

<b>COES SINAC</b>	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SINAC</b>	<b>PR – 10</b>
<b>VALORIZACION DE LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGIA ACTIVA ENTRE GENERADORES INTEGRANTES DEL COES</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>❑ Aprobado en S.D. N°11 del 30 de mayo de 1995</li> <li>❑ Modificación aprobada en S.D. N°27 del 17 de abril de 1996</li> <li>❑ Modificación aprobada en S.D. N°105 del 17 de setiembre de 1999</li> <li>❑ Modificación aprobada en S.D. N°128 del 25 de agosto de 2000</li> <li>❑ Aprobado según RM N°143-2001-EM/VME del 26 de marzo de 2001.</li> <li>❑ Modificado según RM N°232-2001-EM/VME del 29 de mayo de 2001</li> <li>❑ Modificado según R.M. N°009-2009-MEM/DM del 13 de enero de 2009</li> </ul>		

**1. OBJETIVO**

Determinar y valorizar las transferencias de energía activa entre generadores integrantes del COES.

**2. BASE LEGAL**

- 2.1. Decreto Ley N°25844.- Ley de Concesiones Eléctricas (Artículo 40° inciso d)
- 2.2. Decreto Supremo N° 009-93-EM.- Reglamento de la Ley de Concesiones Eléctricas (Artículos 81°, 91° inciso e, 102°, 107°, 108°, 114°, 136°)
- 2.3. Decreto Supremo N°037-2006-EM – Reglamento de Cogeneración (Artículo 7°)

**3. PERIODICIDAD**

Mensual.

**4. RESPONSABLE**

División de Evaluación y Estadística.

**5. APROBACION**

La Dirección de Operaciones aprobará el informe de valorización correspondiente.  
Cualquier generador integrante podrá solicitar reconsideración de la aprobación efectuada.

La valorización aprobada origina la obligación de pago o cobro entre generadores integrantes.

**6. DEFINICIONES**

Las siguientes definiciones son de aplicación específica para el presente Procedimiento.

**6.1. Generador Integrante**

Es el generador cuyas instalaciones forman parte del Sistema Interconectado Nacional (SINAC) y que cumple con los requisitos establecidos en los dispositivos legales vigentes para integrar el COES.

**6.2. Entrega**

Aporte de energía activa de una central generadora o de una instalación de transmisión a una Barra de Transferencia.

#### 6.3. Retiro

Energía activa que es comercializada y/o consumo físico en una Barra o la que es tomada por un titular del Sistema de Transmisión Principal desde una Barra de Transferencia hacia una instalación de transmisión.

Cuando se trata de consumos físicos, su legalidad quedará demostrada con el reconocimiento de dicho consumo físico en el modelamiento que se efectúa para reflejarlo en otro lugar según contrato de comercialización y/o transporte.

#### 6.4. Barra de Transferencia

Es toda barra del Sistema Principal de Transmisión y además aquella barra del Sistema Secundario de Transmisión en donde existen entrega(s) y/o retiro(s) de dos o más generadores integrantes.

### 7. PREMISAS

7.1. La determinación de las transferencias de energía activa y su valorización se realiza en las Barras de Transferencia.

7.2. La valorización de las entregas y retiros entre generadores integrantes del COES en los sistemas secundarios de transmisión, serán considerados como parte de la valorización de las transferencias, previo acuerdo de los generadores integrantes involucrados. De no haber acuerdo, se valorizará provisionalmente por disposición del Directorio del COES, hasta que se produzca dicho acuerdo.

7.3. El período de valorización mensual de las transferencias de energía activa comprende desde las 00:00 horas del primer día del mes hasta las 24:00 horas del último día del mismo mes.

### 8. DATOS

8.1. El COES mantendrá actualizada la información siguiente:

- 1) Relación de integrantes.
- 2) Relación de las Barras de Transferencia.
- 3) Descripción de las entregas y retiros en barras de transferencia.
- 4) Compromisos de potencia de los generadores integrantes.
- 5) Esquema simplificado del Sistema Interconectado Nacional - Barras de Transferencia.

