

MANUAL PARA EL CÁLCULO Y LA DECLARACIÓN DE COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN AL OPERADOR DEL SISTEMA

TÍTULO I Introducción

1 OBJETO Y ALCANCE DEL MANUAL

El objeto del presente Manual de Cálculo de Costos Variables de Centrales Generadoras, en adelante el Manual, es establecer los criterios de cálculo, plazos e información de respaldo para la declaración de costos, calidad, stock y disponibilidad de combustibles de las unidades generadoras del Sistema Interconectado Nacional, en adelante el SIN, y que deben informar las respectivas empresas coordinadas al Operador del Sistema, para el cumplimiento de sus funciones.

El Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista, en adelante ROM, define el Costo Variable de Centrales Térmicas como el costo de operar una central térmica de generación que se compone de los costos variables de combustible (CVC) y los costos variables de operación y mantenimiento (CO&M). Este costo es dependiente del grado de carga de las unidades y queda determinado de acuerdo con lo siguiente:

$$CV = CVC + CO\&M$$

El alcance del documento se encuentra establecido conforme a lo indicado en el Anexo 3 de la Norma Técnica de Programación de la Operación y contempla los Costos Variable de Generación y los requisitos técnicos y plazos con los que deben ser informados dichos parámetros al Operador del Sistema.

El incumplimiento de estas disposiciones puede acarrear responsabilidad para el agente generador, ya que la declaración presentada queda sujeta a auditoría y/o verificación por parte del Operador del Sistema, conforme lo señala el Artículo 10, literal H del ROM y la Norma Técnica de Inspección y Verificación, en adelante NT-IV.

Los formatos para informar cada uno de los costos variables de generación expuestos en el presente Manual serán establecidos en la Guía de Verificación de Costos Variables de Generación.

2 ACRÓNIMOS Y DEFINICIONES

| | |
|------|----------------------------------------------------------------------------------------------------|
| CEC | Consumo Específico de Combustible” |
| CIF | Del ingles “Cost, Insurance and Freight” |
| CREE | Comisión Reguladora de Energía Eléctrica |
| CV | Costo Variable |
| CVC | Costo Variable Combustible |
| CUC | Costo Unitario de Combustible |
| CO&M | Costo de Operación y Mantenimiento |
| GNL | Gas Natural Licuado |
| m3S | Metros cúbicos en condición estándar (a una presión de 1 Atmósfera y una temperatura de 288.15°K). |
| CND | Operador del Sistema de Honduras |
| FOB | Del Ingles “Free on Board” |
| ROM | Reglamento de Operación del Sistema y Administración del Mercado Mayorista |
| RTR | Red de Transmisión Regional |
| SIN | Sistema Interconectado Nacional |
| SSCC | Servicios Complementarios |

3 DEFINICIONES

Sin que tenga como objeto limitar lo que establece la Ley General de la Industria Eléctrica, su Reglamento, el ROM, y la Norma Técnica de Programación de la Operación, para los efectos del presente Manual se entiende por:

- a) Agentes del Mercado Eléctrico Nacional: Las Empresas Generadoras, Empresas Distribuidoras y Empresas Comercializadoras, así como los Consumidores Calificados que hayan optado por participar del MEN, que cumplan los requisitos que a tal efecto establezca el Reglamento de la Ley General de la Industria Eléctrica y el ROM.
- b) Coordinado: es toda persona natural o jurídica debidamente habilitada o autorizada como Empresa Generadora, Empresa Distribuidora o Empresa Transmisora en el Sistema Interconectado Nacional (SIN), todo Consumidor Calificado o su Empresa Comercializadora cuya operación de sus instalaciones o equipos deba ser coordinada por el Operador del Sistema, en adelante CND, según lo establecido en el CAMPO DE APLICACIÓN del presente Manual.
- c) Costo Variable Térmico: es el costo de operar una unidad generadora térmica que varía con la carga de la unidad, y que se compone de los costos de combustible más el costo variable de operación y mantenimiento.
- d) Costo Variable de Operación y Mantenimiento: es el costo variable necesario para operar y mantener una unidad generadora, que depende de las horas de operación de las unidades generadoras.
- e) Variables Operativas: parámetros de funcionamiento de las unidades motrices y los generadores eléctricos asociados, que requieren ser monitoreados para garantizar las condiciones de estabilidad. Estas variables se indican en la sección de registro de variables durante el periodo de medición de la prueba de la presente Manual.
- f) Mínimo Técnico: La potencia activa bruta mínima, con la cual una unidad puede operar en forma permanente, segura y estable inyectando energía al SIN en forma continua.
- g) Procesos de arranque: El proceso de arranque de una unidad generadora es aquel que permite llevar la unidad desde el estado apagado hasta su sincronización, inyectando energía al SIN de manera segura y estable. Al finalizar este proceso, la unidad generadora se considerará en servicio.

En el caso de unidades de generación térmica que han estado detenidas, sus procesos de arranque serán considerados de conformidad con lo siguiente:

- Proceso de arranque en estado en frío: proceso que se inicia cuando la unidad generadora se ha encontrado detenida durante un tiempo mayor a seis (06) horas, y, por ende, debe realizar todos sus procesos térmicos hasta su sincronización.
- Procesos de arranque en estado en caliente: proceso que se inicia cuando la unidad generadora está desconectada del SIN, pero ha estado detenida por menos de seis (06) horas, por lo que **no** requiere realizar todos sus procesos térmicos hasta su sincronización.

Salvo consideraciones técnicas particulares y debidamente comprobables, se podrán considerar tiempos distintos a los antes indicados.

- h) Proceso de Parada: El proceso de parada de una unidad generadora es aquel que permite que la unidad deje de entregar energía al sistema, partiendo desde la desincronización hasta quedar en estado apagado. En el caso de unidades térmicas, corresponde al proceso que permite que la unidad deje de entregar energía al sistema y alcance los distintos estados definidos por la Empresa Generadora, hasta llegar a detener por completo los procesos térmicos y alcanzar su estado apagado.
- i) Tiempo de Arranque: corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de arranque de una unidad generadora.
- j) Tiempo de Parada: corresponde al tiempo requerido para realizar el proceso de parada de una unidad generadora.
- k) Estado Apagado: Se entenderá que una unidad generadora se encuentra en estado apagado, cuando la unidad está completamente detenida. Para el caso de centrales térmicas, el estado apagado se entenderá cuando la unidad se encuentra completamente detenida y sin ningún proceso térmico en funcionamiento.

4 CAMPO DE APLICACIÓN

El presente Manual aplica a:

- a) El CND;
- b) Empresas generadoras con recursos de generación térmicos, los cogeneradores y/o Autoprodutores.
- c) Empresas Distribuidoras con Contratos Preexistentes.

5 DERECHOS Y OBLIGACIONES

Los procedimientos del presente Manual son de cumplimiento obligatorio para el CND, Empresas Generadoras y Empresas Distribuidoras con Contratos Preexistentes.

Corresponderá al CND:

- a) Proporcionar los formatos y los medios electrónicos necesarios para que los agentes generadores ingresen la información y documentación requerida.
- b) Revisar la información declarada y la documentación de sustento presentada por los generadores para el cálculo de los costos variables.
- c) Utilizar los costos variables declarados por los agentes en los distintos instrumentos de programación operativa empleados por el CND, de conformidad con el ROM y sus Normas Técnicas aplicables.
- d) Calcular y publicar en el portal de internet del CND los Costos Variables vigentes en dólares americanos (USD).
- e) Determinar el precio de referencia del combustible

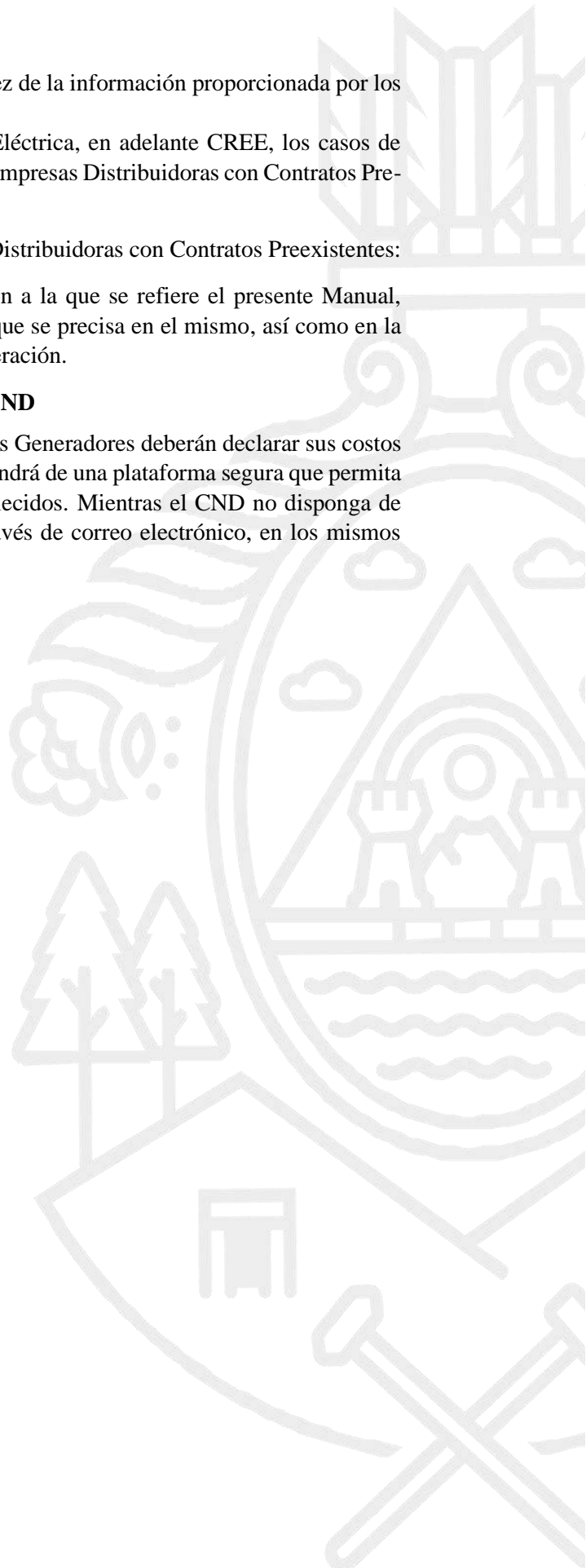
- f) Realizar auditorías técnicas para verificar la validez de la información proporcionada por los agentes generadores.
- g) Informar a la Comisión Reguladora de Energía Eléctrica, en adelante CREE, los casos de incumplimiento por parte de los Generadores y/o Empresas Distribuidoras con Contratos Pre-existentes.

Corresponderá a las empresas generadoras y/o Empresas Distribuidoras con Contratos Preexistentes:

- h) Entregar al CND la información y documentación a la que se refiere el presente Manual, según la metodología y el modo de presentación que se precisa en el mismo, así como en la Guía de Verificación de Costos Variables de Generación.

6 Vía de ingreso o actualización de combustibles al CND

Para realizar las Declaraciones de Combustible los Agentes Generadores deberán declarar sus costos ingresándolos al sitio web del CND, para lo cual éste dispondrá de una plataforma segura que permita el ingreso de información en los formatos y plazos establecidos. Mientras el CND no disponga de dicha plataforma, los costos deberán ser informados a través de correo electrónico, en los mismos formatos y plazos establecidos.



