	47.5	46.7	48.0	43.7	24.4	494.4	276.7	
Callahuanca	38.5	37.0	41.9	38.8	27.9	40.5	41.9	41.9	40.5	41.9	40.5	24.8	456.1	247.2	
Moyopampa	14.5	14.0	18.0	14.6	10.5	16.6	18.0	18.0	17.5	18.0	16.7	9.3	165.7	104.8	
Huampani													2410.3	1373.6	
Excedencia 95%	30.6	29.0	56.0	36.8	21.2	58.1	74.4	86.5	88.0	76.9	58.1	11.5	627.1	442.0	
Huinco	47.9	44.2	68.4	47.0	37.9	41.3	41.6	41.9	41.6	42.0	42.0	37.0	532.8	250.4	
Matucana	33.7	31.4	52.7	35.6	25.6	40.9	46.1	46.2	45.2	46.3	41.2	21.5	466.4	265.9	
Callahuanca	34.2	31.8	41.9	36.1	25.9	40.5	41.9	41.9	40.5	41.9	40.5	21.8	438.9	247.2	
Moyopampa	12.9	12.0	18.0	13.6	9.8	15.6	18.0	18.0	17.5	18.0	15.8	8.2	177.4	102.9	
Huampani													2242.6	1308.4	
Excedencia 98%	25.3	22.9	50.7	33.4	16.8	53.6	70.0	80.8	81.6	71.7	55.3	7.6	569.7	413.0	
Huinco	43.2	41.8	61.2	42.7	37.1	39.3	38.9	39.1	38.3	39.8	36.9	36.5	494.8	232.3	
Matucana	29.5	27.9	47.3	32.3	23.5	38.2	44.2	44.9	43.7	45.2	37.8	19.8	434.3	254.0	
Callahuanca	30.0	28.4	41.9	32.8	23.9	38.8	41.9	41.9	40.5	41.9	38.3	20.1	420.4	243.3	
Moyopampa	11.3	10.7	18.0	12.4	9.0	14.6	16.9	18.0	17.5	17.3	14.5	7.6	167.8	98.8	
Huampani													2087.0	1241.4	

Energía Garantizada(GWh) de las centrales hidráulicas de EDEGEL, para diversas excedencias con aportes de Marca II y Marca III														Energía Garantizada (Junio-Noviembre)	
	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Anual		
Excedencia 90%	38.0	35.8	68.0	39.5	24.7	62.2	82.1	95.1	94.4	82.1	62.0	17.8	701.7	477.9	
Huinco	51.0	49.7	76.8	50.5	39.2	60.3	61.6	61.9	61.5	62.9	61.0	38.2	674.6	369.2	
Matucana	37.9	36.5	53.2	38.2	27.5	51.2	53.2	53.2	51.5	53.2	51.5	24.4	531.5	313.8	
Callahuanca	38.5	37.0	41.9	38.8	27.9	40.5	41.9	41.9	40.5	41.9	40.5	24.8	456.1	247.2	
Moyopampa	14.5	14.0	18.0	14.6	10.5	17.5	18.0	18.0	17.5	18.0	17.5	9.3	187.4	106.5	
Huampani													2551.3	1514.6	
Excedencia 95%	30.6	29.0	56.0	36.8	21.2	58.1	74.4	86.5	88.0	76.9	58.1	11.5	627.1	442.0	
Huinco	47.9	44.2	68.4	47.0	37.9	58.1	58.9	59.1	58.3	59.3	58.8	37.0	627.1	442.0	
Matucana	33.7	31.4	52.7	35.6	25.6	48.7	53.2	53.2	51.5	53.2	49.0	21.5	509.3	308.8	
Callahuanca	34.2	31.8	41.9	36.1	25.9	40.5	41.9	41.9	40.5	41.9	40.5	21.8	438.9	247.2	
Moyopampa	12.9	12.0	18.0	13.6	9.8	17.5	18.0	18.0	17.5	18.0	17.5	8.2	181.0	106.5	
Huampani													2391.2	1457.0	
Excedencia 98%	25.3	22.9	50.7	33.4	16.8	53.6	70.0	80.8	81.6	71.7	55.3	7.6	569.7	413.0	
Huinco	43.2	41.8	61.2	42.7	37.1	56.0	56.2	56.4	55.1	57.0	53.6	36.5	596.8	334.3	
Matucana	29.5	27.9	47.3	32.3	23.5	46.0	52.2	53.0	51.5	53.2	45.6	19.8	481.8	301.5	
Callahuanca	30.0	28.4	41.9	32.8	23.9	40.5	41.9	41.9	40.5	41.9	40.5	20.1	424.3	247.2	
Moyopampa	11.3	10.7	18.0	12.4	9.0	17.5	18.0	18.0	17.5	18.0	17.4	7.6	166.4	106.4	
Huampani													2239.0	1402.4	

La energía garantizada por la central para el período de cálculo (período de punta comprendido entre junio y noviembre) será igual a la suma de las energías mensuales de los meses que conforman dicho período.

En el cuadro N°2 siguiente se presenta los valores de energía garantizada por central y según excedencia de 90,95 y 98%.

Se consideró los siguientes escenarios de operación:

EDEGEL

Excedencia	90%	95%	98%
Energía Garantizada(GWh)	1315.9	1239.2	1165.1

EDEGEL más Marca III

Excedencia	90%	95%	98%
Energía Garantizada(GWh)	1373.6	1308.4	1241.4

EDEGEL más Marca II y Marca III

Excedencia	90%	95%	98%
Energía Garantizada(GWh)	1514.6	1457.0	1402.4

2. En esta etapa de evaluación se consideran los mantenimientos programados de las unidades a efectos de no sobrestimar la disponibilidad de energía.

En el Cuadro N° 3 se presentan los valores de potencia efectiva y factores de mantenimiento considerados por Central.

Cuadro N°3

Central	Potencia Efectiva (MW)	Factor de Mantenimiento mensual
Huinco	244.0	0.98
Matucana	120.0	0.98
Callahuanca	73.0	0.98
Moyopampa	58.0	0.97
Huampaní	25.0	0.97

En cuanto al cálculo de la potencia firme, se sigue el siguiente procedimiento:

La potencia garantizada de una unidad hidráulica será igual a la suma de la potencia garantizada con el reservorio de regulación horario más la potencia garantizada como una central de pasada. La potencia garantizada no debe superar la potencia efectiva de la central.

La potencia garantizada con el reservorio de regulación horario es igual a la energía máxima almacenable en el reservorio entre las horas de regulación prefijadas (8 ó 5 horas)

La potencia garantizada como una central de pasada es igual a la energía de pasada entre las horas totales del período de evaluación. El

período de evaluación será los 6 meses más críticos de la oferta hidrológica, y que ha sido considerado comprendido entre junio y noviembre.

3. La potencia firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la potencia garantizada por el factor de la presencia.

La potencia firme de una unidad térmica será igual al producto de la potencia efectiva por el factor de disponibilidad.

En el cuadro N° 4 , se presenta la relación de embalses, volumen y energía de regulación utilizados por cada central.

Cuadro N°4

Central	Embalse de Regulación	Volumen Total Embalse	Factor de Productividad	Energía de Regulación
		MMC	kWh/m3	GWh
Huico	Presa Sheque+Huallanca(parcial)	0.497	2.607	1.294
Matucana	Pulmon Matucana	0.060	2.083	0.125
Callahuanca	Taza Callahuanca+Presa Huinco	0.315	0.970	0.305
Moyopampa	Taza Moyopampa	0.020	0.995	0.020
Huampaní	Taza Huampaní	0.012	0.375	0.005
				1.749

En los cuadros N° 5 y 6 se presentan los valores de potencia firme de las centrales hidráulicas de EDEGEL considerando diversas excedencia y los escenarios mencionados, para 8 ó 5 horas de regulación respectivamente.

Cuadro N° 5

Potencia firme (MW) de las centrales hidráulicas de EDEGEL, para diversas excedencias considerando 8 horas de regulación

Días Periodo de Punta	183
Horas Periodo de evaluación	4392
Nº horas regulación/día	8
Horas Reg/día Periodo Punta (Jun-Nov)	1464

Central	Potencia Efectiva MW	Capacidad de Regulación GWh/día
Huinco	244	1.294
Matucana	120	0.125
Callahuanca	73	0.305
Moyopampa	58	0.02
Huampaní	25	0.005

Potencia Firme(MW) de las centrales hidráulicas de EDEGEL, para diversas excedencias

	Energía Invierno GWh	Potencia Garantizada MW	Factor de Presencia	Potencia Firme MW
Excedencia 90%				
Huinco	428.6	205.42	1	205.4
Matucana	267	71.21	1	71.2
Callahuanca	270.7	87.05	1	73.0
Moyopampa	247.2	57.95	1	58.0
Huampaní	102.4	23.73	1	23.7
	1315.9			431.3
Excedencia 95%				
Huinco	391	196.86	1	196.9
Matucana	250.4	67.43	1	67.4
Callahuanca	256.1	83.73	1	73.0
Moyopampa	243.1	57.02	1	57.0
Huampaní	98.6	22.87	1	22.9
	1239.2			417.2
Excedencia 98%				
Huinco	361.9	190.23	1	190.2
Matucana	232.3	63.31	1	63.3
Callahuanca	241.2	80.33	1	73.0
Moyopampa	236.6	55.54	1	55.5
Huampaní	93.1	21.61	1	21.6
	1165.1			403.7

Potencia Firme(MW) de las centrales hidráulicas de EDEGEL, para diversas excedencias con aportes de Marca III

	Energía Invierno GWh	Potencia Garantizada MW	Factor de Presencia	Potencia Firme MW
Excedencia 90%				
Huinco	477.9	216.64	1	216.6
Matucana	267	71.21	1	71.2
Callahuanca	276.7	88.42	1	73.0
Moyopampa	247.2	57.95	1	58.0
Huampaní	104.8	24.28	1	24.3
	1373.6			443.1
Excedencia 95%				
Huinco	442	208.47	1	208.5
Matucana	250.4	67.43	1	67.4
Callahuanca	265.9	85.96	1	73.0
Moyopampa	247.2	57.95	1	58.0
Huampaní	102.9	23.85	1	23.8
	1308.4			430.7
Excedencia 98%				
Huinco	413	201.87	1	201.9
Matucana	232.3	63.31	1	63.3
Callahuanca	254	83.25	1	73.0
Moyopampa	243.3	57.06	1	57.1
Huampaní	98.8	22.91	1	22.9
	1241.4			418.2

Potencia Firme(MW) de las centrales hidráulicas de EDEGEL, para diversas excedencias con aportes de Marca II y Marca III

	Energía Invierno GWh	Potencia Garantizada MW	Factor de Presencia	Potencia Firme MW
Excedencia 90%				
Huinco	477.9	216.64	1	216.6
Matucana	369.2	94.48	1	94.5
Callahuanca	313.8	96.86	1	73.0
Moyopampa	247.2	57.95	1	58.0
Huampaní	106.5	24.67	1	24.7
	1514.6			466.7
Excedencia 95%				
Huinco	442	208.47	1	208.5
Matucana	352.5	90.68	1	90.7
Callahuanca	308.8	95.73	1	73.0
Moyopampa	247.2	57.95	1	58.0
Huampaní	106.5	24.67	1	24.7
	1457			454.8
Excedencia 98%				
Huinco	413	201.87	1	201.9
Matucana	334.3	86.53	1	86.5
Callahuanca	301.5	94.06	1	73.0
Moyopampa	247.2	57.95	1	58.0
Huampaní	106.4	24.64	1	24.6
	1402.4			444.0

Cuadro N°6

Potencia firme (MW) de las centrales hidráulicas de EDEGEL, para diversas excedencias considerando 5 horas de regulación

Días Periodo de Punta	183
Horas Periodo de evaluación	4392
N° horas regulación/día	5
Horas Reg/día Periodo Punta (Jun-Nov)	915

Central	Potencia Efectiva MW	Capacidad de Regulación GWh/día
Huinco	244	1 294
Matucana	120	0.125
Callahuanca	73	0.305
Moyopampa	58	0.02
Huampani	25	0.005

Potencia Firme(MW) de las centrales hidráulicas de EDEGEL, para diversas excedencias

Excedencia	Energía Invierno GWh	Potencia Garantizada MW	Factor de Presencia	Potencia Firme MW
Excedencia 90%				
Huinco	428.6	302.47	1	244.0
Matucana	267	80.58	1	80.6
Callahuanca	270.7	109.93	1	73.0
Moyopampa	247.2	59.45	1	58.0
Huampani	102.4	24.11	1	24.1
	1315.9			479.7
Excedencia 95%				
Huinco	391	293.91	1	244.0
Matucana	250.4	76.80	1	76.8
Callahuanca	256.1	106.60	1	73.0
Moyopampa	243.1	58.52	1	58.0
Huampani	98.6	23.24	1	23.2
	1239.2			475.0
Excedencia 98%				
Huinco	361.9	287.28	1	244.0
Matucana	232.3	72.68	1	72.7
Callahuanca	241.2	103.21	1	73.0
Moyopampa	236.6	57.04	1	57.0
Huampani	93.1	21.99	1	22.0
	1165.1			468.7

Potencia Firme(MW) de las centrales hidráulicas de EDEGEL, para diversas excedencias con aportes de Marca III

Excedencia	Energía Invierno GWh	Potencia Garantizada MW	Factor de Presencia	Potencia Firme MW
Excedencia 90%				
Huinco	477.9	313.69	1	244.0
Matucana	267	80.58	1	80.6
Callahuanca	276.7	111.29	1	73.0
Moyopampa	247.2	59.45	1	58.0
Huampani	104.8	24.65	1	24.7
	1373.6			480.2
Excedencia 95%				
Huinco	442	305.52	1	244.0
Matucana	250.4	76.80	1	76.8
Callahuanca	265.9	108.83	1	73.0
Moyopampa	247.2	59.45	1	58.0
Huampani	102.9	24.22	1	24.2
	1308.4			476.0
Excedencia 98%				
Huinco	413	298.92	1	244.0
Matucana	232.3	72.68	1	72.7
Callahuanca	254	106.12	1	73.0
Moyopampa	243.3	58.56	1	58.0
Huampani	98.8	23.29	1	23.3
	1241.4			471.0

Potencia Firme(MW) de las centrales hidráulicas de EDEGEL, para diversas excedencias con aportes de Marca II y Marca III

Excedencia	Energía Invierno GWh	Potencia Garantizada MW	Factor de Presencia	Potencia Firme MW
Excedencia 90%				
Huinco	477.9	313.69	1	244.0
Matucana	369.2	103.85	1	103.9
Callahuanca	313.8	119.74	1	73.0
Moyopampa	247.2	59.45	1	58.0
Huampani	106.5	25.04	1	25.0
	1514.6			503.9
Excedencia 95%				
Huinco	442	305.52	1	244.0
Matucana	352.5	100.05	1	100.1
Callahuanca	308.8	118.60	1	73.0
Moyopampa	247.2	59.45	1	58.0
Huampani	106.5	25.04	1	25.0
	1457			500.1
Excedencia 98%				
Huinco	413	298.92	1	244.0
Matucana	334.3	95.91	1	95.9
Callahuanca	301.5	116.94	1	73.0
Moyopampa	247.2	59.45	1	58.0
Huampani	106.4	25.02	1	25.0
	1402.4			495.9

En el cuadro N° 7, se presenta la potencia firme de las centrales térmicas considerando valores teóricos de indisponibilidad.