Cualquier actualización de esta información será comunicada a los integrantes en el informe correspondiente.

8.2. El Costo Marginal de Corto Plazo (CMCP) en la Barra de Referencia (Barra de Transferencia Santa Rosa) es el calculado según el PR-N° 07. Para cualquier otra Barra de Transferencia, el CMCP está dado por el CMCP en la Barra de Referencia multiplicado por el factor de pérdidas marginales de energía activa de dicha barra, evaluado conforme se indica en 8.5.

Cuando el SINAC se divida en sub-sistemas los costos marginales serán determinados por aplicación del PR-N° 07.

En el caso que el COES utilice un modelo multinodal, los CMCP resultantes serán utilizados para estas valorizaciones.

- 8.3. Cada generador integrante del COES presentará la información de sus Entregas y Retiros provenientes de medidores ubicados en las barras de transferencia, para períodos de 15 minutos.

En los casos de excesos de consumo de energía activa con relación a los compromisos pactados, estos corresponderán a retiros del generador que lo abastece, y de haber dos o más generadores que abastecen simultáneamente un mismo consumo, dichos excesos de consumo serán repartidos entre ellos proporcionalmente a sus compromisos contractuales.

Cuando la información de los medidores no es suficiente para cubrir el período indicado en el numeral 7.3 o ésta es registrada en niveles de tensión menores a los de la Barra de Transferencia, se deberán utilizar los factores de pérdidas de transformación y transmisión acordados por los generadores involucrados o aquellos de la fijación tarifaria vigente. El objetivo es que las mediciones se lleven a la barra y al nivel de tensión más alto, esto es a la barra de transferencia, de acuerdo a lo señalado en el artículo 114° del Reglamento. El detalle del cálculo efectuado deberá alcanzarse al COES.

- 8.4. Los titulares de Sistemas Principales de Transmisión proporcionarán la información de sus Entregas y Retiros registradas en las Barras de Transferencia, para períodos de 15 minutos.
- 8.5. El COES calculará los factores de pérdidas marginales que mejor reflejen la operación real del sistema eléctrico, para su aplicación en la valorización de las transferencias de energía activa.
- 8.6. El Valor del Agua es determinado según el PR-N°08.
- 8.7. El Tipo de Cambio (TC) para el dólar de los Estados Unidos de Norteamérica es el valor publicado en el Diario Oficial El Peruano por la Superintendencia de Banca y Seguros como "Cotización de Oferta y Demanda - Tipo de Cambio Promedio Ponderado" o el que lo reemplace. Se tomará el valor Venta correspondiente al último día hábil del mes para el cual se efectúa la valorización.
- 8.8. En el caso que algún integrante no entregue oportunamente la información indicada en los numerales 8.3 y 8.4, la División de Evaluación y Estadística del COES usará la mejor información disponible, la que será propuesta al CTEE para su aprobación, efectuándose el ajuste correspondiente en la siguiente valorización.

## **9. PROCEDIMIENTO**

- 9.1. En cada Barra de Transferencia se debe cumplir que la sumatoria de Entregas debe ser igual a la sumatoria de Retiros. En cada barra de transferencia del sistema secundario de transmisión solo existirán Entregas y Retiros de generadores integrantes involucrados.

Al efectuarse el balance de energía en cada Barra de Transferencia del Sistema Principal de Transmisión, el error admisible no deberá ser mayor de 2% del Retiro (si el error es negativo) o de la Entrega (si el error es positivo) del Transmisor. Si la diferencia del balance es igual o menor que el error admisible,

dicha diferencia se cerrará con la Entrega o Retiro del Transmisor según dicho error sea positivo o negativo respectivamente.

