GERENCIA DE REGULACIÓN DE TARIFAS
✉ AV. CANADA Nº 1460 - SAN BORJA
☎ 224 0487 224 0488 - FAX 224 0491

Informe Nº 316-2017-GRT

Modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 07 "Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo Nodales"

Lima, junio de 2017

Resumen Ejecutivo

El 24 de enero de 2017, el COES remitió a Osinergmin, mediante carta COES/D-093-2017, una propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 07 "Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo Nodales" (en adelante "PR-07"), con el respectivo Informe de sustento Técnico y Legal.

De conformidad con el numeral 8.1 de la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", aprobada mediante Resolución Nº 476-2008-OS/CD, Osinergmin remitió al COES las observaciones a la propuesta de modificación del PR-07, mediante Oficio N° 385-2017-GRT del 03 de abril de 2017, otorgándole un plazo de veinte (20) días hábiles para subsanar las mismas. Con fecha 04 de mayo de 2017, el COES remitió a Osinergmin la subsanación de dichas observaciones, mediante la carta COES/D-488-2017.

En el presente informe se presentan los aspectos considerados en la propuesta de modificación del PR-07, así como el análisis de la subsanación de las observaciones realizada por el COES.

Finalmente, el presente informe presenta la propuesta de modificación del PR-07, considerando el análisis de la subsanación de las observaciones.

INDICE

1. ANTECEDENTES 2

2. ASPECTOS CONSIDERADOS EN LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PR-07 4

2.1 ASPECTOS OBJETO DE REVISIÓN 4
2.2 PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PR-07 6

3. CONCLUSIONES 8

ANEXO A 9

ANEXO B 16

1. Antecedentes

La Ley para asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica (Ley N° 28832) establece en el literal b) del artículo 13 que, entre las funciones de interés público que tiene el COES, se encuentra la de elaborar y/o modificar procedimientos en materia de operación del SEIN y administración del Mercado de Corto Plazo, para su aprobación por Osinergmin".

En concordancia a ello, mediante Decreto Supremo N° 027-2008-EM, se aprobó el Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema (Reglamento COES), cuyo artículo 5, numeral 5.1, detalla que el COES, a través de su Dirección Ejecutiva, debe elaborar las propuestas de Procedimiento en materia de operación del SEIN, y en su numeral 5.2 determina que el COES debe contar con una "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", elaborada y aprobada por el Osinergmin, la cual incluirá como mínimo, los objetivos, plazos, condiciones, metodología, forma, responsables, niveles de aprobación parciales, documentación y estudios de sustento.

En ese sentido, mediante Resolución N° 476-2008-OS/CD se aprobó la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos" ("Guía"), estableciéndose el proceso y los plazos que deben seguirse para la aprobación de los Procedimientos Técnicos COES. Dicha Guía fue modificada mediante Resolución N° 088-2011-OS/CD, mediante Resolución N° 272-2014-OS/CD y mediante Resolución N° 090-2017-OS/CD.

Por otro lado, mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM del 28 de julio de 2016, se aprobó el Reglamento del Mercado mayorista de Electricidad (MME), el cual establece definiciones, condiciones para participación en el Mercado Mayorista de Electricidad (MME), condiciones de funcionamiento para el MME, liquidación en el MME, inflexibilidades operativas, entre otros. Así también, en su primera disposición complementaria transitoria, establece que el COES deberá presentar a Osinergmin los Procedimientos, para su aprobación, que resulten necesarios para el funcionamiento del MME, teniendo para esto seis (6) meses a partir de la publicación del Reglamento del MME.

Por lo mencionado anteriormente, mediante carta COES/D-093-2017, el COES remitió a Osinergmin una propuesta de modificación del Procedimiento Técnico del COES N° 07 "Determinación de los Costos Marginales de Corto Plazo Nodales" (PR-07), con la finalidad de adecuarlo a lo establecido en el Reglamento del RMME.

En este sentido, de conformidad con el numeral 8.1 de la "Guía de Elaboración de Procedimientos Técnicos", mediante Oficio N° 385-2017-GRT del 03 de abril de 2017, se le otorgó un plazo de veinte (20) días hábiles para subsanar las mismas.

Con fecha, 04 de mayo de 2017 el COES remitió a Osinergmin la subsanación de dichas observaciones, mediante la carta COES/D-488-2017.

Por lo mencionado, en el presente informe se analizan las subsanaciones realizadas por el COES, y realizar las mejoras necesarias al PR-07 para su correspondiente publicación.

2. Aspectos considerados en la Propuesta de modificación del PR-07

2.1 Aspectos objeto de revisión

Conforme a lo establecido en el Reglamento del MME, y sustentado por el COES en su propuesta de procedimientos, para adecuar el PR-07 resulta necesario considerar lo siguiente:

a. Costo Marginal de Corto Plazo Nodal

   A nivel internacional existen dos formas de calcular los costos marginales de corto plazo: 1) Ex ante y; 2) Ex post.

   Sin embargo, de acuerdo con el numeral 4.3 del artículo 4 del Reglamento del MME se establece que los costos marginales de corto plazo (CMgN) deben calcularse con el despacho real o ejecutado. En ese sentido, lo que procede es el análisis de los enfoques existentes para el cálculo de los costos marginales basados en precios ex post.

   Por lo tanto, resulta necesario que la metodología que finalmente adopte el COES permita calcular el CMgN en tiempo real, dado que el numeral 30.4 del Reglamento del COES dispone, entre otras cosas, que el portal de Internet del COES deba contener entre otros resultados de la operación, los costos marginales en las zonas eléctricas que defina.

b. Experiencia Internacional

   Dentro de la evaluación de la metodología, el COES analizó los mercados de Chile, de Pennsylvania, New Jersey y Maryland (PJM) y de New England (NE) con la intención de revisar sus modelos de cálculo para así tener un benchmark para así implementar los aplicativos de cálculo del CMg en el Perú.

   Al respecto, el COES menciona que la metodología del mercado de Chile es uninodal mientras que la metodología de los otros dos mercados es multinodal; así mismo, las metodologías de los mercados de PJM y NE, permiten representar los costos marginales en sus componentes de energía, el cual incluye las pérdidas, y los costos de congestión.