Cuadro N° 7

Empresa	Central	Unidad	Potencia Efectiva MW	Factor de Indisponibilidad Teórico	Potencia Firme MW
EDEGEL S.A.	Santa Rosa		259.85		246.86
		BBC2	10.03	5.0%	9.53
		BBC3	9.26	5.0%	8.80
		BBc4	17.33	5.0%	16.47
		UT15	51.34	5.0%	48.77
		UT16	51.85	5.0%	49.26
		WTG7	120.03	5.0%	114.03

4.5 Análisis de la metodología de cálculo de la potencia firme

Los resultados obtenidos con la metodología presentada en el cálculo de la energía garantizada de las centrales hidroeléctricas, fueron obtenidos por simulación óptima, tienen en cuenta las restricciones de necesidad de agua como son: agua para la agricultura, agua potable para el consumo humano, etc., las cuales involucran restricciones operativas de los

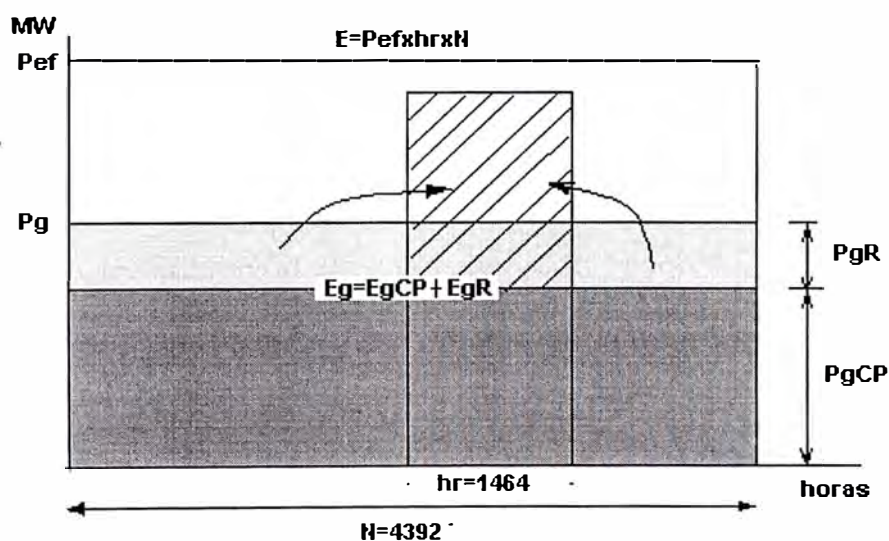


Figura N° 4.5 Potencia y energía garantizada

de los reservorios con capacidad de regulación horaria de cada empresa. La figura N° 4.5 muestra la obtención de la potencia y energía garantizada.

La energía garantizada obtenida por simulación a partir de los caudales naturales a un nivel de probabilidad de excedencia dado, fue verificada mediante el balance de energía, en el cual se igualó la energía garantizada total, con la energía de pasada mas la energía con los reservorios con capacidad de regulación horaria. La energía garantizada por los reservorios con capacidad de regulación horaria fue calculada teniendo en cuenta la capacidad de regulación de cada uno en las horas de regulación dadas en el procedimiento y el Reglamento.

Ya que el ingreso por potencia de cada empresa depende de la potencia firme que a su vez depende de la potencia garantizada, los criterios antes descritos no deben ser manipulados a conveniencia de cada empresa generadora, ello debe ser verificado. La manipulación también implicaría modificar el nivel de confiabilidad del Sistema, y por ende, beneficiar algunas empresas participantes del negocio eléctrico. Por otro lado, verificar la energía, obtenida por regulación con los reservorios con capacidad de regulación horaria de las empresas, promovería el mejoramiento sus instalaciones y la construcción de nuevas obras hidráulicas que permitan aumentar su energía garantizada y así desarrollar el mercado de eléctrico de generación en un ambiente competitivo y eficiente.

CAPITULO V IMPLICANCIAS EN EL PAGO DE LA POTENCIA

5.1 Esquema general

Dentro del COES el pago de la Capacidad se efectúa en dos partes. Pago Fijo y Pago Variable, y fuera de él adicionalmente existirá un incentivo a contratar.

El pago Fijo es igual al precio de la potencia garantizada (PPG) por la Potencia Firme de la unidad, siempre y cuando dicha unidad sea requerida por el sistema en un periodo crítico predefinido de la oferta y, además, se encuentra disponible a operar dentro de los límites de las reservas aprobadas para este período.

El Pago Variable es igual al precio de la potencia en cada hora (PHP) por la Potencia Colocada por la unidad en esa hora. Existirá un monto fijo disponible para el total de los pagos variables, por lo que el PHP será reajustado cada mes para igualar dicho monto.

El incentivo a contratar se reflejará al momento de comprar Capacidad al COES. Por la compra de dicha Capacidad se pagará un precio menor al precio de barra de generación si incluir el peaje (PPBg), con lo cual la diferencia queda a favor del generador como incentivo real por la contratación.

El presente esquema, propone que la recaudación por peaje de conexión sea trasladada de los distribuidores o clientes libres directamente al transmisor.

5.2 Criterios para el pago de la potencia

La aplicación de este procedimiento de pago de la potencia está a cargo del COES y cuenta con la supervisión del Estado a través del OSINERG.

5.2.1 Ingreso Fijo

La determinación de los ingresos fijos por capacidad de cada generador de realizará en tres etapas:

La primera etapa consiste en definir que centrales tienen derecho a cobrar potencia firme, este derecho se fundamenta en la necesidad real del sistema de contar con una cierta garantía o confiabilidad del suministro (margen de reserva).

La segunda etapa corresponde a la determinación del Precio de Potencia Garantizado (PPG) en barra, el cual depende del Precio de Potencia en Barra de Generador (PPBg), el Margen de Reserva Firme (MRF) y los factores de reparto entre el Ingreso Variable (Factor A) y el Incentivo a Contratar (Factor B).

La tercera etapa son las penalidades por superar el límite permitido de indisponibilidades de las unidades generadoras.

El procedimiento general para la determinación del ingreso fijo es el siguiente:

1. Se ordenan las unidades generadoras según sus costos variables de producción de menor a mayor. En el caso de las centrales hidráulicas el costo variable de operación es cero.

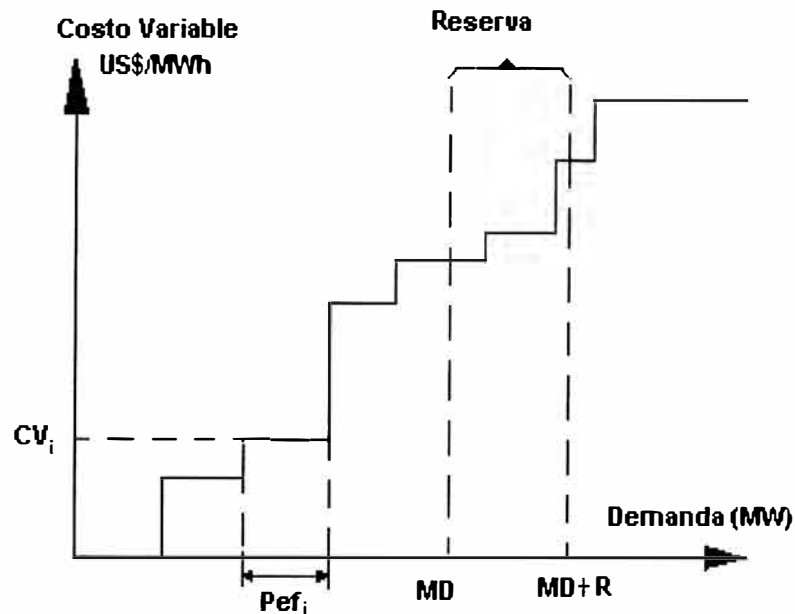


Figura N° 5.1 Distribución de la potencia efectiva de las unidades en orden creciente de sus costos variables de producción.

2. Se determinan que unidades llegan a cubrir la máxima demanda a nivel generación (MD) más la Reserva Firme (RF). El MEM fijará el valor máximo del Margen de Reserva (MR max) y como consecuencia el valor máximo del Margen de Reserva Firme (MRFmax). La Reserva Firme Máxima (Rfmax) constituye un límite superior y por lo tanto las centrales (o parte de ellas) que superen dicho límite no tienen derecho a ingreso fijo.

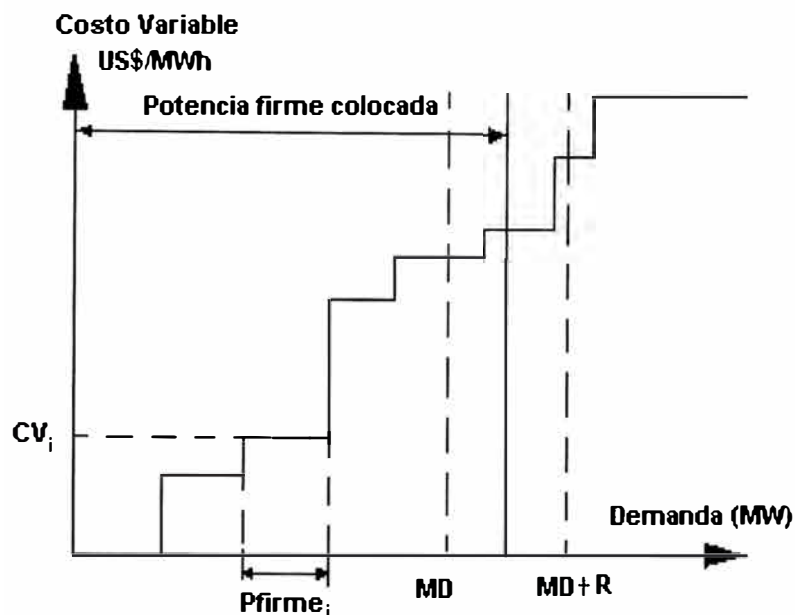


Figura N° 5.2 Potencia firme colocada en el sistema para cubrir la máxima demanda

En caso que la suma de las potencias firmes de todas las unidades de generación (Potencia Firme Total Colocada) sea inferior a la Máxima Demanda (MD) más la Reserva Firme Máxima (R_{fmax}), entonces la Reserva firme será igual a la Potencia Firme Total menos la Máxima Demanda (MD).

$$RF = PFC - MD$$

Donde RF representa la reserva firme, PFC la potencia firme colocada y MD la máxima demanda del sistema.

El Margen de Reserva Firme (MRF) es igual al cociente de la Reserva Firme (RF) entre la Máxima Demanda (MD).

$$MRF = \frac{RF}{MD}$$

y el factor de reserva firme será igual a:

$$FRF = 1 + MRF = 1 + \frac{RF}{MD}$$

3. El Precio de Potencia Garantizado (PPG) es igual al producto del Precio de Potencia en Barras de Generación (PPBg). Sin incluir el Peaje de Conexión, por el factor "C". El factor "C" es igual a:

$$C = \frac{(1 - A - B)}{1 + MRF}$$

$$PPG = C \times P PBg$$

Donde, el factor "A" representa la fracción del Ingreso Firme Variable y el factor "B" el incentivo a la contratación.

4. El Ingreso fijo es igual al producto de la Potencia Firme, colocada dentro de la Máxima Demanda (MD) más la Reserva Firme (RF), por el Precio de Potencia Garantizado (PPG).

El procedimiento del 1 al 4, se efectúa cada mes o en las oportunidades que varíen los costos de operación de las centrales. En caso que alguna unidad supere los límites de indisponibilidad permitidos, será colocada inmediatamente después de la última unidad.

Además del cálculo anterior, las unidades indisponibles y que reciben pago fijo por potencia firme, están sujetas a una penalidad por superar el límite de indisponibilidad permitido.

5.2.2 Ingreso Variable

El mecanismo para determinar el ingreso variable por potencia colocada en el sistema consta de 3 etapas:

La primera de ellas consiste en la determinación del monto total disponible a distribuir entre los generadores que operaron durante el mes;

La segunda, consiste en la determinación del precio horario de la potencia (PHP), y;

La tercera es el cálculo del ingreso variable para cada generador:

Procedimientos para determinar el monto total a repartir:

1. En primer lugar se determina la máxima demanda del sistema en cada una de las barras principales (MD), para el mes en evaluación.
2. Se determina el Precio de Potencia Adicional (PPA) en cada barra del sistema de transmisión donde se requiere efectuar el cálculo. Este precio viene expresado en US\$/kw-mes y será determinado multiplicando los Precios en Barra, sin incluir el peaje principal, por el factor "A", tal como lo muestra en la fórmula siguiente:

$$PPA = A \times PPBG$$

Donde el factor "A" representa la fracción del mercado de potencia asignado al despacho y "PPBG" es el precio de la Potencia en Barra sin incluir el peaje principal.

3. El monto variable total (MVT) es igual a la suma, en todas las barras "i", de los productos de los Precios de Potencia Adicional (PPA) por la Máxima Demanda (MDd_i) en cada Barra (i).

$$MVT = \sum PPA_i \times MDd_i$$

El Precio Horario de Potencia (PHP) refleja el precio de la capacidad para el sistema en cada hora. El PHP esta relacionado con un factor

constante (fijo durante el mes), y otro de distribución a lo largo de las horas (factor relacionado con la probabilidad de falla del sistema).

Procedimientos para determinar el precio horario de la potencia (PHP):

1. Se define los Factores de Distribución Horaria del Precio de la Potencia (FDHP_t) para cada una de las horas del día, para todos los días del año. Estos factores pueden estar clasificados por días laborables y no laborables y por meses de avenida y estiaje.