TÍTULO II COSTO DE COMBUSTIBLE LÍQUIDO

7 Estructura del costo de combustible líquido

Cada Agente Generador calculará e informará el costo unitario de combustible, expresado en dólares estadounidenses por galón [USD/gal], el cual será calculado según la siguiente estructura básica de costos:

- 1) Costo del combustible según factura de compra, expresado en [USD/gal].
- 2) Premium o recargo del proveedor de combustible, el cual también estará expresado en unidades en [USD/gal].
- 3) Costos de tratamiento mecánico del combustible, expresado en [USD/gal]. Corresponden a los costos promedio por cada unidad de combustible por los tratamientos mecánicos y químicos aplicados al combustible. Esta información proviene del informe anual que será presentado por el Agente Generador, especificado en el numeral 9 del presente Manual. Se podrá considerar como parte de estos costos, los costos empleados en el recambio, rotación, centrifugación y reprocesamiento del combustible; así como aquellos necesarios para incrementar su vida útil. En caso de que el Agente Generador no presente oportunamente el informe debidamente sustentado, CND asumirá que estos costos tienen un valor cero.
- 4) Valor del flete o costos generales de transporte desde los almacenes del proveedor hasta los tanques de combustible de la unidad generadora, expresado en [USD/gal], el cual debe considerar únicamente su componente variable.
- 5) Otros cargos asociados al tipo de combustible y estipulados en contratos.
- 6) Costo de almacenamiento financiero, el cual está asociado al monto monetario inmovilizado por almacenamiento entre el momento de la compra del combustible y el momento del cobro de la energía vendida en las transacciones de energía.
 - i. Este costo se calcula sumando los costos obtenidos en los numerales (1)-(5) y multiplicando esta suma por el factor de almacenamiento financiero f_a , el cual se obtiene como:

$$f_a = (1 + r)^{\frac{T_a}{360}} - 1$$

- ii. Donde r es la tasa de interés en moneda extranjera (dólares americanos), y T_a es el período del costo financiero (45 días). La tasa de interés será la Tasa de Interés Activa Promedio Ponderado por Actividad Económica sobre Préstamos Nuevos en Moneda Extranjera, correspondiente a la última actualización publicada por el Banco Central de Honduras para la actividad económica: Electricidad, Agua, Gas y Servicios¹.

El costo de combustible líquido determinado de acuerdo con el desglose anterior deberá ser referido a un valor base equivalente a 11.000 kcal/kg PCS.

Para efectos del costo de almacenamiento a considerar se entenderá que corresponde al combustible que se encuentra disponible en los tanques de cada central (de su propiedad o en depósitos fiscales), con uso exclusivo para la producción de energía de las unidades generadoras.

En el caso de que el valor del combustible líquido puesto en el tanque de la central incluya el costo de flete indicado en (4), se deberá declarar directamente dicho valor en (1) y en consecuencia el valor del flete (4) deberá ser declarado nulo.

¹ Disponible en: <https://www.bch.hn/estadisticas-y-publicaciones-economicas/sector-monetario/tasas-de-interes/tasas-de-interes-promedio-ponderadas-sobre-saldos>

El costo unitario de combustible (CUC) es la suma de los valores señalados en los numerales 1), 2), 3), 4), 5) y 6) del presente numeral.

8 Registros y respaldo

El agente deberá mantener un registro de facturas que demuestren los pagos relacionados a cada nueva declaración de costos. Estos registros le servirán para respaldar la validez de sus costos durante las auditorias de la CREE o el CND.

Los antecedentes anteriores deberán ser presentados al CND en el formato establecido, adjuntando un Informe de Sustento. De existir más componentes a los indicados en el numeral 7, tales como corrección por diferencia de temperatura en el sitio de generación, ajuste por relación entre los poderes caloríficos real y de referencia, entre otros, el agente podrá considerarlos en la declaración, detallando sus cálculos en el Informe de Sustento.

9 Informes de Sustento

Los Agentes Generadores termoeléctricos que utilicen combustible líquido o bunker deberán entregar al CND determinada información y documentación según los siguientes conceptos:

- a) Un informe mensual, remitido vía correo electrónico u otro medio electrónico establecido por el CND, con la declaración de las adquisiciones de combustibles para sus Unidades de Generación termoeléctrica realizadas en el mes anterior. Dicho informe deberá entregarse en los primeros cinco días hábiles de cada mes, y únicamente incluirá las adquisiciones de los combustibles que físicamente se encuentren en los tanques de combustible de las Unidades de Generación termoeléctrica. En los casos que no se realicen compras, el informe deberá declarar expresamente la no adquisición de combustibles durante dicho mes.
- b) Un informe anual sobre:
 - i. Los costos de tratamiento mecánico del combustible, debidamente sustentados en comprobantes de pago por la adquisición de materiales y repuestos utilizados para la reparación, mantenimiento y operación de los equipos de centrifugación durante los últimos tres (3) años; y
 - ii. Los costos de tratamiento químico del combustible, debidamente sustentados tanto en una copia del análisis del combustible que justifique la utilización de aditivos en éste y la dosificación requerida para un determinado volumen de combustible consumido, así como en los respectivos comprobantes de pago asociados a las compras del producto referido, y los registros del volumen consumido del mismo durante los últimos tres (3) años. Dicho informe se deberá presentar antes del 31 de diciembre de cada año.
- c) Informe de Actualización Diaria: este informe solo será necesario en el caso de que se incorpore un nuevo volumen de combustible a lo ya establecido en el Informe de Declaración Mensual y que por ende genere una modificación en el Costo Unitario de Combustible. En el caso de ser requerido, dicho informe deberá ser enviado, antes de las 9:00 am del día previo a la vigencia del combustible.

10 Uso del costo de combustible líquido o bunker por parte del CND

El CND deberá realizar un ajuste al CUC obtenido en el numeral 7 del presente manual, considerando el último informe mensual remitido por el Agente Generador y la actualización de los precios de combustibles declarados mensualmente, o en su defecto la actualización diaria correspondiente. Para ello, el Agente Generador deberá informar al CND el inventario de combustible, el que se determinará como la cantidad de combustible disponible en sus tanques de combustible y la cantidad de combustible adquirida en su última compra.

Si CUC_t es el costo unitario del combustible para la fecha actual, la cual corresponde a la fecha más cercana a la fecha estipulada para la declaración, entonces el costo unitario ponderado puede calcularse como:

$$\overline{CUC} = \frac{CUC_t * VC_t + CUC_{t-1} * VA_t}{VC_t + VA_t}$$

donde VC_t es el volumen de combustible adquirido o por adquirir al costo de referencia actual, y VA_t es el volumen disponible en los tanques de combustible de cada central. El volumen debe ser informado en galones, en el caso de centrales con combustible diésel.

Para centrales que utilizan combustible bunker, se podrá hacer el cálculo con unidades de masa almacenada en lugar de volumen, y el costo unitario referirlo a unidades de masa. Para propósitos de registro y publicaciones estipuladas en la regulación, el CND realizará la conversión a factores afectados con unidades de volumen utilizando una densidad media del Bunker tipo C a 60 grados Fahrenheit (60 °F) equivalente a quince puntos cinco grados centígrados (15.5°C).

Finalmente, el costo variable combustible (CVC), para el combustible líquido o bunker, se obtiene como:

$$CVC = CUC * 1000 * CEC_b \left[\frac{US \$}{MWh} \right]$$

Donde CEC_b corresponde al consumo específico de calor en el punto de operación base de la unidad, medido en [Ton/kWh]. El costo anterior, será el utilizado para la programación de la operación del SIN. Sin perjuicio de lo anterior, en conformidad con lo establecido en el 0existirá un Costo Variable Combustible para distintos valores de carga, lo que conformará la Curva de Costo Incremental de las Unidades Generadoras.

Para la conversión a toneladas del combustible líquido, se deberán utilizar las siguientes conversiones en función de la densidad específica de los combustibles:

| Combustible | Densidad [kg/gal] |
|-------------------|-------------------|
| Diesel | 3,2176 |
| Bunker (Fuel Oil) | 3,7831405 |

11 Actualización en base al precio de referencia

Conforme a lo indicado en el punto 4.1 del Anexo 3 de la Norma Técnica de Programación, el CND podrá actualizar los precios de combustibles declarados mensualmente, cada semana con base en las variaciones en los precios de referencia. Para información de los Coordinados, el CND incluirá en el Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo los precios de referencia utilizados en el estudio, y en la Programación Semanal, los precios de referencia vigentes.

Para dicha actualización se realizará el siguiente procedimiento:

- i. Determinar el CVC del combustible líquido o bunker de manera mensual en función de lo informado en el Informe de Sustento correspondiente, conforme a lo establecido en el numeral 10.

- ii. Determinar el precio de referencia para la fecha correspondiente a la declaración de combustible utilizada para el punto anterior.
- iii. Determinar de manera semanal la variación del precio de referencia en base al establecido de manera mensual, esto establecerá el factor de ajuste semanal a aplicar.
- iv. Corregir el valor determinado de manera mensual, multiplicando dicho valor con el factor de ajuste calculado.

12 Inventario de Combustible Líquido o Bunker

Como se indicó en el numeral 10 el inventario de combustible se determinará como la cantidad de combustible disponible en los tanques de combustible de cada central y la cantidad de combustible adquirida en su última compra.

Será responsabilidad de la empresa Coordinada indicar en el Informe de Sustento Mensual el inventario inicial y final en toneladas para el ciclo de operación mensual a informar.

Para el desarrollo del inventario se deberá establecer la siguiente información la que podrá ser verificada por parte del CND, a través de un proceso de auditoría en el caso de detectar inconsistencias en los antecedentes proporcionados:

- i. Inventario inicial [Ton]
- ii. Proveedor
- iii. Día de descarga en los tanques de combustible
- iv. Volumen descargado [Ton].
- v. Densidad del combustible descargado [kg/Lt]
- vi. Costo [US \$ /Ton]
- vii. Consumo [Ton]
- viii. Merma [Ton]
- ix. Inventario Final [Ton]

Cada vez que exista consumo de combustible líquido o bunker, el Coordinado deberá registrar el inventario diario inicial y final utilizado, para esto deberá tener un control en el tanque de combustible de la central.

La medición del consumo de Diesel podrá realizarse por tanque calibrado o por caudalímetro contrastado de clase 0.5 o superior. La calibración de los tanques puede realizarse sobre el tanque diario. En todos los casos se podrá exigir la presentación del certificado de calibración. La antigüedad máxima admisible del certificado de calibración de los tanques será de 10 años. La antigüedad máxima admisible del certificado de contraste de los caudalímetros será de 5 años.

