

San Isidro, 02 de setiembre de 2016

COES/D-1135-2016

Ingeniero  
**Víctor Ormeño Salcedo**  
Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria  
**OSINERGMIN**  
Presente.-



Asunto : **OPINIÓN A LOS COMENTARIOS Y SUGERENCIAS A LA PUBLICACIÓN DEL PROYECTO DEL NUEVO PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES 43 "INTERCAMBIOS INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD EN EL MARCO DE LA DECISIÓN 757 DE LA CAN"**

Ref. : Oficio N° 650-2016-GART recibido el 05.07.2016

De mi consideración:

En cumplimiento de lo acordado por el Directorio en su Sesión 478 de fecha 25 de agosto de 2016, remitimos a su Despacho el informe correspondiente a la opinión del COES sobre los comentarios y/o sugerencias al proyecto de procedimiento indicado en el asunto, solicitado con su oficio de la referencia.

Al respecto, adjuntamos los siguientes documentos:

Anexo A: Transcripción del Acuerdo adoptado por el Directorio del COES; Nuevo Procedimiento Técnico COES 43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN", aprobado en su Sesión de Directorio N° 478.

Anexo B: Informe Técnico COES/D/DO/STR-INF-043-2016: Opinión del COES a los comentarios y/o sugerencias a la propuesta del nuevo Procedimiento Técnico 43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN", (COES/D-1110-2016: Anexo 2).

Sin otro particular, hago propicia la ocasión para saludarlo.

Atentamente,



Ing. JAIME GUERRA MONTES DE OCA  
DIRECTOR EJECUTIVO (e)  
COES

## **ANEXO A**

**SESIÓN DE DIRECTORIO DEL COMITÉ DE OPERACIÓN ECONÓMICA DEL  
SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL**

**SESIÓN DE DIRECTORIO N° 478 DEL 25 DE AGOSTO DE 2016**

**O.D.4 OPINIÓN SOBRE LOS COMENTARIOS Y/O SUGERENCIAS DE LOS  
AGENTES A LA PUBLICACIÓN DEL PROYECTO DE MODIFICACIÓN DEL  
PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N° 43 “INTERCAMBIOS  
INTERNACIONALES DE ELECTRICIDAD EN EL MARCO DE LA DECISIÓN  
757 DE LA CAN”**

Estando al informe indicado, el Directorio por unanimidad

**ACORDÓ:**

1. Autorizar a la Dirección Ejecutiva remitir a OSINERGMIN, las opiniones del COES respecto de los comentarios y sugerencias efectuadas por los agentes a la publicación del proyecto de resolución para la aprobación del nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 43 “Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN”, dispuesta por Resolución N°108-2016-OS/CD, conforme se detalla en el Anexo 2 del Informe COES/D-1110-2016.
2. Dispensar del trámite de suscripción de acta los acuerdos adoptados en la presente O.D.4.



## **ANEXO B**

	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> <b>COES D/DO/STR-INF-043-</b> <b>2016</b>
		Fecha: 22.08.2016

**OPINIÓN DEL COES A LOS COMENTARIOS Y/O SUGERENCIAS DE LOS AGENTES A LA PROPUESTA DE MODIFICACIÓN DEL PROCEDIMIENTO TÉCNICO DEL COES N°43**

**1. ANTECEDENTES:**

- Con fecha 26 de mayo de 2016, mediante Resolución OSINERGMIN N°108-2016-OS/CD, el OSINERGMIN publicó en su portal de internet el proyecto de resolución que aprueba el Procedimiento Técnico COES N°43 "*Intercambios Internacionales de Electricidad en el Marco de la Decisión 757 de la CAN*".
- El 04 de julio de 2016, mediante Oficio N° 650-2016-GRT, OSINERGMIN comunicó al COES los comentarios y/o sugerencias recibidos de varios Agentes, sobre la publicación del proyecto de resolución, para la aprobación del nuevo Procedimiento Técnico COES N°43, solicitando al COES su opinión sobre los comentarios recibidos.