Los factores de distribución horaria del precio de la potencia (FDHP_t) están en función de la Probabilidad de Pérdida de la Demanda en cada hora (LOLP). Para los primeros 6 años, el MEM fijara dicho factor basado en criterios de eficiencia y en el LOLP de un sistema de generación económicamente adaptado. Un año antes de terminar la vigencia de los factores iniciales, el MEM fijara los nuevos valores que tendrán una vigencia mínima de 4 años.

2. Se multiplica la Demanda Horaria de cada Barra (D_{dt}) por el factor de distribución horaria del precio de la potencia (FDHP_t). La suma de estos productos para el periodo de cálculo (un mes) se denomina Factor de Ingresos Horarios (FIH).

$$FIH = FDHP_t \times D_{dt}$$

3. Se determina el factor constante del PHP (FCPHP) como el cociente del Monto Variable Total (MVT) entre el Factor de Ingresos Horarios (FIH).

$$FCPHP = \frac{MVT}{FIH}$$

4. El Precio Horario de la Potencia (PHP) en cada instante de tiempo "T" es igual al producto del Factor Constante del PHP (FCPHP) por el Factor de Distribución Horaria del precio de la potencia (FDHP_t) en ese instante.

$$PHP_T = FCPHP \times FDHP_t$$

5. El Precio Horario de la Potencia (PHP) puede ser ajustado para tomar en cuenta la distribución del precio a lo largo de la red de transmisión, manteniendo el principio de que el Monto Variable Total es único.

Procedimiento para calcular el ingreso variable por capacidad.

1. Como producto de la operación de las centrales, en un mes determinado, se definen las potencias despachadas por cada central "k" en cada hora "t" durante el periodo de cálculo (PDK_t).

2. El ingreso variable, en cada hora, (IVk_t) para una central determinada, es igual al producto de su potencia despachada (PDK_t) en esa hora por el precio horario de la potencia (PHP t), teniendo en cuenta la distribución del precio a lo largo de la red de transmisión.

3. El ingreso variable total de la central "k" (IVT_k) es igual a la suma de los ingresos variables horarios durante todo el periodo de cálculo.

$$IVk_t = PDK_t \times PHP_t$$

$$IVT_k = \sum IVk_t$$

5.3 Balance total:

Es igual a la suma algebraica de todos los montos individuales producto de cada uno de los procedimientos, es decir:

1. Ingresos fijos por venta de potencial firme.

2. Ingresos variables por potencial despachada.
3. Egreso por compra de potencia de sistema.
4. Saldo por ajuste del ingreso tarifario del SPT.
5. Ajuste del pago por capacidad, derivado de la transición del anterior al nuevo procedimiento.

5.4 Liquidación de la transferencia de potencia.

Tal como lo definido el actual reglamento de transferencias de potencias, la suma de las transferencias de potencias de todas las empresas es igual a cero, por lo que el método de asignación de notas de pago debe mantener el mismo criterio.

5.5 Ejemplo de cálculo para el pago de la potencia

Se tiene un Sistema Eléctrico de Potencia de 5 barras con una Máxima Demanda de 195MW, en el sistema se ha definido un Margen de Reserva de 50%, las características del Sistema de Potencia se muestran en la siguiente figura:

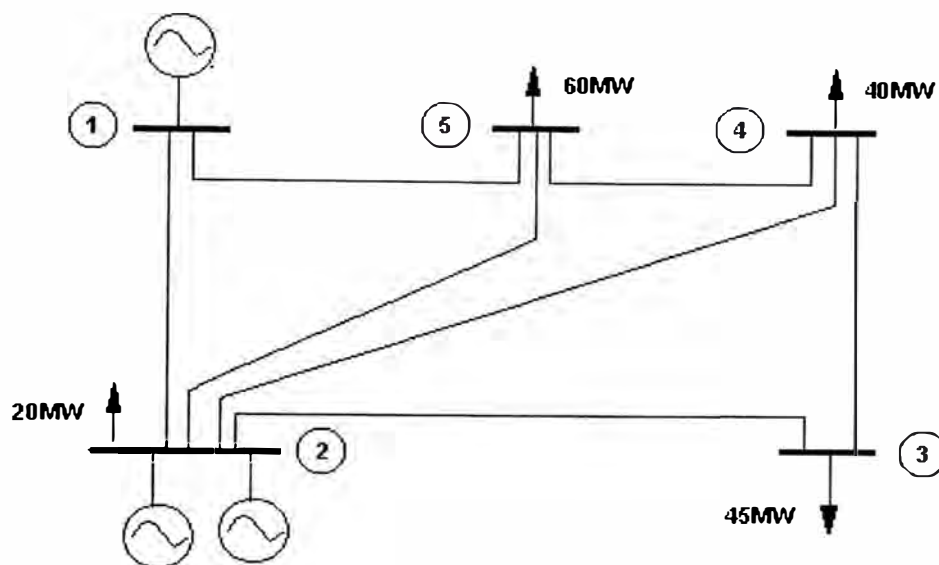


Figura N° 5.3 Sistema Eléctrico de Potencia de 5 barras

1. En el siguiente cuadro se muestra la valorización de la potencia consumida por los clientes en la MD mensual del Sistema

Cuadro N° 5.1

Egreso por la Compra de Potencia al Sistema

Máxima Demanda: 165
Factor Incentivo de Contratación: 4%

Punto de Suministro	Tensión (kV)	Precio Potencia en Barra de Facturación (S/./kW-Mes)	Precio de Compra de Potencia Mensual (1) (S/./kW-Mes)	Potencia Consumida por los Clientes (kW)	Potencia Consumida por los clientes de cada generador integrante (kW)		Egreso por Compra de Potencia (S/./Mes)	
					Empresa A	Empresa B	Empresa A	Empresa B
1	220	22.43	21.5328	0				
2	220	19.29	18.5184	20	20		370.368	
3	220	19.17	18.4032	45		45		828.144
4	220	19.38	18.6048	40		40		744.192
5	220	18.1	17.376	60	60		1042.56	
					80	85	1412.928	1572.336

2. Para la determinación de la potencia firme remunerable se presenta dos casos: si la MD+R es mayor que la Potencia Efectiva la potencia firme remunerable será igual a la potencia firme, en caso contrario la potencia firme remunerable se calculará mediante un flujo óptimo. El cuadro N°5.2, 5.3 y 5.4 muestran la secuencia de cálculo para el ejemplo considerado. Primeramente debemos de ubicar las potencias efectivas en orden creciente a sus costos variables, luego se determina la unidad cuya fracción de Pef colocada iguala a la MD+R. Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las potencias firmes de las unidades cuyas Pef igualan la MD+R, considerando para la última su potencia firme equivalente a la fracción de la Pef colocada por ella. Las ecuaciones del FRF se muestran en los cuadros respectivos

Cuadro N° 5.2

Determinación de la Potencia Firme Remunerable

Margen de Reserva (*)	50%
Máxima Demanda :	165
Reserva :	82.5
Máxima Demanda + Reserva	247.5
Potencia Efectiva Total	250

EMPRESA	Central	Unidad	Potencia Efectiva	Potencia Firme
Empresa A	CH1	GH1	100	99
Empresa B	CT1	GT1	75	74
		GT2	75	75
			250	248

CONDICION : Máxima Demanda + Reserva \leq Potencia Efectiva total
=> CORRER FLUJO OPTIMO

Cuadro N°5.3

Determinación de la Potencia Firme Remunerable

Factor de Reserva Firme = 1.503

Central	Unidad	Costo Variable (\$/kWh)	Potencia Efectiva (kW)	Potencia Efectiva Acumulada (kW)	Factor de Ingreso	Potencia Firme (kW)	Potencia Firme Colocada (kW)	Potencia Disponible (kW)
CH1	GH1	0	100	100	1	99	99	65.87
CT1	GT1	0.1217	75	175	1	74	74	49.23
	GT2	0.1538	75	250	1	75	75	49.90
							248	165

- Potencia Firme Colocada = Potencia Firme * factor de ingreso
- Factor de Reserva Firme = Potencia Firme Colocada / Máxima Demanda
- Potencia Disponible = Potencia Firme / Factor de Reserva Firme

Cuadro N°5.4

Determinación de la Potencia Firme Remunerable

Factor de Reserva Firme' = 1.503

Central	Unidad	Potencia Disponible (kW)	Potencia Disponible Despachada (kW)	Potencia Firme Remunerable (kW)
CH1	GH1	65.87	65.87	99
CT1	GT1	49.23	49.23	74
	GT2	49.90	49.90	75
			165.00	

- Factor de Reserva Firme' = Factor de Reserva Firme * Potencia Disponible Despachada Total / Máxima Demanda

3. Finalmente el ingreso disponible se distribuye en función de la potencia firme remunerable que a su vez ha sido calculado teniendo en cuenta las restricciones de capacidad en las redes de transmisión como se ha detallado en los pasos anteriores. El cuadro N°5.5 muestra el ingreso garantizado por potencia firme de cada unidad y de cada empresa respectivamente.

Cuadro N°5.5

Ingreso Garantizado por Potencia Firme

Ingreso Garantizado por potencia Firme (S/.): 2986.46
 Factor de Ajuste del Ingreso Garantizado 0.702

Central	Unidad	Potencia Firme Remunerable" (*) (kW)	Precio de Potencia Garantizado (S./kW-mes)	Ingreso Garantizado Preliminar (S/.)	Ingreso Garantizado por cada unidad (S/.)
CH1	GH1	99	16.68	1651.32	1158.57
CT1	GT1	74	16.68	1234.32	866.00
	GT2	75	18.28	1371	961.90
				4256.64	2986.464

Ingreso Garantizado por Potencia Firme por empresas

Empresa Generadora	Ingreso Garantizado por Potencia Firme (S/.)	Potencia Firme Remunerable Asociada (kW)
Empresa A	1158.57	99
Empresa B	1827.90	149
	2986.46	248

CONCLUSIONES

- 1) Los escenarios considerados en el cálculo de la potencia garantizada por la central de Huinco, que se obtuvieron con la consideración de los aportes de caudales de Marca II ($6\text{m}^3/\text{s}$) y Marca III ($2.5\text{m}^3/\text{s}$), son proyectos en ejecución que tienen como finalidad el incremento de los volúmenes de las lagunas en época de estiaje y, como consecuencias de la energía garantizada por la central.
- 2) El manejo eficiente de los recursos hídricos, por parte de las empresas de generación eléctrica, implicará el aumento de su energía garantizada y como consecuencia la confiabilidad para atender a la demanda eléctrica en épocas de estiaje, por lo tanto esto incentivará el concepto económico de mercado de generadores en un ambiente de competencia.
- 3) La suma de la potencia firme del Sistema no necesariamente debe ser igual a la Máxima Demanda (MD) del Sistema, ya que la potencia firme de cada máquina depende de los parámetros propios y no de su interrelación con las necesidades del Sistema.
- 4) La potencia firme de cada máquina que representa el límite real a ofertar por cada generador eficiente, debe incrementar la capacidad de contratación en el mercado regulado, es decir debe hacer atractivo los

contratos entre los generadores y distribuidores, desalentando las ventas de potencia en el mercado COES.

5) Los embalses de Edegel pueden ser considerados como reservorios estacionales con capacidad de regulación horaria puesto que el desplazamiento de las aguas reguladas utiliza un tiempo menor a 24 horas.

6) El gas de Camisea (Cusco) tendrá un impacto relevante sobre en el reparto de los ingresos por potencia del Sistema; ya que la potencia firme remunerable depende del despacho de potencia que se determina en función a los costos variables de las centrales.

7) El presente trabajo ha permitido entender el concepto de potencia firme de acuerdo a la definición dada en la Ley de Concesiones la cual indica que la potencia firme es una característica propia de cada unidad de generación y su valor depende de la garantía que ella ofrece de acuerdo a la disponibilidad de hidrología y de máquina. En método utilizado, al inicio de la aplicación de la Ley, para el cálculo de la potencia firme era sobre una base de repartición de la demanda entre las unidades mediante un algoritmo matemático complicado, la cual asignaba potencia firme irreales a máquinas que nunca iban a despachar. En el anexo N°4 (por ejemplo EDEGEL) se puede observar la disminución de la potencia firme de las unidades térmicas, esto se debe a que en el cálculo se ha considerado la disponibilidad real de cada unidad, por lo tanto el ingreso garantizado por potencia firme también será menor. (ver detalle anexo N°4)

RECOMENDACIONES

- 1) La autoridad competente debe definir procedimientos para calcular el caudal ecológico que deben proporcionar las centrales hidráulicas en la época de estiaje.
- 2) El criterio de reparto de mercado en función de la potencia garantizada por cada central, debe realizarse respetando el principio de balance de energía, es decir, la energía garantizada obtenida por simulación óptima debe igualarse a los aportes de energía garantizada por las centrales de pasada y de regulación.
- 3) Las horas de regulación aplicadas para el cálculo de la potencia garantizada por las centrales de regulación debe ser considerado del diagrama de carga típico diario del Sistema.
- 4) Los cambios en la actual legislación eléctrica vigente deben tener como finalidad crear un mercado de potencia dentro del COES que permita a los distribuidores contratar potencia con los generadores más eficientes y que ofrezcan los precios de potencia más atractivos para los distribuidores.
- 5) Se debe efectuar la batimetría verificada por la autoridad competente, de los embalses estacionales considerados como embalses con capacidad de regulación horaria con el fin de determinar el volumen exacto disponible ya que esto podría sobrestimar la energía garantizada por cada generador.

ANEXOS

ANEXO I

Fijación de las Tarifas en Barra

A continuación se presenta una descripción de los procedimientos utilizados para fijar las tarifas en barra con objeto de establecer una relación económica de causalidad con los correspondientes criterios que establece la Ley de Concesiones Eléctricas y su Reglamento.

La metodología a seguir para la fijación de las Tarifas en Barra está establecida, principalmente, en el Art. 47 de la Ley y en los Artículos 125 y 126 del Reglamento. La descripción de los procedimientos utilizados para fijar las Tarifas de Barra incluye, adicionalmente, la mención de los modelos o herramientas empleados en las simulaciones.

a) Precio básico de energía

- Se proyecta la demanda para los próximos 48 meses y se determina el programa de obras de generación y transmisión factibles de entrar en operación en dicho período.
- Se determina el programa de operación que minimiza la suma del costo actualizado de operación y racionamiento para el período del estudio, tomando en cuenta, entre otros: la hidrología, los embalses, los costos de combustible y la Tasa de Actualización determinada por la Ley. El indicador del costo de racionamiento está establecido por el Osinerg y, actualmente, asciende a 25 centavos de US\$ por kWh. La determinación del programa de operación utiliza el modelo de despacho de energía multinodal (PERSEO)

que usan hidrología de 36 años y optimizan la operación del sistema hidrotérmico con múltiples embalses en etapas mensuales.

