2002-09-25.- R.M. N° 441-2002-EM/DM.- Modifican el procedimiento N° 25 "Indisponibilidades de las Unidades de Generación" y el procedimiento N° 26 "Cálculo de la potencia firme" ***(2002-09-26)***

RESOLUCIÓN MINISTERIAL
N° 441-2002-EM/DM

Lima, 25 de setiembre de 2002

CONSIDERANDO:

Que, conforme al inciso d) del artículo 86° del Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas, aprobado por el Decreto Supremo N° 009-93-EM, mediante Resolución Ministerial N° 332-2001-EM/VME, publicada el 20 de julio de 2001, el Ministerio de Energía y Minas aprobó, entre otros procedimientos técnicos del COES, los Procedimientos N° 25 y N° 26, referidos a Indisponibilidades de las Unidades de Generación y Cálculo de la Potencia Firme;

Que, los procedimientos vigentes no contemplan un tratamiento diferenciado para los casos de indisponibilidad originados por eventos de fuerza mayor, determinando el no pago por potencia aún después que las unidades hayan sido rehabilitadas, por lo que es necesario incluir en los respectivos procedimientos el concepto de Indisponibilidad Física por Fuerza Mayor (IFFM) para el cálculo de Indisponibilidades de las Unidades de Generación y Cálculo de la Potencia Firme, así como fijar un plazo de indisponibilidad a partir del cual las centrales o unidades no sufran mayor perjuicio por causas que escapan a su control;

De conformidad con el Decreto Legislativo N° 560, Ley del Poder Ejecutivo; el Decreto Ley N° 25962, Ley Orgánica del Sector Energía y Minas; y, el inciso f) del artículo 8° del Reglamento de Organización y Funciones del Ministerio de Energía y Minas, aprobado por el Decreto Supremo N° 027-93-EM;

Con la opinión favorable del Director General de Electricidad y del Viceministro de Energía;

SE RESUELVE:

Artículo 1°.- Modifícase el Procedimiento N° 25, denominado "Indisponibilidades de las Unidades de Generación", y el Procedimiento N° 26, denominado "Cálculo de la Potencia Firme", que forman parte integrante de la presente Resolución.

Artículo 2°.- Incluir en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES, la siguiente definición:

"***Indisponibilidad Física por Fuerza Mayor (IFFM)****: Es el estado de indisponibilidad de una unidad de generación que se produce como consecuencia de un evento de fuerza mayor, calificado como tal por el OSINERG*".

Artículo 3°.- La presente Resolución entrará en vigor desde el día siguiente de su publicación.

Regístrese, comuníquese y publíquese.

	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	**PR – 25**
INDISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN		

1. OBJETIVO

Establecer los criterios y la metodología para el cálculo de las indisponibilidades de las unidades de generación.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41° inciso d))

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 103°, 110° y 112°)

3. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES".

4. PERIODICIDAD

Los factores de indisponibilidad y los factores de presencia se calculan mensualmente y deben encontrarse disponibles a más tardar al tercer día calendario del mes siguiente.

5. RESPONSABILIDADES

Las empresas integrantes del COES son las responsables de remitir semanalmente la información sobre sus indisponibilidades, de acuerdo al formato que figura en el Anexo A.

La DPP es la responsable de obtener, verificar y centralizar la información estadística de indisponibilidades reportada por las empresas, así como de remitirla a la DEE.

La DEE es la responsable del cálculo de los factores de Indisponibilidad para las horas de punta del sistema.

El COORDINADOR es responsable de remitir diariamente a la DEE, las horas de operación de las unidades de generación, en su Informe de Evaluación de la Operación Diaria.

La DEE es responsable de la determinación de la presencia diaria de las unidades de generación hidráulica y del factor de presencia de éstas.

Los titulares de las unidades de generación serán los responsables de la entrega de la información fuente de sus contadores de energía a la DOCOES, en la forma y fecha que ésta requiera.

6. APROBACION

La DEE es responsable del cálculo de los factores de indisponibilidad y de presencia; y, la DOCOES es responsable de la aprobación de estos factores, tomando en consideración las recomendaciones del CTEE.

