



PERÚ

Ministerio
de Economía y Finanzas

Agencia de Promoción
de la Inversión Privada

"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DEL PERÚ"

Anexo N° 1

Características técnicas y de operación de la Planta Ilo

A.- DISEÑO, FINANCIAMIENTO Y CONSTRUCCIÓN.

1. Obligación de construir la Planta.

El Concesionario deberá diseñar, financiar, construir, operar y mantener la Planta. El diseño eléctrico y mecánico de los equipos deberá regirse por alguna norma internacional reconocida.

2. Alcance de la Planta.

Para efectos del Contrato, la Planta comprende todos los equipos, componentes, construcciones y edificios apropiados para el proyecto, incluyendo las instalaciones auxiliares, los transformadores, líneas de transmisión y en general todo cuanto haga falta para que las Centrales, inyecten, cuando sean requeridas, su producción al SEIN de forma continua y confiable.

2.1 Configuración.

El Concesionario deberá proveer el servicio de generación de energía eléctrica en condición de Reserva Fría, utilizando dos o más Centrales confiables y ecológicamente seguras, es decir, aquellas que aseguren un funcionamiento continuo, cumpliendo con los límites y tolerancias de las normas ambientales vigentes en el país, considerando entre ellas las que determinan los estándares nacionales de calidad ambiental del aire, y niveles de ruidos permitidos.

La responsabilidad de la conexión a las subestaciones, con los equipos necesarios para adaptarse a los requerimientos de conexión de las unidades en condición de Reserva Fría, será del Adjudicatario.

La capacidad mínima de almacenamiento de combustibles líquidos será la adecuada para mantener operativa la Planta a plena carga durante diez (10) días.

La configuración de las Centrales será de acuerdo a lo siguiente:

Zona	Nombre	Punto de Conexión al SEIN			Potencia efectiva en MW	
		S.E.	Tensión en kV	Frecuencia en Hz	Requerida	Variación
Sur	Planta Ilo	Ilo 2	220	60	400	+/-15%

2.2 Requerimientos Mínimos.

Cada Central deberá cumplir cuando menos con:

- Eficiencia térmica mínima en condiciones ISO de 32%, utilizando combustible Diesel B2 y el poder calorífico inferior del mismo.
- Capacidad de operación continua a plena carga en periodos de emergencia, por un mínimo de diez (10) días.





PERÚ

Ministerio
de Economía y Finanzas

Agencia de Promoción
de la Inversión Privada



"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DEL PERÚ"

- El generador deberá estar en capacidad de entregar potencia reactiva al SEIN (factor de potencia máximo de 0,85 inductivo).
- Estar equipada con estabilizadores de sistemas de potencia los cuales serán ajustados para no provocar oscilaciones electromecánicas que afecten la operación del SEIN.
- Disponer de las instalaciones de Arranque Autónomo (Black-start) y el equipamiento para una eventual operación aislada.
- El tiempo máximo de arranque y sincronización no deberá exceder de treinta (30) minutos, a excepción del Arranque Autónomo (Black Start), en cuyo caso será de sesenta (60) minutos, a partir del llamado inicial del COES.
- Deberá soportar, sin salir de servicio, la circulación de la corriente de secuencia inversa (negativa), correspondiente a una falla asimétrica en bornes de alta tensión, durante el tiempo que transcurre desde el origen de la falla hasta la operación de la última protección de respaldo o durante el tiempo muerto del sistema automático de recierre en las protecciones de líneas.
- Al producirse una falla externa mantener la estabilidad de operación durante la duración de la falla, y en caso de producirse un rechazo de carga, las Centrales deben mantenerse rotando.
- Capacidad de soportar la máxima corriente de corto circuito en el punto de conexión con el SEIN. Esta condición de las Centrales, debe ser garantizada durante el periodo de concesión.
- En un escenario transitorio de variación de frecuencia, las Centrales que dispongan de relés de subfrecuencia o sobrefrecuencia con ajuste instantáneo, no deben operar en el rango de 57,0 Hz a 63,0 Hz. Los relés de subfrecuencia o sobrefrecuencia con ajuste temporizado, deben operar en el rango de 58,5 Hz a 61,5 Hz.