**2. OPINIÓN SOBRE LOS COMENTARIOS Y OBSERVACIONES DE LOS AGENTES**

**2.1 ENGIE ENERGÍA PERÚ**

**2.1.1 Comentario / Observación 1**

*Con respecto al numeral 4.2, se solicita incluir el numeral 4.2.15:*

*"4.2.15 Probar los automatismos de transferencia de carga que permiten la conexión o desconexión de los bloques de carga involucrados en la importación, cada vez que se conecte una nueva instalación o se cambie la configuración en las subestaciones involucradas, de tal manera que los automatismos se mantengan operativos en todo momento."*

*Nuestra solicitud de inclusión de una responsabilidad adicional al Transmisor bajo el Procedimiento Técnico, está acorde a las obligaciones asumidas por los Transmisores en sus contratos de concesión. A manera de ejemplo, Red de Energía del Perú S.A., de acuerdo a la Adenda N° 2 de la Novena Cláusula Adicional por Ampliaciones en el marco del "Contrato de Concesión de los Sistemas de Transmisión Eléctrica ETECEN-ETESUR", está obligada a mantener operativos los automatismos de transferencia de carga instalados en las subestaciones Zorritos, Talara y Piura Oeste para la operación de la interconexión Perú-Ecuador.*



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

### Opinión de COES

Se considera adecuado incluir la obligación descrita en la observación, debido a que esta no fue especificada y es una condición de operación específica, para realizar los intercambios de electricidad. Para incluirlo, se sugiere agregar la siguiente obligación:

***"4.2.15 Mantener operativos en todo momento los automatismos de transferencia de carga que permiten la conexión o desconexión de las subestaciones asociadas a los bloques de carga de importación."***

### 2.1.2 Comentario / Observación 2

Se solicita modificar el segundo párrafo del numeral 6.1 de la siguiente manera:

"(...)

*Dichos estudios analizarán las medidas a ser adoptadas en el SEIN que sean necesarias para cumplir los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la normativa nacional y serán publicados, conjuntamente con la información que lo sustenta, en la página web del COES para su aplicación.*

"(...)"

*Al respecto, solicitamos precisar que los estudios, así como la información que sustenta los mismos, deben ser públicos. Ello, toda vez que los Agentes interesados en firmar acuerdos para efectuar intercambios de energía requieren tener acceso a los mismos para así definir sus propuestas.*

### Opinión de COES

Considerando la política de transparencia del COES, consideramos adecuada la publicación de los informes que sustentan la capacidad de transmisión del enlace internacional. Se propone, ajustar el numeral 4.3.1 de la siguiente manera:

***4.3.1 Determinar y/o actualizar la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional, y publicar en su portal de internet el valor resultante de la determinación y/o actualización antes referida según corresponda, **así como la información que la sustenta.*****

### 2.1.3 Comentario / Observación 3

Se solicita modificar el segundo párrafo del numeral 6.2 de la siguiente manera:

"(...)

*Los excedentes de potencia y energía serán aquellos recursos de generación que no sean requeridos para atender la demanda interna o para mantener la*



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

*seguridad del suministro de dicha demanda, considerando las restricciones de la red de transmisión que se puedan presentar.*

*(...)"*

Se solicita precisar que en la determinación de los excedentes de potencia y energía se considerará todo elemento del SEIN que pueda restringir la magnitud de dichos excedentes; tales como, las restricciones de capacidad del sistema de transmisión que se pueden presentar en el área norte, que son las que permiten y determinan finalmente la magnitud a exportar.