7. PROCEDIMIENTO

7.1. INDISPONIBILIDAD DE LAS UNIDADES DE GENERACION TERMICA E HIDRAULICA

7.1.1. FACTORES DE INDISPONIBILIDAD FORTUITA MENSUAL PARA UNIDADES TERMICAS

El Factor de Indisponibilidad Fortuita (**FIF**) mensual se calcula en función de la información estadística móvil de las Horas de Punta del Sistema, de los últimos dos (2) años, considerando los veinticuatro (24) meses continuos transcurridos.

$$FIF = \frac{HIF}{HP} x100\%$$

Donde:

HIF: Horas de indisponibilidad fortuita durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

HP : Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

La desconexión de una unidad de generación por falla fortuita del sistema de transmisión principal no se considera en la indisponibilidad fortuita de la unidad; tampoco aquellas derivadas de fallas fortuitas en el sistema de transmisión secundaria.

Para el cálculo de la indisponibilidad fortuita debido a falla permanente y continuada en el arranque de una unidad en horas de punta, se considera que el requerimiento de la unidad convocada fue para garantizar la cobertura de demanda de potencia durante las Horas de Punta del Sistema, según lo previsto en el programa de operación semanal establecido.

El período de duración de la indisponibilidad fortuita no superará en ningún caso los 7 días continuos de ocurrida la falla, al cabo del cual se considerará como una indisponibilidad programada, hasta el día de aprobación del siguiente programa semanal de operación o hasta que hayan sido superadas las causas de la indisponibilidad, con la debida verificación de la DOCOES.

7.1.2. FACTORES DE INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA MENSUAL *Y* ANUAL PARA UNIDADES TÉRMICAS E HIDRÁULICAS

El Factor de Indisponibilidad Programada (**FIP**), para su valor mensual, se calcula en función de la estadística de las Horas de Punta del Sistema de los últimos 10 años, tomando en consideración los seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica de cada año; y, para su valor anual, del último año transcurrido, considerando los últimos seis (6) meses continuos más críticos de la oferta hidrológica del año.

a. Para las centrales térmicas

$$FIP = \frac{HIP}{HP} x100\%$$

Donde:

HIP: Horas de indisponibilidad programada durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

HP : Horas de Punta del Sistema para el período estadístico.

b. Para las centrales hidráulicas

$$FIP = \frac{\sum_{i=1}^{n} (PE_i x HIP_i)}{PE_t x HP} x100\%$$

Donde :

PE_i : Potencia Efectiva de cada unidad (grupo generador-turbina) de la central hidráulica.

$$\sum_{i=1}^{n} PE_i = PE_t$$

HIP_i: Horas de Indisponibilidad Programada de cada unidad durante las Horas de Punta del Sistema para el período estadístico

PE_t : Potencia Efectiva de la central.

HP : Horas de Punta del Sistema para el periodo estadístico.

N : Número de unidades (grupo generador-turbina) de la central hidráulica.

Las restricciones parciales de potencia, causadas por trabajos en instalaciones conexas a la central hidráulica, serán consideradas como indisponibilidades parciales conforme a lo que se indica en 7.1.4.

7.1.3. INDISPONIBILIDAD DE UNIDADES QUE CARECEN DE INFORMACIÓN HISTÓRICA

Mientras no se disponga de información histórica para unidades recién incorporadas al sistema; y, para los tres primeros meses de operación comercial, el Número de Horas de Indisponibilidad Fortuita (HIF) y el Número de Horas de Indisponibilidad Programada (HIP) a aplicarse en los numerales 7.1.1 y 7.1.2, respectivamente, serán los que resulten de multiplicar los valores de indisponibilidad fortuita y programada listados en el anexo B por el número de Horas de Punta del Sistema (HP) del período estadístico.

La información histórica de cada unidad será registrada desde su entrada en servicio comercial.

7.1.4. INDISPONIBILIDADES PARCIALES

Las restricciones de potencia iguales o inferiores al 15% de la potencia efectiva de una unidad de generación no son consideradas como indisponibilidades.