TÍTULO III COSTO DE COMBUSTIBLE SOLIDO

13 Estructura para los combustibles sólidos

EL costo de los combustibles sólidos se entenderá compuesto, entre otros y según corresponda, por los valores de los ítems indicados en el cuadro siguiente:

| |
|-----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| 1. Valor FOB unitario del carbón en país de origen, el cual es el cociente entre el valor pagado y la cantidad de carbón comprada. |
| 2. Flete marítimo: Costo unitario del flete desde país de origen hasta el puerto de descarga |
| 3. Seguro Marítimo |
| 4. Costo CIF = (1) + (2) + (3) |
| 5. Arancel de Importación (impuesto) |
| 6. Pagos a Empresa Nacional Portuaria y Operadora Portuaria por manejo aduanal y de descarga (únicamente los componentes variables de estos pagos, los que son función de las toneladas importadas) |
| 7. Comisión de Agentes de Aduana |
| 8. Manejo en Cancha |
| 9. Muestreo y Análisis |
| 10. Flete y Seguros Terrestres: el componente variable de estos servicios. |
| 11. Mermas asociadas a transporte, descarga y manejo |
| 12. Gastos financieros del stock de combustible almacenado en cancha, el cual el cual está asociado al monto monetario inmovilizado por almacenamiento entre el momento de la compra del carbón y el momento del cobro de la energía vendida en transacciones de energía. Este costo se calcula sumando los costos obtenidos en los numerales (5)-(11) y multiplicando esta suma por el factor de almacenamiento financiero f_a , el cual se obtiene como: $f_a = (1 + r)^{\frac{T_a}{360}} - 1$ Donde r es la tasa de interés en moneda extranjera (dólares americanos), y T_a es el período del costo financiero (45 días). La tasa de interés será la Tasa de Interés Activa Promedio Ponderado por Actividad Económica sobre Préstamos Nuevos en Moneda Extranjera, correspondiente a la última actualización publicada por el Banco Central de Honduras para la actividad económica: Electricidad, Agua, Gas y Servicios ² . |
| 13. Costo en Cancha = (4) + (5) + (6) + (7) + (8) + (9) + (10) + (11) + (12) |

El desglose por informar para los costos de los tipos de combustibles sólidos declarados deberá incluir, como mínimo, todos los ítems descritos en el cuadro anterior, para cada uno de los embarques considerados por cada proveedor.

El costo de combustible sólido determinado de acuerdo con el desglose anterior deberá ser referido a un valor base equivalente a 6.000 kcal/kg PCS.

En el caso que la modalidad de compra sea FOB, se deberán informar todos los ítems de la tabla anterior. Si la modalidad de compra es CIF, se deberán informar sólo los ítems indicados en los

² Disponible en: <https://www.bch.hn/estadisticas-y-publicaciones-economicas/sector-monetario/tasas-de-interes/tasas-de-interes-promedio-ponderadas-sobre-saldos>

numerales 4 al 13. En el caso que no exista alguno de estos costos, el Agente Generador deberá declararlo informando que su valor es cero.

Para la biomasa se aplicarán las mismas condiciones definidas en el presente Título.

14 Información a entregar de los combustibles sólidos

Junto con la información requerida en la declaración de combustibles sólidos indicados en el numeral 13, el Agente Generador deberá entregar al CND cada vez que se descargue un nuevo embarque, ya sea de combustible o insumos arena caliza, la siguiente información, la que será parte integrante de cada Informe de Declaración de Recepción:

- a) Información relativa al combustible o insumo informado, según corresponda:
 - 1) Tipo de combustible o insumo (carbón bituminoso, sub-bituminoso, petcoke, arena, cal, etc.).
 - 2) Nombre del proveedor si éste es nacional.
 - 3) Nombre del embarque.
 - 4) País de origen del combustible o insumo
 - 5) Indicar intermediarios y descripción del servicio prestado
 - 6) Punto de entrega.
 - 7) Fecha de arribo.
 - 8) Fecha de inicio de descarga.
 - 9) Fecha de término de descarga.
 - 10) Cantidad de combustible/insumo (toneladas en base propia).
 - 11) Cantidad de combustible/insumo (toneladas en base equivalente).
 - 12) Poder calorífico inferior (PCI).
 - 13) Poder calorífico superior (PCS).

- b) Información relativa a los contratos, tal como:
 - 1) Tipo de costo (precio fijo o indexado)
 - 2) Modalidad de contrato: indicar si el contrato tiene o no la modalidad (“Take or Pay”). En caso de contar con otra modalidad se deberá especificar.
 - 3) Antigüedad del contrato: indicar si el contrato tiene una antigüedad mayor o menor a seis meses.
 - 4) Volumen adicional estimado para los siguientes 60 días, desde la fecha de declaración, asociados a los contratos respectivos.
 - 5) Potencial indisponibilidad del volumen adicional: indicar si el proveedor o el comprador tienen la posibilidad de interrumpir el compromiso y el porcentaje del volumen afectado.
 - 6) Existencia de acuerdo de Directorio asociados a los contratos.
 - 7) Existencia de impuestos que tengan efecto sobre el costo o disponibilidad informada.

- c) Información de costos y disponibilidad en el mediano plazo, tal como:
 - 1) Costo medio esperado a informar al CND, para los dos semestres calendario siguientes, a ser utilizado en las unidades generadoras del Agente Generador.
 - 2) Volumen esperado a ser utilizado, durante los dos semestres calendario siguientes, en las unidades generadoras del Agente Generador.

15 Sustento y Respaldo

La información y documentos antes indicados deberán ser sustentados mediante facturas o comprobantes de pago asociados a los suministros de carbón con una antigüedad menor o igual a cuarenta y cinco (45) días hábiles contados a partir de su fecha de declaración.

En los casos en los que los Agentes Generadores tengan que adquirir carbón con una antelación mayor a cuarenta y cinco (45) días hábiles, el carbón requerido para sus Unidades de Generación y en los que el suministro físico materia de dicha adquisición se realice de manera muy posterior y de forma periódica y continuada a la misma, los documentos de sustento podrán estar constituidos por el comprobante de pago correspondiente a la adquisición realizada o a través de los contratos suscritos con los proveedores, los que podrán ser solicitados por el CND. Estos registros, además, servirán para respaldar la validez de sus costos durante algún proceso de auditoría de la CREE o el CND.

16 Cálculo del Costo Unitario de los combustibles sólidos a utilizar

Conforme a lo indicado en el presente Manual, el método de costeo que se deberá utilizar para los combustibles sólidos será el costo histórico.

Cada Agente Generador deberá calcular el costo de cada combustible en su equivalente energético, conforme a lo establecido en el presente Manual, de acuerdo con los costos en cancha de cada combustible sólido.

Cada Agente Generador deberá realizar mensualmente un Informe de Uso de Combustible, indicando la programación de mezcla de los tipos de combustible, disponibles en su inventario (en cancha), que ha planificado utilizar en cada una de sus unidades, para un horizonte mensual, para los siguientes 12 meses de operación. Dicha declaración mensual deberá ser actualizada cada vez que se modifique la mezcla del tipo de combustible a utilizar. Dichas proyecciones deberán realizarse en función de costos futuros esperados en base a compromisos de compra asociados a contratos vigentes, indicando la fuente pública utilizada en el caso de requerir el uso de indexadores.

El Costo Unitario de Combustible, en adelante CUC, de la mezcla declarada, se deberá calcular como el promedio ponderado, en su equivalente energético, de los costos en cancha por tipo de combustible sólido de acuerdo con lo declarado en el Informe de Uso de Combustible, de acuerdo a la siguiente expresión:

$$CUC = \frac{\sum(C_i * Q_{cci})}{\sum Q_{cci}}$$

Donde:

CUC: Costo Unitario de Combustible, correspondiente al valor promedio ponderado de los costos de cada tipo de combustible utilizado, todos estos parámetros expresados en su equivalente energético.

C_i: Costo en cancha, en su equivalente energético, del tipo de combustible i.

Q_{cci}: Cantidad de cada tipo de combustible i en su equivalente energético, según el Informe de Declaración de Recepción del combustible a utilizar.

Finalmente, el costo variable combustible, para carbón, CVC se obtiene como:

$$CVC = CUC * 1000 * CEC_b \left[\frac{US \$}{MWh} \right]$$

Donde CEC_b corresponde al consumo específico de calor en el punto de operación base de la unidad, conforme a lo indicado en el presente Manual, medido en [Ton/kWh]. El costo anterior, será el utilizado para la programación de la operación del SIN. Sin perjuicio de lo anterior, en conformidad

con lo establecido en el 0existirá un Costo Variable Combustible para distintos valores de carga, lo que conformará la Curva de Costo Incremental de las Unidades Generadoras.

En cualquier caso, los combustibles o insumos recibidos sólo podrán ser utilizados para la determinación del Costo Unitario de Combustible, cuando el CND haya aceptado el Informe de Declaración de Recepción conforme a los requerimientos establecidos en el numeral 12 del presente Manual.

Conforme a lo indicado en el punto 4.1 del Anexo 3 de la Norma Técnica de Programación, el CND actualizará los precios de combustibles declarados mensualmente, cada semana con base en las variaciones en los precios de referencia. Para información de los Coordinados, el CND incluirá en el Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo los precios de referencia utilizados en el estudio, y en la Programación Semanal, los precios de referencia vigentes.

17 Informes de Declaración y Actualización de Combustibles Sólidos

Las fechas y horas establecidas para la recepción de esta información, serán las siguientes:

- a) Informe de Uso de Combustibles: Dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes, se debe enviar un informe listando las compras realizadas en el mes anterior y el volumen almacenado al comienzo y fin del mes anterior. Si no realizó ninguna compra dicho mes, el informe debe confirmarlo. Asimismo, dicho informe deberá contener aquellas disposiciones indicadas en el numeral 14.
- b) Informe de Declaración de Recepción: Deberá ser realizado cada vez que se reciba un nuevo embarque.
- c) Informe de Actualización Diaria de Actualización: este informe solo será necesario en el caso de que se modifique la mezcla del tipo de combustible a utilizar indicada en el Informe de Declaración Mensual y que por ende genere una modificación en el Costo Unitario de Combustible. En el caso de ser requerido, dicho informe deberá ser enviado, antes de las 9:00 am del día previo a la vigencia del combustible.

18 Verificación de Informes de Declaración

Basado en la información de sustento remitida por el Agente Generador en el Informe de Declaración de Recepción y el Informe de Declaración de Uso de Combustible, el CND revisará la consistencia de los cálculos de los costos ingresados. En caso haya alguna observación, el CND realizará el traslado al Agente Generador de dicha observación, para que en un plazo no mayor de cinco (5) días hábiles cumpla con subsanarla.

En caso de que, en el Informe de Declaración de Uso de Combustible, el CND detecte un incremento de stock de combustible no declarado por el Agente Generador de acuerdo con lo señalado en el presente Manual, el CND solicitará al Agente Generador efectuar la referida declaración en un plazo no mayor a dos (02) días hábiles. Si cumplido dicho plazo el Agente Generador no ha efectuado la declaración solicitada, el CND realizará la respectiva actualización según el Precio de Referencia, que se indica en el Punto 4.1 del Anexo 3 de la Norma Técnica de Programación.

En el caso de que se detecten incrementos de stock de combustible no declarados el CND podrá presentar el caso ante la CREE, indicando que el Agente Generador no está cumplimiento con los procedimientos establecidos en el presente Manual.

TÍTULO IV COSTO DE COMBUSTIBLE GAS NATURAL

19 Estructura del costo Gas Natural

El costo del gas natural (GN) puede provenir de gasoductos (nacionales o internacionales) o a partir de una terminal de gas natural licuado (GNL), desde ambos puntos se debe adquirir y transportar hasta cada central generadora que utilizará dicho combustible.