Por consiguiente, el COES considera que resulta más adecuado adoptar un modelo de cálculo similar a los de PJM y NE, debido a que: i) están basados en un modelo multinodal, el cual es el más adecuado para su aplicación al cálculo de Costos Marginales Nodales en sistemas mallados (como el SEIN) conforme lo dispone la Ley N° 28832, y ii) permite determinar la componente de congestión del Costo Marginal de Corto Plazo, según lo establece el Reglamento del MME.

c. Costos marginales en sistemas hidrotérmicos

El objetivo de la determinación de los costos marginales de manera ex post es el de encontrar un conjunto de precios que sean lo más consistentes posibles con la producción de los generadores, basados en sus costos y otras condiciones resultado de la ejecución del despacho en tiempo real.

El problema del despacho centralizado puede ser descompuesto en N subproblemas individuales de maximización, uno por cada unidad o central de generación, sujeto únicamente a sus restricciones individuales. El único vínculo entre estos subproblemas está dado por el valor del multiplicador de Lagrange asociado al balance de demanda, que en el contexto de los mercados eléctricos corresponde al precio al cual debe ser comprada o vendida la energía eléctrica para el subperiodo. Es por ello que la solución de un único problema que busca la minimización de costos totales sería entonces equivalente a la solución de N problemas independientes donde cada generador busca maximizar individualmente sus beneficios.

En el SEIN el costo de oportunidad del agua almacenada normalmente ha sido asociado sólo al Lago Junín, sin incluir los embalses con menor capacidad de regulación que son útiles en la optimización de los recursos del sistema.

En este sentido cobra especial importancia conocer el costo de oportunidad del agua almacenada en los embalses, su relación con los costos marginales y su impacto en el despacho especialmente en el corto plazo (despacho diario) como señal económica coherente que permite el uso correcto del recurso hídrico disponible y el reconocimiento económico implícito de las centrales que poseen capacidad de embalse y la operación en tiempo real del sistema.

En sistemas puramente térmicos, una vez determinado el predespacho (estado de operación de las unidades), la determinación del nivel de generación de cada unidad equivale la realización de un reparto económico entre unidades para cada subperiodo. Por este motivo, en los sistemas puramente térmicos, el costo incremental o (costo marginal) de cada subperiodo (λ) es independiente de los demás subperiodos.

Sin embargo, en sistemas hidrotérmicos se demuestra lo siguiente:

- El costo marginal es constante para todos los subperiodos en los cuales una central con capacidad de regulación puede “movilizar” su agua, y que las unidades térmicas tienen que operar a potencia constante en los subperiodos que le sean posibles. Adicionalmente, se demuestra que dichas unidades térmicas deben de operar en su punto de máxima eficiencia térmica ya que también se podría producir la misma cantidad de energía requerida pero en un nivel de potencia que no sea el más adecuado.
- La disponibilidad de un MWh hidráulico adicional ayudaría a disminuir el costo de la función objetivo equivalente a disminuir un MWh térmico en cualquier subperiodo mientras no se alcance el volumen máximo o mínimo de su embalse, lo que impide un desacoplamiento del costo marginal por subperiodo. Este resultado es contrario al de un sistema térmico puro y produce lo que se denomina costo de oportunidad o valor del agua y corresponde al valor del MWh térmico que sería reemplazado. En otras

palabras; en sistemas hidrotérmicos, bajo condiciones de energía hidráulica limitada, esta energía toma un valor económico como si proviniera de una central térmica.

Estos aspectos señalados, implican que el valor del agua sólo puede ser obtenido mediante el empleo de modelos formales de optimización y que el costo marginal del sistema no puede ser determinado o calculado de manera independiente para cada subperiodo como si se tratara de un sistema puramente térmico. Es necesario tener en cuenta todo el horizonte de tiempo analizado para el cálculo ex – post de los costos marginales, para despachar las centrales hidráulicas en función a su valor del agua y considerar dicho valor en la determinación del CMgN.

d. Otras consideraciones

El PR-07 establece los aplicativos a ser utilizados para calcular el CMgN, las consideraciones a tener en cuenta en caso se cuente con información inexacta y el cálculo del CMgN en caso existan intercambios internacionales de electricidad.

Este aplicativo será puesto a conocimiento de todos los agentes interesados por parte del COES, así como se realizarán pruebas de aplicación práctica y un informe con los resultados obtenidos y sus manuales de uso que serán puestos en conocimiento de Osinergmin y los interesados, antes de su entrada en vigencia.

2.2 Propuesta de modificación del PR-07

Considerando los aspectos objeto de revisión, y la subsanación de observaciones (Anexo A), se propone modificar los siguientes numerales del Procedimiento:

Entrada en vigencia del PR-07

Dentro de la resolución que aprueba el PR-07, se establece que la entrada en vigencia de este procedimiento será a partir del 02 de octubre de 2017, que es cuando vence la vigencia del Decreto de Urgencia N° 049-2008, que establece una forma diferente de cálculo de los costos marginales de corto plazo, que el establecido en el Reglamento del MME.

Modificación General

Se ha revisado la redacción del PR-07 con la finalidad de que se utilicen de manera adecuada las definiciones encontradas en el Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos del COES-SINAC, además de que se encontraron incongruencias en algunos numerales. Asimismo se ha realizado la modificación en las definiciones que deben ir en el PR-07, retirando la definición "Potencia Disponible" y agregando la definición "CMgN".

Numeral 5 (PERIODICIDAD)

Se ha precisado que el CMgN será publicado a las 12:00 horas del día siguiente, ya que existe un mecanismo que permite al COES y a los Participantes revisar el CMgN que tiene un plazo mayor, retirando el termino de actualización.

Numeral 7.1.2 (Preprocesador del CMgN)

Se ha precisado en el modelamiento de las centrales hidroeléctricas, que solo corresponde a las que tienen regulación horaria, y que la expresión de cálculo del costo incremental del valor de agua, tiene que ser revisada periódicamente por el COES y puesta en conocimiento de todos los agentes.

Numeral 7.1.3 (Flujo de Carga Óptimo)

Se ha agregado una característica (estar en línea) y se ha corregido el numeral 6 para que se entienda cómo influye el Costo de Racionamiento en el cálculo del CMgN. De igual manera se precisa que el aplicativo a implementar es el establecido en el Anexo A del PR-07, y que éste puede ser mejorado por el COES, siempre y cuando previamente sea puesto en conocimiento de Osinergmin y los agentes.

Numeral 7.3 (CÁLCULO DE LOS CMgN CONSIDERANDO INTERCAMBIOS INTERNACIONALES)

Se ha precisado que se tomarán en cuenta los criterios establecidos en el Procedimiento Técnico actual de "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN" (PR-43) o el procedimiento técnico que lo sustituya para el tratamiento de los intercambios internacionales. Debido que en la actualidad se está implementando en el marco de la Comunidad Andina de Naciones (CAN) la Decisión 816 que se aprobó el 24 de abril de 2017.