Los rangos anteriores podrán reducirse, siempre y cuando el Concesionario sustente ante el COES SINAC, con información técnica del fabricante de los equipos, que la operación en determinados rangos de frecuencia provocará daños mecánicos o pérdida de la vida útil de los equipos."

- El sistema de control de potencia-frecuencia debe poseer un estatismo permanente con posibilidad de ser ajustado entre el 4 % y 7% y una banda muerta inferior a 0,2 Hz.

Las características principales de los equipamientos para los sistemas de protección y subestaciones deben cumplir lo señalado en el documento "Requerimientos Mínimos de Equipamiento para los Sistemas de Protección del SEIN", documento disponible en el Portal Web del COES (<http://www.coes.org.pe/coes/evaluacion/requerimientos.asp>).





PERÚ

Ministerio
de Economía y Finanzas

Agencia de Promoción
de la Inversión Privada

"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DEL PERÚ"

2.3 Ingeniería de la Planta.

Será responsabilidad del Concesionario desarrollar la Ingeniería de la Planta, la cual abarca las obras civiles, electromecánicas, sistemas auxiliares y complementarios de tratamiento del agua, combustibles y descargas de las Centrales, junto con la instrumentación de controles y elementos de seguridad. La ingeniería del grupo generador-transformador y sistema de transmisión asociado a cada Central será verificada en el Estudio de Pre Operatividad del proyecto que el Concesionario deberá presentar al COES, de acuerdo al Procedimiento PR-21 (Ingreso de Unidades de Generación, Líneas y Subestaciones de Transmisión en el COES-SINAC).

Al terminar la construcción de la Planta, el Concesionario se encargará de efectuar las pruebas de protocolo de los fabricantes de las Centrales, y las que requiere la normatividad vigente.

Los ajustes de los sistemas de protección de las instalaciones asociadas al proyecto, serán aprobados por el COES en el Estudio de Operatividad correspondiente a las nuevas instalaciones que ingresan al SEIN que deberá presentar el Concesionario de acuerdo al Anexo C del Procedimiento 20 del COES, sobre "Verificación del cumplimiento de requisitos para ser integrante del COES SINAC".

2.4 Centrales.

- La Planta estará conformada por dos o más Centrales nuevas que puedan operar con gas natural y diesel 2.
- Las Centrales se conectarán al SEIN en la tensión de 220 kV o superior, y el equipamiento de enlace correspondiente estará a cargo del Concesionario.
- El Concesionario garantizará, sin excepciones, que durante los años en que opere como Reserva Fría, las Centrales suministrarán energía al SEIN cada vez que sean requeridas por el COES.
- El sistema de control de las Centrales será de última generación, incluyendo en ello el sistema de telecomunicaciones.

2.5 Ubicación de la Planta.

La decisión de la ubicación de la Planta será de exclusiva responsabilidad del Concesionario, debiendo buscar, de acuerdo a su experiencia, un equilibrio entre el acceso a la fuente de suministro del combustible y la entrega de la energía al SEIN.

3. Reglas.

Para el diseño, financiamiento, construcción, operación y mantenimiento de la Planta, deberán observarse todas las Leyes Aplicables, especialmente en materia ambiental y arqueológica, así como las relativas a la calidad del servicio de suministro eléctrico.

4. Autorizaciones.

Los derechos eléctricos (Autorización de Generación), la imposición de las servidumbres y en general cualquier otra autorización o similar que, según las Leyes Aplicables, requiera el Concesionario para el cumplimiento de sus obligaciones conforme al Contrato, deberán ser solicitadas por el Concesionario a la Autoridad Gubernamental conforme a los procedimientos y requisitos previstos en las Leyes Aplicables.