Al respecto, se determinará el costo del gas natural mediante los costos variables de los ítems, cuyo detalle se describe a continuación:

| |
|----------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------------|
| (a) Costo FOB: costo en Boca de Pozo de gas natural adquirido mediante redes o poliductos, internacionales incluyendo costos variables, como compresión y otros que se establezcan en el respetivo contrato de compra. En el caso de compras de GNL, se podrá utilizar el costo DES (Delivered ex Ship). |
| (b) Gas combustible y pérdidas hasta frontera: aplica en caso de compras internacionales, costo asociado al gas natural utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea expresado como un porcentaje sobre el total inyectado en cabecera de gasoducto, para llegar al punto de la frontera nacional entre el país vendedor y Honduras. En el caso de compras de GNL, se podrá informar también el consumo de gas natural utilizado por la nave metanera durante el transporte. |
| (c) Cargo por transporte hasta frontera: costo asociado a la utilización de un contrato de transporte interrumpible (no firme) vigente con el proveedor o con el transportista en el caso de internación internacional. Se deberán indicar los costos asociados al transporte interrumpible de todos los tramos de gasoducto que se utilicen para llegar al punto de entrega de la unidad de generación que utilizará el combustible, asimismo se podrán informar todos los costos asociados al transporte en buque en el caso de GNL. |
| (d) Seguro: solo en el caso de que el Coordinado lo haya contratado |
| (e) Total Costo CIF: (a) + (b) + (c) + (d) |
| (f) Gas Combustible y Pérdidas dentro de Honduras: costo asociado al gas natural utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea expresado en porcentaje sobre el total inyectado en cabecera del gaseoducto de venta, para traer el combustible desde el punto frontera al punto de consumo de la central generadora. También aplica en el caso de que existan pozos nacionales de gas natural. |
| (g) Arancel de Importación (impuestos) |
| (h) Comisión de Agentes de Aduana, expresado como un porcentaje del costo CIF. |
| (i) Comisión Bancaria, expresado como un porcentaje del costo CIF. |
| (j) Cargo por transporte dentro de Honduras: costo asociado a la utilización de un contrato de transporte vigente con el proveedor o transportista en territorio nacional. |
| (k) Pérdidas en el terminal de regasificación: costo asociado al gas natural licuado, utilizado en el proceso de gasificación, desde la recepción del GNL y hasta su regasificación, expresado como un porcentaje sobre el total entregado en tanque del terminal. En el caso de que el gas provenga de gasoducto este costo será nulo. |
| (l) Cargo por servicio de gasificación en el terminal de GNL: costo asociado de gasificación contratado por un cliente del terminal de GNL. En el caso de que el gas provenga de gasoducto este costo será nulo. |
| (m) Costo de Compresión: costo asociado al transporte contratado por un cliente del gaseoducto requiera comprimir el gas en el punto de consumo de la unidad de generación, si corresponde. |
| (n) Costo Total: (e) + (f) + (g) + (h) + (i) + (j) + (k) + (l) + (m) |

El desglose por informar para los costos de gas natural deberá incluir todos los ítems, que apliquen, descritos anteriormente, salvo que la modalidad de la compra sea CIF, o que corresponda a una compra nacional de combustible, caso en que el Agente Generador deberá declarar el costo (n), detallando de las letras (f) a la (m).

El costo deberá ser informado para un valor base equivalente a un poder calorífico superior de 9.300 kcal/m³ estándar.

Adicionalmente, se deberá informar si existen contratos bajo modalidad *Take or Pay* suscritos en el suministro, transporte, regasificación y/o almacenamiento de gas natural, puntos y condiciones de entrega y los periodos que aplican. En cuyo caso se deberán informar los costos incurridos, volúmenes comprometidos y periodos correspondientes.

20 Información por entregar de los combustibles gas natural

Junto con la información requerida en la declaración de combustibles gas natural indicados en el numeral 19, el Agente Generador deberá entregar al CND cada vez que se realice una nueva declaración de gas natural, la siguiente información:

- a) Información relativa al combustible o insumo informado, según corresponda:
 - 1) Tipo de combustible
 - 2) Nombre del proveedor
 - 3) Nombre del gasoducto.
 - 4) País de origen del combustible.
 - 5) Calidad del gas según certificado de calidad.
 - 6) Indicar intermediarios y descripción del servicio prestado
 - 7) Para el caso de gasoductos, Punto de inyección y Punto de entrega
 - 8) Para el caso de GNL, punto de entrega, fecha de arribo y fecha de inicio de descarga de los buques.
 - 9) Cantidad de combustible en MMBTU.
 - 10) Poder calorífico inferior (PCI).
 - 11) Poder calorífico superior (PCS).

- b) Información relativa a los contratos, tal como:
 - 1) Tipo de costo (Spot, mediano o largo plazo)
 - 2) Modalidad de contrato: indicar si el contrato tiene o no la modalidad (“*Take or Pay*”). En caso de contar con otra modalidad se deberá especificar.
 - 3) Cantidad diaria comprometida en m3S base equivalente, para compras vía gasoducto.
 - 4) Cantidad de barcos comprometidos en el año, para compras de GNL.
 - 5) Volumen Anual comprometido en m3S base equivalente.
 - 6) Existencia de condiciones de uso relativas a la disponibilidad anual, describiendo como se activan y si afectan al comprador o al vendedor.
 - 7) Potencial indisponibilidad del volumen adicional: indicar si el proveedor o el comprador tienen la posibilidad de interrumpir el compromiso y el porcentaje del volumen afectado.
 - 8) Existencia de acuerdo de Directorio asociados a los contratos.
 - 9) Existencia de impuestos que tengan efecto sobre el costo o disponibilidad informada.

- c) Información de costos y disponibilidad en el mediano plazo, tal como:
 - 1) Costo medio esperado a informar al CND, para los dos semestres calendario siguientes, a ser utilizado en las unidades generadoras del Agente Generador.

- 2) Volumen esperado a ser utilizado, durante los dos semestres calendario siguientes, en las unidades generadoras del Agente Generador.

21 Sustento y Respaldo

La información y documentos antes indicados deberán ser sustentados mediante los contratos asociados a los suministros de gas natural con una antigüedad menor o igual a cuarenta y cinco (45) días hábiles contados a partir de su fecha de declaración.

El Agente Generador deberá poner a disposición del CND, una copia de los contratos pertinentes que permitan respaldar cada uno de los costos informados, asimismo se podrán utilizar como respaldos, las facturas de compraventa de bienes y/o servicios, guías de despacho e informes. En el caso de una compra internacional, se podrá acompañar el certificado de pago de derechos de internación ante los Agentes de Aduana, que den cuenta al menos de la cantidad a ser internada.

Se deberá acompañar un certificado con la calidad esperada del combustible a adquirir, con su certificado de laboratorio más reciente, este debe venir con la firma del encargado de la empresa proveedora.

Estos registros, servirán para respaldar la validez de los costos informados durante algún proceso de auditoría de la CREE o el CND.

22 Cálculo del Costo Unitario de Gas Natural vía Gasoducto.

Conforme a lo indicado en el presente Manual, el método de costeo que se deberá utilizar para el combustible gas natural vía gasoducto será el costo de reposición.

El Costo Unitario de Combustible, en adelante CUC, del gas natural vía gasoducto, se deberá calcular como el promedio ponderado, en su equivalente energético, considerando los costos totales y las cantidades comprometidas para ser suministradas por los distintos proveedores, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CUC = \frac{\sum(G_i * Q_{cci})}{\sum Q_{cci}}$$

Donde:

CUC: Costo Unitario de Combustible, correspondiente al valor promedio ponderado de los costos de cada tipo de combustible utilizado, todos estos parámetros expresados en su equivalente energético, en [US \$/dam³]

C_i: Costo total equivalente correspondiente al suministro i, cuya inyección se prevé dentro del periodo de vigencia de la declaración.

Q_{cci}: Cantidad equivalente correspondiente al suministro de combustible i en su equivalente energético, cuya inyección se prevé dentro del periodo de vigencia de la declaración.

Finalmente, el costo variable combustible, para gas natural vía gasoducto, CVC se obtiene como:

$$CVC = CUC * 1000 * CEC_b \left[\frac{US \$}{MWh} \right]$$

Donde CEC_b , corresponde al consumo específico de calor en el punto de operación base de la unidad, conforme a lo indicado en el 0del presente Manual, medido en [m3S/ kWh]. El costo anterior, será el utilizado para la programación de la operación del SIN. Sin perjuicio de lo anterior, en conformidad con lo establecido en el 0existirá un Costo Variable Combustible para distintos valores de carga, lo que conformará la Curva de Costo Incremental de las Unidades Generadoras.

En cualquier caso, los combustibles o insumos recibidos sólo podrán ser utilizados para la determinación del Costo Unitario de Combustible, cuando el CND haya aceptado el Informe de Declaración de Recepción conforme a los requerimientos establecidos en el numeral 17 del presente Manual.

Conforme a lo indicado en el punto 4.1 del Anexo 3 de la Norma Técnica de Programación, el CND actualizará los precios de combustibles declarados mensualmente, cada semana con base en las variaciones en los precios de referencia. Para información de los Coordinados, el CND incluirá en el Informe de Planificación Operativa de Largo Plazo los precios de referencia utilizados en el estudio, y en la Programación Semanal, los precios de referencia vigentes.

23 Cálculo del Costo Unitario de Gas Natural Licuado (GNL)

Se deberán informar los costos establecidos en los contratos de suministro y en los casos que corresponda, cada Agente Generador, informará el CUC resultante para cada ítem de la estructura de costos según lo indicado el numeral 19. El cálculo deberá incluir el detalle de los ítems por cada proveedor de GNL considerado, incluyendo la cantidad de cada partida.

El Costo Unitario de Combustible, en adelante CUC, del GNL, se deberá calcular como el promedio ponderado, en su equivalente energético, considerando los costos totales y las cantidades comprometidas para ser suministradas por los distintos proveedores, de acuerdo con la siguiente expresión:

$$CUC = \frac{\sum(C_i * Q_i)}{\sum Q_i}$$

Donde:

CUC: Costo Unitario de Combustible, correspondiente al valor promedio ponderado de los costos de cada tipo de combustible utilizado, todos estos parámetros expresados en su equivalente energético, en [US \$/m³S].

i: Índice que cubre las partidas pertenecientes a los volúmenes comprometidos en los próximos 60 días respecto a la fecha de la declaración de costos. En el caso de los contratos tipo *Take or Pay* deberán declararse los volúmenes y costos comprometidos para los periodos correspondiente.

C_i : Costo total equivalente correspondiente al suministro i, cuya inyección se prevé dentro del periodo de vigencia de la declaración.

Q_i : Cantidad equivalente correspondiente al suministro de combustible i en su equivalente energético, cuya inyección se prevé dentro del periodo de vigencia de la de declaración.

Finalmente, el costo variable combustible, para GNL, CVC se obtiene como:

$$CVC = CUC * 1000 * CEC_b \left[\frac{US \$}{MWh} \right]$$

Donde CEC_b corresponde al consumo específico de calor en el punto de operación base de la unidad, conforme a lo indicado en el 0del presente Manual, medido en [m3S/ kWh]. El costo anterior, será el utilizado para la programación de la operación del SIN. Sin perjuicio de lo anterior, en conformidad con lo establecido en el 0existirá un Costo Variable Combustible para distintos valores de carga, lo que conformará la Curva de Costo Incremental de las Unidades Generadoras.