Las restricciones de potencia de una unidad de generación superiores al 15% de su potencia efectiva son consideradas como indisponibilidades parciales. La indisponibilidad parcial se considerará como una indisponibilidad total con un tiempo equivalente de duración igual al producto de la potencia restringida y el tiempo de indisponibilidad parcial, dividido entre la potencia efectiva de la unidad generadora. Los tiempos equivalentes de duración de las interrupciones parciales fortuitas o programadas serán considerados, de ser el caso, en las horas: **HIF** o **HIP** mencionadas en los numerales 7.1.1 ó 7.1.2, respectivamente.

7.2. FACTOR DE PRESENCIA DE LAS UNIDADES DE GENERACIÓN HIDRÁULICA

El factor de presencia (**FP**) es aplicable a la unidad de generación, la cual, para el caso de las hidroeléctricas es la central en su conjunto.

El factor de presencia es de aplicación mensual. Se refiere a cambios entre dos estados: Indisponibilidad Total (factor de presencia = 0) y Disponibilidad Total (factor de presencia = 1), evaluados para cada día.

Si en un mes calendario, la indisponibilidad total no es superior a 15 días consecutivos, el factor de presencia mensual será igual a uno (1.0), caso contrario se determinará según la formulación siguiente:

$$FP = \frac{1}{n}\sum_{i=1}^{n} d_i$$

Donde:

FP: Factor de Presencia mensual;

n: Número de días del mes;

d_i: Disponibilidad diaria de la central del día “i” (1 ó 0). Se calculará de la siguiente manera:

1 Si la central despachó al menos en el 50% del período que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.

0 Si la central no despachó al menos en el 50% del período que corresponde a las Horas de Punta del Sistema y con al menos el 15% de su potencia efectiva.

El factor de presencia debe considerar la operatividad de la central hidroeléctrica por causas propias que indispongan a la central, cubriendo todo el mes de evaluación.

Para este cálculo no se consideran los mantenimientos programados incluidos en la evaluación de la energía garantizada de la central, prevista en la determinación de la potencia firme hidráulica.

Para la determinación de los factores de indisponibilidad no se registrará como indisponibilidad de las unidades, lo correspondiente al período en el cual su factor de presencia es cero.

La DEE calculará el factor de presencia de cada unidad para un mes y lo remitirá a la DED a más tardar al tercer día laborable del mes siguiente.

7.3. INDISPONIBILIDAD POR FUERZA MAYOR

Cuando una unidad o central de generación se encuentra en el estado de Indisponibilidad Física por Fuerza Mayor (IFFM), y que por dicho motivo, la unidad o central no se encontró en capacidad de operar en más de quince (15) días consecutivos durante el mes correspondiente, la unidad o central de generación será excluida del proceso de cálculo de los factores de indisponibilidad fortuita y programada según sea el caso.

Una vez que la IFFM termine, el Número de Horas de Indisponibilidad Fortuita (HIF) y el Número de Horas de Indisponibilidad Programada (HIP) a aplicarse en los numerales 7.1.1 y 7.1.2, respectivamente, serán los que resulten de multiplicar los valores de indisponibilidad fortuita y programada listados en el anexo B por el número de Horas de Punta del Sistema (HP) que se encontró en el estado de IFFM.

El Directorio del COES, ante la ocurrencia de un evento de fuerza mayor, podrá evaluar las implicancias técnicas y económicas de la indisponibilidad de las instalaciones afectadas y podrá supervisar las acciones tomadas por el titular para rehabilitar las mismas.

7.4. VERIFICACION DE DISPONIBILIDADES DE LAS UNIDADES TERMICAS MEDIANTE PRUEBAS ALEATORIAS

La DOCOES y el COORDINADOR tendrán a su cargo la selección de los días en que se realizarán las pruebas y las máquinas que serán sometidas a prueba. El COORDINADOR tendrá a su cargo la supervisión de las pruebas. Los resultados serán incluidos en el correspondiente informe sobre la operación del sistema que remite diariamente a la DOCOES.

Se realizarán cuatro (4) pruebas mensuales, durante el año.