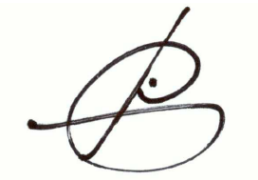
Numeral 8 (DISPOSICIÓN FINAL)

Se ha agregado una etapa de pruebas de los aplicativos que realizará el COES para determinar los CMgN. Esta será informada a Osinergmin y a los agentes, antes de la entrada en vigencia del PR-07.

3. Conclusiones

Conforme a lo sustentado en el presente informe, se recomienda proceder a la publicación del proyecto de modificación del PR-07, considerando lo señalado en los capítulos precedentes del presente informe, y de conformidad con lo dispuesto en el Reglamento COES y la Guía.

Asimismo, en el Anexo B del presente informe se muestra la propuesta de modificación del PR-07, que contiene las modificaciones señaladas en el numeral 2.2 del presente informe.



Firmado por: MENDOZA GACON Jaime Raul (FAU20376082114)
Oficina: GRT - San Borja
Cargo: Gerente División de Generación y Transmisión
Fecha: 2017.06.23 17:32:56

/pcho-sbc

Anexo A

Análisis de la Subsanación de Observaciones a la propuesta del nuevo PR-07

1. Observación 1

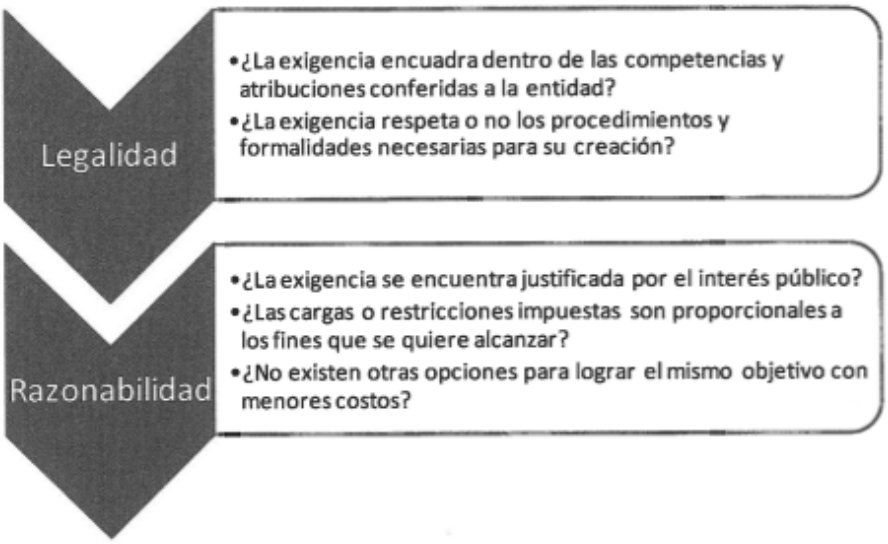
Observación General

De acuerdo con la Guía, las propuestas de Procedimientos deben adjuntar los respectivos estudios (económico, técnico y legal) detallados que sustenten su necesidad y fundamentos. En ese sentido, como mínimo, la propuesta debe contener los objetivos, marco legal, responsabilidades, metodología y disposiciones modificatorias.

Sobre el particular, durante los últimos años algunos Procedimientos han sido objeto de reclamaciones de parte de los agentes ante el INDECOPI[1] como barreras burocráticas, habiéndose hecho evidente que es imprescindible que los estudios que elabore el COES para efectos de sustentar sus propuestas atiendan a sustentar adecuadamente los siguientes aspectos:

a. La legalidad de la propuesta de modificación o nuevo procedimiento efectuado.
b. La razonabilidad de la propuesta.

Dichos análisis implican atender los aspectos descritos en el diagrama siguiente:



Al respecto, si bien los informes adjuntos a las propuestas recibidas incluyen un análisis legal, estos no incluyen el análisis de razonabilidad que aseguren que la propuesta no se constituirá en ninguna barrera burocrática.

En este sentido, el sustento presentado debe atender lo señalado, con la finalidad de brindar las seguridades para la correcta aplicación de los procedimientos y que no se perjudique la operatividad del MME debido a deficiencias de análisis durante el proceso de aprobación de las normas.

Subsanación del COES

Con relación a lo señalado en la Observación General en el sentido que en los últimos años algunos procedimientos COES han sido objeto de denuncias ante INDECOPI de

[1] INDECOPI: Instituto Nacional de Defensa de la Competencia y de la Protección de la Propiedad Intelectual

parte de los agentes, alegándose la supuesta imposición de barreras burocráticas ilegales o irrazonables, se debe señalar que las denuncias a las que se hace referencia están relacionadas con el Procedimiento Técnico del COES N° 21 "Reserva Rotante para Regulación Primaria de Frecuencia" (PR-21) y el Procedimiento Técnico del COES N° 22 "Reserva Rotante para Regulación Secundaria de Frecuencia" (PR-22).

Al respecto, cabe precisar que la denuncia contra el PR-21 está dirigida principalmente en contra de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real[2] (NTCOTR), dado que dicha norma es la que originalmente crea la obligación de las centrales con potencia instalada mayor a 10 MW de brindar el servicio de RPF sin recibir compensación alguna; es así que, el PR-21 (elaborado por el COES y aprobado por Osinergmin) únicamente reglamenta lo establecido en la NTCOTR.

Asimismo, cabe señalar que el PR-22 fue elaborado y aprobado por el Osinergmin, dejándose de lado la propuesta presentada por el COES.

A continuación, se presenta una transcripción respecto a la justificación por el interés público, presentada por el COES:

"¿La exigencia se encuentra justificada por el interés público?

Al respecto, debemos comentar que el 23 de julio de 2006 se publicó la Ley 28832, Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica, la cual abrió la posibilidad de que los Distribuidores (para atender a sus Usuarios Libres) y los Grandes Usuarios Libres puedan participar en el Mercado de Corto Plazo; sin embargo, dicha modificación no fue auto-aplicativa. El numeral 11.5 del artículo 11 de la Ley 28832 dispuso que en una norma reglamentaria se establezcan, entre otros, los lineamientos para el funcionamiento y organización del Mercado de Corto Plazo, reglas para la liquidación de las operaciones del mercado y las condiciones y requisitos para la participación en el mercado.