- Se calculan los Costos Marginales de Corto Plazo esperados de energía del sistema para tres bloques de demanda (punta, media y base) representados mediante diagramas de duración mensual.

- Se determina el Precio Básico de la Energía por Bloques Horarios. Se consideran dos Bloques Horarios: punta y fuera de punta. El Precio Básico de la Energía para el Bloque Horario de Punta es el Costo Marginal de Corto Plazo calculado para el bloque de demanda en punta. El precio Básico de la Energía para el Bloque Horario Fuera de Punta se estima como un promedio ponderado de los Costos Marginales de Corto Plazo calculados para los bloques de demanda de media y de base.

b) Precio básico de la potencia

- Se determina el tipo de unidad generadora más económica para suministrar potencia adicional durante las horas de demanda máxima anual. Actualmente se considera como tal a una unidad a turbina de gas de 100 MW de potencia (ISO) ubicada en Lima y conectada a nivel de 220 kV.

- Se calcula la anualidad de la inversión en la unidad generadora comentada mediante el factor de recuperación de capital correspondiente a la Tasa de Actualización de Ley (actualmente 12%) y vida útil de 20 años. Para los equipos de conexión se considera vida útil de 30 años. Se expresa esta anualidad como costo unitario de capacidad estándar.

- Se determina el Costo Fijo Anual de Operación y Mantenimiento correspondiente a la unidad generadora comentada y se lo expresa como costo unitario de capacidad estándar.
- El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar se calcula como la suma de los costos unitarios de capacidad estándar de inversión y operación y mantenimiento.
- Se calcula el Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva como el Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar multiplicado por el factor de ubicación. Este factor es el cociente entre la potencia estándar de la unidad y su correspondiente potencia efectiva debida a su ubicación.
- Se determinan los factores que toman en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema los cuales son fijados cada 4 años por la Comisión, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento. Actualmente se considera 5% de Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y 19% de Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema.
- El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva multiplicado por los factores que toman en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema.

c) Cálculo de las tarifas en barra

- Se calcula para cada una de las barras del sistema un factor de pérdidas de potencia y un factor de pérdidas de energía en la transmisión.

- Se determina el Precio de Energía en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Energía correspondiente a cada Bloque Horario de energía por el respectivo factor de pérdidas de energía.

- Se determina el Precio de la Potencia de Punta en Barra, para cada una de las barras del sistema, multiplicando el Precio Básico de la Potencia en Punta por el respectivo factor de pérdidas de potencia, agregando a este producto el Peaje de Conexión.

d) Fijación de las Tarifas de Transmisión

La Fijación de las Tarifas de Transmisión considera la división del sistema de transmisión en dos partes: el Sistema Principal y los Sistemas Secundarios. El Sistema Principal permite a los generadores comercializar potencia y energía en cualquier barra de dicho sistema. Los Sistemas Secundarios permiten a los generadores conectarse al Sistema Principal o comercializar potencia y energía en cualquier barra de estos sistemas.

La tarifa correspondiente al Sistema Principal de Transmisión es regulada, cubre el Costo Total de Transmisión que está compuesto por la anualidad de la inversión más los costos estándares de operación y mantenimiento del Sistema Económicamente Adaptado y es pagada por los generadores. La anualidad de la inversión se calcula considerando el Valor Nuevo de Reemplazo (VNR) del Sistema Económicamente Adaptado, su vida útil y la Tasa de Actualización fijada por la Ley.

La tarifa correspondiente al Sistema Principal de Transmisión se recauda por dos vías complementarias: el Ingreso Tarifario y los Peajes de

Conexión. Esta escisión carece de importancia práctica porque, de todas maneras, el recaudo final debe ser igual al Costo Total de Transmisión. Los generadores que suministran electricidad a las barras ubicadas en el Sistema Secundario de Transmisión pagan a sus propietarios compensaciones por el uso de dichos sistemas en un monto acordado entre ellos y, en caso de discrepancia, la Comisión actúa como dirimente. Las compensaciones se establecen por unidad de energía transportada en el sentido del flujo preponderante de energía, deben cubrir el Costo Medio de eficiencia del Sistema Secundario de Transmisión y también se recaudan por dos fuentes: el peaje y el ingreso tarifario. Para los fines de análisis de las inversiones reconocidas en la tarifa aplicable al Sistema Secundario de Transmisión se supone que esta tarifa cubre exactamente su correspondiente Costo Total de Transmisión compuesto por el VNR y los costos estándares de operación y mantenimiento ya que, si este no fuera el caso, el generador o dueño del sistema solicitaría que la Comisión dirima la diferencia y ésta lo haría de acuerdo al criterio descrito.

ANEXO II
Caudales Naturales clasificados
para excedencias de 90, 95 y 98%

Los siguientes cuadros muestran los caudales naturales para:

Lado de lagunas:	Embalse	Qn1sh
	Escorrentía	Qn2sh, en Sheque
Lado Yuracmayo	Embalse	Qn1ta, en Yuracmayo
	Escorrentía	Qn2ta, en Tamboreque

ANEXO II
Caudales Naturales clasificados
para excedencias de 90, 95 y 98%

Los siguientes cuadros muestran los caudales naturales para:

Lado de lagunas:	Embalse	Qn1sh
	Escorrentía	Qn2sh, en Sheque
Lado Yuracmayo	Embalse	Qn1ta, en Yuracmayo
	Escorrentía	Qn2ta, en Tamboreque

CAUDAL NATURAL DE EMBALSE DE LAGUNAS: Qn1sh

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
1965	4.44	8.39	7.58	3.54	2.31	1.22	1.22	0.59	0.64	1.09	1.52	1.38
1966	6.50	4.13	4.96	2.95	1.85	2.38	1.13	0.90	0.96	2.37	2.11	6.12
1967	5.82	12.96	11.25	4.27	2.35	2.43	1.71	1.64	1.71	3.01	2.44	2.95
1968	5.69	4.58	6.48	2.25	1.38	1.27	1.12	0.93	1.06	1.61	2.77	2.01
1969	2.06	4.48	5.91	6.25	1.74	2.37	1.48	0.97	1.20	1.50	1.72	7.10
1970	14.21	6.58	5.44	5.15	3.43	2.15	1.96	0.79	2.42	1.33	1.16	1.96
1971	6.77	8.61	12.33	5.05	2.25	1.62	1.20	0.82	0.69	2.07	1.31	4.04
1972	8.23	6.59	14.60	7.70	2.72	1.75	1.17	1.40	1.52	2.01	1.89	3.94
1973	10.81	10.13	7.93	6.77	4.65	2.64	2.38	1.63	1.46	4.46	2.82	5.71
1974	9.54	14.08	2.50	3.48	2.20	1.45	1.31	0.98	1.27	1.27	1.88	2.85
1975	3.89	3.36	14.12	4.66	4.21	2.84	1.16	1.08	4.79	1.84	2.23	4.14
1976	8.52	12.02	9.22	4.66	1.60	3.01	1.68	1.60	1.48	1.19	1.16	2.38
1977	4.54	8.01	7.86	4.89	1.76	1.60	1.29	1.00	0.93	1.02	2.87	4.16
1978	3.08	12.63	10.21	5.00	1.22	1.46	1.25	1.24	1.50	1.71	1.75	1.85
1979	2.67	8.18	12.15	7.37	1.66	1.55	1.48	1.36	1.81	1.32	1.34	3.94
1980	5.79	5.82	5.81	7.52	1.66	1.10	1.38	1.11	1.66	3.17	4.02	6.20
1981	7.31	14.87	13.09	6.35	1.74	1.28	2.06	1.27	1.26	1.55	5.15	2.82
1982	6.83	10.69	8.78	6.88	1.70	1.36	1.24	1.11	1.21	1.48	2.59	5.34
1983	4.25	5.55	6.65	4.88	2.02	1.27	1.25	1.15	1.28	1.33	1.16	2.62
1984	4.86	13.70	17.79	8.01	3.44	1.52	1.41	1.19	1.30	1.16	1.29	5.30
1985	5.80	6.30	11.86	9.46	3.44	1.83	2.00	1.35	1.47	1.22	1.63	4.39
1986	8.82	12.75	9.65	9.07	3.73	1.87	2.01	1.08	1.12	1.14	1.41	3.18
1987	10.30	18.37	8.68	2.72	1.59	1.62	1.59	1.45	1.35	1.71	1.88	5.52
1988	5.75	11.33	6.62	7.77	3.59	1.39	1.44	1.19	1.16	1.41	2.97	2.01
1989	5.42	17.25	11.15	7.90	2.71	1.58	0.90	1.14	1.21	3.24	1.92	2.39
1990	5.51	2.71	3.67	3.37	1.24	1.44	1.22	0.99	1.00	2.24	6.62	4.38
1991	5.28	5.26	10.35	5.12	3.00	1.20	1.18	1.10	1.16	0.78	1.49	2.30
1992	3.25	2.24	5.01	3.23	1.16	1.26	1.16	1.11	0.96	1.46	1.32	1.34
1993	4.81	9.00	7.56	7.90	3.19	1.38	1.19	1.08	1.19	2.83	6.79	8.69
1994	11.40	15.50	11.98	7.06	3.17	1.69	1.32	1.09	1.13	0.98	1.76	1.97
1995	4.58	4.30	7.71	6.41	1.94	1.18	0.98	0.90	0.86	1.11	1.60	1.73
1996	7.57	9.36	8.78	6.65	2.43	1.21	0.91	0.94	0.85	0.97	1.20	2.37

CAUDAL NATURAL DE EMBALSE DE LAGUNAS: Qn1sh

Excedencia	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
3.1%	14.21	18.37	17.79	9.46	4.65	3.01	2.38	1.64	4.79	4.46	6.79	8.69
6.3%	11.4	17.25	14.60	9.07	4.21	2.84	2.06	1.63	2.42	3.24	6.62	7.10
9.4%	10.81	15.50	14.12	8.01	3.73	2.64	2.01	1.60	1.81	3.17	5.15	6.20
12.5%	10.3	14.87	13.09	7.90	3.59	2.43	2.00	1.45	1.71	3.01	4.02	6.12
15.6%	9.54	14.08	12.33	7.90	3.44	2.38	1.96	1.40	1.66	2.83	2.97	5.71
18.85	8.82	13.70	12.15	7.77	3.44	2.37	1.71	1.36	1.52	2.37	2.87	5.52
21.9%	8.52	12.96	11.98	7.70	3.43	2.15	1.68	1.35	1.50	2.24	2.82	5.34
25.0%	8.23	12.75	11.86	7.52	3.19	1.87	1.59	1.27	1.48	2.07	2.77	5.30
28.1%	7.57	12.63	11.25	7.31	3.17	1.83	1.48	1.24	1.47	2.01	2.59	4.39
31.3%	7.31	12.02	11.15	7.06	3.00	1.75	1.48	1.19	1.46	1.84	2.44	4.38
34.4%	6.83	11.33	10.35	6.88	2.72	1.69	1.44	1.19	1.35	1.71	2.23	4.16
37.5%	6.77	10.69	10.21	6.77	2.71	1.62	1.41	1.15	1.30	1.71	2.11	4.14
40.6%	6.5	10.13	9.65	6.65	2.43	1.62	1.38	1.14	1.28	1.61	1.92	4.04
43.8%	5.82	9.36	9.22	6.41	2.35	1.60	1.32	1.11	1.27	1.55	1.89	3.94
46.9%	5.8	9.00	8.78	6.35	2.31	1.58	1.31	1.11	1.26	1.50	1.88	3.94
50.0%	5.79	8.61	8.78	6.25	2.25	1.55	1.29	1.11	1.21	1.48	1.88	3.18
53.1%	5.75	8.39	8.68	5.15	2.20	1.52	1.25	1.10	1.21	1.46	1.76	2.95
56.3%	5.69	8.18	7.93	5.12	2.02	1.46	1.25	1.09	1.20	1.41	1.75	2.85
59.4%	5.51	8.01	7.86	5.05	1.94	1.45	1.24	1.08	1.19	1.33	1.72	2.82
62.5%	5.42	6.59	7.71	5.00	1.85	1.44	1.22	1.08	1.16	1.33	1.63	2.62
65.6%	5.28	6.58	7.58	4.89	1.76	1.39	1.22	1.08	1.16	1.32	1.60	2.39
68.8%	4.86	6.30	7.56	4.88	1.74	1.38	1.20	1.00	1.13	1.27	1.52	2.38
71.9%	4.81	5.82	6.65	4.66	1.74	1.36	1.19	0.99	1.12	1.22	1.49	2.37
75.0%	4.58	5.55	6.62	4.66	1.70	1.28	1.18	0.98	1.06	1.19	1.41	2.30
78.1%	4.54	5.26	6.48	4.27	1.66	1.27	1.17	0.97	1.00	1.16	1.34	2.01
81.3%	4.44	4.58	5.91	3.54	1.66	1.27	1.16	0.94	0.96	1.14	1.32	2.01
84.4%	4.25	4.48	5.81	3.48	1.60	1.26	1.16	0.93	0.96	1.11	1.31	1.97
87.5%	3.89	4.30	5.44	3.37	1.59	1.22	1.13	0.90	0.93	1.09	1.29	1.96
90.6%	3.23	4.13	5.01	3.23	1.38	1.21	1.12	0.90	0.86	1.02	1.20	1.85
93.8%	3.08	3.36	4.96	2.95	1.24	1.20	0.98	0.82	0.85	0.98	1.16	1.73
96.9%	2.67	2.71	3.67	2.72	1.22	1.18	0.91	0.79	0.69	0.97	1.16	1.38
100.0%	2.06	2.24	2.50	2.25	1.16	1.10	0.90	0.59	0.64	0.78	1.16	1.34
90.0%	3.38	4.16	5.10	3.26	1.42	1.21	1.12	0.90	0.88	1.04	1.22	1.87
95.0%	2.91	3.10	4.44	2.86	1.23	1.19	0.95	0.81	0.78	0.97	1.16	1.59
98.0%	2.45	2.54	3.25	2.55	1.20	1.15	0.90	0.72	0.67	0.90	1.16	1.37