7.4.1. SELECCIÓN ALEATORIA

a. Selección de los días de prueba

Los días de prueba serán seleccionados mediante un sorteo que se realizará todos los días a las 16:00 horas, con el siguiente procedimiento:

- Los representantes de la DOCOES y del COORDINADOR reunirán al inicio del mes, en una urna, tantas balotas como días tenga el mes, de las cuales cuatro (4) serán de color negro y las restantes de color blanco.

- Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna, la cual no se reintegrará a la urna. Si la balota resulta ser negra, se realizará una prueba ese día.

b. Selección de la unidad sometida a prueba

Si en el punto a. se seleccionara una balota negra, se procederá inmediatamente con la selección de la unidad de generación que se someterá a prueba, con el siguiente procedimiento:

- Los representantes de la DOCOES y del COORDINADOR reunirán, en una urna, tantas balotas como unidades tenga el parque térmico en ese momento, excluidas aquellas que hayan operado exitosamente en los 30 días previos y las que se encuentren indisponibles según el programa semanal de operación. Cada balota mostrará la identificación de una de las unidades de generación térmica.
- Las unidades que ya fueron sometidas a prueba mediante esta selección, no serán consideradas en la selección para las pruebas siguientes del mes en curso.
- Se seleccionará en forma aleatoria una balota de la urna. La unidad a la que corresponda, será sometida a prueba a partir de las 17:00 horas de ese día.

7.4.2. SOBRE LA PRUEBA

La prueba incluirá:

a. El arranque y sincronización;

b. El proceso de carga hasta alcanzar plena-carga en función de la rampa de carga propia de la unidad;

c. Un período de operación a plena-carga igual al tiempo mínimo técnico de operación de la unidad o dos (2) horas, el que resulte mayor;

d. La descarga;

La DPP verificará que la unidad sobre la que se realiza la prueba sea efectivamente la unidad sorteada. Esta verificación será realizada con la ayuda de medidores o registradores instalados en cada unidad y visitas no anunciadas. El resultado de dicha verificación será informado al Coordinador y a la Dirección General de Electricidad del MEM dentro de las 24:00 horas siguientes de culminada la prueba.

La unidad sometida a prueba no se constituirá como unidad marginal. Para efectos de realizar este ensayo, se disminuirá la generación de la(s) unidades(es) de mayor costo variable que se encuentre(n) operando en el sistema.

De fallar en el arranque, la unidad de generación será declarada indisponible, permitiéndosele, a su solicitud y propio costo, un rearranque dentro de su tiempo de rearranque declarado. De resultar exitoso el rearranque, su indisponibilidad será contabilizada hasta el momento de su sincronización al sistema.

Si la unidad no alcanza su potencia efectiva en la etapa de carga durante la prueba, ésta se continuará con la potencia máxima que pueda suministrar la máquina en las condiciones que se encuentre.

Si las pruebas no resultaran exitosas, la indisponibilidad total o parcial de las unidades, en esta etapa de prueba, serán evaluadas tomando en consideración lo señalado anteriormente en 7.1.2 (Factores de indisponibilidad programada

mensual *y* anual para unidades térmicas e hidráulicas) y en 7.1.4 (Indisponibilidades parciales).

7.4.3. COMPENSACIÓN POR PRUEBA

La compensación por prueba exitosa (en su primera oportunidad), a la unidad seleccionada en forma aleatoria, será de:

$$\text{Compensación} = E * (CV - CMg * fp)$$

Donde:

E : Energía Inyectada en bornes del generador

CV: Costo variable de la unidad ensayada

CMg: Costo Marginal del Sistema.

fp: Factor de Pérdidas.

El mecanismo para efectuar la compensación será similar al considerado en el Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES.

La prueba es considerada exitosa si no se reporta ninguna falla permanente y continuada durante el período de ensayo.

Los costos de arranque y parada, en caso de pruebas exitosas (en su primera oportunidad), serán compensados de acuerdo al Procedimiento relativo al Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES.

La energía inyectada durante la prueba no implicará compensaciones para otros generadores por desplazamiento de energía.