Es así que, el 28 de julio de 2016, mediante Decreto Supremo N° 026-2016-EM, se aprobó el Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad, el cual reglamentó las disposiciones dadas por la Ley 28832 y se dispuso que en un plazo máximo de seis meses a partir de la publicación del referido reglamento, el COES debería presentar para aprobación de OSINERGMIN los Procedimientos Técnicos que resulten necesarios para el funcionamiento del Mercado Mayorista de Electricidad. En consecuencia, las Propuestas de modificación y/o aprobación de nuevos procedimientos técnicos presentada por el COES responden a mandatos de las normas antes citadas.

Ahora bien, dado que las propuestas tienen como finalidad: (i) modificar, (ii) adaptar y (iii) aprobar una serie de Procedimientos Técnicos del COES para el correcto funcionamiento del nuevo esquema del Mercado de Corto Plazo, resulta claro el interés público que sustenta cada una de las propuestas presentadas."

Análisis de Osinergmin

En primer lugar, cabe señalar que la finalidad de la observación general es que COES debe adjuntar junto a su propuesta de nuevo o modificación de un Procedimiento, el sustento técnico, legal y económico que argumente de forma precisa las propuestas; a fin de evitar situaciones tales como las ocurridas con el PR-21 y el PR-22.

En ese sentido, la observación no estuvo referida al origen de los Procedimientos, sino a las causas por las cuales se inició procesos contra dichos Procedimientos.

[2] Aprobado mediante Resolución Directoral N° 014-2005-EM-DGE.

2. Observación 2

Sobre el PR-07, las obligaciones o restricciones impuestas son proporcionales a los fines que se quiere alcanzar.

Subsanación del COES

De acuerdo a lo establecido en la propuesta de modificación del Procedimiento, el Objetivo del mismo es "Definir la metodología para calcular los Costos Marginales de Corto Plazo Nodales (CMgN) que serán utilizados en la valorización de transferencias de energía y compensaciones". Sobre el particular, debe tenerse en cuenta que dicha metodología será aplicada por el COES.

En tal sentido, los Participantes tienen que remitir al COES la información señalada en los numerales 6.1, 6.3 y 6.4 del Procedimiento:

"6.1.Información en tiempo real remitida por los Agentes

Corresponde a aquella información establecida en el numeral 2.2 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

(…)

6.3.Características Técnicas de las unidades de generación.

Corresponde a los datos suministrados en las fichas técnicas de las unidades de generación vigentes y aprobados por el COES.

6.4.Instante en que una unidad con orden de arranque sincronizó en el SEIN.

Información suministrada por los generadores al COES en tiempo real vía su sistema SCADA."

Ahora bien, como se podrá apreciar de la literalidad de los numerales antes citados, la información requerida ya es remitida al COES por mandato de otras normas, siendo que los numerales 6.1, 6.3 y 6.4 únicamente hacen una llamada referencial y precisan la fuente de donde será obtenida la información a ser utilizada por el COES. En consecuencia, la Propuesta de modificación del PR-07 no crea "cargas o restricciones" a los Participantes**.**

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la respuesta del COES. Por lo tanto, no corresponde realizar cambios a la propuesta de modificación del PR-07 a consecuencia de esta observación.

3. Observación 3

En el informe sustento no se desarrolla la relación de los anexos referidos a los modelos de cálculos de PJM, Chile y New England, con la propuesta efectuada. Se debe explicar cómo de esta revisión se concluyó que lo propuesto es adecuado para el nuevo MME.

Subsanación del COES

Conforme se señala en el numeral 11.2 de la Ley N° 28832, la compra y venta de energía en el Mercado de Corto Plazo se debe efectuar en función a los Costos Marginales nodales; al respecto, se señala que si bien los modelos de cálculo de Chile, PJM y New England permiten obtener Costos Marginales para la operación real de manera ex-post, (que es acorde a lo señalado en el numeral 4.3 del Reglamento del MME), se resalta que el modelo de cálculo chileno tiene un concepto uninodal que utiliza factores de penalización semanales, mientras que los modelos de cálculo de PJM y New England se basan en un concepto multinodal basado en modelos de flujo de carga óptimo, lo cual es mucho más concordante con lo señalado por la Ley N° 28832.

Adicionalmente, se debe mencionar que, conforme se indica en el numeral 1.12 del Reglamento del MME, es necesario identificar la componente de congestión en el Costo Marginal de Corto Plazo para determinar las Rentas por Congestión; al respecto, se señala que los modelos de cálculo de PJM y New England sí permiten dicha identificación, a diferencia del modelo de cálculo usado en Chile que no lo permite.

Por consiguiente, se considera que resulta más adecuado adoptar un modelo de cálculo similar a los de PJM y New England, debido a que: i) están basados en un modelo multinodal, el cual es el más adecuado para su aplicación al cálculo de Costos Marginales Nodales en sistemas mallados (como el SEIN) conforme lo dispone la Ley N° 28832, y ii) permite determinar la componente de congestión del Costo Marginal de Corto Plazo, según lo establece el Reglamento del MME.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la respuesta del COES. Sin embargo, es importante que el modelo a ser propuesto sea probado por el COES y se presenten, antes de la entrada en vigencia del Procedimiento, los resultados de la pruebas realizadas tanto a Osinergmin como a los agentes.

4. Observación 4

En los artículos 5 y 7.5 existen referencias rotas que no permiten saber a dónde dirige la nota.

Subsanación del COES

Efectivamente se han identificado en la propuesta las referencias que no corresponden, por lo que se debe modificar de la siguiente manera:

"5.PERIODICIDAD

Los CMgN en las Barras de Transferencias, serán determinados de acuerdo con el numeral ~~7.1~~ 7.5 del presente Procedimiento. Estos CMgN serán publicados en cada Intervalo CMG del día en el portal de Internet del COES y actualizados a más tardar las 12:00 horas del día siguiente en el portal de Internet del COES."

"7.5.COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO NODALES (CMgN)

El CMgN por barra para cada Intervalo de Mercado corresponderá a los valores de los CMgN determinados conforme a: i) el numeral 7.1; ii) el numeral 7.2 si existió información inexacta y/o inconsistente; o, ***iii) el numeral 7.3 si se produjeron intercambios internacionales de electricidad****, o, iii) el resultado del numeral 7.4 si existieron observaciones procedentes de los Participantes."*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la respuesta del COES.

5. Observación 5

En el numeral 4 del artículo 7.1.3 se hace referencia a un numeral 0 inexistente.

Subsanación del COES

En la propuesta se hace referencia a un literal c) y no a un numeral 0 como lo señala OSINERGMIN.

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la respuesta del COES.

6. Observación 6

En el artículo 5.2 se hace referencia a un numeral 5.2 inexistente.