PERÚ

Ministerio
de Economía y Finanzas

Agencia de Promoción
de la Inversión Privada



"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DEL PERÚ"

5. Equipos y materiales de las Centrales.

El Concesionario adquirirá e instalará equipos y materiales nuevos de tecnología apropiada para el funcionamiento de las Centrales y que cumplan con las Leyes Aplicables. Equipos o materiales usados podrán utilizarse durante la operación de las Centrales, siempre que hacerlo resulte irremediable para atender temporalmente defectos o fallas, mientras se sustituyen los equipos o materiales comprometidos, por otros que sean nuevos.

6. Cronograma de inversión.

El cronograma de actividades que el Concesionario planea seguir para la ejecución de las obras, será entregado por el Concesionario al Concedente y a OSINERGMIN, al menos cuatro (4) meses después de la fecha de Cierre. Dicho cronograma deberá presentarse valorizado, en periodos mensuales, en versión digital (MS Project o similar), y distinguirá claramente cual es, a juicio del Concesionario, la ruta crítica de la obra. El cronograma será actualizado a los 12 y 18 meses desde la fecha de Cierre y será enviado al Concedente y OSINERGMIN.

B.- CONDICIONES DE OPERACIÓN.

Los procedimientos para la operación de las Centrales, serán los establecidos por el COES.

El COES no podrá asignar a la Reserva Fría demanda sin contrato.

Las Centrales podrán ser llamadas a operar en el momento que su costo variable resulte más adecuado que el costo marginal del sistema (ranking de costo marginal), participando por tanto en la determinación del costo marginal del sistema. El tratamiento del costo marginal y/o de la energía inyectada en esa circunstancia, tomando en cuenta lo señalado expresamente en este contrato (Anexo 6), se regirá por los procedimientos del COES, entre ellos el Procedimiento N° 7 sobre "Cálculo de los Costos Marginales de Energía de Corto Plazo" y los Procedimientos 10 y 15 sobre Valorización de Energía Activa y Reactiva entre integrantes del COES SINAC.

C.- PROCEDIMIENTO PARA DETERMINAR LA POTENCIA Y ENERGÍA A FACTURAR

1. Facturación de potencia.

La potencia contratada que se atribuirá al Concesionario para efectos de la facturación mensual será la Potencia Efectiva Contratada..

El monto que el Concesionario facturará será el producto de la Oferta (US\$/MW-mes) por la Potencia Efectiva Contratada (MW)..

Fórmula de reajuste

La siguiente fórmula de actualización, se aplicará considerando una periodicidad trimestral y cuando el Factor varíe en más de 5% respecto al valor del Factor empleado en la última actualización.

$$\text{Precio ajustado} = \text{Precio base} * \text{Factor}$$

$$\text{Factor} = a * \text{IPP}/\text{IPPo} + b * \text{IPM}/\text{IPMo} * \text{TCo}/\text{TC}$$





PERÚ

Ministerio
de Economía y Finanzas

Agencia de Promoción
de la Inversión Privada

"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DEL PERÚ"

Donde:

- IPM: Índice de Precios al Por Mayor, publicado por el Instituto Nacional de Estadística e Informática del Perú. Se tomará el valor del último mes, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- IPMo: IPM a la fecha de la POC, para el primer reajuste.
- IPP: Índice de Precios "Finished Goods Less Food and Energy", Serie WPSSOP3500, publicado por el Bureau of Labor Statistics del US Department of Labor de los Estados Unidos de Norteamérica. Se tomará en cuenta y como valor definitivo, el valor publicado al último día del mes anterior aún cuando éste sea preliminar.
- IPPo: IPP a la fecha de la POC, para el primer reajuste.
- TC: Tipo de Cambio. Valor de referencia para el Dólar de los Estados Unidos de Norteamérica, determinado por la Superintendencia de Banca y Seguros y AFPs del Perú, correspondiente al tipo de cambio promedio ponderado venta, o el que lo reemplace. Se tomará en cuenta el valor venta al último día hábil del mes anterior, publicado en el Diario Oficial El Peruano.
- TCo: TC a la fecha de la POC, para el primer reajuste.