7.5. VERIFICACIÓN DE DISPONIBILIDADES MEDIANTE PRUEBAS POR SOLICITUD DE OTROS GENERADORES INTEGRANTES DEL COES

Puede efectuarse una prueba por solicitud de terceros, en un día determinado, independientemente de la que se lleve a cabo como resultado del procedimiento descrito en el numeral 7.4.

Para ello, cualquier generador integrante del COES puede solicitar, con carácter de reservado, una prueba en cualquiera de las unidades térmicas a la DOCOES, quien evaluará, con la mayor discreción y reserva del caso, si su solicitud es fundada. Si lo es, la DOCOES obviará el procedimiento de selección y dispondrá la prueba de dicha máquina. Dicha solicitud se podrá presentar hasta antes de las 16:00 horas de un día determinado. En caso de concurrencia de dos (2) o más solicitudes, la unidad a someterse a prueba, se determinará por sorteo.

Si la unidad solicitada resulta posteriormente seleccionada en el proceso establecido en el numeral 7.4, la prueba se realizará siguiendo el procedimiento de ese literal.

La prueba se llevará a cabo de acuerdo a lo dispuesto en el numeral 7.4.2. Si la unidad sometida a prueba resulta disponible, el generador solicitante asumirá las compensaciones de dicha prueba en forma equivalente a lo establecido en 7.4.3, incluyendo los costos de arranque y parada. En caso contrario, el titular de la unidad de generación sometida a prueba asumirá todos los costos de la prueba.

7.6. INCENTIVOS A LA DISPONIBILIDAD

Los incentivos a la disponibilidad son expresados en términos de penalización por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico o de combustible. Estas faltas corresponden a eventos no directamente asociados con las unidades de generación.

7.6.1. FACTOR POR FALTA DE CAPACIDAD GARANTIZADA DE TRANSPORTE ELÉCTRICO Y DE COMBUSTIBLE (K)

Los datos serán obtenidos mensualmente y los cálculos se realizarán con los datos del mes de evaluación.

El factor de corrección por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico y de combustible es igual a:

$$K = (1 - FCI_X)$$

Donde FCI_X es igual a FCI_e o FCI_c, el que resulte mayor.

Donde:

a. Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (FCI_e)

$$FCI_e = \begin{cases} \left[1 - \left(\dfrac{P_L}{\sum P_{ef}}\right)\right] * \left(\dfrac{T}{HPM}\right) & \text{Si } P_L < \sum P_{ef} \\ 0; & \text{Si } P_L \geq \sum P_{ef} \end{cases}$$

Donde:

P_L : Capacidad efectiva de la línea de conexión asociada a la generación;

$\sum P_{ef}$: Sumatoria de potencias efectivas de las unidades de generación que utilizan la línea de conexión;

T : Período en el que la capacidad efectiva de la línea de conexión es menor que la potencia efectiva del conjunto de unidades y/o centrales asociadas a la línea de conexión;

HPM : Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes.

b. Factor de Capacidad Indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte de combustible (FCI_c)

$$FCI_C = \begin{cases} \left[1 - \left(\dfrac{P_G}{P_{ef}}\right)\right] * \left(\dfrac{T}{HPM}\right) & \text{Si } P_G < P_{ef} \\ 0; & \text{Si } P_G \geq P_{ef} \end{cases}$$

Donde:

PG: Potencia generable por la unidad con el combustible declarado por el titular de la unidad generadora para la programación semanal.

Se considera potencia generable a la potencia promedio que puede generar una unidad con el combustible disponible para las Horas de Punta del Sistema y para el mes de evaluación.

Pef: Potencia efectiva de la unidad con el combustible declarado por el titular de la unidad generadora para la programación semanal.

En el caso de unidades que utilizan diferentes combustibles en el mes, se considerará como potencia efectiva al valor promedio ponderado de las potencias efectivas diarias que se consideran en la programación semanal.

T: Período en el que la Potencia generable de la unidad es menor que la Potencia efectiva.

HPM: Número total de Horas de Punta del Sistema durante el mes.

