

Cálculo de la Garantía de Suficiencia de Ingresos a Unidades de Propiedad Conjunta (Criterios para Generadores No-Principales).

El presente documento tiene como propósito detallar los criterios que se considerarán en el proceso de liquidaciones del CENACE para calcular la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real (MTR) para aquellos Participantes del Mercado (PM) con permiso de generación otorgado al amparo de la Ley de la Industria Eléctrica (LIE) que representan la parte No-Principal de una Unidad de Propiedad Conjunta (UPC).

Para los casos que se refiere el presente documento, los PM podrán solicitar ante el CENACE, mediante el procedimiento previsto en la Base 19.3 y el Manual de Solución de Controversias, el pago correspondiente por concepto de afectaciones económicas originadas por decrementos en las segregaciones de energía en el MTR derivados de instrucciones de despacho que el Operador del Sistema Eléctrico Nacional haya emitido. Lo anterior, con la finalidad de brindar certeza jurídica a todos los Integrantes de la Industria Eléctrica y cumplir con lo instruido por la Comisión Reguladora de Energía mediante oficio UE-240/19363/2020 con fecha de recepción 04/05/2020.

Antecedente.

Primero. Que el Manual de Criterios para el Despacho y la Desagregación de Energía para las Unidades de Propiedad Conjunta en el Mercado Eléctrico Mayorista (MUPC) prevé que los Generadores No Principales con permiso de generación otorgado al amparo de la LIE (es decir, no contempla a los CILs), enviará al CENACE una oferta de venta de energía del tipo económica y podrán elegir el segmento de la curva de costos incrementales de la Unidad de Central Eléctrica (UCE) que resulte de su preferencia.

Segundo. Que, por las condiciones tecnológicas de los sistemas de mercado, esta característica no ha podido incluirse en el modelado del algoritmo de optimización del Mercado del Día en Adelanto (MDA), por lo tanto, de conformidad con lo establecido en el numeral 5.1.2 del MUPC, los representantes No-Principales LIE de una UPC, envían Programas Fijos para su oferta de venta de energía en el MDA.

Tercero. Que, ante situaciones en las cuales el Operador del Sistema Eléctrico Nacional instruya a una UPC (representante No-Principal LIE) a disminuir la cantidad de energía a inyectar al sistema respecto a lo asignado en el MDA y con el fin compensar los cargos que se realicen a los PM debido a la aplicación de la doble liquidación (entre MDA y MTR), el CENACE puso a consideración de la Comisión Reguladora de Energía (CRE) a través de Oficio No. CENACE/DAMEM/138/2019 con fecha de recepción 28/11/2019 la posibilidad de aplicar pagos por GSI en el MTR para aquellos PM que se encuentren en dicha situación y que lo soliciten a través de Recurso de Reconsideración de acuerdo con lo establecido en el Manual de Solución de Controversias.

Cuarto. Que a través del Oficio número UE-240/19363/2020 de fecha 30/04/2020 la CRE autoriza la aplicación de la GSI en el caso señalado en el numeral anterior debido a que las acciones planteadas fomentarán el funcionamiento eficiente del mercado en las condiciones actuales e instruye al CENACE que los lineamientos y la metodología que se aplicarán sean publicados por el CENACE en el área pública del Sistema de Información del Mercado.

Dicho lo anterior a continuación se presentan los:

Lineamientos y Metodología.

1.1.1 Vigencia

Los Lineamientos y Metodología contenidos en el presente documento surtirán efectos al día siguiente en que el CENACE lo publique en el área pública del sistema de información del mercado y hasta en tanto los sistemas del mercado permitan la recepción de ofertas económicas por parte de los Generadores (LIE) representantes de la parte No-Principal de una UPC.

1.1.2 Solicitud de pago de GSI.

Los Generadores (LIE) representantes de la parte No-Principal de una UPC, podrán solicitar al CENACE el pago de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real siguiendo lo previsto en la Base 19.3 de las Bases del Mercado y el Capítulo 3 del Manual de Solución de Controversias.

El Participante deberá incluir dentro de su solicitud el detalle del día de operación, la hora, la clave de la unidad afectada. Con base en dicha información el CENACE evaluará la procedencia y aplicará en aquellos casos que resulte procedente un pago de GSI en MTR.

Para determinar el cálculo de la GSI en MTR el CENACE aplicará lo siguiente:

1.1.3 Estado de la UCE en el día de operación

De acuerdo con lo establecido en el Manual de Liquidaciones, dependiendo del Estado de la Unidad, el CENACE contemplará cierto tipo de costo de producción, por lo tanto, para una UCE UPC no-principal, el estado en cada hora del día de operación se determina de la siguiente forma:

Si en la hora h , $PmGen_h^{TR} = 0$ MWh, entonces $EdoUCE_h = 0$
De no ser así, $EdoUCE_h = 2$

En donde:

$EdoUCE_h$: Estado de la UCE en la hora h .