CAUDAL NATURAL DE EMBALSE DE LAGUNAS: Qn2sh

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
1965	4.18	14.89	13.15	5.55	4.69	3.17	3.17	2.29	2.36	2.99	3.58	5.51
1966	14.81	11.46	12.73	8.36	3.76	4.83	3.05	2.73	2.80	4.82	5.11	6.49
1967	5.50	28.46	25.74	8.55	5.24	2.57	3.91	4.47	4.66	6.77	5.72	4.74
1968	5.76	4.08	8.19	6.05	2.81	1.37	1.50	1.21	1.56	1.82	3.31	3.34
1969	2.84	8.51	10.70	11.03	4.76	2.10	2.15	2.55	2.50	2.83	4.44	15.48
1970	22.43	11.16	10.86	10.44	7.72	4.17	3.53	3.00	4.39	5.48	4.21	10.01
1971	13.56	17.92	25.02	13.99	6.90	4.18	3.12	3.47	3.31	2.87	2.70	6.85
1972	17.85	14.92	30.54	18.21	7.34	5.11	3.93	2.82	2.75	3.47	2.72	8.90
1973	19.59	26.65	24.97	20.00	7.90	4.88	4.02	2.54	4.06	4.94	6.18	12.57
1974	14.65	16.50	19.66	9.35	3.73	4.78	3.66	3.49	3.19	4.33	3.24	4.72
1975	8.42	8.76	23.62	9.98	6.73	4.60	3.30	3.14	4.97	2.98	4.06	2.50
1976	10.26	17.54	15.53	8.87	4.18	4.05	3.19	3.07	2.89	2.45	2.28	2.99
1977	6.11	22.36	13.44	8.07	6.30	2.99	2.75	2.72	1.95	3.81	7.35	6.97
1978	7.76	17.57	9.75	6.16	4.40	3.13	2.13	2.42	2.00	3.81	2.96	6.03
1979	4.68	16.91	21.74	10.69	4.89	2.81	2.84	2.66	4.79	2.28	2.05	1.01
1980	8.46	7.04	12.84	8.98	4.12	3.33	2.23	1.29	3.53	2.89	6.52	7.38
1981	10.03	27.38	21.58	9.30	5.02	4.32	3.86	2.33	2.45	4.71	6.22	9.23
1982	8.48	28.51	11.69	6.10	5.64	2.86	2.90	5.15	2.36	4.29	6.95	5.69
1983	8.84	5.09	13.00	13.24	4.65	4.57	2.31	2.10	2.51	2.37	2.19	6.56
1984	9.36	38.15	24.61	15.00	7.80	5.19	3.16	2.83	3.42	5.17	4.97	12.84
1985	7.71	13.18	17.79	14.07	6.88	5.12	4.31	2.67	2.96	2.03	3.34	8.37
1986	17.29	18.60	24.46	18.53	9.11	5.99	2.24	2.94	3.11	3.20	3.44	6.26
1987	17.83	17.88	10.81	5.55	3.58	2.15	2.65	2.10	1.63	2.76	3.61	8.48
1988	14.31	20.27	11.74	14.19	6.67	4.52	2.98	1.82	1.75	2.70	1.77	3.12
1989	15.25	23.67	21.46	14.72	6.92	3.34	3.33	1.74	2.30	3.96	4.84	1.16
1990	9.80	5.49	6.01	4.16	1.81	4.39	1.58	0.98	2.25	3.21	9.94	8.61
1991	7.76	9.41	18.56	8.32	6.97	3.98	3.49	1.91	2.18	3.33	3.60	3.06
1992	5.79	3.02	8.19	5.94	3.30	1.74	1.75	1.76	1.10	3.14	1.91	2.02
1993	7.91	15.23	18.02	12.29	7.13	2.94	2.67	2.22	2.64	4.18	10.35	15.47
1994	18.12	19.94	18.97	19.17	10.18	6.67	4.03	3.03	3.61	2.89	4.90	6.19
1995	9.73	8.18	13.03	12.47	4.91	3.20	2.78	2.63	2.48	2.58	5.08	7.70
1996	13.81	21.04	18.17	13.18	6.14	3.65	2.69	3.09	2.64	2.70	3.87	4.01

CAUDAL NATURAL DE EMBALSE DE LAGUNAS : Qn2sh

Excedencia	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
3.1%	22.43	32.15	30.54	20.00	10.18	6.67	4.31	5.15	4.97	6.77	10.35	15.48
6.3%	19.59	28.51	25.74	19.17	9.11	5.99	4.03	4.47	4.79	5.48	9.94	15.47
9.4%	18.12	28.46	25.02	18.53	7.90	5.19	4.02	3.49	4.66	5.17	7.35	12.84
12.5%	17.85	27.38	24.97	18.21	7.80	5.12	3.93	3.47	4.39	4.94	6.95	12.57
15.6%	17.83	26.65	24.61	15.00	7.72	5.11	3.91	3.14	4.06	4.82	6.52	10.01
18.80%	17.29	23.67	24.46	14.72	7.34	4.88	3.86	3.09	3.61	4.71	6.22	9.23
21.9%	15.25	22.36	23.62	14.19	7.13	4.83	3.66	3.07	3.53	4.33	6.18	8.90
25.0%	14.81	21.04	21.74	14.07	6.97	4.78	3.53	3.03	3.42	4.29	5.72	8.61
28.1%	14.65	20.27	21.58	13.99	6.92	4.60	3.49	3.00	3.31	4.18	5.11	8.48
31.3%	14.31	19.94	21.46	13.24	6.90	4.57	3.33	2.94	3.19	3.96	5.08	8.37
34.4%	13.81	18.60	19.66	13.78	6.88	4.52	3.30	2.83	3.11	3.81	4.97	7.70
37.5%	13.56	17.92	18.97	12.47	6.73	4.39	3.19	2.82	2.96	3.81	4.90	7.38
40.6%	10.26	17.88	18.56	12.29	6.67	4.32	3.17	2.73	2.89	3.47	4.84	6.97
43.8%	10.03	17.57	18.17	11.03	6.30	4.18	3.16	2.72	2.8	3.33	6.56	6.85
46.9%	9.80	17.54	18.02	10.69	6.14	4.17	3.12	2.67	2.75	3.21	6.49	6.56
50.0%	9.73	16.91	17.79	10.44	5.64	4.05	3.05	2.66	2.64	3.20	6.26	6.49
53.1%	9.36	16.50	15.53	9.98	5.24	3.98	2.98	2.63	2.64	3.14	6.19	6.26
56.3%	8.84	15.23	13.44	9.35	5.02	3.65	2.9	2.55	2.51	2.99	3.61	6.19
59.4%	8.48	14.92	13.15	9.30	4.91	3.34	2.84	2.54	2.5	2.98	3.60	6.03
62.5%	8.46	14.89	13.03	8.98	4.89	3.33	2.78	2.42	2.48	2.89	3.58	5.69
65.6%	8.42	13.18	13.00	8.87	4.76	3.20	2.75	2.33	2.45	2.89	3.44	5.51
68.8%	7.91	11.46	12.84	8.55	4.69	3.17	2.69	2.29	2.36	2.87	3.34	4.74
71.9%	7.76	11.16	12.73	8.36	4.65	3.13	2.67	2.22	2.36	2.83	3.31	4.72
75.0%	7.76	9.41	11.74	8.32	4.40	2.99	2.65	2.10	2.3	2.76	3.24	4.01
78.1%	7.71	8.76	11.69	8.07	4.18	2.94	2.31	2.10	2.25	2.70	2.96	3.34
81.3%	6.11	8.51	10.86	6.16	4.12	2.86	2.24	1.91	2.18	2.70	2.72	3.12
84.4%	5.79	8.18	10.81	6.10	3.76	2.81	2.23	1.82	2.00	2.58	2.70	3.06
87.5%	5.76	7.04	10.70	6.05	3.73	2.57	2.15	1.76	1.95	2.45	2.28	2.99
90.6%	5.50	5.49	9.75	5.94	3.58	2.15	2.13	1.74	1.75	2.37	2.19	2.50
93.8%	4.68	5.09	8.19	5.55	3.30	2.10	1.75	1.29	1.63	2.28	2.05	2.02
96.9%	4.18	4.08	8.19	5.55	2.81	1.74	1.58	1.21	1.56	2.03	1.91	1.16
100.0%	2.84	3.02	6.01	4.16	1.81	1.37	1.50	0.98	1.10	1.82	1.77	1.01
90.0%	5.55	5.80	9.94	5.96	3.61	2.24	2.13	1.75	1.79	2.39	2.21	2.60
95.0%	4.48	4.69	8.19	5.55	3.10	1.96	1.68	1.26	1.61	2.18	1.99	1.68
98.0%	3.70	3.70	7.40	5.05	2.45	1.61	1.55	1.13	1.40	1.96	1.86	1.11

CAUDAL NATURAL EMBALSE YURACMAYO: Qn1ta

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
1965	3.20	7.20	6.70	3.10	1.00	0.75	0.85	0.61	0.63	0.85	1.06	1.70
1966	2.96	5.30	6.70	3.10	0.90	0.70	0.80	0.40	0.63	1.20	1.04	1.60
1967	5.40	9.80	6.52	4.90	1.40	0.60	0.60	0.50	0.60	2.80	1.50	1.70
1968	3.70	4.40	4.90	2.40	1.10	0.70	0.50	0.40	0.60	1.30	3.80	3.20
1969	1.70	3.60	6.10	5.60	2.10	1.10	0.90	0.70	0.90	1.10	1.50	5.40
1970	7.90	4.30	3.10	3.10	1.60	0.50	0.40	0.40	0.90	1.00	0.80	3.50
1971	4.60	5.40	5.40	3.50	0.80	0.50	0.30	0.40	0.40	0.60	0.60	3.50
1972	4.40	2.90	8.43	5.20	1.83	1.06	0.86	0.30	0.50	0.70	0.80	2.27
1973	5.35	5.92	5.82	4.13	1.37	0.75	0.61	0.56	0.60	0.90	1.25	2.91
1974	4.39	5.42	4.99	3.02	1.17	0.84	0.63	0.61	0.62	0.75	0.86	1.40
1975	3.15	3.36	6.60	3.50	2.58	1.27	0.98	0.91	1.20	1.26	1.49	2.48
1976	5.91	8.80	7.97	3.53	1.46	0.99	0.75	0.73	0.87	1.00	0.98	1.45
1977	2.21	5.95	7.05	2.36	1.69	0.86	0.77	0.78	0.84	0.86	3.95	3.26
1978	4.92	9.57	4.33	2.18	1.12	0.88	0.81	0.74	0.83	1.03	1.49	2.71
1979	1.85	9.43	10.13	4.11	1.44	0.96	0.84	0.82	0.86	0.91	1.07	1.19
1980	4.37	3.87	4.81	2.70	1.11	0.93	0.82	0.78	0.66	1.78	2.56	3.58
1981	4.42	7.15	6.13	3.15	1.02	0.74	0.68	0.65	0.64	0.88	1.75	2.99
1982	3.78	7.30	3.47	0.73	0.63	0.60	0.59	0.58	0.68	1.02	1.84	1.84
1983	2.07	1.90	2.96	3.59	1.97	1.32	0.95	0.92	0.60	0.60	0.61	0.96
1984	1.00	7.12	6.36	4.67	2.33	1.23	0.89	0.82	0.81	0.75	1.91	4.36
1985	3.62	4.61	5.61	4.86	1.98	1.21	0.78	0.67	0.79	0.73	1.01	2.16
1986	5.42	5.88	5.66	4.58	2.26	0.91	0.76	0.64	0.88	0.71	2.36	1.72
1987	2.31	4.42	3.42	4.78	1.53	0.67	0.61	0.59	0.59	0.63	1.02	2.69
1988	3.73	4.52	3.71	4.60	1.81	1.18	0.93	0.90	0.91	0.99	1.10	1.90
1989	4.84	6.95	7.02	4.67	2.15	1.41	1.00	0.85	0.85	1.09	1.15	1.11
1990	2.99	2.04	1.77	1.45	1.20	0.98	0.75	0.67	0.67	1.15	2.04	2.36
1991	2.35	2.84	6.32	2.72	1.84	1.21	0.89	0.76	0.82	0.86	1.00	1.14
1992	1.95	1.52	2.42	1.77	1.19	0.95	0.77	0.70	0.78	1.02	0.98	1.16
1993	3.08	5.15	5.70	3.08	2.01	1.23	0.92	0.79	0.80	1.13	2.98	5.24
1994	5.79	7.95	7.59	5.63	2.90	1.76	1.22	0.95	0.99	1.01	1.36	1.64
1995	2.09	2.04	2.90	0.96	0.16	0.16	0.72	0.45	0.50	0.60	0.83	1.02
1996	2.80	3.93	2.82	2.09	1.95	1.38	1.11	0.43	0.49	0.48	0.79	1.15