Subsanación del COES

La observación se entiende que hace referencia al numeral 7.2, que efectivamente está haciendo referencia a un numeral 5.2 inexistente, cuando debe hacer referencia al numeral 5.

"7.2.CÁLCULO DE LOS CMgN ANTE INFORMACIÓN INEXACTA

*En caso el COES, en un plazo de dos días hábiles, detecte la existencia de información inexacta o inconsistente, podrá corregir la misma hasta el quinto día calendario de haber culminado el mes de valorización, debiendo publicar en el portal de Internet del COES un reporte que contenga el fundamento de las correcciones y los CMgN corregidos. Para efectos del numeral ~~5.2~~**5**, los periodos en el cual se detecte información inexacta o inconsistencias, serán publicados de manera preliminar con los CMgN obtenidos en el PDO o RDO.*

(…)"

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la respuesta del COES.

7. Observación 7

En el numeral 5 del artículo 7.1.3 se indica que ante racionamiento se modificará la demanda para resolver el flujo de potencia ¿por qué si se produce racionamiento no se considera el costo de racionamiento del sistema?

Subsanación del COES

En el desarrollo de los modelos matemáticos de flujo de potencia es importante implementar un algoritmo lo suficiente robusto que brinde soluciones incluso ante in-factibilidades numéricas cuando, por alguna razón, las variables reales no permiten cumplir con las restricciones impuestas (así estas infactibilidades sean muy pequeñas). En ese sentido, es una práctica habitual que estos algoritmos posean variables de holgura (también conocidas como variables slack), las mismas que están penalizadas en la función objetivo con un costo muy alto (para este caso el Costo de Racionamiento), pero que permiten hacer factible la solución del problema incluso ante situaciones muy restringidas.

Una de estas variables de holgura son las máquinas ficticias colocadas en las barras de demanda, también conocidas como "máquina de falla" o " racionamiento" y su finalidad es evitar infactibilidades e identificar en qué barra o barras no se puede cumplir la ecuación de balance nodal.

El Modelamiento del Déficit de generación en el Flujo de Carga Óptimo que se señala en la propuesta, responde al concepto explicado en el párrafo anterior, y no representaría un racionamiento real en el sistema.

No obstante, con fines de evitar confusiones en la propuesta, dicho numeral debe ser modificado por lo siguiente:

"7.1.3.Flujo de Carga Óptimo

(…)

5. ~~*Modelamiento del Déficit de generación con su respectivo costo por barra.*~~ ***El Flujo de Carga Óptimo considerará una unidad generadora ficticia por cada barra con demanda, con una potencia ilimitada y con un costo variable***

> ***igual al costo de racionamiento.*** *Si por alguna circunstancia, en la solución del Flujo de Carga Óptimo ~~aparece Déficit de generación en alguna barra, la magnitud del Déficit de generación~~* ***una unidad generadora ficticia obtuviera un valor de potencia distinto de cero en alguna barra de demanda, dicha potencia*** *debe ser restad**a** de la demanda de dicha barra y se debe proceder a ejecutar nuevamente el Flujo Óptimo de Carga."*

Análisis de Osinergmin

De acuerdo con la modificación realizada por el COES.

Anexo B

COES	PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL SEIN	PR-07
DETERMINACIÓN DE LOS COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO NODALES		
• Aprobado por Osinergmin mediante Resolución N° XXX-2017-OS/CD del XX de XXX de 2017.		

1. OBJETIVO

Definir la metodología para calcular los Costos Marginales de Corto Plazo Nodales (CMgN) que serán utilizados en la valorización de las transferencias de energía y compensaciones.

2. BASE LEGAL

El presente Procedimiento se rige por las siguientes disposiciones legales y sus respectivas normas concordantes, modificatorias y sustitutorias:

2.1 Ley N° 28832.- Ley para Asegurar el Desarrollo Eficiente de la Generación Eléctrica.

2.2 Decreto Legislativo N° 1002 - Decreto legislativo de promoción de la inversión para la generación de electricidad con el uso de energías renovables.

2.3 Decreto Supremo N° 027-2008-EM.- Reglamento del Comité de Operación Económica del Sistema.

2.4 Decreto Supremo N° 012-2011-EM.- Reglamento de la Generación de Electricidad con Energías Renovables.

2.5 Decreto Supremo N° 037-2006-EM.- Reglamento de Cogeneración.

2.6 Decreto Supremo N° 026-2016-EM.- Reglamento del Mercado Mayorista de Electricidad (Reglamento del MME).

2.7 Resolución Directoral N° 014-2005-EM/DGE.- Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

3. ABREVIATURAS Y DEFINICIONES

3.1 Para la aplicación del presente Procedimiento, las siguientes definiciones tendrán el significado que a continuación se indica:

3.1.1 Intervalo CMG: Periodo de treinta (30) minutos. Cada hora contiene dos Intervalos CMG, de los cuales el primero se inicia a los cero minutos y cero segundos de cada hora.

3.1.2 CMgN: Costos Marginales de Corto Plazo Nodales

3.2 Las otras definiciones de los términos en singular o plural que inicien con mayúscula se encuentran definidos en el “Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC”, aprobado mediante Resolución Ministerial N° 143-2001-EM/VME o el que lo sustituya; así como en la normativa citada en la Base Legal.

3.3 En todos los casos, cuando se citen Procedimientos Técnicos COES o cualquier otro dispositivo legal en el presente Procedimiento, se entenderá que incluyen sus normas modificatorias y sustitutorias.

4. OBLIGACIONES

4.1 Del COES

4.1.1 Calcular los CMgN que serán utilizados en la valorización de las transferencias de energía y compensaciones de acuerdo a lo establecido en el presente Procedimiento.

4.1.2 Poner a disposición de los Participantes, los archivos que sustentan la determinación de los CMgN. El cual involucra el aplicativo desarrollado en el Anexo 1 del presente Procedimiento

4.2 De los Participantes

Proporcionar la información requerida en el presente Procedimiento, en los plazos y medios que defina el COES.

5. PERIODICIDAD

Los CMgN en las Barras de Transferencias, serán determinados de acuerdo con el numeral 7.1 del presente Procedimiento. Estos CMgN de cada Intervalo CMG del día, serán publicados a más tardar las 12:00 horas del día siguiente en el portal de Internet del COES.

6. INFORMACIÓN REQUERIDA

6.1 Información en tiempo real remitida por los Agentes

Corresponde a aquella información establecida en el numeral 2.2 de la Norma Técnica para la Coordinación de la Operación en Tiempo Real de los Sistemas Interconectados.