24 Informes de Declaración y Actualización de Combustibles Gas Natural

Las fechas y horas establecidas para la recepción de esta información, serán las siguientes:

- a) Informe de Uso de Combustibles: Dentro de los primeros cinco (5) días hábiles de cada mes, se debe enviar un informe listando las compras realizadas en el mes anterior y el volumen almacenado al comienzo y fin del mes anterior, en particular para el GNL se deberá informar el volumen en los tanques del terminal de regasificación, indicando la cantidad de combustible propio que se tiene en dicho terminal. Si no realizó ninguna compra dicho mes, el informe debe confirmarlo, indicando la programación de compra de combustible, que ha planificado utilizar en cada una de sus unidades, para un horizonte mensual, para los siguientes 12 meses de operación. Dicha declaración mensual deberá ser actualizada cada vez que se modifique la programación de compra del tipo de combustible a utilizar. Dichas proyecciones deberán realizarse en función de costos futuros esperados en base a compromisos de compra asociados a contratos vigentes, indicando la fuente pública utilizada en el caso de requerir el uso de indexadores.
- b) Informe de Declaración de Recepción: Deberá ser realizado cada vez que se reciba un nuevo embarque de GNL.
- c) Informe de Actualización Diaria de Actualización: este informe solo será necesario en el caso de que se consigne una compra de gas natural vía gasoducto, que genere una modificación en el Costo Unitario de Combustible. En el caso de ser requerido, dicho informe deberá ser enviado, antes de las 9:00 am del día previo a la vigencia del combustible.

TÍTULO V COSTOS VARIABLES DE MANTENIMIENTO Y OPERACIÓN NO COMBUSTIBLE

25 Composición y declaración de CO&M

El costo variable de operación y mantenimiento es el componente que guarda proporción directa con la producción de energía de la planta, es decir el que se encuentra atribuido al despacho de la unidad de generación y la energía generada durante el mismo periodo. Este Manual establece un método basado en el plan de mantenimiento aplicable a cada unidad, reconociendo los costos de O&M recomendados por el fabricante (menores y mayores).

Dado lo anterior, el CO&M deberá tener en consideración el balance del valor presente de los costos incurridos por concepto de costos de mantenimiento y aquellos costos de operación de naturaleza variable que no forman parte de los costos combustibles.

Para este propósito se procederá de la siguiente manera:

- (1) Enumerar los tipos de mantenimiento que debe recibir cada unidad y equipo asociado de la central (mayores y menores), especificando una breve descripción de cada mantenimiento.
- (2) Para cada unidad y tipo de mantenimiento se deben identificar los siguientes conceptos:
 - 2.1 Intervalos (en horas) recomendados por el fabricante, para cada mantenimiento.
 - 2.2 Identificar el tiempo de mantenimiento en que la unidad estará fuera de servicio.
 - 2.3 Identificar el costo total de cada mantenimiento (en dólares US \$)
- (3) De esta manera, el CO&M, se deberá considerar como único y constante para el periodo informado, éste estará dado por la siguiente expresión:

$$CVM = \frac{\sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+t)^i}}{\sum_{i=0}^n \frac{PE.FP.(H-HM)}{(1+t)^j}}$$

Siendo los términos

E_i = energía media mensual generada en el periodo i .

C_i = costos de mantenimiento incurrido en el periodo i .

t = tasa de descuento.

n = número de periodos dentro del ciclo operativo hasta completar el Overhaul.

FP= factor de planta

PE = Potencia Efectiva

H = Horas de Operación del Ciclo de Mantenimiento

HM = Horas de Mantenimiento

j = Periodo de liquidación del mercado.

i = Periodos dentro del ciclo de mantenimiento hasta completar el Overhaul.

- 3.1 Para la determinación del Costo Total del Ciclo de Mantenimiento en Valor Presente $\left(\sum_{i=0}^n \frac{C_i}{(1+t)^i}\right)$ se deberá considerar el valor presente del costo de todos los mantenimientos que se deben ejecutar hasta completar la primera inspección mayor (Overhaul) de la unidad, momento en que se reiniciará el ciclo de mantenimiento. Conforme a lo anterior, en el Informe Sustentatorio se deberán indicar todos los mantenimientos necesarios a ejecutar para completar en su totalidad el ciclo indicado, lo que debe estar respaldado en las pautas de mantenimiento y/o recomendaciones del fabricante.
- 3.2 El término $PE \cdot FP \cdot (H - HM)$ corresponde a la energía generada³ durante el ciclo de mantenimiento, y será determinada como la potencia efectiva que el modo de operación puede inyectar a la red (PE) considerando un factor de planta determinado, multiplicada por, la diferencia entre el total de horas de operación del ciclo de mantenimiento (H) conducente a una inspección mayor y el total de horas en que la unidad estuvo en mantenimiento correctivo durante dicho periodo.
- 3.3 Para considerar la cantidad de energía a inyectar, se debe tener en consideración la potencia de cada modo de operación en que la unidad puede ser despachada a carga base.
- 3.4 Para efectos de la determinación del factor de planta (FP) con el que se calculan las horas de operación, se considerarán las siguientes condiciones:
- Operación en base: son aquellas centrales que operan de manera regular en el SIN, para cubrir las necesidades de la demanda base del sistema, y su modulación se presenta por temas de precio o disponibilidad de las mismas. Para calificar en esta categoría el promedio histórico de generación de los últimos cuatro años deberá ser superior a las 3.000 horas de operación anual. Excepcionalmente, podrán considerarse unidades con horas de operación superior al 90% del valor antes indicado, en tanto correspondan a unidades de generación de costo variable de operación similar al de las tecnologías de operación en base como turbinas de cogeneración o vapor-carbón. El factor de planta a considerar para este tipo de operación es de 100%.
 - Operación cíclica: son aquellas centrales que se despachan en base a requerimientos operacionales o bien en condiciones particulares de precios que se presentan en el SIN. Por lo general estas unidades son turbinas de ciclo abierto que sustituyen la salida temporal de unidades de base debido a fallas o mantenimientos no programados o son requeridas para gestionar alguna congestión de pocas horas o días de duración. Para calificar en esta categoría el promedio histórico de generación de los últimos cuatro años sea un valor entre 1.000 y 3.000 horas de operación anual. Excepcionalmente podrán considerarse unidades con horas de operación por sobre el 90% del límite inferior o bajo el 110 % del límite superior, antes indicados, en tanto corresponda a unidades de generación de costo variable de operación similar al de la tecnología antes indicada. El factor de planta a considerar para este tipo de operación es de 30%.
 - Operación de punta: son aquellas centrales que se despachan solo ante condiciones particulares de operación como último recurso, por ejemplo, en condiciones de contingencia, operación aislada o para realizar alguna intervención particular en el SIN. Por lo general estas unidades son turbinas o motores con combustible Diesel. Para calificar en esta categoría se el promedio histórico de generación de los últimos

cuatro años sea inferior a 1.000 horas de operación anual. Excepcionalmente podrán considerarse unidades con horas de operación superior al 10%

- 3.5 El CND deberá mantener de forma pública el registro histórico de operación de las unidades generadoras del sistema.
- 3.6 La tasa de actualización a utilizar será aquella que establezca la CREE para las licitaciones de obras de transmisión, la que refleja índices reconocidos internacionalmente del nivel de riesgo de inversiones en la industria eléctrica en el país. El CND informará a los Agentes de manera anual la tasa de actualización que se deberá considerar para el cálculo correspondiente.

26 Criterios para la declaración de CO&M

En la determinación del costo variable de mantenimiento CVM de cada unidad, se deberá tener en consideración:

- (1) Los criterios en que se deben basar los mantenimientos solicitados a ser reconocidos por los CO&M deben estar sustentados en los manuales de los fabricantes, En caso no se cuente con dicha información, se tomará en cuenta la experiencia y las mejores prácticas compatibles de la industria, las que deberán ser sustentadas.
- (2) El período o ciclo de mantenimiento conducente a la primera inspección mayor que se deberá considerar corresponderá a lo establecido por los fabricantes de la turbina o motor y de las demás secciones o partes complementarias de la Unidad de Generación.
- (3) En el caso de las unidades de generación renovables, solo serán considerados aquellos costos que el fabricante pueda sustentar que poseen naturaleza variable. En el caso de poseer mantenimientos de naturaleza variable se deberá especificar el tipo y alcance de cada mantenimiento y se procederá conforme a la misma metodología descrita para las centrales convencionales.
- (4) Los repuestos necesarios para cada mantenimiento se deben obtener de las recomendaciones y manuales del fabricante. En su ausencia, se considerará la experiencia del Agente Generador y las mejores prácticas de la industria, las que deberán ser sustentadas.
- (5) El listado de repuestos presentado por el Agente Generador deberá especificar como mínimo: la denominación, cantidad necesaria y precios FOB unitarios, indicando la correspondiente área o sección de la unidad intervenida. Dicho listado deberá contener todos los repuestos cuyos costos hayan sido considerados en los cálculos realizados. A los precios FOB de los repuestos se agregarán los costos de internación respectivos (flete, seguro, aranceles, y todo impuesto que no genere crédito fiscal) a las tasas vigentes en cada oportunidad.
- (6) Pagos a personal asignado exclusivamente al mantenimiento de la unidad y que puedan cuantificarse y desglosarse como pagos horas-hombre por trabajos programados de mantenimientos menores o mayores. Este componente no debe considerar gastos de planilla o salarios de personal de mantenimiento ni de operación de la planta, ya que estos se tipifican como costos fijos.
- (7) Costos de materiales e insumos utilizados durante el mantenimiento, los cuales pueden incluir, entre otros:
 - Repuestos
 - Lubricantes, grasas, solventes y aditivos
 - Productos químicos para el tratamiento del agua de enfriamiento
 - Contratación de servicios de terceros para tareas específicas o especializadas de mantenimiento de la unidad, incluyendo pruebas de viscosidad o calidad en laboratorios u otros.

- Otros insumos y/o materiales utilizados en el mantenimiento de la unidad
- En el caso de las centrales de generación renovables se deberá detallar que los costos e insumos efectivamente se requieren responden a una naturaleza de operación variable, y que no representan un costo fijo de mantenimiento.

Para cada ítem anterior, se podrá considerar el costo financiero en la adquisición de estos insumos /o servicios, no pudiendo el período financiero ser superior a seis (6) meses. La tasa de interés a aplicar será la misma utilizada para el costo de almacenamiento financiero del combustible, expuesta en el presente manual, y correspondiente al mes en que se realizó la compra de insumos o la contratación de servicios especializados.

27 Formatos y vigencia para la declaración de CO&M

El agente generador presentará de manera anual un Informe de Sustento del Costo Variable de Operación y Mantenimiento, en formato .doc, .docx o pdf, donde detallará los valores y el procedimiento seguido en la determinación del CO&M que está siendo declarado.

Adicionalmente, deberá presentar una planilla de cálculo cuyo formato será proporcionado por el CND, que permitirá realizar el cálculo del CO&M.

En el caso de que no se declaren modificaciones al CO&M, los agentes deberán indicarlo en el Informe de Sustento.

El CND tendrá un plazo máximo de dos meses para evaluar y formular consultas al Informe de Sustento, una vez aprobado se establecerá la vigencia del mismo. Este informe deberá ser presentado al menos tres meses antes del término de la vigencia de los costos previamente aprobados.

TÍTULO VI CONSUMO ESPECÍFICO DE COMBUSTIBLE

28 Determinación del Consumo Específico de Combustible

El uso del Consumo Específico de Combustible (CEC), para efectos de la programación, se determina en función de la relación “CEC v/s potencia” de la Unidad de Generación termoeléctrica, relación obtenida en los Ensayos de Potencia Efectiva y Rendimiento.

Los Consumos Específicos determinados según el presente Manual serán utilizados en todos los procesos que el CND requiera en el cumplimiento de sus funciones y obligaciones.