En el caso de unidades térmicas que usan gas natural como combustible, se considerará como combustible disponible el que fijen los contratos a firme por el transporte o suministro de gas desde el campo a la central, el que resulte menor, cuando corresponda.

Este factor es cero (0) para unidades hidráulicas.

7.6.2. UTILIZACION DEL FACTOR K

Si uno o ambos factores de capacidad indisponible por falta de capacidad garantizada de transporte eléctrico (FCIe) o de transporte de combustible (FCIc) de una unidad generadora son distintos de cero, y sólo para efectos de determinar su potencia firme remunerable, la unidad será considerada, para la evaluación del mes siguiente, con un costo variable de operación igual al costo de racionamiento para la fracción de su potencia efectiva no garantizada, tal como lo indica el PR-N° 28.

8. VALORES REFERENCIALES MÁXIMOS DE INDISPONIBILIDADES

Los valores máximos de indisponibilidades en Horas de Punta del Sistema del periodo de evaluación son:

- Indisponibilidad fortuita mensual para unidades térmicas: 14%
- Indisponibilidad programada mensual para unidades térmicas: 17%
- Indisponibilidad programada mensual para unidades hidráulicas: 14%
- Indisponibilidad programada anual para unidades térmicas e hidráulicas: 30%

ANEXO A

INFORMACIÓN BÁSICA PARA EL CÁLCULO DE INDISPONIBILIDADES DE UNIDADES DE GENERACIÓN

INDISPONIBILIDADES EN HORAS PUNTA	DIA1	DIA2	DIA3	DIA4	DIA5	DIA6	DIA7
INDISPONIBILIDAD FORTUITA							
UNIDAD:							
Hora de inicio de la indisponibilidad forzada							
Hora finalización de la indisponibilidad forzada							
Tiempo de indisponibilidad forzada en horas punta							
Horas de operación							
Horas de reserva fría							
Causa							
INDISPONIBILIDAD PROGRAMADA EJECUTADA							
UNIDAD TÉRMICA:							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
Causa							
La Indisponibilidad Forzada se extendió a una indisponibilidad programada							
UNIDAD HIDRÁULICA:							
GRUPO 1							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
GRUPO 2							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							
GRUPO i							
Inicio	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Final	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA	DIA HORA
Horas en mantenimiento programado en horas punta							

ANEXO B

FACTOR DE INDISPONIBILIDAD

CENTRAL	COMBUSTIBLE	HORAS		%	
		FORTUITA	PROGRAMADA	FORTUITA	PROGRAMADA
VAPOR	CARBÓN	365.1	992.3	4.2	11.3
	PETRÓLEO	269.8	1008.9	3.1	11.5
	GAS	250.7	1056.2	2.9	12.1
GAS	JET	197.6	529.8	2.3	6.0
	GAS	278.1	532.4	3.2	6.1
	DIESEL	359.2	528.0	4.1	6.0
DIESEL	TODOS	170.4	188.3	1.9	2.1
CICLO COMBINADO		208.0	956.3	2.4	10.9
HIDRAULICAS *(*)*					

Fuente: National Energy Reliabilty Council

(*) Por definir

	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC	**PR – 26**
	CALCULO DE LA POTENCIA FIRME	

1. OBJETIVO

El cálculo de la potencia firme de las unidades generadoras.

2. BASE LEGAL

2.1. Decreto Ley N° 25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 41° inciso d))

2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 103°, 110° y 112°)

3. PERIODICIDAD

Mensual

4. RESPONSABILIDADES

La DED es la responsable del cálculo de la potencia firme.

Las empresas generadoras son responsables del cálculo de la potencia garantizada para el caso de generadores hidráulicos, la verificación de la información y de los cálculos mencionados estará a cargo de la DED.

La DED es responsable de mantener actualizada la relación de los reservorios de regulación horaria.

Las empresas integrantes del COES son responsables de proporcionar a la DOCOES, a su solicitud, los siguientes datos:

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

5. APROBACIÓN

La DOCOES es responsable de la aprobación del cálculo de la Potencia Firme.

6. DEFINICIONES

Las definiciones utilizadas en el presente Procedimiento están precisadas en el "Glosario de Abreviaturas y Definiciones Utilizadas en los Procedimientos COES-SEIN".