Los valores de a y b serán los siguientes:

Precio por actualizar	a	b
Precio unitario de la Potencia	0.78	0.22

Los indicadores (Índices de Precios y Tipo de Cambio) a emplear en la fórmula de actualización serán los disponibles al segundo día de cada mes. Los componentes del Factor serán redondeados a dos dígitos decimales.

2. Facturación por la energía.

Las compensaciones de la Energía Asociada a facturar, serán determinadas utilizando los criterios indicados en el Anexo N° 6.

3. IGV y otros

Los precios indicados en la facturación de potencia y energía son netos; vale decir, no incluyen el Impuesto General a las Ventas (IGV) ni cualquier otro tributo que grave la actividad del suministro eléctrico.





PERÚ

Ministerio
de Economía y Finanzas

Agencia de Promoción
de la Inversión Privada



"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DEL PERÚ"

Anexo N° 6

Compensación de la energía generada con las Centrales de Reserva Fría

1. INTRODUCCIÓN

A continuación se presenta el procedimiento para el reconocimiento de los Costos de Operación de las Centrales de Reserva Fría, ingresos que complementan la Compensación por Seguridad de Suministro con los cuales se remuneran las inversiones y gastos fijos de dichas centrales. Por lo tanto, se considera que todo lo que no esté expresamente señalado en los presentes Costos de Operación, ya han sido considerados por el Concesionario en su propuesta (u oferta) la cual se reconoce mediante la Compensación por Seguridad de Suministro.

Este procedimiento está basado en el PR-33 del COES-SINAC, sobre Reconocimiento de Costos Eficientes de Operación de las Centrales Termoeléctricas del COES, primando el texto de la versión vigente determinada por dicho organismo en todo aquello que le resulte aplicable, en el caso de que la Planta opere y emita la factura correspondiente.

Los costos de operación se reconocerán mediante:

1. Las transferencias de energía que serán abonadas por aquellos integrantes del COES-SINAC cuyos retiros superen a sus inyecciones; y
2. Los Costos de las Compensaciones, que abonarán todos los integrantes del COES-SINAC, en proporción a la energía total retirada del sistema para sus clientes libres y distribuidores, el mes anterior al de la valorización.

1.1 COSTOS CONSIDERADOS EN LAS TRANSFERENCIAS DE ENERGÍA

La valorización de las transferencia de energía generada con las centrales de Reserva Fría, se efectuará mediante los Costo Marginales de Corto Plazo (CMgCP) del SEIN, los cuales se determinan a partir del Costo Variable (CV) de la Unidad Marginal del SEIN, el que a su vez resulta de sumar su Costo Variable Combustible (CVC) más su Costo Variable No Combustible (CVNC), determinados según se indica a continuación.

1.1.1 Costo Variable (CV)

$$CV_i^t = CVC_i^t + CVNC$$

Donde:

CVC_i^t = Costo variable combustible de la unidad i en t (S./kWh), (costo medio).

$CVNC$ = Costo variable no combustible de las centrales de Reserva Fría, costo promedio constante equivalente a 4,0 US\$/MWh, aplicable durante todo el período que las unidades se acojan a dicho régimen.

t = Período de Evaluación.

La sumatoria de la duración de los períodos de evaluación t es igual a las horas del mes en evaluación.

La determinación de la duración del período de evaluación t considera la variación de los precios de combustible y/o la variación de los factores de penalización utilizados en la programación de la operación y en las transferencias de energía. Durante el período t , todas las variables de cálculo mantienen un valor constante.



**PERÚ**Ministerio
de Economía y FinanzasAgencia de Promoción
de la Inversión Privada"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DEL PERÚ"**1.1.1.1 Costo Variable Combustible (CVC)**

$$CVC_i^t = HR_i^t \cdot cc_i^t$$

Donde:

- HR_i^t = Consumo Específico de Calor (*Heat Rate*) de la unidad i en t (MMBTU/kWh)¹.
 cc_i^t = Costo del combustible de la unidad i en t (S./MMBTU).