El CEC de las unidades generadores señalado en el presente Manual deberá ser representativo de las características técnicas propias de dichas unidades. Aquellas restricciones operativas tales como restricciones del sistema de transmisión, medioambientales, convenios de riego, entre otras, no deberán ser consideradas en la determinación de este valor.



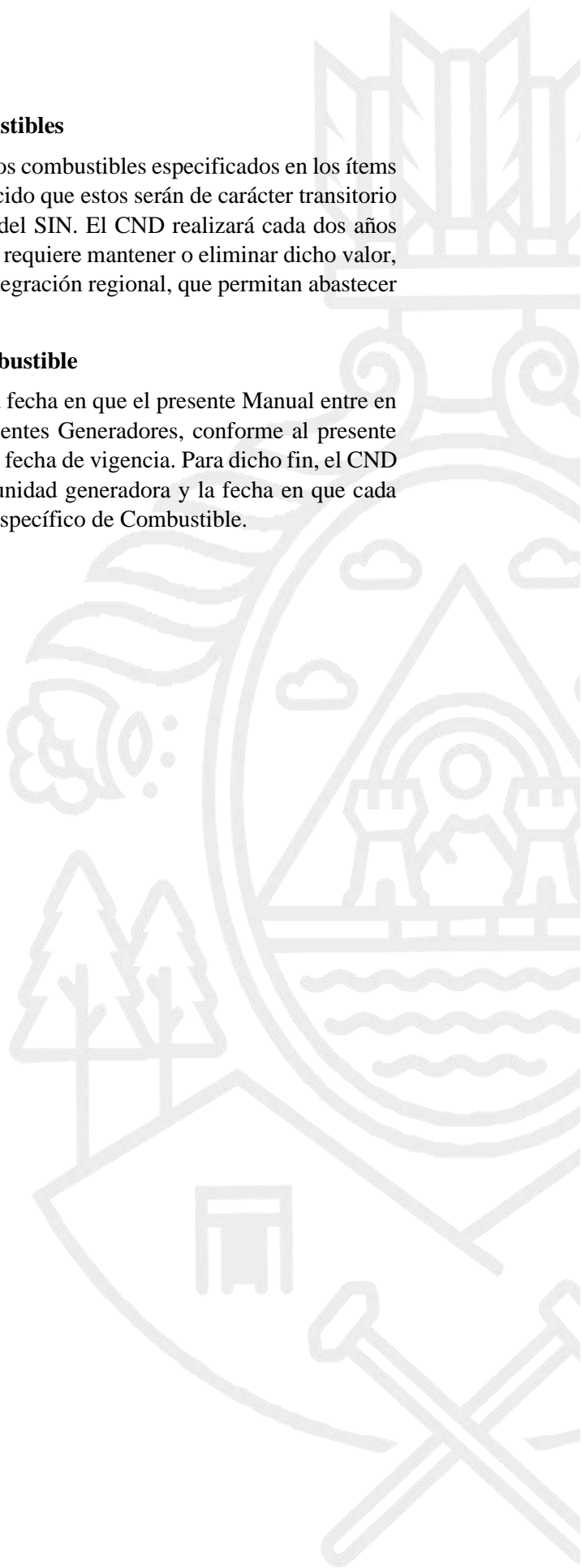
TÍTULO VII ARTICULOS TRANSITORIOS

29 Costo Financiero de almacenamiento de los Combustibles

En relación con el costo financiero de almacenamiento de los combustibles especificados en los ítems a considerar en las declaraciones de costos, se deja establecido que estos serán de carácter transitorio mientras se mantengan los niveles actuales de capacidad del SIN. El CND realizará cada dos años una evaluación del estado del sistema para determinar si se requiere mantener o eliminar dicho valor, en función de las condiciones de capacidad y niveles de integración regional, que permitan abastecer de manera segura y económica el SIN.

30 Actualización de los Consumos Específicos de Combustible

Los Consumos Específico de Combustible informados a la fecha en que el presente Manual entre en vigencia, deberán ser actualizados por los respectivas Agentes Generadores, conforme al presente Manual, en un plazo de 36 meses contados a partir de dicha fecha de vigencia. Para dicho fin, el CND establecerá un cronograma con la identificación de cada unidad generadora y la fecha en que cada una de éstas deberá actualizar sus respectivos Consumos Específico de Combustible.



ANEXO ÚNICO: AUDITORÍAS DE COSTOS VARIABLES DE GENERACIÓN Y PRUEBAS DE CONSUMO ESPECÍFICO

TÍTULO I: OBJETO Y ALCANCE DEL ANEXO

El presente anexo tiene como objetivo establecer los lineamientos que debe seguir un Auditor Técnico al llevar a cabo una Auditoría de Costos Variables de Generación en una central del Sistema Interconectado Nacional, conforme al contenido del Manual para el Cálculo y Declaración de Costos Variables de Generación (el Manual). El auditor determinará los Costos Variables de Generación de las centrales sujetas a auditoría y verificará las declaraciones previas de las centrales respecto a estos costos. Para lograrlo, el auditor se apoyará en los Informes de Sustento mencionados en el Manual, así como en otra información proporcionada por la central.

Los Costos Variables de Generación (CV) objeto de la auditoría comprenden los costos variables de combustible (CVC) y los costos variables de operación y mantenimiento (CO&M), conforme a lo establecido en el Título I, sección 1 de este Manual, y en un contexto general en lo dispuesto en el Anexo nro. 03 de la Norma Técnica de Programación de la Operación. Para la estimación del CVC el auditor deberá verificar los costos unitarios de combustible con sus respectivos componentes, y adicionalmente, deberá llevar a cabo una prueba de consumo específico de combustible (CEC).

TÍTULO II: CONSIDERACIONES GENERALES DE LAS AUDITORÍAS

Para las centrales térmicas que dependen de combustibles fósiles o biomasa para su operación, será objeto de la auditoría la evaluación del cálculo de los costos variables de combustible, los costos variables de operación y mantenimiento, así como la ejecución de la prueba de consumo específico.

Para las centrales cuya producción de energía no depende del uso de combustibles fósiles, será objeto de la auditoría el cálculo y verificación de los costos variables de operación y mantenimiento.

Cuando en el presente Anexo se haga alusión a “secciones”, se comprenderá que corresponden a las del Manual.

TÍTULO III: COSTO DE COMBUSTIBLE

El costo de combustible para las centrales se conformará según el desglose detallado en el Manual, específicamente en la sección 7 para combustibles líquidos, la sección 13 para combustibles sólidos y la sección 19 para el gas natural.

El auditor requerirá al agente los registros y respaldos de facturas, contratos o cualquier otro documento que respalden los pagos asociados a cada declaración de costos. En el caso de los combustibles líquidos, se presentarán estos antecedentes de acuerdo con las pautas establecidas en la sección 8. Respecto a los combustibles sólidos, el auditor verificará o solicitará la información necesaria para respaldar la declaración de los combustibles, conforme a lo indicado en la sección 14. Para el caso del gas natural, se hará referencia a las directrices establecidas en la sección 20.

El auditor realizará la verificación anterior cumpliendo con los requerimientos de los Informes de Sustento presentados en el Manual y siguiendo los formatos establecidos por el CND o cualquier otra información proporcionada en su momento por el Coordinado, el Auditor Verificará la completitud de estos Informes de Sustento, identificando si cuentan con toda la información y sus respectivos respaldos, en caso de no contar con los respaldos completos, el Auditor solicitará al agente la información restante necesaria y lo reportará en el Informe de Auditoría. Además, si el Coordinado

no tiene los Informes Sustento, el Auditor lo reportará en el Informe de Auditoría y solicitará a la central todos los respaldos necesarios para construir los costos declarados.

Para los combustibles líquidos los informes sustento planteados en la sección 9 constan de:

- Un informe mensual sobre las adquisiciones de combustible, así como cuando se haga una compra de combustible, independientemente del tiempo en que se realice.
- Un informe anual sobre los costos de tratamiento mecánico y químico del combustible.
- Informes de actualización diaria.

El informe de sustento mensual incluirá la información relacionada al Inventario de Combustible Líquido plasmada en la sección 12.

En cuanto a los combustibles sólidos, el auditor verificará los sustentos del agente guiándose de los requerimientos presentados en la sección 17 de los que se incluye:

- Informe de declaración y uso mensual de combustible.
- Informe de recepción de combustible.
- Informe de actualización diaria.

Mediante la verificación de los Informes antes mencionados, el auditor tendrá en cuenta el movimiento y stock mensual de combustible, con la información del volumen almacenado al comienzo y al final de cada mes.

De manera complementaria a lo mencionado anteriormente y a lo estipulado en el Manual, el auditor tendrá en cuenta la siguiente información que deberá solicitar al agente, mismas que es de carácter ejemplificativo más no limitativo:

- El contrato de compra de combustible entre el agente generador y su proveedor.
- Órdenes de compra de combustible exentas y el respaldo de las compras.
- Declaraciones de importación con registros de facturas.
- Factura de flete, desde el país de origen hasta el puerto de descarga y desde la terminal hasta la planta, según corresponda. Especificando la metodología de cálculo de pago por el flete entre otra información necesaria para su cálculo y verificación.

TÍTULO IV: COSTOS DE OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

Los costos variables de operación y mantenimiento serán estimados por el auditor siguiendo lo establecido en el TITULO V del Manual, y a su vez, el auditor verificará el Informe de Sustento del Costo Variable de Operación y Mantenimiento presentado por el agente. En cuanto a los insumos requeridos para la verificación o estimación antes mencionada, el auditor solicitará complementario a lo estipulado en el Manual, como mínimo lo siguiente:

- Manual de operación y de partes del fabricante.
- Características técnicas de las unidades de generación, incluyendo fotografías de cada generador y motor o turbina.
- Listado de repuestos presentado para los mantenimientos, incluyendo la cantidad y los precios FOB y unitarios.
- Facturas de repuestos utilizados en los mantenimientos.
- Pagos a personal por trabajos relacionados exclusivamente a mantenimientos diferentes a los gastos por planilla considerados como un cargo fijo.

El auditor utilizará de referencia los formatos presentados por el Centro Nacional de Despacho, que deben utilizar las centrales generadoras para declarar.

TÍTULO V: PRUEBAS DE CONSUMO ESPECÍFICO

El procedimiento que hace referencia a las pruebas de consumo específico de combustible aplica a centrales de generación que dependen de combustibles fósiles o biomasa para su operación.

Información para solicitar por parte del Auditor técnico para el protocolo de prueba de consumo específico de combustible

La empresa generadora deberá proporcionar toda la información técnica que el Auditor Técnico solicite, y que tenga relación con las pruebas de consumo específico, durante las instancias previas de desarrollo y hasta la entrega del resultado de esta. Sin desmedro de lo anterior, previo a la ejecución de la prueba, la Empresa Generadora remitirá al auditor como mínimo la información y documentación enlistada en la NT-IV, la cual debe ser objeto de consideración por parte del Auditor Técnico para elaborar el protocolo de prueba, el cual debe contener lo siguiente:

- a. Especificaciones técnicas (características y condiciones generales), tanto de la central de generación en su conjunto, como de cada una de sus unidades.
- b. Esquema de disposición de la central y ubicación de la unidad de generación o agrupación de unidades de generación a ensayar.
- c. Esquema que muestra los equipos principales, así como los flujos de los procesos que comprende el ciclo de la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación a ensayar.
- b. Diagrama unifilar eléctrico de la central y unidades.
- c. Esquemas básicos de los diferentes sistemas auxiliares: alimentación de combustible, enfriamiento, gases de combustión, etc.
- d. Diagramas P-Q (Curva de Capabilidad) de la unidad o unidades de generación a ensayar suministrados por el fabricante.
- e. Costo Unitario del Combustible calculado conforme al Manual de Costos Variables.
- f. Curvas de comportamiento de potencia por variación de los parámetros temperatura ambiente, humedad relativa, presión atmosférica, temperatura de fuente fría y factor de potencia.
- g. Curvas de comportamiento del consumo específico de combustible, rendimiento, consumo específico de calor o eficiencia por variación de los parámetros temperatura ambiente, humedad relativa, presión atmosférica, temperatura de fuente fría y factor de potencia.
- h. Los valores nominales de operación de los equipos principales de la unidad generadora tales como caldera, turbina, generador, transformador principal y sus equipos auxiliares asociados, puesto que, durante el período de medición de la prueba, estos valores no deben de ser superados.