CAUDAL NATURAL EMBALSE YURACMAYO: Qn1ta

Excedencia	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
3.1%	7.90	9.80	10.13	5.63	2.9							
6.3%	5.91	9.57	8.43	5.60	2.58	1.41	1.11	0.92	1.00	2.80	3.80	
9.4%	5.79	9.43	7.97	5.20	2.33	1.38	1.00	0.91	0.99	1.78	2.98	5.24
12.5%	5.42	8.80	7.59	4.90	2.26	1.32	0.98	0.90	0.91	1.30	2.56	4.36
15.6%	5.40	7.95	7.05	4.86	2.15	1.27	0.95	0.90	0.90	1.26	2.50	3.58
18.8%	5.35	7.30	7.02	4.67	2.10	1.23	0.93	0.85	0.90	1.15	2.36	3.50
21.9%	4.92	7.15	6.70	4.67	2.01	1.23	0.92	0.82	0.88	1.13	2.04	3.50
25.0%	8.84	7.12	6.60	4.60	1.98	1.21	0.91	0.82	0.87	1.10	1.91	3.26
28.1%	4.60	6.95	6.52	4.58	1.97	1.21	0.90	0.79	0.86	1.09	1.84	3.20
31.3%	4.42	5.95	6.36	4.13	1.95	1.18	0.89	0.78	0.85	1.03	1.75	2.99
34.4%	4.40	5.92	6.32	4.11	1.84	1.10	0.89	0.78	0.84	1.02	1.50	2.91
37.5%	4.39	5.88	6.13	3.59	1.83	1.06	0.86	0.76	0.83	1.02	1.50	2.71
40.6%	4.37	5.42	6.10	3.53	1.81	0.99	0.84	0.74	0.82	1.01	1.49	2.69
43.8%	3.78	5.40	5.82	3.50	1.69	0.98	0.82	0.73	0.81	1.00	1.49	2.48
46.9%	3.73	5.30	5.70	3.50	1.60	0.96	0.81	0.70	0.80	1.00	1.36	2.36
50.0%	3.70	5.15	5.66	3.15	1.53	0.95	0.80	0.70	0.79	0.99	1.25	2.27
53.1%	3.62	4.75	5.61	3.10	1.46	0.93	0.78	0.67	0.78	0.91	1.15	2.16
56.3%	3.15	4.61	5.40	3.10	1.44	0.91	0.77	0.67	0.68	0.90	1.10	1.90
59.4%	3.08	4.52	4.99	3.08	1.44	0.91	0.77	0.65	0.67	0.88	1.07	1.84
62.5%	2.99	4.42	4.90	3.02	1.40	0.88	0.76	0.64	0.66	0.86	1.06	1.72
65.6%	2.96	4.40	4.81	2.72	1.37	0.86	0.75	0.61	0.64	0.86	1.02	1.70
68.8%	2.80	4.30	4.33	2.70	1.20	0.84	0.75	0.61	0.63	0.85	1.01	1.64
71.9%	2.35	3.93	4.23	2.40	1.19	0.75	0.72	0.59	0.62	0.75	1.00	1.45
75.0%	2.31	3.87	3.71	3.36	1.17	0.74	0.68	0.58	0.60	0.75	0.98	1.42
78.1%	2.21	3.60	3.47	2.18	1.12	0.70	0.63	0.56	0.60	0.73	0.98	1.40
81.3%	2.09	3.36	3.42	2.09	1.11	0.70	0.61	0.50	0.60	0.71	0.86	1.19
84.4%	2.07	2.90	3.10	1.87	1.10	0.67	0.61	0.45	0.60	0.70	0.83	1.16
87.5%	1.95	2.84	2.96	1.78	1.02	0.60	0.60	0.43	0.59	0.63	0.80	1.15
90.6%	1.85	2.04	2.90	1.77	0.90	0.60	0.59	0.40	0.50	0.60	0.80	1.14
93.8%	1.77	2.04	2.82	1.45	0.80	0.50	0.50	0.40	0.50	0.60	0.79	1.11
96.9%	1.70	1.90	2.42	0.96	0.63	0.50	0.40	0.40	0.49	0.60	0.61	1.02
100.0%	1.00	1.52	1.77	0.73	0.16	0.16	0.30	0.30	0.40	0.48	0.60	0.96
90.0%	1.87	2.20	2.91	1.77	0.92	0.60	0.59	0.41	0.52	0.61	0.80	1.14
95.0%	1.74	1.98	2.66	1.25	0.73	0.50	0.46	0.40	0.50	0.60	0.72	1.07
98.0%	1.45	1.76	2.19	0.88	0.46	0.38	0.36	0.36	0.46	0.56	0.60	1.00

CAUDAL NATURAL DE ESCORRENTIA EN TAMBOEREQUE: Qn2ta

AÑO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
1965	9.43	22.11	19.90	9.84	8.02	5.76	5.76	4.46	4.57	5.50	6.38	7.30
1966	14.47	10.98	15.95	9.46	8.79	8.99	5.66	4.97	5.01	5.97	7.21	7.50
1967	8.69	34.68	29.65	14.08	10.17	10.97	8.22	5.46	5.25	6.15	6.60	7.21
1968	9.31	8.53	12.71	8.10	6.90	7.30	5.27	4.20	4.22	4.85	4.44	6.93
1969	6.50	9.22	14.84	11.23	6.57	5.97	4.68	4.26	4.05	5.00	5.59	14.96
1970	32.61	18.34	15.81	12.84	10.89	8.64	7.01	5.91	6.84	7.62	7.52	11.06
1971	16.27	20.47	34.95	15.26	9.65	7.67	6.41	5.49	5.50	6.30	6.32	9.17
1972	14.55	23.02	42.63	25.08	11.02	8.15	6.98	6.50	6.52	7.17	7.39	9.24
1973	23.03	31.46	32.39	27.84	12.96	9.48	7.63	6.63	6.65	7.90	9.23	17.94
1974	26.67	29.38	31.45	20.97	11.23	9.30	7.27	6.06	6.03	5.94	7.12	7.75
1975	10.28	13.31	31.32	17.27	10.93	8.07	5.74	5.64	6.52	6.09	7.23	8.32
1976	19.78	29.06	26.91	16.19	10.59	8.49	6.28	5.84	5.96	6.48	8.02	10.21
1977	11.55	29.00	19.00	12.93	10.31	7.46	6.10	5.40	5.76	6.71	10.56	10.18
1978	14.62	22.88	15.88	11.11	8.99	7.15	6.33	5.36	6.03	6.72	8.21	9.45
1979	8.82	21.09	23.81	14.12	8.69	6.89	5.82	5.29	5.91	6.15	6.66	7.61
1980	11.22	12.32	13.94	11.27	7.96	6.44	5.21	4.78	5.46	9.21	8.98	10.94
1981	16.01	35.39	31.53	14.55	10.17	7.63	6.25	5.72	5.23	7.27	9.45	11.96
1982	17.22	37.60	24.06	16.82	10.22	6.70	5.80	5.01	4.77	6.23	9.73	9.72
1983	10.67	9.95	14.48	17.18	10.26	7.49	5.93	5.78	6.26	7.21	7.03	15.09
1984	14.97	37.26	32.11	21.61	12.63	10.08	6.77	5.18	5.54	8.40	9.27	18.25
1985	10.76	17.63	25.86	23.04	10.76	7.87	4.98	5.14	5.29	5.34	6.03	11.09
1986	24.79	31.17	32.87	25.92	17.97	9.90	7.87	6.45	5.61	6.02	6.68	11.87
1987	27.27	28.07	19.71	11.21	8.41	7.53	6.34	6.24	6.19	7.01	8.73	11.24
1988	19.00	28.16	21.43	21.48	9.58	6.92	5.83	5.69	5.72	6.09	6.53	9.96
1989	22.49	31.49	31.78	21.75	11.02	7.88	6.14	5.49	5.50	6.50	6.79	6.58
1990	14.63	10.55	9.40	8.03	6.98	6.04	5.08	4.71	4.73	6.77	10.54	11.91
1991	11.87	13.95	28.77	13.44	9.73	7.04	5.66	5.13	5.36	5.51	6.15	6.72
1992	10.16	8.32	12.19	9.40	6.95	5.90	5.13	4.83	5.21	6.21	6.02	6.80
1993	14.97	23.78	26.13	14.98	10.43	7.10	5.79	5.21	5.29	6.70	14.57	24.21
1994	26.54	35.75	34.19	25.85	14.22	9.34	7.06	5.90	6.09	6.18	7.68	8.86
1995	14.44	13.50	19.75	16.48	9.85	7.08	4.93	4.37	4.42	4.86	7.02	8.85
1996	17.55	27.46	27.11	24.57	10.18	7.75	6.58	6.79	6.48	6.52	6.64	8.09

CAUDAL NATURAL DE ESCORRENTIA EN TAMBOREQUE: Qn2ta

Excedencia	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SET	OCT	NOV	DIC
3.1%	32.61	37.60	42.63	27.84	17.97	10.97	8.22	6.79	6.84	9.21	10.80	16.50
6.3%	27.27	37.26	34.95	25.92	14.22	10.08	7.87	6.63	6.65	8.40	10.60	16.10
9.4%	26.67	35.75	34.19	25.85	12.96	9.90	7.63	6.50	6.52	7.90	10.54	15.60
12.5%	26.54	35.39	32.87	25.08	12.63	9.48	7.27	6.45	6.52	7.62	9.73	15.09
15.6%	24.79	34.68	32.39	24.57	11.23	9.34	7.06	6.24	6.48	7.27	9.45	14.96
18.8%	23.03	31.49	32.11	23.04	11.02	9.30	7.01	6.06	6.26	7.21	9.27	11.96
21.9%	22.49	31.46	31.78	21.75	11.02	8.99	6.98	5.91	6.19	7.17	93.23	11.92
25.0%	19.78	31.17	31.53	21.61	10.93	8.64	6.77	5.90	6.09	7.01	8.98	11.87
28.1%	19.00	29.38	31.45	21.48	10.89	8.49	6.58	5.84	6.03	6.77	8.73	11.24
31.3%	17.55	29.06	31.32	20.97	10.76	8.15	6.41	5.78	6.03	6.72	8.21	11.09
34.4%	17.22	28.16	29.65	12.27	10.59	8.07	6.34	5.72	5.96	6.71	8.02	11.06
37.5%	16.27	28.07	28.77	17.18	10.43	7.88	6.33	5.69	5.91	6.70	7.68	10.94
40.6%	16.01	27.46	27.11	16.82	10.31	7.87	6.28	5.64	5.76	6.52	7.52	10.21
43.8%	14.97	26.00	26.91	16.48	10.26	7.75	6.25	5.49	5.72	6.50	7.39	10.18
46.9%	14.97	23.78	26.13	16.19	10.22	7.67	6.14	5.49	5.61	6.48	7.23	9.96
50.0%	14.63	23.02	25.86	15.26	10.18	7.63	6.10	5.46	5.54	6.30	7.21	9.72
53.1%	14.62	22.88	24.06	14.98	10.17	7.53	5.93	5.40	5.50	6.23	7.12	9.57
56.3%	14.55	22.11	23.81	14.55	10.17	7.49	5.83	5.36	5.50	6.21	7.03	9.45
59.4%	14.74	21.09	21.43	14.12	9.85	7.46	5.82	5.29	5.46	6.18	7.02	9.24
62.5%	14.44	20.47	19.90	14.08	9.73	7.30	5.8	5.21	5.36	6.15	6.79	9.17
65.6%	11.87	18.34	19.75	13.44	9.65	7.15	5.79	5.18	5.29	6.15	6.68	8.86
68.8%	11.55	17.63	19.71	12.93	9.58	7.10	5.76	5.14	5.29	6.09	6.66	8.85
71.9%	11.22	13.95	19.00	12.84	8.99	7.08	5.74	5.13	5.25	6.09	6.64	8.32
75.0%	10.76	13.50	15.95	11.27	8.79	7.04	5.66	5.01	5.23	6.02	6.60	8.09
78.1%	10.67	13.31	15.88	11.23	8.69	6.92	5.66	4.97	5.21	5.97	6.53	7.93
81.3%	10.28	12.32	15.81	11.21	8.41	6.89	5.27	4.83	5.01	5.94	6.38	7.75
84.4%	10.16	10.98	14.84	11.11	8.02	6.70	5.21	4.78	4.77	5.51	6.32	7.61
87.5%	9.43	10.55	14.48	9.84	7.96	6.44	5.13	4.71	4.73	5.5	6.15	7.21
90.6%	9.31	9.95	13.94	9.46	6.98	6.04	5.08	4.46	4.57	5.34	6.03	6.93
93.8%	8.82	9.22	12.71	9.40	6.95	5.97	4.98	4.37	4.42	5.00	6.02	6.8
96.9%	8.69	8.53	12.19	8.10	6.90	5.90	4.93	4.26	4.22	4.86	5.59	6.72
100.0%	6.50	8.32	9.40	8.03	9.57	5.76	4.68	4.20	4.05	4.85	4.44	6.58
90.0%	9.33	10.07	14.05	9.53	7.18	6.12	5.09	4.51	4.60	5.37	6.06	6.99
95.0%	8.77	8.94	12.50	8.88	6.93	5.94	4.96	4.33	4.34	4.94	5.85	6.77
98.0%	7.90	8.45	11.08	8.08	6.78	5.85	4.84	4.24	4.16	4.86	5.18	6.67

ANEXO III
Modificaciones de la Ley y Reglamento
(Potencia Firme)

LEY (Anexo de la Ley: Definiciones)

<p>12. Potencia firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora en las horas de punta con alta seguridad, con una probabilidad superior o igual a la que defina el Reglamento. En cada COES, la suma de la potencia firme de sus integrantes no podrá exceder a la máxima demanda del sistema interconectado.</p>	<p>12. Potencia firme: Es la potencia que puede suministrar cada unidad generadora con alta seguridad de acuerdo a lo que defina el Reglamento. Definición modificada mediante Ley N° 26980 publicada en el Diario Oficial con fecha 27.09.98.</p>
---	--

REGLAMENTO

<p>Artículo 22°. Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 15° de la Ley, el Consejo Directivo deberá: a) : i)</p>	<p>Artículo 22°. Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 15° de la Ley, el Consejo Directivo deberá: a) : i) j) Fijar el Margen de Reserva Firme Objetivo de cada Sistema Eléctrico donde exista un COES y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el Artículo 126° del Reglamento. Inciso agregado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99</p>
--	---

<p>Artículo 23°. Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 18° de la Ley, la Secretaría Ejecutiva deberá:</p> <p>a) : : d)</p>	<p>Artículo 23°. Adicionalmente a las funciones señaladas en el Artículo 18° de la Ley, la Secretaría Ejecutiva deberá:</p> <p>a) : d) e) Evaluar el Margen de Reserva Firme Objetivo y la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta a que se refiere el inciso j) del artículo anterior.</p> <p>Inciso agregado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99.</p>
<p>Artículo 91°. La Dirección de Operaciones es el órgano ejecutivo del COES y tendrá las siguientes funciones:</p> <p>a) : f).... g) Determinar y valorizar las transferencias de potencia firme entre integrantes a precios de Potencia de Punta en barras;</p>	<p>Artículo 91°. La Dirección de Operaciones es el órgano ejecutivo del COES y tendrá las siguientes funciones:</p> <p>a) : f) g) Determinar y valorizar las transferencias de potencia entre los generadores integrantes;</p> <p>Inciso modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99. El anterior inciso del D.S. 009-93-EM</p>
<p>Artículo 101°. Ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias y, las que tenga contratada con terceros, pertenezca o no al COES.</p>	<p>Artículo 101°. Para la celebración de contratos con usuarios finales, no será requisito que los integrantes del COES hayan contratado previamente la potencia firme con terceros, sin embargo el integrante que haya superado su potencia firme propia, podrá contratarla con terceros o asumir las transferencias, conforme lo establecido en el Artículo 113 del Reglamento.</p> <p>Modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 02-94-EM de fecha 11.01.94.</p>