Todos estos valores están referidos al poder calorífico inferior del combustible (PC_{inf}), expresado en unidad de calor por unidad de masa o volumen.

1.1.1.1.1 Consumo Específico de Calor

$$HR_i^t = f(P_i)^t$$

- HR_i^t : Está en función de la potencia de la unidad i en t .
 Proviene de los ensayos de potencia que se realizarán a la central, y es la misma que se utiliza en la programación de la operación según el procedimiento PR-No. 32 del COES-SINAC, sobre Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES.

Donde P_i^t es la potencia media de la unidad i en t (kW).

1.1.1.1.2 Potencia Media

$$P_i^t = \frac{E_i^t - (na_i^t \cdot E_i^c + np_i^t \cdot E_i^d)}{t_i^t - (na_i^t \cdot t_i^c + np_i^t \cdot t_i^d)}$$

Donde:

- E_i^t = Energía total entregada al sistema por la unidad i durante t , aprobada por la DOCOES para el cálculo del costo marginal (MWh).
 E_i^c = Energía generada en los períodos de toma de carga, de 0% a 100% de la potencia efectiva (MWh).
 E_i^d = Energía generada en los períodos de descarga, de 100% a 0% de la potencia efectiva (MWh).
 t_i^t = Tiempo total en paralelo al sistema de la unidad i en t correspondiente a la entrega de energía total E_i^t (hr).
 t_i^c = Tiempo de duración de los períodos de toma de carga (hr).
 t_i^d = Tiempo de duración de los períodos de descarga (hr).

¹ MMBTU = Millones de unidades térmicas británicas.





PERÚ

Ministerio
de Economía y Finanzas

Agencia de Promoción
de la Inversión Privada



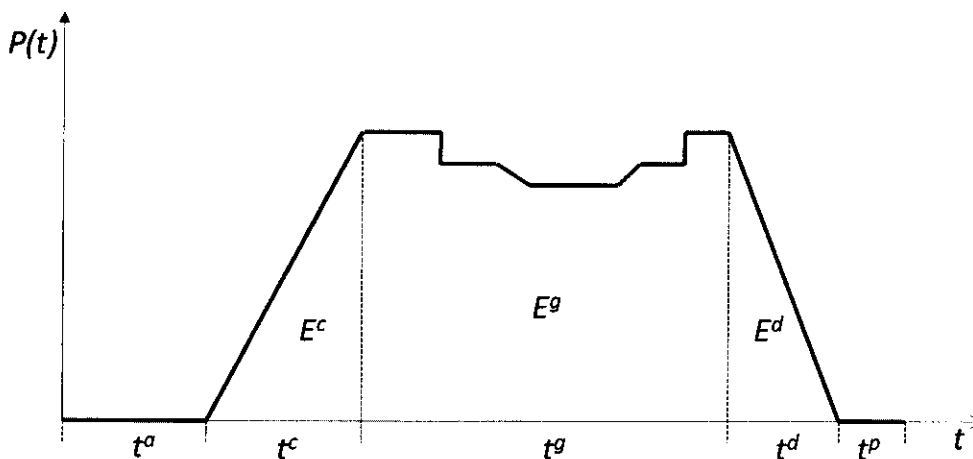
"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DEL PERÚ"

- na_i^t = Número de arranques efectivos, con sincronismo al sistema, de la unidad i durante t correspondiente a la energía total E_i^t (veces).
- np_i^t = Número de paradas, consideradas durante t correspondiente a la energía total E_i^t (veces).

El siguiente gráfico detalla las variables utilizadas:

- t^a, t^p = Tiempos de arranque y parada.
- t^c, t^d = Tiempos en rampa de carga y descarga.
- t^g, E^g = Tiempo de operación normal y energía generada.
- E^c, E^d = Energías generadas en los periodos de carga y descarga.