7. DATOS

7.1. Unidades Térmicas

- Factores de Indisponibilidad fortuita mensual de las unidades.
- Potencia efectiva de las unidades de acuerdo a la última aplicación del PR-N°17.

7.2. Centrales Hidráulicas

- Potencia efectiva de la(s) central(es).
- Caudal(es) máximo(s) turbinable(s) de la central(es).
- 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.

- Capacidades de túneles y canales.
- Factor de presencia de las unidades hidráulicas (**FP**) según el PR-N° 25.

7.3. Reservorios

En cuanto a los reservorios a considerar, las empresas integrantes del COES proporcionarán a la DOCOES, con la debida sustentación técnica, la información más reciente referente a:

- Batimetría de los reservorios.
- Volumen máximo ($\mathbf{V_{max}}$) y mínimo ($\mathbf{V_{min}}$).
- 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 Militar, en escala apropiada.
- Caudales naturales afluentes a los reservorios estacionales.
- Caudal natural de aporte intermedio.
- Función de dependencia de evaporación y filtración.
- Volúmenes descargados ($\mathbf{VD_i}$) por los reservorios de regulación estacionales, resultantes de la simulación óptima en 8.2.1, para los 12 meses del año considerado (enero a diciembre).

En caso de reservorios de uso compartido por dos o más empresas, la información correspondiente será la resultante de la coordinación de éstas. La DOCOES verificará que, en todos los casos, la información presentada sea consistente.

Esta información deberá ser auditada por la DOCOES, de acuerdo al procedimiento que se establezca para el efecto, con anterioridad al cálculo de la potencia firme.

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.

Toda medición será coordinada con la DPP en relación con sus implicancias en la operación del sistema eléctrico. El proceso de mediciones y los resultados deberán ser debidamente sustentados.

8. PROCEDIMIENTO

8.1. POTENCIA FIRME (PF_T) DE UNA UNIDAD TÉRMICA

$$PF_T = P_{eft} * (1 - FIF)$$

Donde:

$\mathbf{P_{eft}}$: Potencia Efectiva en bornes de la unidad.

FIF : Factor de Indisponibilidad Fortuita mensual de la unidad (PR-N° 25).

8.2. POTENCIA FIRME DE LAS UNIDADES HIDRÁULICAS

8.2.1. ENERGÍA GARANTIZADA POR LAS CENTRALES HIDRÁULICAS EN EL PERIODO DE EVALUACIÓN

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_{efh}**).
- La energía máxima generable (**EMG_i**) en el mes **i**:

$$EMG_i \leq P_{efh} * (N_i - M_i)$$

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 (**EG_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 (**EMG_i**):

$$EG_i = \text{Min}\{[R * (VDT_i + V_i)], [EMGi]\}$$

Donde:

R: Rendimiento (MWh/m3).

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

VDT_i: Volúmenes descargados totales de todos los embalses estacionales.

e. **La Energía Garantizada** por la(s) central(es) (**EG**) 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:

$$EG = \sum_{i \in T} EG_i$$

Donde:

T: Período de evaluación

8.2.2. ENERGÍA Y POTENCIA GARANTIZADA POR LOS RESERVORIOS CON CAPACIDAD DE REGULACIÓN HORARIA

a. Energía Garantizada por los Reservorios Estacionales con capacidad de Regulación Horaria durante el período de evaluación (EGRE):

$$EGRE = Min\left\{\left[R * \sum_{i \in T} VD_i\right], \left[P_{efh} * HR * N\right]\right\}$$

Donde:

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

HR: Horas de Regulación.