### Opinión de COES

La sugerencia es válida, los excedentes deben corresponder a los disponibles en la barra frontera. Se sugiere la siguiente redacción para el segundo párrafo del numeral 6.2:

*"(...)*

*Los excedentes de potencia y energía serán aquellos recursos de generación que no sean requeridos para atender la demanda interna o para mantener la seguridad del suministro de dicha demanda **y que puedan ser suministrados en las Subestaciones de Frontera peruanas.***

*(...)"*

#### 2.1.4 Comentario / Observación 4

*Se solicita modificar el primer y el segundo párrafo del numeral 7.4 de la siguiente manera:*

*"(...)*

*El Agente Autorizado/Habilitado nacional podrá solicitar de manera anticipada la interrupción del intercambio programado o en ejecución, o podrá solicitar reducir/ampliar la duración del intercambio o los bloques de carga considerados en dicha operación.*

*La solicitud de cambio deberá ser realizada por el Agente Autorizado/Habilitado nacional con una anticipación mínima de ~~tres (3)~~ dos (2) horas previas a su ejecución, lapso de tiempo en el que el COES podrá aceptar o rechazar dicha solicitud, lo cual será oficializado mediante la emisión de un RDO.*

*(...)"*

*Nuestra solicitud de precisión en el primer párrafo está destinada a dotar de mayor flexibilidad a la actuación del Agente Autorizado y así como se ha previsto que pueda reducir la duración del intercambio, proponemos que también pueda ser ampliada la duración del mismo.*

*Por otro lado, respecto de la evaluación de la solicitud del agente Autorizado/Habilitado de una variación en la magnitud o periodo del intercambio programado solicitamos se reduzca el tiempo de anticipación con que se debe remitir la comunicación a 2 horas. Ello de conformidad con el numeral 6.4.1 ítem b) del Procedimiento Técnico N°06*



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

*"Reprogramación de la Operación Diaria", en virtud del cual el COES debe emitir un RDO para la realización del cambio -dado que esta es una causal de reprogramación-, y el plazo establecido para la publicación del RDO es de 120 minutos.*

### Opinión de COES

La solicitud de ampliar la duración de intercambios está en línea con el objetivo de intensificar los intercambios, objetivo que fue encargado al COES y CENACE por las autoridades nacionales y ecuatorianas, en la reunión binacional de setiembre del 2014.

Respecto, a la sugerencia de reducir el tiempo de anticipación para la comunicación de cambios en los intercambios de 3 a 2 horas, manifestamos que no es factible considerar esa disminución de tiempo, ya que se debe realizar coordinaciones con CENACE y ellos también toman su tiempo de evaluación para responder al COES. En una reprogramación se emplean 2 horas (según PR-06) para recopilar información y realizar las evaluaciones sólo por cambios en las condiciones del SEIN; mientras que, para los intercambios internacionales existen procesos adicionales que deben ejecutarse antes de iniciar la reprogramación; por ello, es necesario disponer del tiempo de 3 horas indicado en la pre-publicación del procedimiento y sugerimos no aceptar la propuesta del Agente.

Las sugerencias de ajuste en el numeral 7.4 procedimiento se encuentran en la opinión de la observación 20 (numeral 2.2.11)

#### 2.1.5 Comentario / Observación 5

*Se solicita modificar el numeral 8.1.4 de la siguiente manera:*

*"8.1.4 En caso de solicitudes de cambio a las que se refiere el numeral 7.4. se determinarán las Unidades de Generación y los periodos de operación atribuibles a los cambios en los intercambios programados, aun cuando estos que no se hayan efectuado."*

*Solicitamos se precise el numeral 8.1.4 debido a que sólo se debe identificar las operaciones atribuibles a los intercambios solicitados en el numeral 7.4 que no se hayan efectuado, dado que aquellos que si se efectuaron serán reconocidos según el numeral 9.2 "Determinación y liquidación de costos adicionales asociados a los Intercambios de Electricidad" del Proyecto de Procedimiento Técnico.*

### Opinión de COES

Considerando que cuando se produce un intercambio de exportación, la metodología de identificación de costos adicionales asignará al intercambio lo que corresponde. El numeral 8.1.4 estaría redundando la identificación de costos. Es más apropiado considerar la solicitud de cambios como una premisa a considerar en la identificación



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

de costos de intercambios ejecutados y dejar la excepción en dicho numeral para el caso de intercambios programados que no se ejecuten. En esta línea se sugiere los siguientes ajustes:

8.1.2 .... *Para efectuar estos despachos se considerarán los criterios e información siguientes:*

- ...