6.2 Costos variables (CV) para cada unidad de generación.

Corresponde a los determinados de acuerdo al Procedimiento Técnico referido al cálculo de los Costos Variables de las Unidades de Generación y utilizados en la elaboración del PDO.

6.3 Características Técnicas de las Unidades de Generación.

Corresponde a los datos suministrados en las fichas técnicas de las Unidades de Generación vigentes y aprobadas por el COES.

6.4 Instante en que una Unidad de Generación con orden de arranque sincronizó en el SEIN.

Información suministrada por los Generadores al COES en tiempo real vía su sistema SCADA. El instante en que la Unidad de Generación alcanza su Generación Mínima Técnica será determinado por el COES utilizando este dato y la información de las fichas técnicas vigentes.

6.5 Red de Transmisión.

La red de transmisión a utilizarse para la determinación del CMgN debe incluir, como mínimo, a las Barras de Transferencias y las instalaciones de transmisión entre dichas barras.

7. METODOLOGÍA

7.1 CÁLCULO DE LOS CMgN EN SITUACIÓN NORMAL

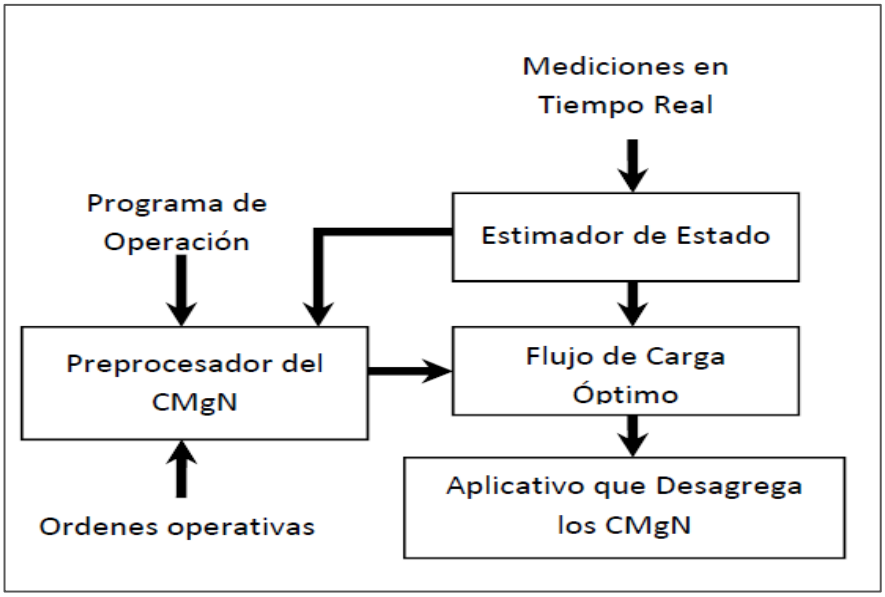
El proceso de cálculo de los CMgN del SEIN se realizará para cada Intervalo CMG del día mediante el siguiente conjunto de aplicativos:

i. Estimador de Estado

ii. Preprocesador del CMgN
iii. Flujo de Carga Óptimo
iv. Aplicativo que Desagrega los CMgN

La relación entre ellos se presenta en la Figura 1.

Figura 1. Proceso del Cálculo de los CMgN



7.1.1 Estimador de Estado

Herramienta cuya solución provee un modelo completo y consistente de las condiciones de la operación real basada en mediciones en tiempo real (entradas observables) y en modelos matemáticos que son propios de los sistemas eléctricos de potencia. Además, provee una solución con menor error que las medidas originales.

El Estimador de Estado se utiliza para proveer la base para el cálculo de los CMgN ya que proporciona un flujo de potencia convergido del SEIN para cada periodo de tiempo bajo análisis.

Para efectos de la determinación de los CMgN, el Estimador de Estado debe poseer un ciclo mínimo de actualización de 1 minuto y debe entregar la siguiente información para cada Intervalo CMG del día:

- Solución de flujo de potencia AC.
- Potencia activa de las Unidades de Generación modeladas (MW).
- Potencia Activa de la demanda por Barra (MW).
- Flujos de potencia en las líneas y transformadores modelados (MW).
- Pérdidas de Transmisión (MW).

7.1.2 Preprocesador del CMgN

El Preprocesador del CMgN determina las Unidades de Generación térmicas e hidroeléctricas que serán consideradas para participar en la formación de los CMgN, además de los periodos con restricciones de transmisión.

Para ello, el Preprocesador del CMgN debe considerar las siguientes reglas:

a) Unidades de Generación térmicas e hidroeléctricas consideradas para la formación de los CMgN

Serán aquellas que cumplan con los siguientes criterios:

- Estar sincronizadas al SEIN y haber alcanzado su Generación Mínima Técnica.
- Tener la posibilidad de variar su potencia en el Intervalo CMG, bajo análisis.
- Para el caso de las Unidades de Generación hidroeléctricas deberán tener capacidad de regulación estacional, semanal u horario.

  En caso de tener capacidad de regulación diaria su volumen de embalse debe encontrarse dentro del 5% al 95% de su volumen útil.
- Para el caso de las Centrales de Reserva Fría se deberá tener en cuenta los criterios establecidos en el Procedimiento Técnico del COES N°42 "Régimen aplicable a las Centrales de Reserva Fría de Generación" (PR-42).

En caso una Unidad de Generación térmica o hidroeléctrica no cumpla con los criterios descritos anteriormente, serán representadas con una potencia fija en el Flujo de Carga Óptimo considerando su potencia activa igual al valor determinado por el Estimador de Estado.

b) Modelamiento de las Unidades de Generación térmicas e hidroeléctricas

- Las Unidades de Generación térmicas serán modeladas con un rango de variación que le permita su Velocidad de Carga/Descarga en 10 minutos, sin que este rango supere sus límites operativos de la unidad. El límite superior determinado de esta manera debe respetar el margen asignado por RPF y RSF para dicha unidad.
- A las Unidades de Generación hidroeléctricas con capacidad de regulación estacional, se les asignará como costo incremental el Valor del Agua resultado del modelo de despacho económico para la programación de corto plazo, señalado en el Procedimiento Técnico del COES N° 01 "Programación de la operación de corto plazo" (PR-N°01).
- A las Unidades de Generación hidroeléctricas con capacidad de regulación horaria se le asignará como costo incremental de acuerdo a la fórmula (1).

$$Cmgh = VA \times \left[FF + (1 - FF) \times \left(\frac{p}{pEE}\right)\right] \ldots\ldots (1)$$

Donde:

Cmgh : Costo incremental a ser utilizado en el Flujo de Carga Óptimo.