- i. Una vez el Agente Generador provea información de la planta al auditor, este desarrollará el Protocolo de Pruebas, el que deberá contener como mínimo y sin perjuicio de las formalidades aplicables de conformidad con lo dispuesto en la sección 11 de la Norma Técnica de Inspección y Verificación:
 - 1) Volumen de control del sistema para realizar la Prueba de Consumo Específico
 - 2) El esquema de disposición de instrumentos, señalando las variables a medir, los instrumentos de medición a utilizar (indicar la clase de los instrumentos de medición a utilizar en las pruebas y la metodología de verificación de la precisión de dichos instrumentos como parte del protocolo), así como indicar la ubicación física de estos.
 - 3) Distribución de las funciones del personal
 - 4) Detalles sobre las mediciones
 - 5) Detalles sobre aspectos operativos relevantes para la prueba en cada modo de operación.
 - 6) Períodos de tiempo requeridos para la estabilización y la medición
 - 7) Consideraciones especiales para la prueba
 - 8) Programa previsto de la prueba de Consumo Específico de Combustible
 - 9) Señalar las condiciones operacionales requeridas para dar el inicio a la prueba, entre otras:
 1. Temperatura, presión y variables de interés, de acuerdo con la tecnología de la unidad generadora.
 2. Factor de potencia.
 3. Ajustes que se deben de aplicar para lograr condiciones iniciales para la realización de las pruebas.

La presentación de la información anterior es de carácter obligatorio. El CND no aprobará la ejecución de la prueba cuando la información no haya sido remitida al Auditor Técnico, por lo que este deberá manifestar tal extremo en los protocolos propuestos para consideración del CND.

Consideraciones Generales del protocolo

Para elaborar el protocolo de pruebas el auditor técnico deberá considerar, al menos, los siguientes antecedentes:

- a. Pliego técnico de las unidades, que incluye las especificaciones técnicas y procedimientos de operación, otras pruebas de desempeño y curvas de comportamiento que se hayan realizado durante el tiempo de operación de la central;
- b. Las normas internacionales (ISO, ANSI, IEC o ASME) para establecer el protocolo de pruebas, el cual especificará la norma a utilizar dependiendo de la tecnología de la unidad generadora;
- c. Revisar el certificado de las características del combustible a utilizar en la prueba.
- d. En caso de unidades térmicas que utilicen más de un combustible, se debe realizar la prueba de consumo específico de combustible para cada uno de ellos.
- e. Se realizarán, al menos, dos pruebas para los dos períodos señalados en los numerales I y VI de la sección “Determinación del consumo específico de combustible” del presente anexo, independientemente del estado inicial de la unidad. En el caso de las turbinas a vapor y gas, el CND podrá exigir solo una prueba en el caso de unidades que se encuentren normalmente en operación, la duración de la prueba en dichos dos períodos será establecida por el Auditor Técnico en función de los tiempos habituales de cada instalación para llevar a cabo ambos procesos, así mismo, los procesos deberán realizarse según la secuencia y haciendo uso del combustible habitual

que lleve a cabo la instalación en dichos dos periodos en referencia, siguiendo las instrucciones recogidas en los manuales de operación de la central.

- f. La posibilidad de iniciar el proceso de arranque de una turbina a vapor o turbina a gas desde el estado en caliente será establecida por el Auditor Técnico con anterioridad a la realización de las pruebas.
- g. Condiciones para el reinicio de la prueba o la validez de los antecedentes registrados en caso de interrupciones durante esta, según requerimiento del CND.
- h. Se deben de indicar, en caso de existir, las restricciones operativas de las unidades generadoras en los distintos períodos y puntos de carga evaluados durante el ensayo, describiendo los motivos que justifican dicha restricción, así mismo, el tiempo mínimo requerido entre una parada y un nuevo arranque.

Consideraciones previas a las pruebas de consumo específico de combustible

Para la realización de las pruebas se verificará, mediante la inspección de la documentación pertinente y las comprobaciones que el Auditor Técnico considere necesarias, que la instalación opere en condiciones adecuadas de forma que se garanticen los objetivos de las pruebas, considerando como mínimo lo siguiente:

- a. La prueba de consumo específico de combustible de la unidad de generación o agrupación de unidades de generación termoeléctrica que conforman el modo de operación a ensayarse inicia cuando alcance su estado estable de operación, los tiempos de estabilización previos a la prueba dependerán del tipo de tecnología de la central.
- b. Durante las pruebas, no está permitida la operación de la unidad por encima de su Máxima Potencia. Se debe evitar cambiar de control automático a control manual, así como ajustar los límites operativos o puntos de referencia (Set Points) del sistema de control, de los instrumentos o equipos.
- c. Durante las Pruebas, la Unidad de Generación funcionará a un factor de potencia igual a 0,95. Si por requerimientos del SIN, durante la Prueba la unidad generadora operase a otro factor de potencia, se aplicarán los respectivos factores de corrección basados en la curva proporcionada por el fabricante. Los factores de corrección serán calculados desde los valores medidos en la Prueba hasta el valor unitario. Las Pruebas serán efectuadas operando la Unidad de Generación o agrupación de unidades de generación bajo sus condiciones habituales de operación. Las posibles diferencias, deberán ser señaladas y analizadas por los participantes de la prueba, a fin de determinar su efecto y la factibilidad de continuar con el ensayo.
- d. Si la unidad bajo ensayo cuenta con un sistema de monitoreo continuo de emisiones o cualquier otro sistema de control ambiental, las Pruebas deberán efectuarse operando dichos sistemas dentro de los rangos habituales de operación. No se tomarán mediciones de los referidos sistemas para la validación ni para el cálculo de la Potencia Efectiva.
- e. El Generador titular podrá eximirse de realizar las pruebas para los Modos de Operación no principales, cuando de los ensayos a ejecutarse durante esta se pueda obtener datos suficientes para dichos Modos de Operación, siempre que sea previamente autorizado por el CND en la oportunidad en que se le comunica la aprobación y programación de la prueba. Esto deberá estar establecido en el protocolo de pruebas que emita el auditor técnico correspondiente.
- f. Los instrumentos de medición de los distintos parámetros relevantes para las pruebas deben encontrarse calibrados.

- g. Todos los dispositivos de control y protecciones, incluyendo alarmas, deben estar habilitados y operativos.

Período de medición de la Prueba de Consumo Específico Neto.

Antes de iniciar el período de mediciones de la prueba, existirá un período de tiempo, dentro del cual se podrán realizar ajustes a los parámetros operacionales, con el fin de estabilizar la unidad generadora previo a la prueba. El Auditor técnico establecerá dicho período en el protocolo de pruebas. El período de medición de la prueba se iniciará una vez lograda la operación estable de las unidades generadoras sometidas a prueba, bajo las exigencias medioambientales vigentes al momento de la verificación.

El valor de CEC de las unidades generadoras deberá obtenerse en función de mediciones que se realicen por un período mínimo de tiempo.

Las mediciones se realizarán por el período de tiempo suficiente para garantizar que la medida, en cada nivel de carga considerada en el protocolo de pruebas, sea representativa de una condición de operación estable, continua y sin interrupción del valor de potencia activa bruta, asegurando la validez de los datos conforme a las normas aplicables para cada tecnología.

En el protocolo de pruebas el auditor técnico definirá los períodos de tiempo requeridos en función del tipo de unidad, método de medición de gasto de combustible de paro y arranque para aquellas unidades que no se les consideran costos de arranque en la NT-PO, y las recomendaciones de la norma.

Mediciones de las pruebas de consumo específico de combustible

Los intervalos de medición y así mismo la cantidad de mediciones por cada carga, serán determinados por el auditor técnico.

La medición de potencia y factor de potencia deberá realizarse en bornes del generador, con instrumentos de Clase 0,2 o superior según norma IEC.

Para las turbinas de gas, la temperatura del aire de ingreso se debe medir después de los filtros; para las turbinas de vapor, la temperatura del agua de enfriamiento se medirá a la entrada del condensador.

Las mediciones de presión serán obtenidas mediante los transductores existentes, utilizados para la operación rutinaria de la unidad.

Para el ensayo podrá utilizarse el sistema de adquisición de datos instalado en las unidades, registrando las magnitudes que interesen.

Suspensión de las pruebas.

- En caso de que se produzca una falla de la unidad o componente respectiva, o de existir perturbaciones en el SIN que lo lleven al Estado de Emergencia, el CND suspenderá la prueba. Asimismo, el CND podrá suspender la prueba en la operación en tiempo real en caso de que lo considere necesario dadas las condiciones del sistema. Una vez superada la condición antes indicada, el CND podrá autorizar la realización de la prueba si las condiciones del SIN lo permiten. En caso contrario, el CND programará la realización de la prueba para una nueva fecha.
- En cualquiera de los casos antes indicados, el auditor técnico deberá remitir al CND dentro de los cinco (05) días hábiles siguientes a la suspensión, un informe de los incidentes

relacionados, especificando los motivos indicados por el Coordinado. Una vez recibido y analizado el informe respectivo, o habiendo tenido noticia sobre la suspensión de la prueba, el CND remitirá comunicación a la CREE exponiendo tal extremo.

Determinación del consumo específico de combustible

La prueba está destinada a comprobar mediante medición el rendimiento de una o varias unidades de generación bajo un determinado Modo de Operación. El período de operación y los puntos de carga para considerar durante el ensayo son:

- I. Período comprendido desde el inicio del proceso de arranque hasta la sincronización.
- II. Período comprendido desde la sincronización hasta alcanzar la operación a Mínimo Técnico.
- III. Operación a Mínimo Técnico.
- IV. Tres potencias parciales (intermedias) que se convengan antes del ensayo, comprendidas en el período conformado entre Mínimo Técnico y operación a Potencia nominal.
- V. Máxima Potencia (Carga Base).
- VI. Período comprendido desde la desconexión de la unidad hasta el término del proceso de parada.

Para los periodos señalados en los numerales I y VI, la información a determinar de forma desglosada es la siguientes:

1. Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de arranque.
2. Energía eléctrica consumida durante el proceso de arranque.
3. Tiempo requerido para el proceso de arranque.
4. Cantidad y tipo de combustible utilizado en el proceso de parada.
5. Energía eléctrica consumida durante el proceso de parada.
6. Tiempo requerido para el proceso de parada.
7. Tiempo mínimo de operación antes de poder detenerse, una vez concluido un proceso de arranque.

Adicionalmente las Empresas Generadoras deberán informar lo indicado en los numerales anteriores (del 1 al 7) para procesos de arranque en estado en frío y el estado en caliente.