La información proviene de la data utilizada en la programación de la operación según el procedimiento del COES PR-N°32 sobre Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de Generación en el COES.



1.1.1.1.3

Costo del Combustible (Petróleo Diesel # 2)

La sustentación de la información viene dada según lo establecido en el procedimiento del COES-SINAC, PR-N°31A, y es la misma que es utilizada en la programación de la operación según el procedimiento del COES PR-N°32 sobre Criterios y Metodología para la Programación de la Operación de Corto Plazo de las Centrales de Generación del COES.

Las variables involucradas se determinan considerando el procedimiento PR-N°31A, referido a la información de precios, costos y calidad de los combustibles líquidos utilizados.

$$cc_i = pc_i + ctc_i + ctmc_i + ctqc_i + cfc_i$$



**PERÚ**Ministerio
de Economía y FinanzasAgencia de Promoción
de la Inversión Privada"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DEL PERÚ"Donde:

- pc_i : Precio ex planta del combustible de la unidad i (S./MMBTU).
 ctc_i : Costo de transporte del combustible de la unidad i (S./MMBTU).
 $ctmc_i$: Costo de tratamiento mecánico del combustible de la unidad i (S./MMBTU).
 $ctqc_i$: Costo de tratamiento químico del combustible de la unidad i (S./MMBTU).
 $cfci$: Costo financiero del combustible (S./MMBTU).
 Este costo financiero representa el costo asociado al inmovilizado monetario entre el momento de la compra del combustible y el momento del cobro de la energía vendida en las transferencias de energía.

$$cfci = (pc_i + ctc_i + ctmc_i + ctqc_i) * \left[\left((1 + i_a)^{t_{cf}/360} \right) - 1 \right]$$

Donde:

- i_a : tasa de interés efectiva anual de 12%.
 t_{cf} : Período del costo financiero (90 días).

1.2 COSTOS CONSIDERADOS EN LAS COMPENSACIONES

Adicionalmente a las transferencias de energía, se efectuarán mensualmente las siguientes compensaciones, para reconocer los siguientes costos:

- El costo por consumo de combustible de Arranque-Parada y de Baja Eficiencia en las rampas de Carga-Descarga (CCbef);
- La Operación a Mínima Carga producida en cumplimiento a disposiciones del COES, sin establecer el Costo Marginal de Corto Plazo del SEIN; y
- Eventualmente los costos de Arranque en Negro (*Black Start*)

1.2.1 Compensación del Costo por Consumo de Combustible de Arranque-Parada y de Baja Eficiencia en las Rampas de Carga-Descarga (CCCbef)

$$CCCbef_i^t = cc_i * (GAbef_i * na_i^t + GPbef_i * np_i^t)$$

Donde:

- cc_i = Costo del combustible de la unidad i en t (S./BTU).
 na_i^t = Número de arranques efectivos aprobados por la DOCOES para compensación, con sincronismo al sistema, de la unidad i durante t .
 np_i^t = Número de paradas aprobadas para compensación, de la unidad i durante t .
 $GAbef_i$ = Consumo de combustible utilizado en el proceso de arranque y el consumo de baja eficiencia en la rampa de carga (BTU/arranque).
 $GPbef_i$ = Consumo de combustible utilizado en el proceso de parada y el consumo de baja eficiencia en la rampa de descarga (BTU/parada).

$$GAbef_i = G_{a-c} * PC_{inf} * ge_{comb}$$





PERÚ

Ministerio
de Economía y Finanzas

Agencia de Promoción
de la Inversión Privada



"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DEL PERÚ"

$$GPbef_i = G_{d-p} * PC_{inf} * ge_{comb}$$

G_{a-c}/G_{d-p} = Consumos de combustible a condiciones de potencia efectiva en el proceso de arranque + en la rampa de toma de carga al 100%, y en el de la rampa de descarga al 0% + parada de la unidad i , respectivamente (galones).
Los consumos de baja eficiencia en rampas de carga y descarga que forman parte de G_{a-c} y G_{d-p} constituyen la diferencia entre el combustible total real estándar utilizado en las rampas menos el combustible reconocido a potencia efectiva.