VA : Valor del agua determinado en la programación diaria si posee capacidad de regulación horaria.

p : Variable que representa a la potencia de generación de la Unidades de Generación hidroeléctrica en el Flujo de Carga Óptimo y el aplicativo que desagrega los CMgN.

pEE : Potencia de la Unidades de Generación hidroeléctrica determinada por el Estimador de Estado.

FF : Se considerará el valor de 0,95 para el primer año de aplicación del presente procedimiento, el cual podrá ser modificado posteriormente mediante un estudio en caso el COES lo considere necesario.

- Una Unidad de Generación hidroeléctrica con capacidad de regulación horario será modelada con un rango de variación con los límites de generación inferior y superior considerados en el PDO o RDO correspondiente, menos el margen asignado por RPF y RSF.
- La clasificación de las Unidades de Generación hidroeléctricas con capacidad de regulación estacional u horario será la establecida en el Procedimiento Técnico del COES N°41 “Información Hidrológica para la Operación del SEIN” (PR-41).

c) Restricciones de Transmisión

- El límite de transmisión a ser considerado en el Flujo de Carga Óptimo para un elemento o conjunto de elementos de transmisión, será igual al valor que determine el Estimador de Estado, siempre y cuando se califique dicho elemento como en congestión en dicho periodo.

El Preprocesador del CMgN actualizará la información para cada Intervalo CMG del día.

7.1.3 Flujo de Carga Óptimo

El modelo de Flujo de Carga Óptimo determinará un CMgN para cada Intervalo CMG del día, para las barras modeladas del SEIN, tomando como insumo el estado de la red proporcionado por el Estimador de Estado y la calificación de las Unidades de Generación establecida por el Preprocesador del CMgN para dicho intervalo.

Las características técnicas mínimas que debe cumplir el Flujo de Carga Óptimo son las siguientes:

1. El cálculo debe ser en línea.
2. Flujo de carga en DC que consideren las pérdidas de transmisión.
3. Representación de los costos de las Unidades de Generación.
4. Consideración de los límites mínimos y máximos de potencia generada por las Unidades de Generación.
5. Consideración de las restricciones de flujos de potencia transmitidas en los enlaces indicadas en el literal c) del numeral 7.1.2 del presente Procedimiento.
6. El Flujo de Carga Óptimo considerara una unidad generadora ficticia por cada barra con demanda, con una potencia ilimitada y con costo variable igual al costo de racionamiento. Si por alguna circunstancia en la solución del Flujo de Carga Optimo una unidad generadora ficticia obtuviera un valor de potencia distinta de ceros en alguna barra de demanda, dicha potencia debe ser restada de la demanda de dicha barra y se procederá a ejecutar nuevamente el Flujo Optimo de Carga.

7.1.4 Aplicativo que Desagrega los CMgN

Una vez determinado el Flujo de Carga Óptimo, el Aplicativo que Desagrega los CMgN es responsable de individualizar los CMgN en dos componentes: i) Costos Marginales de Energía; y, iii) Costos Marginales de Congestión.

Este módulo debe poseer las siguientes características:

i. Modelamiento de flujo de carga en DC que consideren las pérdidas de transmisión.

ii. Considerar el efecto de las pérdidas de transmisión en los CMgN.

iii. Los Costos Marginales de Congestión no deberán variar al cambiar la barra de referencia.

El Aplicativo que Desagrega los CMgN se implementará conforme a la formulación matemática que se reproduce en el Anexo 1 del presente Procedimiento. Esta fórmula podrá ser mejorada por el COES, garantizando el cumplimiento de las características señaladas, el cual previamente será puesto de conocimiento de los agentes interesados para su revisión y comentarios, así como de Osinergmin.

7.2 CÁLCULO DE LOS CMgN ANTE INFORMACIÓN INEXACTA

En caso el COES, en un plazo de dos días hábiles, detecte la existencia de información inexacta o inconsistente, podrá corregir la misma hasta el quinto día calendario de haber culminado el mes de valorización, debiendo publicar en el portal de internet del COES un reporte que contenga el sustento de las correcciones y los CMgN corregidos. Para efectos del numeral 5, los periodos en el cual se detecte información inexacta o inconsistencias, serán publicados de manera preliminar con los CMgN obtenidos en el PDO o RDO.

Frente a la existencia de información inexacta o inconsistente, el COES procederá de la siguiente manera:

7.2.1 Datos técnicos errados. Si se detecta que existen parámetros técnicos errados, se reemplazarán dichos datos y se repetirá el cálculo a partir de la etapa en que se utiliza el Estimador de Estado o Preprocesador del CMgN, según corresponda.

7.2.2 Falla en el intercambio de información en tiempo real, del Estimador de Estado o del Preprocesador del CMgN que interfiera el cálculo de los CMgN:

a) Si la falla no supera los 60 minutos, se considerará como CMgN de dicho periodo a los del último periodo sin fallas.

b) Si la falla supera un periodo de 60 minutos, se reemplazará dicha información errónea con la mejor información que disponga el COES, para lo cual podrá solicitar a los Participantes la información necesaria, y con ella se calcularán los CMgN.

7.3 CÁLCULO DE LOS CMgN CONSIDERANDO INTERCAMBIOS INTERNACIONALES

En caso se produzcan Intercambios Internacionales de Electricidad, el cálculo de los CMgN deberá tomar en cuenta un Flujo de Carga Óptimo que considere los criterios establecidos en el Procedimiento Técnico del COES “Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN” (PR-43) o el procedimiento técnico que lo sustituya para el tratamiento de los intercambios internacionales, y el Aplicativo que Desagrega los CMgN.

7.4 OBSERVACIONES DE LOS PARTICIPANTES

7.4.1 Los Participantes podrán remitir sus observaciones y/o comentarios al cálculo de los CMgN publicado diariamente, hasta el segundo día hábil posterior a su publicación.

7.4.2 A más tardar el quinto día calendario de haber culminado el mes en valorización, el COES elaborará un reporte que contenga el fundamento de la aceptación y/o rechazo de las observaciones realizadas por los Participantes, el cual será publicado en el portal de internet del COES y en caso ser procedentes las observaciones se publicaran los CMgN modificados.