Las variables para medir durante cada potencia en la prueba son señaladas al final del presente Anexo, así mismo, en cuanto a las potencias señaladas en los numerales II al V, para determinar el consumo específico de combustible o el consumo específico de calor o el rendimiento es necesario determinar tanto la potencia eléctrica, el consumo de combustible y así mismo el poder calorífico del combustible.

El valor del consumo específico de combustible en cada punto de potencia deberá medirse para un período de operación continuo, durante el cual las unidades generadoras deberán mantener en forma estable, continua y sin interrupción la potencia activa bruta.

Los Consumos Específicos determinados según el Manual, serán utilizados en todos los procesos que el CND requiera en el cumplimiento de sus funciones y obligaciones.

El CEC de las unidades generadores señalado en el Manual deberá ser representativo de las características técnicas propias de dichas unidades. Aquellas restricciones operativas tales como restricciones del sistema de transmisión, medioambientales, convenios de riego, entre otras, no deberán ser consideradas en la determinación de este valor.

Resultado de la Prueba de Consumo Específico de Combustible

Los valores de CEC para cada una de las unidades generadoras serán los que resulten de las pruebas de rendimiento.

Para cada carga considerada; se determinará el consumo de combustible y la energía producida y; aplicando las siguientes fórmulas se determinará el CEC correspondiente:

$$CEC = CC * \frac{PC}{P_{neta}}$$

Donde,

CEC: Consumo específico neto de Combustible medido en [Kcal/kWh].

CC: Consumo de combustibles expresado en unidades de volumen o masa por hora [u/h]. Es el consumo total de combustible de la unidad generadora para producir la energía bruta de salida medida en bornes de la unidad generadora.

PC: Poder Calorífico medido en [Kcal/u]. Corresponde a la cantidad total de calor desprendido en el proceso de combustión completo de una unidad de combustible, considerando el poder calorífico base establecido por el Manual para cada tipo de combustible.

P_{neta}: Potencia neta de salida medida en [kW]. Es la potencia medida en el lado de Alta Tensión del Transformador elevador asociado y corresponde a la diferencia entre la potencia bruta, medida en bornes de la unidad generadora, y la potencia consumida para el funcionamiento de la misma unidad generadora, expresado en kW. Este último consumo, refleja el suministro de energía a los Servicios Auxiliares.

Los cálculos antes indicados deberán considerar las mediciones obtenidas a través del equipamiento de medición, en conformidad con el Protocolo de Prueba.

El resultado de la prueba de CEC será válido hasta que se desarrolle una nueva prueba de CEC.

Correcciones al Consumo Específico de Combustible

El CEC determinado en la prueba correspondiente podrá ser corregido a fin de homologarlo con los valores de referencia para los cuales fue calculada la potencia original de garantía de la unidad generadora en pruebas. Para ello se hará uso de las curvas o ecuaciones de corrección provistas por el fabricante.

En caso de no disponerse de las curvas originales de la unidad, pueden usarse otras de unidades similares (misma marca, potencia y tipo de máquina).

De no contarse con ellas, en las Normas ASME mencionadas se encuentran ejemplos de curvas de corrección tipo, las que convenientemente adaptadas, también pueden usarse.

a. Correcciones al consumo específico de calor de una turbina de vapor (unidad TV):

- i. Corrección por temperatura de aire de entrada al VTF de la caldera.
- ii. Corrección por temperatura de agua de circulación o por presión en el condensador.

- iii. Corrección por factor de potencia.
- iv. Corrección por presión y temperatura de vapor sobrecalentado.

b. Correcciones al consumo específico de calor de una turbina de gas (unidad TG):

- i. Corrección por temperatura de aire de aspiración
- ii. Corrección por depresión en la aspiración
- iii. Corrección por contrapresión de escape
- iv. Corrección por humedad relativa

c. Correcciones al consumo específico de calor de un Ciclo Combinado:

Se tomarán las mismas correcciones utilizadas para las turbinas de vapor y turbinas de gas, aplicadas a la unidad correspondiente.

d. Correcciones al consumo específico de calor de un motor de combustión interna:

- i. Corrección por presión barométrica o por altura m.s.n.m.
- ii. Corrección por temperatura de aire de aspiración.
- iii. Corrección por factor de potencia.
- iv. Corrección por humedad relativa.

Normas aplicables por el Auditor técnico

A efectos de unificar los procedimientos de certificación del Consumo Específico de Combustible, los ensayos deberán referirse, en el aspecto que corresponda, a las siguientes normas, recomendaciones y documentos:

- Norma ASME PTC 46 “Performance Test Code on Overall Plant Performance”
- Norma ASME PTC 4 “Fired Steam Generators”
- Norma ASME PTC 6 “Performance Test Code 6 on Steam Turbines”
- Norma ASME PTC 22 “Performance Test Code on Gas Turbines
- Norma ASME PTC 4.4 “Gas Turbine Heat Recovery Steam Generators”
- Norma ASME PTC 6.1 “Interim Test Code for an Alternative Procedure for Testing Steam Turbines”
- Norma ISO 2314 “Gas Turbines - Acceptance Test”
- Norma ASME PTC 6-R “Guidance for Evaluation of Measurement Uncertainty in Performance Test of Steam Turbines”
- Norma ASME PTC 17 “Reciprocating Internal-Combustion Engines”
- Norma ASME PTC 19.1 “Test Uncertainty”
- Norma ISO 3046 “Ensayos de Performance de Unidades de Generación Eléctrica Equipadas con Motores de Combustión Interna”
- Norma ISO 15550 “Requerimientos Generales para la Determinación de la Potencia en Motores de Combustión Interna”
- Norma Internacional CEI/IEC 60041:1991 Tercera Edición “Pruebas de campo para determinar el funcionamiento de turbinas hidráulicas, bombas de almacenamiento y turbinas-bomba”.
- Manual de Operación y Mantenimiento de las unidades.

- Informes producidos por las Empresas de Mantenimiento vinculados con la operación y el estado de las unidades.
- Pruebas y ensayos anteriores realizados sobre la unidad.

Podrán seguirse las recomendaciones de otras Normas (ISO, DIN, ANSI, IEC), siempre que sean compatibles con las mencionadas en el presente Manual.

Consideración de los servicios auxiliares

Para determinar el consumo específico neto para cada carga, a la potencia neta de salida medida se deberá descontar el consumo de energía por servicios auxiliares de la unidad generadora a la potencia bruta medida en bornes, sólo en los casos en que éstos sean suministrados desde una fuente ubicada aguas arriba del medidor de potencia neta.

Se entenderá como servicios auxiliares, todo aquel consumo de energía y potencia asociado al funcionamiento propio de la unidad generadora, sin el cual el funcionamiento óptimo de la unidad no se hace posible.

Los servicios auxiliares que son compartidos por 2 o más unidades generadoras deberán ser considerados a prorrata de la energía generada por las unidades durante el período de medición.

Análisis de combustibles

La metodología para determinar el poder calorífico del combustible, deberá ser propuesta por el Auditor Técnico en el protocolo de pruebas, considerándose que, dicha metodología deberá ser propuesta en atención a la naturaleza del combustible utilizado.

En su caso, el Auditor podrá indicar que se utilizarán los valores de referencia establecidos por el proveedor del combustible, adjuntándose así el documento en el cual se establezcan dichos valores.

Variables para registrar durante la prueba de consumo específico de combustible

Durante el período de medición de la prueba; detallando los valores obtenidos por cada punto de carga o período de operación, se deberán registrar, al menos, las siguientes variables para los tipos de tecnología que se indican:

a) Turbina gas

- i. Potencia activa y reactiva en bornes de la unidad.
- ii. Consumo de combustible.
- iii. Energía eléctrica que inyectada a la red en el periodo comprendido desde la sincronización hasta la operación a mínimo técnico, indicando el tiempo de dicho intervalo.
- iv. Factor de potencia.
- v. Velocidad del rotor.
- vi. Tensión.
- vii. Frecuencia.
- viii. Consumos propios o auxiliares.
- ix. Temperatura de gases de escape.
- x. Temperatura del combustible.
- xi. Temperatura de aire de ingreso al compresor.
- xii. Presión de descarga del compresor.
- xiii. Presión de ingreso del fluido de trabajo.
- xiv. Flujo de inyección de vapor o agua.
- xv. Temperatura de devanados del estator
- xvi. Temperatura de cojinetes (eventualmente)

b) Turbina a Vapor

- i. Potencia activa y reactiva en bornes de la unidad.
- ii. Consumo de Combustible.
- iii. Energía eléctrica que inyectada a la red en el periodo comprendido desde la sincronización hasta la operación a mínimo técnico, indicando el tiempo de dicho intervalo.
- iv. Energía eléctrica inyectada a la red.
- v. Factor de potencia.
- vi. Velocidad del rotor.
- vii. Tensión.
- viii. Frecuencia.
- ix. Consumos propios o auxiliares.
- x. Temperatura y presión del vapor sobrecalentado.
- xi. Presión de extracciones de vapor de turbina.
- xii. Presión del vapor de entrada al condensador.
- xiii. Temperatura del agua de enfriamiento que ingresa al condensador.
- xiv. Temperatura y presión del vapor recalentado caliente.
- xv. Flujo de agua de refrigeración.
- xvi. Temperatura de agua de refrigeración.
- xvii. Presión en el condensador.
- xviii. Temperatura de agua de enfriamiento a la salida del condensador.
- xix. Temperatura de devanados del estator
- xx. Temperatura de cojinetes (eventualmente)

c) Ciclos Combinados

- i. Potencia activa y reactiva en bornes de la unidad.
- ii. Consumo de combustible.
- iii. Energía eléctrica que inyectada a la red en el periodo comprendido desde la sincronización hasta la operación a mínimo técnico, indicando el tiempo de dicho intervalo.
- iv. Consumos propios o auxiliares.
- v. Caudal de condensado.
- vi. Caudal de agua de alimentación.
- vii. Caudal de vapor principal.
- viii. Presión en el condensador.
- ix. Temperatura de condensado.
- x. Temperatura de agua de alimentación.
- xi. Presión de vapor principal (bar).
- xii. Temperatura de vapor principal.
- xiii. Temperatura de gases de escape a la entrada de la caldera de recuperación.
- xiv. Temperatura de gases de escape en chimenea.
- xv. Posición de los álabes directores de entrada al (a los) compresor(es) de la(s) turbinas de gas.
- xvi. Temperatura del agua de refrigeración en entrada y salida.
- xvii. Temperatura de devanados del estator
- xviii. Temperatura de cojinetes (eventualmente)

d) Motores de Combustión Interna

- i. Potencia activa y reactiva en bornes de la unidad.
- ii. Energía eléctrica inyectada a la red.
- iii. Consumo de combustible.
- iv. Energía eléctrica que inyectada a la red en el periodo comprendido desde la sincronización hasta la operación a mínimo técnico, indicando el tiempo de dicho intervalo.
- v. Factor de potencia

- vi. Temperatura de aire de ingreso al compresor o del múltiple de admisión
- vii. Presión barométrica
- viii. Velocidad del rotor.
- ix. Tensión.
- x. Frecuencia.
- xi. Consumos propios o auxiliares.
- xii. Temperatura de gases de escape.
- xiii. Temperatura del combustible.
- xiv. Temperatura de devanados del estator
- xv. Temperatura de cojinetes (eventualmente)

Para todas las tecnologías descritas, se deberán registrar las condiciones ambientales que tengan relación con la operación de las unidades, entre otras, temperatura ambiente, presión atmosférica y humedad relativa.