ESTADO_UCE	INDICADOR
APAGADO	0
OPERANDO (ENCENDIDO)	2

1.1.4 Costos de arranque

Para estas unidades se considera que los costos de arranque son iguales a cero ya que el arranque está dado por la unidad principal.

1.1.5 Costos de producción

Para determinar el costo de producción horario de la Unidad se tomará como base el último escalón de la oferta de venta de energía presentada por el Participante de Mercado representante de la unidad principal (de la hora correspondiente), por lo tanto, el costo de producción en MDA y MTR se calculará como:

$$CoProdUPC_{f,u,h}^{MA} = PmGen_{f,u,h}^{MA} * Precio Segmento_k$$

$$k = 1$$

$$CoProdUPC_{f,u,h}^{TR} = PmGen_{f,u,h}^{TR} * Precio Segmento_k$$

$$k = 1$$

El costo de producción de la Unidad es igual a la suma de los costos horarios:

$$CoProdUPC_{f,u,D}^{MA} = \sum_{h \in H(D)} CoProdUPC_{f,u,h}^{MA}$$

$$CoProdUPC_{f,u,D}^{TR} = \sum_{h \in H(D)} CoProdUPC_{f,u,h}^{TR}$$

1.1.6 Costos de proveer servicios conexos.

Para estas unidades se considera que los costos de proveer servicios conexos son iguales a cero ya que estos están dados por la unidad principal.

1.1.7 Costos totales instruidos (MTR)

Como se mencionó anteriormente, en el caso de las unidades UPC, no se considera el costo de arranque, por lo que el costo instruido diario se puede sintetizar como:

$$CoIns_{f,u,D}^{TR} = CoProdUPC_{f,u,D}^{TR} ; \forall f \in G, u \in U(f)$$

1.1.8 Costos programados (MDA)

Como se mencionó anteriormente, en el caso de las unidades UPC, no se considera el costo de arranque, por lo que el costo instruido diario se puede sintetizar como:

$$CoPr_g_{f,u,D}^{MA} = CoProUPC_{f,u,D}^{MA} ; \forall f \in G, u \in U(f)$$

1.1.9 Cálculo del precio horario por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real.

El precio que se pagará al generador por cada hora en que la UCE siguió instrucciones de despacho por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos se determinará como:

$$PrGSI_{f,u,D}^{TR} = \frac{\max\{0, (CoIns_{f,u,D}^{TR} - CoPrg_{f,u,D}^{MA}) - (InEne_{f,u,D}^{TR} - EgEne_{f,u,D}^{TR} + InSvsCnx_{f,u,D}^{TR} - EgSvsCnx_{f,u,D}^{TR})\}}{HE_{f,u,D}}; \forall f \in G, u \in U(f)$$

1.1.10 Cálculo del número de horas en las que no se pagará la Garantía de Suficiencia de Ingresos.

Cada hora en la que la UCE no siguió instrucciones de despacho en el Día de Operación correspondiente, es una hora en la que no se hará el pago asociado por GSI en el MTR. El símbolo $HNP_{f,u,D}$ representa el número de horas del día **D**, en las que la UCE **u**, no se le hará el pago asociado a la GSI por no haber seguido instrucciones de despacho.

1.1.11 Horas Operando como Generador.

Para determinar las Horas en las que la UCE operó como generador (variable $HE_{f,u,D}$) se seguirá el Criterio establecido para UCE con tipo de oferta hidroeléctrica y renovable, descrito en el "Criterio para el cálculo de Horas Operando como Generador en la Garantía de Suficiencia de Ingresos", publicada en la sección de Liquidaciones del área Pública del Sistema de Información del Mercado del CENACE.

1.1.12 Cálculo del pago al Generador por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el MTR.

El pago asociado a la GSI del día **D**, a la UCE **u**, es el resultado de aplicar el precio horario por el concepto de GSI, a las horas del día en las que la UCE cumple con las condiciones para recibir el pago, el pago correspondiente se reflejará en los Estados de Cuenta Diarios a través del Folio de Liquidación B1001:

$$PaDiGSI_{f,u,D}^{TR} = PrGSI_{f,u,D}^{TR} (HE_{f,u,D} - HNP_{f,u,D}); \forall f \in G, u \in U(f)$$

$$PaDiTotGSI_{f,s,D}^{TR} = \sum_{u \in USC(f,s)} PaDiGSI_{f,u,D}^{TR}; \forall f \in G, s \in S(f)$$