7.5 COSTOS MARGINALES DE CORTO PLAZO NODALES (CMgN)

El CMgN por barra para cada Intervalo de Mercado corresponderá a los valores de los CMgN determinados conforme a: i) el numeral 7.1; ii) el numeral 7.2 si existió información inexacta y/o inconsistente; o, iii) el numeral 7.3 si se produjeron intercambios internacionales de electricidad, o, iii) el resultado del numeral 7.4 si existieron observaciones procedentes de los Participantes.

ÚNICA DISPOSICIÓN COMPLEMENTARIA FINAL

El incumplimiento de las obligaciones de entrega de información de los Agentes previstas en el presente procedimiento deberá ser informado por el COES a Osinergmin en el mes siguiente de identificado. Para efectos de iniciar el procedimiento administrativo sancionador a que hubiere lugar, se aplicarán las sanciones previstas en la Escala de Multas y Sanciones.

ANEXO 1

APLICATIVO QUE DESAGREGA LOS CMgN

Los CMgN deberán corresponder a un modelo de optimización matemático que represente la generación, demanda y transmisión.

Si bien, los CMgN por Barra no se modifican dependiendo de la Barra de referencia que se seleccione, algunas metodologías que descomponen dichos costos en sus componentes de energía y congestión si son dependientes de la Barra de referencia (slack), por lo cual y en virtud de la importancia de la determinación del Costo Marginal Congestión en el MME, se debe seleccionar una metodología de descomposición que no vea afectados sus resultados por la elección de la Barra de referencia.

El primer paso es considerar un flujo de carga ya convergido, para luego realizar un segundo paso de optimización considerando formulaciones que utilizan factores de pérdidas marginales y shift factors, mediante las cuales resulta posible obtener la descomposición de los CMgN.

La metodología que se presenta a continuación[3] tiene como ventaja que la selección de la Barra de referencia (también puede ser representada mediante pesos de distribución de diversas barras) no afecta el Costo Marginal de Congestión de cada Barra.

El problema se formula de la siguiente manera:

$Min\ C^T P$……(1)

Sujeto a:

$e^T(P - L) = Loss, \quad (\lambda)$

$Loss = LF_W^T * (P - L) + offset_W, \quad (\tau)$

$T_W(P - L - D * Loss) \leq T^{max}, \quad (\mu)$

$P^{min} \leq P \leq P^{max}$

Dónde:

C	:	Vector de costos de los generadores.
P	:	Vector de potencias generadas.
T_W	:	Matriz de sensibilidad de flujos de potencia en enlaces (Shift Factors) considerando barra slack con distribución w
$Loss$	:	Pérdidas del sistema.
L	:	Vector de demanda en barras.
LF_W	:	Vector de factores de pérdidas marginales considerando barra slack con distribución w
D	:	Vector de distribución de pérdidas, $e^T * D = 1$
T^{max}	:	Vector de flujos de potencia máximas en los enlaces
P^{max}	:	Vector de potencias generadas máximas
P^{min}	:	Vector de potencias generadas mínimas
λ, τ, μ	:	Multiplicadores de Lagrange.
$offset_W$	:	Compensación necesaria a fin de preservar el valor de las pérdidas del sistema con el valor obtenido del flujo de carga convergido, considerando barra slack con distribución w. Se determina a partir del flujo de carga convergido previamente. $$offset_W = Loss^* - LF_W^{T^*} \times (P^* - L)$$

[3] Eugene Litvinov, Tongxin Zheng, Gary Rosenwald, Payman Shamsollahi, Marginal Loss Modeling in LMP Calculation, IEEE Transactions on power system, Vol. 19, N°2, May 2004.

* : Símbolo que se refiere a valores obtenidos del flujo de carga previamente convergido

T : Traspuesta.

e : Vector de unos = $[1,1,..,1]^T$

El vector de distribución de pérdidas D equivale a la distribución de pérdidas del sistema en cada barra, de acuerdo a la fórmula (2):

$$D_i = \frac{\text{Pérdidas}_\text{i}}{\text{Pérdidas totales}} \ldots\ldots (2)$$

Siendo las pérdidas obtenidas del flujo de carga convergido previamente.

El vector de distribución W, será igual al vector de distribución de pérdidas D.

El vector de pérdidas marginales LFw será obtenido del flujo de carga previamente convergido.

La matriz Shift Factor será obtenido de la topología y datos de la red de transmisión obtenida por el estimador de estado.

Componente de Energía : $\tau \times (1 - LF_W) \ldots\ldots (3)$

Componente de Congestión : $T_W^T \times \mu - (T_W \times D \times e^T)^T \times \mu \ldots\ldots (4)$

Cálculo de Matriz Shift Factor :

$$T_{la} = B_l \times \left(Z_{ai} - Z_{aj}\right) \ldots\ldots (5)$$

$$T_{la}^w = T_{la} - \sum_{j=1}^{nbarras} W_j \times T_{lj} \ldots\ldots (6)$$

Donde:

T_{la} : shift factor del enlace l en relación a la barra a, que considera una barra slack definida

$T_{la}w$: shit factor del enlace l en relación a la barra a, que considera una barra slack con distribución w

i,j : barras que une el enlace l

a : barra del sistema

B_l : $-x_l/(r_l^2+x_l^2)$, donde r_l y x_l son la resistencia y reactancia del enlace, expresados en por unidad

Z : inversa de la Matriz de Admitancia que considera una barra swing

Z_{ai}, Z_{ai} : elementos a,i y a,j de la matriz Z

Nbarras : número total de barras del sistema modelado

Cálculo de Factores de pérdidas marginales:

$$LF_a = \sum_l 2 \times r_l \times T_{la} \times F_l^* \ldots\ldots (7)$$

$$LF_{aw} = \frac{LF_a - \sum_j^{nbarras} W_j \times LF_j}{1 - \sum_j^{nbarras} W_j \times LF_j} \ldots\ldots (8)$$

Donde:

LFa : factor de pérdidas marginales de la barra a, que considera una barra slack definida

LFaw : factor de pérdidas marginales de la barra a, que considera una barra slack con distribución w

Fl* : flujo de potencia en el enlace l

Datos considerados en el aplicativo que Desagrega los Costos Marginales:

C	:	se obtendrán de la base de datos del COES
Tw	:	obtenidos según lo especificado en el presente Anexo
L	:	obtenidos del estimador de estado
LFw	:	obtenidos según lo especificado en el presente Anexo
D	:	obtenido según lo especificado en el presente Anexo
T^{max}	:	según lo establecido en el presente procedimiento para los enlaces calificados en congestión
P^{max}, P^{min}		:según lo establecido en el presente procedimiento
Offsetw	:	obtenidos según lo especificado en el presente Anexo