	<p>Artículo 101°. Ningún integrante del COES podrá contratar con sus usuarios, más potencia y energía firme que las propias y, las que tenga contratada con terceros pertenezca o no al COES.</p> <p>Modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 043-94-EM de fecha 28.10.94.</p>
<p>Artículo 109°. La transferencia total de potencia de punta entre un integrante del COES y el resto será igual a la diferencia entre su demanda de potencia de punta y su Potencia firme. La demanda de potencia de punta de un integrante será calculada por el COES, considerando la demanda media horaria bruta comprometida con sus clientes en las horas de punta anual del sistema eléctrico, las pérdidas de transmisión y una estimación del factor de diversidad. Por hora de punta se entenderá aquella hora del año en la cual se produce la demanda máxima de potencia del sistema eléctrico. La máxima demanda media horaria de potencia del sistema eléctrico, así como el período más probable de ocurrencia de la hora de punta, serán estimados por el COES antes del primero de enero de cada año. La Potencia firme de un integrante será calculada como la suma de las potencias firmes de sus propias unidades generadoras y la de aquellas que tenga contratadas con terceros.</p>	<p>Artículo 109°. El valor económico de la transferencia de potencia entre los generadores integrantes de un COES será determinado tomando en cuenta :</p> <ul style="list-style-type: none"> a) Ingresos Garantizados por Potencia Firme requerida por el Sistema; b) Ingresos Adicionales por Potencia Generada en el Sistema y; c) Egresos por Compra de Potencia al Sistema. <p>El valor económico de la transferencia de potencia es igual al Ingreso por Potencia, constituido por la suma de los ingresos señalados en a) y b), menos los egresos señalado en c). Dicho valor se constituirá en el saldo neto mensual acreedor o deudor de cada integrante. Todos los cálculos se efectuarán mensualmente y serán definitivos. En aquellos casos que involucren supuestos o variables determinados posteriormente al mes del cálculo, deberán contemplarse procedimientos de recálculo. Cada integrante que obtenga un saldo neto mensual negativo, pagará dicha cantidad, dentro de los siete (7) días calendario del mes siguiente, a todos los integrantes del que tengan saldo positivo, en la proporción en que cada uno de éstos participe en el saldo positivo total del mes. El COES propondrá al Ministerio los</p>

	<p>procedimientos necesarios para llevar a cabo la valorización de las transferencias de potencia.</p> <p>Artículo modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99</p> <p>La modificación hecha a este Artículo, se aplica a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo.</p>
<p>Artículo 110°.</p> <p>c) La curva de duración de carga residual, se representa luego por 3 bloques horizontales de potencia, con las siguientes características:</p> <p>II. El segundo bloque, desde la base hacia la Punta se denomina "Bloque de Punta" y su duración es de 2 meses con 8 horas diarias;</p> <p>d) La generación de cada central hidroeléctrica de pasada, o aquella no regulable en las centrales de embalse, definida para el año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%, se ubicará exclusivamente en el bloque de base</p>	<p>Artículo 110°.</p> <p>c) La curva de duración de carga residual, se representa luego por 3 bloques horizontales de potencia, con las siguientes características:</p> <p>II. El segundo bloque horario, desde la base hacia la Punta se denomina "Bloque de Punta" y su duración es de 6 meses con 8 horas diarias;</p> <p>Numeral II) del literal c) modificado por el Artículo 1° del D.S. N° 02-94-EM de fecha 11-01-94.</p> <p>d) La generación de cada central hidroeléctrica de pasada, o aquella no regulable en las centrales de embalse, definida para el año hidrológico con probabilidad de excedencia de 95%, se ubicará en el bloque de base inicialmente.</p> <p>Inciso d) modificado por Artículo 1° de D.S 004-96 de fecha 23.01.96,</p> <p>Posteriormente el Artículo en su totalidad es modificado por D.S. 004-99-</p>

	<p>EM de fecha 20.03.99.</p> <p>La totalidad de la modificación hecha a este Artículo, se aplica a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo.</p> <p>Artículo 110°. La potencia firme de cada una de las unidades generadoras del sistema se calculará según los siguientes criterios y procedimientos:</p> <p>a) La Potencia Firme de una unidad térmica será igual al producto de su potencia efectiva por su factor de disponibilidad. El factor de disponibilidad es igual a uno (1.0) menos el factor de indisponibilidad fortuita de la unidad.</p> <p>b) La Potencia Firme de una unidad hidráulica será igual al producto de la Potencia Garantizada por el factor de presencia.</p> <p>I. El factor de presencia toma en cuenta la disponibilidad real de la unidad o central generadora en el mes de calculo.</p> <p>II. La Potencia Garantizada de una unidad hidráulica será igual a la suma de la Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, más la Potencia Garantizada como una central de pasada. La Potencia Garantizada no debe superar la Potencia Efectiva de la central.</p> <p>III. La Potencia Garantizada con el reservorio de regulación horario, es igual a la energía máxima almacenable en el reservorio para la probabilidad de excedencia dada, entre las horas de regulación prefijadas. Se considerarán como reservorios de regulación horaria a aquellos cuya agua desembalsable está a disposición de la central en un</p>
--	---

tiempo inferior a 24 horas.

IV. La Potencia Garantizada como una central de pasada es igual al energía de pasada entre las horas totales del período de evaluación. El período de evaluación será a los 6 meses más críticos de la oferta hidrológica.

V. La suma de la energía de pasada más la energía regulada por el reservorio debe ser igual a la Energía Garantizada por la central hidráulica durante el período de evaluación y para una probabilidad excedencia mensual dada.

VI. La Energía Garantizada de la central se determina según el siguiente procedimiento:

1. Se calcula, para cada mes de la estadística hidrológica, el caudal natural afluente a la central hidráulica en evaluación para la probabilidad de excedencia mensual dada.

2. Teniendo en cuenta los reservorios estacionales anuales y mensuales, se procede a simular, para los 12 meses del año, la operación óptima de la central con los caudales determinados en el punto anterior y el manejo óptimo de los reservorios estacionales. Para efectos de simulación se asume que al inicio del año todos los reservorios se encuentran en el nivel más probable de su operación histórica.

3. Como resultado de la operación óptima de la central a lo largo del año en evaluación, se obtienen las energías garantizadas por la central en cada mes.

4. La energía garantizada por la central para el período de evaluación será igual a la suma de las energías de los meses que conforman dicho período.

5. En esta etapa de evaluación se considerarán los mantenimientos

	<p>programados de las unidades a efectos de no sobrestimar la disponibilidad de la energía.</p> <p>c) El COES propondrá al Ministerio el procedimiento para calcular la indisponibilidad de las unidades de generación, considerando entre otros, los siguientes criterios:</p> <ul style="list-style-type: none">I. Información estadística de indisponibilidades programadas de las unidades para los últimos diez (10) años, en las horas de punta del sistema;II. Información estadística de indisponibilidades no programadas de las unidades para los últimos dos (2) años, en las horas de punta del sistema;III. Valores máximos de indisponibilidades programadas y no programadas, de acuerdo con las características de las unidades de generación;IV. Capacidad de transporte eléctrico garantizado por las centrales generadoras; y,V. Capacidad de transporte de combustible garantizado para las centrales térmicas. En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerarán los contratos a firme por el transporte del gas desde el campo hasta la central. <p>d) Cada 4 años, o a la unión de dos o más sistemas eléctricos, el Ministerio fijará las horas de regulación y la probabilidad de excedencia mensual para efectos de la evaluación de la potencia firme hidráulica, dependiendo de las características propias de cada sistema eléctrico y de la garantía exigida a los mismos.</p> <p>e) Cada 4 años el Ministerio definirá las horas de punta del sistema para efectos de la evaluación de la indisponibilidad</p>
--	--

	<p>de las unidades generadoras. Para evaluar la indisponibilidad no programada de dichas unidades, el COES podrá implementar procedimientos de operación y arranque en forma aleatoria con el objeto de evaluar su disponibilidad real.</p> <p>f) Para alcanzar o acercarse a la máxima demanda en los sistemas eléctricos donde la suma de las potencias firmes hidráulica y térmica no llegue a cubrir la máxima demanda del sistema a nivel generación, se seguirá el siguiente procedimiento secuencial: i) se disminuirán las exigencias en el número de horas de regulación, ii) se reducirá la probabilidad de excedencia hidráulica, y iii) se disminuirá la indisponibilidad de las centrales térmicas e hidráulicas.</p> <p>Los procedimientos para todos los casos serán propuestos por el COES al Ministerio.</p>
--	---

<p>Artículo 111°.La potencia firme de cada una de las centrales termoeléctricas del sistema se calculará de acuerdo al siguiente procedimiento:</p> <p>a) Se determina la potencia total que, el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas, es capaz de garantizar en la hora de punta con una probabilidad comprendida dentro del rango de 90% a 98% .</p> <p>c) Se calcula la diferencia entre la potencia total obtenida en el inciso a) y la potencia obtenida en el inciso b) a la que se le denomina potencia firme preliminar de la unidad evaluada;</p> <p>e) Se calcula la potencia firme de cada unidad generadora restándole a su potencia firme preliminar una parte del</p>	<p>Artículo 111°.La potencia firme de cada una de las centrales termoeléctricas del sistema se calculará de acuerdo al siguiente procedimiento:</p> <p>a) Se determina la potencia total que, el conjunto de todas las unidades generadoras termoeléctricas, es capaz de garantizar en la hora de punta con una probabilidad comprendida dentro del rango de 90% a 98% cuyo límite inferior podrá ser variado por el Ministerio a propuesta del COES.</p> <p>c) Se calcula la diferencia entre la potencia total obtenida en el inciso a) y la potencia obtenida en el inciso b), ajustándose dicha diferencia a una curva monótona decreciente en función a la probabilidad, para obtener la</p>
--	--

<p>residuo total. Dicha parte será aplicada en forma proporcional a la diferencia entre la potencia instalada y la potencia firme preliminar de cada unidad.</p>	<p>potencia firme preliminar de la unidad evaluada;</p> <p>e) Se calcula la potencia firme asignable en el bloque de base de cada unidad generadora restándole a su potencia firme preliminar una parte del residuo total. Dicha parte será aplicada en forma proporcional a la diferencia entre la potencia efectiva y la potencia firme preliminar de cada unidad. La potencia firme asignable en el bloque de punta instantánea y la potencia firme de cada central se asignará en forma similar a lo determinado en los incisos h) e i) del Artículo 110°.</p> <p>Incisos a), c), e) modificados por el artículo 1° del D.S. N° 004-96-EM, publicado el 23 de enero de 1996</p> <p>Posteriormente el Artículo es modificado en su totalidad por el D.S. 004-99-EM de fecha 20.02.99 el que elimino el inciso e).</p> <p>La modificación hecha a este Artículo, se aplica a partir del 1° de mayo de 1999, según lo dispuesto en el Artículo Cuarto del D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99, salvo lo dispuesto en la Cuarta Disposición Transitoria del mencionado Decreto Supremo.</p> <p>Artículo 111°. La Potencia Consumida por los clientes de cada generador, en la hora de Máxima Demanda Mensual, es una compra de potencia al sistema que constituye un Egreso por Compra de Potencia atribuible al generador.</p> <p>a) Para determinar el Egreso por Compra de Potencia de cada generador se seguirá el siguiente procedimiento:</p> <p>l) Se determinará la Máxima Demanda</p>
--	--

	<p>Mensual del sistema eléctrico, en el intervalo de 15 minutos de mayor demanda en el mes, pudiendo utilizarse para efectos del cálculo la potencia media de la energía integrada en dicho intervalo;</p> <p>II) Para el intervalo de punta del mes, se determina la Demanda Coincidente de los clientes atribuibles a cada generador en cada barra definida por los COES. La suma de las Demandas Coincidentes de los clientes es igual a la Máxima Demanda Mensual del sistema eléctrico;</p> <p>III) Se determina el precio de Compra de Potencia en cada barra donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el complemento del factor por Incentivo a la Contratación. El complemento del Factor por Incentivo a la Contratación es igual a Uno (1.0) menos el factor por Incentivo a la Contratación;</p> <p>IV) El Egreso por la Compra de Potencia para un generador será igual a la suma de los productos de la Demanda Coincidente de cada uno de sus clientes, definida en el literal a)-II), por el Precio de Compra de Potencia respectivo, definido en literal a)-III); más el Saldo por Peaje de Conexión definido en el Artículo 137° del Reglamento;</p> <p>V) Los generadores que abastecen a un cliente en forma simultánea, asumirán el costo por la compra de potencia para su cliente en proporción a su compromiso de potencia;</p> <p>VI) El Egreso por Compra de Potencia al sistema es igual a la suma de los egresos por compra de potencia de los generadores.</p>
--	--

	<p>b) El Ingreso Disponible para el Pago de la Potencia entre generadores integrantes del COES será igual al Egreso por Compra de Potencia, definido en el literal a)-VI).</p> <p>c) El Ingreso Disponible será distribuido en dos partes: Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema e Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.</p> <p>I) El monto mensual asignado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible multiplicado por el factor de Incentivo al Despacho. El monto anual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema será igual a la suma de los montos mensuales.</p> <p>II) El monto mensual asignado al Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema será igual al monto mensual del Ingreso Disponible menos el monto mensual del Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema.</p> <p>d) Mediante Decreto Supremo refrendado por el Ministro de Energía y Minas, serán aprobados los factores por Incentivo al Despacho y por Incentivo a la Contratación para un horizonte futuro no menor de 4 años.</p> <p>El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.</p>
--	---

<p>Artículo 112°. Las transferencias de potencia de punta entre integrantes serán valorizadas, tomando en cuenta los precios de Potencia de punta en</p>	<p>Artículo 112°. Las transferencias de potencia de punta entre los generadores integrantes serán valorizadas, tomando en cuenta los precios de Potencia de</p>
---	--

2) Se efectúa el despacho económico de potencia de las unidades de generación, mediante un flujo de carga óptimo para la hora de punta del mes, considerando: i) como potencia de la unidad, su Potencia Disponible; ii) como costo variable, el definido por el COES para la optimización de los despachos de energía; y iii) como demanda, la Demanda Coincidente definida en el literal a)-I). Las potencias de cada unidad generadora resultantes del despacho económico de potencia, se denomina Potencia Disponible Despachada.

3) La Potencia Firme Remunerable es igual a la Potencia Disponible Despachada por el factor de Reserva Firme.

III) Se determina el Precio de Potencia Garantizado en cada una de las barras donde se requiera. Dicho precio será igual al producto del Precio de Potencia en Barra, sin incluir los peajes, multiplicado por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado. Inicialmente el factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual a 1.0, y posteriormente será evaluado según el literal a)-V) siguiente.

IV) Se determina Ingreso Garantizado Preliminar de cada unidad generadora, multiplicando el Precio de Potencia Garantizado por la Potencia Firme Remunerable de la unidad. El Ingreso Garantizado Preliminar Total es igual a la suma de los Ingresos Garantizados Preliminares de todas las unidades generadoras.