PC_{inf} = Poder calorífico inferior del combustible (BTU/kg).

ge_{comb} = Gravedad específica del combustible a condiciones de potencia efectiva (kg/galón).

Los datos provienen de la información utilizada en la programación de la operación según el procedimiento PR-N°32 del COES-SINAC.

El valor de esta compensación, se determina como la sumatoria de todos los CCC_{bef} durante todos los periodos t del mes.

1.2.2 Compensación por Operación a Mínima Carga (COMC)

Para cada operación a mínima carga sin establecer el Costo Marginal de Corto Plazo que efectúe una unidad i de la Reserva Fría, la compensación se calcula con la siguiente expresión:

$$COMC_i = \sum_{q=1}^Q [E_i^q * (CV_i^{mc} - Cmg^q * fp_i^q)]$$

Donde:

q = Cada periodo de 15 minutos de la operación a mínima carga de la unidad i .

Q = Número total de periodos q de la operación a mínima carga de la unidad i .

E_i^q = Energía entregada por la unidad i en cada q de la operación a mínima carga (kWh).

Cmg^q = Costo Marginal del sistema en q durante la operación a mínima carga de la unidad i (S/./kWh).

fp_i^q = Factor de pérdidas marginales de energía en q de la barra donde inyecta la unidad i durante su periodo de operación a mínima carga.

CV_i^{mc} = Costo variable promedio de la unidad i durante el periodo de operación a mínima carga mc (S/./kWh).

Se calcula mediante el procedimiento general del numeral 1.1.1 Costo Variable, considerando que la potencia de operación promedio P_i^t se determina como:



PERÚ

Ministerio
de Economía y Finanzas

Agencia de Promoción
de la Inversión Privada



"DECENIO DE LAS PERSONAS CON DISCAPACIDAD EN EL PERÚ"
"AÑO DE LA CONSOLIDACIÓN ECONÓMICA Y SOCIAL DEL PERÚ"

$$P_i^t = \frac{\sum E_i^q}{t_i^{mc}}$$

$$\sum E_i^q = \text{Energía total inyectada por la unidad } i \text{ durante el periodo de operación a mínima carga (kWh).}$$

$$t_i^{mc} = \text{Tiempo de la operación a mínima carga de la unidad } i \text{ (hr).}$$

El valor de esta compensación, se determina como la sumatoria de todos los COMC durante todos los períodos t del mes.

1.2.3 Compensación por Arranque en Negro (*Black Start*) (CBS)

Por cada operación de Arranque en Negro que efectúe una planta de Reserva Fría en coordinación con el COES-SINAC, la compensación se calculará con la siguiente expresión:

$$CBS = (CVCBS + CVNCBS) \cdot CAPBS \cdot t$$

Donde:

- $CAPBS$ = Capacidad Instalada del grupo generador o máquina prima que proporciona la energía durante el arranque en negro (kW);
- t = Tiempo que el grupo generador o máquina prima, proporciona la energía durante el arranque en negro, equivalente a 1,0 hora;
- $CVNCBS$ = Costo variable no combustible del grupo generador o máquina prima, equivalente a 10,0 US\$/MWh;
- $CVCBS$ = Costo variable combustible del grupo generador o máquina prima (S./kWh).

$$CVCBS = HRBS \cdot ccbs$$

Donde:

- $HRBS$ = Consumo Específico de Calor (Heat Rate) del grupo generador o máquina prima, de acuerdo a especificaciones de placa (MMBTU/kWh)².
- $ccbs$ = Costo del combustible del grupo generador o máquina prima (S./MMBTU).

Todos estos valores están referidos al poder calorífico inferior del combustible (PC_{inf}), expresado en unidad de calor por unidad de masa o volumen.

El valor de esta compensación, se determina como la sumatoria de todos los CBS durante el mes.

² MMBTU = Millones de unidades térmicas británicas.