Si la diferencia del balance es superior al error admisible, deberán verificarse los perfiles de las Entregas y Retiros en dicha barra. Si después de dicha verificación persistiera el error, la División de Evaluación y Estadística cerrará el balance provisionalmente, para efectos de la transferencia de energía, con el Retiro o Entrega del Transmisor según sea el caso, debiendo revisar en detalle toda la medición que lleve a dar solución al problema dentro de los 15 días siguientes de aprobada la valorización.

De considerarlo necesario el COES requerirá que los propietarios de la medición efectúen, bajo su supervisión, el contraste de los medidores y/o la correcta sincronización de sus relojes. El resultado de dicho análisis y el ajuste a que de lugar, se incluirán en la siguiente valorización.

- 9.2. Las Entregas y Retiros de cada generador integrante serán valorizadas al Costo Marginal de Corto Plazo de la Barra de Transferencia correspondiente.
- 9.3. Para cada generador integrante se determina su Saldo de Transferencias que resulta de la sumatoria de las valorizaciones de sus Entregas menos la sumatoria de las valorizaciones de sus Retiros.

La sumatoria de los Saldos de Transferencias en el Sistema Principal de Transmisión de los generadores integrantes constituirá el Saldo Resultante.

- 9.4. El Saldo Resultante será asignado a cada generador integrante, prorrateándolo en proporción a sus ingresos por potencia del mes para el cual se efectúa la valorización.
- 9.5. Las compensaciones por consumos de baja eficiencia de combustible y por operación a mínima carga se realizarán de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Térmicas del COES-SINAC.
- 9.6. La compensación por Regulación Primaria de Frecuencia se realizará de acuerdo a lo establecido en el Procedimiento Reserva Rotante en el Sistema Interconectado Nacional .
- 9.7. El Saldo de Transferencias Neto para cada generador integrante será la suma de los saldos obtenidos en los numerales 9.3, 9.4, 9.5 y 9.6.
- 9.8. Para determinar los pagos mensuales que debe efectuar cada generador integrante económicamente deficitario a los generadores integrantes económicamente excedentarios, se prorratea su Saldo de Transferencias Neto en la proporción en que cada uno de éstos participen en el saldo positivo total.

## **10. INFORMACION ESTADISTICA**

El COES mantendrá actualizada la información estadística siguiente:

- 1 Producción mensual de energía activa por unidad de generación y por empresa.
- 2 Costos Marginales promedios ponderados mensuales.
- 3 Balance de energía por barra y por Empresa.
- 4 Valor Agua semanal.

- 5 Tipo de Cambio.
- 6 Factor de Pérdidas Marginales.
- 7 Costos Variables.

## **11. CRONOGRAMA**

- 11.1. Las empresas integrantes de COES entregarán a la Dirección de Operaciones la información pertinente en el formato establecido por la misma en el transcurso de los cinco (5) primeros días calendario del mes.
- 11.2. La Dirección de Operaciones procesará la información y elaborará el respectivo Informe en dos (2) días calendario del mes.
- 11.3. La Dirección de Operaciones entregará el día octavo calendario el Informe de Valorización de Transferencias de Energía y los cálculos correspondientes a las empresas integrantes para su revisión. Las empresas integrantes presentarán sus observaciones a la Dirección de Operaciones en dos (2) días calendario.
- 11.4. La Dirección de Operaciones emite los cuadros de pago el décimo día calendario del mes siguiente de la valorización.  

Si se hubieran presentado observaciones que no puedan ser subsanadas hasta el décimo día calendario, la Dirección de Operaciones aprobará la valorización con cargo a emitirse los ajustes que resulten pertinentes.
- 11.5. La Dirección de Operaciones remitirá el mismo día de la aprobación el Informe aprobado a las empresas integrantes para los efectos que corresponda.
- 11.6. Los pagos resultantes de las eventuales observaciones no subsanadas a que se refiere el punto 11.4, deberán ser incluidos en la liquidación de la factura del mes siguiente de subsanada la observación.