V) El factor de ajuste del Ingreso Garantizado será igual al cociente del Ingreso Garantizado por Potencia Firme requerida por el Sistema, definido en el literal c)-II) del Artículo 111° del

	<p>Reglamento, entre el Ingreso Garantizado Preliminar Total.</p> <p>VI) El Ingreso Garantizado de cada unidad generadora, será igual al producto de su Ingreso Garantizado Preliminar definido en el literal a)-IV), por el factor de ajuste del Ingreso Garantizado definido en el literal a-V).</p> <p>VII) El Ingreso Garantizado de cada generador será igual a la suma de los Ingresos Garantizados de sus unidades generadoras.</p> <p>b) Para efectos de determinar el despacho económico de potencia a que se refiere el literal a)-II) del presente artículo, el COES deberá considerar en lo pertinente y según la operación normal del sistema, las restricciones de capacidad en las redes de transmisión a efectos de limitar la Potencia Firme Remunerable de las unidades generadoras asociadas al déficit de transmisión.</p> <p>c) Incentivos de Disponibilidad:</p> <p>I) En caso que alguna unidad o central generadora supere los límites de indisponibilidad anual y/o mensual permitidos, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en el mes siguiente con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.</p> <p>II) En tanto alguna unidad o central generadora no cuente con las garantías de transporte eléctrico o de combustible señalados en el inciso c) del Artículo 110° del Reglamento, y sólo para efectos de determinar su Potencia Firme Remunerable, será considerada en los meses siguientes con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento.</p>
--	--

III) La unidad o central generadora que se encuentre en alguna de las situaciones descritas en I) y/o II) que anteceden, será objeto de un descuento en su Ingreso por Potencia y que no podrá ser superior al 10% de sus ingresos anuales por potencia. El COES, en función a la magnitud del riesgo en que coloca al sistema eléctrico, determinará dicho descuento y la forma en que será distribuido entre los demás generadores.

d) La Reserva Firme, el Margen de Reserva Firme y el factor de Reserva Firme serán determinados según el siguiente procedimiento:

I) Se ubican las potencias efectivas de las unidades de generación en orden creciente de sus costos variables de producción, considerando de ser el caso lo dispuesto en el numeral V) siguiente;

II) Se determina la unidad generadora cuya fracción de potencia efectiva colocada, acumulada a la potencia efectiva de las unidades que la precedieron, iguala a la Máxima Demanda a nivel generación más el Margen de Reserva;

III) Se determina la Potencia Firme Colocada como la suma de las potencias firmes de las unidades señaladas en el numeral anterior, considerando para la última unidad generadora únicamente su potencia firme equivalente a la fracción de la potencia efectiva colocada por ella;

IV) La Reserva Firme es igual a la Potencia Firme Colocada a que se refiere el literal III) que antecede menos la Máxima Demanda. El margen de Reserva Firme es igual a la Reserva Firme entre la Máxima Demanda. El factor de Reserva Firme es igual al

	<p>Margen de Reserva Firme más uno (1.0);</p> <p>V) En el caso que alguna de las unidades generadoras hayan sido excluidas de la remuneración por potencia firme por efecto del procedimiento descrito en el literal a)-II)-2) del presente artículo, se deberá recalculer el factor de Reserva Firme.</p> <p>e) El Margen de Reserva para cada sistema eléctrico, será fijado por el Ministerio cada 4 años o en el momento que ocurra un cambio sustancial en la oferta o demanda eléctrica. Para fijar el Margen de Reserva se deberá considerar criterios de seguridad, confiabilidad y economía en el abastecimiento de la demanda eléctrica a nivel de alta y muy alta tensión. El COES propondrá al Ministerio los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo.</p>
--	---

<p>Artículo 126°. La anualidad de la inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, será calculada multiplicando el monto de la inversión por el factor de recuperación de capital, obtenido con la Tasa de Actualización, fijada en el Artículo 79° de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de generación y de 30 para el equipo de conexión.</p> <p>El monto de la inversión será determinado considerando:</p> <p>a) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que le sean aplicables (Equivalente a valor DDP de INCOTERMS);</p> <p>b) El costo de instalación y conexión al sistema; y,</p>	<p>Artículo 126°. La Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, así como el Precio Básico de Potencia a que se refiere el inciso f) del Artículo 47° de la Ley, serán determinados según los siguientes criterios y procedimientos:</p> <p>a) Procedimiento para determinar el Precio Básico de la Potencia:</p> <p>I) Se determina la Anualidad de la Inversión a que se refiere el inciso e) del Artículo 47° de la Ley, conforme al literal b) del presente artículo. Dicha Anualidad se expresa como costo unitario de capacidad estándar;</p> <p>II) Se determina el Costo Fijo anual de Operación y Mantenimiento estándar, considerando la distribución de los costos comunes entre todas las</p>
--	--

<p>c) El costo fijo de personal que incluya los beneficios sociales. Para el cálculo se considerarán todos los tributos aplicables que no generen crédito fiscal.</p>	<p>unidades de la central. Dicho costo se expresa como costo unitario de capacidad estándar;</p> <p>III) El Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar, es igual a la suma de los costos unitarios estándares de la Anualidad de la Inversión más la Operación y Mantenimiento definidos en los numerales I) y II) que anteceden;</p> <p>IV) El Costo de Capacidad por unidad de potencia efectiva, es igual al Costo de Capacidad por unidad de potencia estándar por el factor de ubicación. El factor de ubicación es igual al cociente de la potencia estándar entre la potencia efectiva de la unidad;</p> <p>V) Se determina los factores que tomen en cuenta la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema; y</p> <p>VI) El Precio Básico de la Potencia es igual al Costo definido en el numeral IV) por los factores definidos en el numeral V) que anteceden.</p> <p>b) Procedimiento para determinar la Anualidad de la Inversión:</p> <p>I) La Anualidad de la Inversión es igual al producto de la Inversión por el factor de recuperación de capital obtenido con la Tasa de Actualización fijada en el Artículo 79° de la Ley, y una vida útil de 20 años para el equipo de Generación y de 30 años para el equipo de Conexión.</p> <p>II) El monto de la Inversión será determinado considerando:</p> <p>1) El costo del equipo que involucre su precio, el flete, los seguros y todos los derechos de importación que les sean aplicables (equivalente a valor DDP de INCOTERMS); y,</p> <p>2) El costo de instalación y conexión al sistema.</p> <p>III) Para el cálculo se considerarán los</p>
---	--

	<p>tributos aplicables que no generen crédito fiscal.</p> <p>c) La Comisión fijará cada 4 años la Tasa de Indisponibilidad Fortuita de la unidad de punta y el Margen de Reserva Firme Objetivo del sistema, de acuerdo a los criterios de eficiencia económica y seguridad contenidos en la Ley y el Reglamento.</p> <p>La Comisión fijará los procedimientos necesarios para la aplicación del presente artículo</p> <p>Modificado por D.S. 004-99-EM de fecha 20.03.99.</p>
--	--

Fijan horas de regulación y probabilidad de excedencia mensual, horas de punta y margen de reserva a que se refiere el Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas
Resolución Ministerial No 470-99-EM/VME de fecha 22 de julio de 1999

ANEXO IV

Comparación metodológica en el cálculo de la potencia firme

En este anexo, se presenta un ejemplo de cálculo de la potencia firme con datos reales para el año 2000 de las unidades de generación pertenecientes al Sistema Interconectado Centro Norte (antes de la interconexión).

En el cuadro (A) que a continuación se muestra se ha realizado una comparación de cálculo entre el método anterior y método propuesto. Se puede observar la redistribución de las potencias firmes con el método propuesto, para el caso de las centrales térmicas la potencia firme disminuye de 1148,89 a 902,70MW. y para el caso de las centrales hidráulicas aumenta de 1055,11 a 1301,30MW (ver cuadro (B)) por ende sus ingresos garantizados por potencia variarían para cada unidad. En otras palabras, este nuevo cálculo tiene sus implicancias en la asignación de la potencia firme remunerable a cada unidad generadora y una consecuencia económica en la repartición de los ingresos garantizado por potencia a cada generador.

De acuerdo al nuevo método, las unidades de generación percibirán ingresos por el pago de potencia en función a su potencia firme, es decir a la garantía real que ellas ofrecen considerando una disponibilidad hidrológica y de máquina.

Cuadro (A)

COMPARACION DE CALCULO DE LA POTENCIA FIRME DEL SICN PARA EL AÑO 2000
POR EL METODO ANTERIOR Y EL METODO PROPUESTO

EMPRESA	CENTRAL	UNIDAD	POTENCIA EFECTIVA (MW)	CAPACIDAD REGULACION		POTENCIA FIRME	
				5 HORAS (GWh)	8 HORAS (GWh)	MET. ANTERIOR (MW)	MET. PROPUESTO (MW)
ELECTROPERU	C. Mantaro		841.53			473.567	593.504
			841.53	2.147	4.08	473.567	593.504
EDEGEL	CC.HH Yanango		849.72			539.281	566.950
			545.15	2.023	2.999	305.900	374.158
			42.61	0.000	0.000	12.324	16.783
			10.21			7.916	5.999
			9.20			8.120	6.649
			16.95			15.016	12.323
			52.73			44.637	35.645
			51.66			44.756	36.224
	WTG7		121.20			100.613	79.170
CAHUA	Cahua Pariac		47.53			23.597	29.352
			43.11	0.078	0.118	21.655	26.823
			4.42	0.002	0.002	1.942	2.529
CEMENTOS NORTE PACASMAYO ENERGIA	Gallito Ciego Pacasmayo		62.71			31.668	28.294
			38.15	0.055	0.055	11.272	12.158
			24.56			20.396	16.136
			7.92			6.608	5.242
			7.60			6.285	4.957
			7.41			6.224	4.962
	Man		1.63		1.279	0.975	
ETEVENSA	Ventanilla	TG1	549.32			442.843	341.289
		TG2	109.02			87.056	66.788
		TG3	112.22			93.477	73.736
		TG4	163.61			130.180	99.290
			164.47			132.129	101.475
EEPSA	Malacas		143.62			120.682	95.867
			141.30			118.807	94.411
			14.87			12.746	10.268
			15.17			12.963	10.421
	Verdun		16.65			13.879	11.004
			94.60			79.219	62.717
			2.32			1.875	1.456
			1.35			1.101	0.863
			0.97			0.774	0.593
			COOPER8 ALCO9				
EGENOR	Carhuauquero Cañon del Pato Chiclayo Oeste		529.94			301.942	291.569
			95.02	0.349	0.465	50.004	53.862
			245.34	0.265	0.264	93.692	112.183
			24.85			20.603	16.285
	Piura	GMT0	4.48			3.389	2.522
		GMT1	4.32			3.580	2.826
		GMT2	4.46			3.765	3.010
		SULZER1	5.70			4.915	3.975
		SULZER2	5.89			4.955	3.953
			48.15			40.187	31.870
			4.61			3.998	3.241
			4.46			3.538	2.717
			1.11			0.926	0.735
			1.72			1.494	1.211
	Sullana	MIRRLESS1	1.73			1.445	1.147
		MIRRLESS4	5.63			4.276	3.193
		MIRRLESS5	7.45			6.343	5.089
		SYVD	21.43			18.166	14.537
		MAN	11.06			9.145	7.209
		TG.GE	2.20			1.890	1.525
			2.32			1.709	1.247
			2.18			1.825	1.447
			2.13			1.794	1.430
			2.23			1.927	1.561
	Paiza		9.17			7.406	5.752
			0.89			0.720	0.557
			0.90			0.732	0.567
			0.89			0.687	0.515
	Chimbote	EMD1	2.11			1.729	1.363
		EMD2	2.14			1.755	1.379
		EMD3	2.24			1.785	1.371
			62.31			54.732	44.697
			20.02			17.688	14.486
			20.65			18.153	14.832
	Trujillo		21.64			18.890	15.378
			21.18			18.247	14.743
			21.18			18.247	14.743
	Trupal		12.87			7.926	4.968
			12.87			7.926	4.968
		TV					
SHOUGESA	SHOUGESA		63.59			52.660	41.563
			18.71			15.568	12.326
			19.11			16.030	12.755
			25.77			21.062	16.482
EGECEN	*		173.93			84.751	109.301
			104.93	0.151	0.285	52.167	68.509
			8.70	0.019	0.042	4.076	5.516
			12.28	0.039	0.073	4.666	5.600
			48.02	0.172	0.327	23.843	29.677
AGUAYTIA ENERGY			156.57			133.009	106.312
			78.13			66.503	53.223
			78.44			66.506	53.089
TOTAL			3418.44			2204.000	2204.000

En el Cuadro (B) se muestra el resumen de las potencias firmes totales agrupadas en centrales térmicas y en hidráulicas

Cuadro (B)

TIPO	POTENCIA FIRME	
	MET. ANTERIOR (MW)	MET. PROPUESTO (MW)
TERMICA	1148.89	902.70
HIDRAULICA	1055.11	1301.30
TOTAL	2204	2204

BIBLIOGRAFÍA

1. Ministerio de Energía y Minas, Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Ley N°25844) y sus modificaciones.
2. Ministerio de Energía y Minas, Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Decreto Supremo N°009-93 EM) y sus modificaciones.
3. Comité de Operación Económica del Sistema (COES), Procedimientos Técnicos del COES-SEIN (Resolución Ministerial N°322-2001-EM/VME)
4. Empresa de Generación Eléctrica Machupicchu S.A. (EGEMSA), Análisis de la Metodología para el Cálculo de la Potencia Firme – Cusco 1996.
5. Putnam, Hayes & Bartlett, INC, El Pago de la Capacidad en el Perú 1998.
6. Estudio Q Ingenieros Asociados S.R.L., .Pagos por Potencia en el Marco Regulatorio del Mercado Eléctrico del Perú, 1998.
7. Roberto Bitu, Paulo Born, Tarifas de Energía Eléctrica: Aspectos Conceptuales y Metodológicos.- Organización Latinoamericana de Energía (OLADE) 1993.
8. ELECTROBRAS, Introducción al Planeamiento de la Expansión y Operación de Sistemas de Producción de Energía Eléctrica –
9. Humberto Gardea Villegas, Aprovechamiento Hidroeléctricos y de Bombeo, Editorial Trillas - México 1992.
10. OLADE - Perú, Manual de Mini y Microcentrales Hidráulicas. 1995
11. E. Santos Potess, Centrales Eléctricas, Editorial Gustavo Gili S.A. Barcelona – España 1971.
12. Wendor Chereque Morán, Hidrología, Pontificia Universidad Católica del Perú 1991.