1.2 Ejemplo de pago GSI en MTR para una UCE UPC

1.2.1 Número de horas en las que la UCE está operando como generador

CLV_UNIDAD	HORA	POTENCIA MDA	POTENCIA MTR	HA	HE	EDO_UCE MTR
EJEMPLO-U2	1	12	2.16667	1	1	2
EJEMPLO-U2	2	11	1	1	1	2

EJEMPLO-U2	3	11	1	1	1	2
EJEMPLO-U2	4	11	1	1	1	2
EJEMPLO-U2	5	12	0.41667	1	1	2
EJEMPLO-U2	6	12	0	1	1	0
EJEMPLO-U2	7	12	0	1	1	0
EJEMPLO-U2	8	9	0.08333	1	1	2
EJEMPLO-U2	9	6	0.91667	1	1	2
EJEMPLO-U2	10	2	0	1	1	0
EJEMPLO-U2	11	7	0	1	1	0
EJEMPLO-U2	12	7	1	1	1	2
EJEMPLO-U2	13	6	4.0258	1	1	2
EJEMPLO-U2	14	7	3.63446	1	1	2
EJEMPLO-U2	15	8	4.09441	1	1	2
EJEMPLO-U2	16	8	2.80195	1	1	2
EJEMPLO-U2	17	10	1.19449	1	1	2
EJEMPLO-U2	18	10	0	1	1	0
EJEMPLO-U2	19	8	0	1	1	0
EJEMPLO-U2	20	7	0	1	1	0
EJEMPLO-U2	21	6	0	1	1	0
EJEMPLO-U2	22	3	0	1	1	0
EJEMPLO-U2	23	10	0.25	1	1	0
EJEMPLO-U2	24	12	3	1	1	0

Por lo anterior, se tiene que $HE_{f,u,D} = 24$

1.2.2 Costos de producción en el MDA y MTR

Energía:

HORA	POTENCIA_MDA	PRECIO SEGEMENTO	COSTO PROD MDA
1	12	327.9	3,934.80
2	11	327.91	3,607.01
3	11	327.91	3,607.01
4	11	327.91	3,607.01
5	12	327.93	3,935.16
6	12	327.94	3,935.28
7	12	327.93	3,935.16
8	9	327.92	2,951.28
9	6	327.91	1,967.46
10	2	327.94	655.88
11	7	327.93	2,295.51
12	7	327.92	2,295.44
13	6	327.93	1,967.58
14	7	327.92	2,295.44

15	8	327.92	2,623.36
16	8	327.92	2,623.36
17	10	327.92	3,279.20
18	10	327.91	3,279.10
19	8	327.92	2,623.36
20	7	327.93	2,295.51
21	6	327.93	1,967.58
22	3	327.94	983.82
23	10	327.92	3279.20
24	12	327.9	3934.80

Costo producción
energía MDA = **67,879.31**

HORA	POTENCIA_MTR	PRECIO SEGEMENTO	COSTO PROD MTR
1	2.16667	327.9	710.451093
2	1	327.91	327.91
3	1	327.91	327.91
4	1	327.91	327.91
5	0.41667	327.93	136.638593
6	0	327.94	0
7	0	327.93	0
8	0.08333	327.92	27.3255736
9	0.91667	327.91	300.58526
10	0	327.94	0
11	0	327.93	0
12	1	327.92	327.92
13	4.0258	327.93	1320.18059
14	3.63446	327.92	1191.81212
15	4.09441	327.92	1342.63893
16	2.80195	327.92	918.815444
17	1.19449	327.92	391.697161
18	0	327.91	0
19	0	327.92	0
20	0	327.93	0
21	0	327.93	0
22	0	327.94	0
23	0.25	327.92	81.98
24	3	327.9	983.7

Costo producción
energía MTR = **8,717.47**

NOTA: Se toma como base el precio ofertado en el último escalón de la oferta de venta de energía presentada por el Participante de Mercado representante de la unidad principal en la hora correspondiente.

1.2.3 Número de horas en las que no se pagará GSI

Actualmente no se cuenta con la información del seguimiento de las instrucciones de despacho, por lo que para determinar la variable $HNP_{f,u,D}$ se contemplan las licencias asignadas por los operadores del CENACE en función de las horas en que la UCE está operando como generador:

HORA	HE	BND_GSI
1	1	1
2	1	1
3	1	1
4	1	1
5	1	1
6	1	1
7	1	1
8	1	1
9	1	1
10	1	1
11	1	1
12	1	1
13	1	1
14	1	1
15	1	1
16	1	1
17	1	1
18	1	1
19	1	1
20	1	1
21	1	1
22	1	1
23	1	1
24	1	1

$$HNP_{f,u,D} = 0$$

1.2.4 Costos totales en el MTR

COSTOS MTR	MONTO
ENERGIA	8,717.47

SERVICIOS CONEXOS	-
TOTAL	8,717.47

1.2.5 Ingresos por la venta de energía y servicios conexos en el MTR

INGRESOS MTR	MONTO
ENERGIA	-227,904.04
RVA RODANTE	-
RVA NO RODANTE	-
RVA RODANTE SEC	-
RVA NO RODANTE SEC	-
RVA REGULACION	-
TOTAL	-227,904.04

1.2.6 Precio y pago GSI en MTR

$$PrGSI_{f,u,D}^{TR} = \frac{\max(0, (CoIns_{f,u,D}^{TR} - CoPrG_{f,u,D}^{MA}) - (InEne_{f,u,D}^{TR} - EgEne_{f,u,D}^{TR} + InSvsCnx_{f,u,D}^{TR} - EgSvsCnx_{f,u,D}^{TR}))}{HE_{f,u,D}}$$

$$PrGSI_{f,u,D}^{TR} = \frac{\max(0, (8,717.47 + 67,879.31 -) - ((-227,904.04) + 0))}{24} = 7,030.92$$

$$PaDiGSI_{f,u,D}^{TR} = PrGSI_{f,u,D}^{TR} (HE_{f,u,D} - HNP_{f,u,D}), \forall f \in G, u \in U(f)$$

$$PaDiGSI_{f,u,D}^{TR} = 7,030.92 * (24 - 0) = \$ 168,742.20$$

Definición de Variables

$PmGen_h^{TR}$: Cantidad de energía media horaria entregada por una unidad de central eléctrica UPC u representada por el Participante del Mercado f el Mercado de Tiempo Real durante la hora h . Expresada en MWh.

$PmGen_{f,u,h}^{MA}$: Cantidad de energía media horaria entregada por una unidad de central eléctrica UPC u representada por el Participante del Mercado f en el Mercado de Tiempo Real durante la hora h . Expresada en MWh.

$EdoUCE_h$: Estado de la UCE en la hora h .

$CoProdUPC_{f,u,h}^{MA}$: Costos de producción asociados a una unidad de central eléctrica UPC u representada por el Participante del Mercado f en el Mercado del Día en Adelanto durante la hora h . Expresado en \$.

$Precio Segmento_k$: Último escalón de la oferta de venta de energía presentada por la central eléctrica Principal durante la hora h . Expresada en \$/MWh.

$CoProdUPC_{f,u,h}^{TR}$: Costos de producción asociados a una unidad de central eléctrica UPC u representada por el Participante del Mercado f en el Mercado de Tiempo Real durante la hora h . Expresado en \$.

$CoIns_{f,u,D}^{TR}$: Costos totales instruidos de la unidad de central eléctrica UPC u representada por el Participante del Mercado f en el Mercado de Tiempo Real durante el día D . Expresado en \$.

$CoPrgr_{f,u,D}^{MA}$: Costos totales programados de la unidad de central eléctrica UPC u representada por el Participante del Mercado f en el Mercado del Día en Adelanto durante el día D . Expresado en \$.

$PrGSI_{f,u,D}^{TR}$: Precio horario que se pagará por el concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en cada hora h del día D .
Expresado en \$/h.

$InEne_{f,u,D}^{TR}$: Ingreso por la venta de energía en el Mercado de Tiempo Real que recibiría el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , por producir la energía instruida durante el día D , Expresado en \$.

$EgEne_{f,u,D}^{TR}$: Egreso por la venta de energía en el Mercado de Tiempo Real que recibiría el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , por producir la energía instruida durante el día D , Expresado en \$.

$InSvsCnx_{f,u,D}^{TR}$: Ingreso por la venta de Servicios Conexos en el Mercado de Tiempo Real que recibirá el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.

$EgSvsCnx_{f,u,D}^{TR}$: Egreso por la venta de Servicios Conexos en el Mercado de Tiempo Real que recibirá el Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , durante el día D . Expresado en \$.

$HE_{f,u,D}$: Número de horas del día D , en las que a la Unidad de Central Eléctrica u , representada total o parcialmente por el Participante del Mercado f , este asignado para operar como generador en el Mercado del Tiempo Real.

$PaDiGSI_{f,u,D}^{TR}$: Pago diario al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , en día D , por concepto de Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado de Tiempo Real. Expresado en \$.

$HNP_{f,u,D}$: Número de horas del día D , en las que no se pagará la Garantía de Suficiencia de Ingresos en el Mercado del Día en Adelanto al Participante del Mercado f , que representa la totalidad o una parte de la Unidad de Central Eléctrica u , porque no cumplió con las condiciones de seguimiento de despacho durante el día de operación.