N: Número de días del período de evaluación.

b. Energía Garantizada por los Reservorios Horarios con capacidad de Regulación Horaria durante el período de evaluación (EGRH):

$$EGRH = Min\left\{\left[R * V_{res} * N\right], \left[R * \sum V_{fhr}\right], \left[P_{efh} * HR * N\right]\right\}$$

Donde:

V_{res}: Volumen útil total del reservorio horario $V_{res} = V_{máx} - V_{mín.}$

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.

c. Energía Garantizada por los Reservorios con capacidad de Regulación Horaria (EGR), en el período de evaluación:

$$EGR = Min\left\{\left[EGRE + EGRH\right], \left[P_{efh} * HR * N\right]\right\}$$

d. Potencia Garantizada por los Reservorios con capacidad de Regulación Horaria (PGR), en el período de evaluación:

$$PGR = \frac{EGR}{HR * N}$$

8.2.3. ENERGÍA DE PASADA Y POTENCIA GARANTIZADA COMO CENTRAL DE PASADA

a. Energía de Pasada de la unidad de generación en el período de evaluación (**EGCP**):

EGCP = EG - EGRE

Donde:

EG: Energía garantizada por la central en el período de evaluación.

b. Potencia Garantizada como Central de Pasada (**PGCP**) :

$$PGCP = \frac{EGCPhr}{HTPhr}$$

Donde:

EGCPhr: Energía de pasada durante las horas de regulación (EGCP*HR/24)

HTPhr : Horas totales del periodo de regulación (N*HR)

8.2.4. POTENCIA GARANTIZADA Y POTENCIA FIRME DE LAS CENTRALES HIDRÁULICAS

a. Potencia garantizada de la unidad (**PG**).

$$PG = \mathrm{Min}\{[PGR + PGCP], [P_{efh}]\}$$

b. Potencia firme de las centrales hidráulicas (**PF_H**).

$$PF_H = PG * FP$$

Donde:

FP: Factor de presencia (PR-N° 25).

8.3. CALCULO DE POTENCIA FIRME DE UNIDADES POR SITUACIONES DE FUERZA MAYOR

Cuando una unidad o central de generación se encuentre en un estado de Indisponibilidad Física por Fuerza Mayor (IFFM), y que por dicho motivo, la unidad o central no se encontró en capacidad de operar por más de quince (15) días consecutivos durante el mes correspondiente, se efectuará el proceso de cálculo de la potencia firme de las unidades de generación térmica con una potencia efectiva igual a cero, desde el inicio hasta la finalización del periodo de IFFM.

8.4. REAJUSTE DE LAS POTENCIAS FIRMES DE LAS UNIDADES DE GENERACION EN CASO DE DEFICIT RESPECTO A LA MAXIMA DEMANDA

8.4.1. OBJETIVO.

Reajustar la potencia firme de las unidades de generación en el caso supuesto que la suma de las potencias firmes de las unidades térmicas e hidráulicas no llegue a cubrir la máxima demanda a nivel de generación del sistema, para una probabilidad de excedencia dada por el Ministerio de Energía y Minas.

8.4.2. DATOS.

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 de hasta una hora.

- Las matrices de potencia y energía generables asociadas a distintas probabilidades de excedencia.

8.4.3. FORMULACION.

Para reajustar las potencias firmes se seguirá el siguiente procedimiento secuencial:

a. DISMINUCION DE LAS HORAS DE REGULACION.

Se reduce progresivamente el número de horas de regulación horaria H_R, en intervalos de una hora a fin de incrementar la potencia garantizada con los reservorios de regulación horaria en el acápite 8.2.2, 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. DISMINUCION DE LA PROBABILIDAD DE EXCEDENCIA.

Si la disminución de horas de regulación según 8.4.3.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 :

b.1. Se disminuye la probabilidad de excedencia de todos los embalses y cuencas en intervalos de 2% o menos.

b.2. En base a los datos proporcionados se recalcula la Potencia Garantizada establecida en los acápites 8.2.2.d, 8.2.3.b y 8.2.4.a.

b.3. Si las magnitudes recalculadas en b.2 no logran satisfacer la igualdad de la suma de potencias firmes a la máxima demanda a nivel de generación se repetirán sucesivamente los pasos b.1 y b.2 hasta que la probabilidad de excedencia no sea inferior a 70 %.

b.4. Si al término del paso b.3 no se satisficiera la igualdad establecida, se realizará el proceso indicado en c.

c. DISMINUCION 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.

c.1. 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 b. La indisponibilidad límite es 0%.

c.2. 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.3. 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.