**- Solicitudes ejecutadas de modificación en intercambios a las que se refiere el numeral 7.4.**

**8.1.4 En caso que los intercambios programados no se hayan ejecutado durante el día debido a una solicitud de modificación de intercambio a la que se refiere el numeral 7.4., se determinarán las Unidades de Generación y los periodos de operación atribuibles a la ejecución de dicha solicitud.**

## 2.1.6 Comentario / Observación 6

Se solicita modificar el numeral 8.2, de la siguiente manera:

"(...)

*Para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo no se tomará en cuenta la demanda asociada a la exportación los intercambios ni sus efectos en las pérdidas del SEIN.*

(...)

*Para el caso de importación, la energía importada no se tomará en cuenta para determinar el costo marginal del sistema. En este caso, para determinar el costo marginal del sistema la demanda suministrada con la energía importada será considerará conectada al SEIN.*

*En el caso que se verifique un seccionamiento del SEIN como consecuencia exclusiva y directa de los Intercambios de Electricidad, el Área Operativa seccionada se considerará como conectada al SEIN para efectos del cálculo de los Costos Marginales de Corto Plazo.*

~~*De otro lado, en el caso que se verifique un seccionamiento del SEIN como consecuencia exclusiva y directa de Indisponibilidades, el Área Operativa seccionada no se considerará como conectada al SEIN para efectos del referido cálculo.*~~

*De presentarse indisponibilidad de la línea de transmisión que conecta el área seccionada con el SEIN, que coincida con el periodo de Intercambios de Electricidad, el área seccionada se considerara como conectada al SEIN."*

El propósito de las precisiones efectuadas al numeral 8.2 es detallar con mayor claridad cómo se determinarán los costos marginales de corto plazo para los casos de



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

*exportación e importación de energía. De tal manera que, se garantice que los Agentes que no intervienen en los intercambios de electricidad no tengan impactos por la ejecución de los mismos.*

*Además, dado que las Indisponibilidades de instalaciones de transmisión que generen el seccionamiento de un Área del SEIN, desde donde se alimenta la demanda asociada a la importación, se facilita a consecuencia de los Intercambios de Electricidad, sugerimos que no tenga efectos en la determinación de los costos marginales de corto plazo, caso contrario pueden generarse innecesariamente costos marginales equivalentes al costo de racionamiento en el Área Operativa seccionada.*

### **Opinión de COES**

Se sugiere aceptar lo mencionado en el comentario.

Consideramos pertinente mejorar la redacción del numeral 8.2, a fin que su aplicación sea más clara, manteniendo el criterio establecido en el artículo 1<sup>1</sup> del Anexo II de la Decisión 757 de la CAN.

Por otro lado, consideramos que independientemente si el seccionamiento de un Área Operativa del SEIN sea producto directo de una indisponibilidad en el sistema de transmisión o generación; siempre que exista asociado un Intercambio de Electricidad en virtud de la decisión 757 de la CAN, el criterio para el cálculo de los costos marginales debe mantenerse.

En este sentido, el numeral 8.2 quedaría de la siguiente manera:

#### ~~8.2 Consideraciones para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo~~

~~Para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo no se tomará en cuenta la demanda asociada a los intercambios ni sus efectos en las pérdidas del SEIN.~~

~~Para el caso de exportación, el costo marginal se determinará considerando única y exclusivamente la demanda nacional. Para ello, en la aplicación del Procedimiento Técnico del COES N° 07 "Cálculo de los Costos Marginales de Energía de Corto Plazo" (PR-07), se utilizará el segundo despacho diario determinado en el numeral 8.1.2 precedente.~~

~~Para el caso de importación, la energía importada no se tomará en cuenta para determinar el costo marginal del sistema.~~

~~En el caso que se verifique un seccionamiento del SEIN como consecuencia exclusiva y directa de los Intercambios de Electricidad, el Área Operativa seccionada se considerará como conectada al SEIN para efectos del cálculo de los Costos Marginales de Corto Plazo.~~

<sup>1</sup> Artículo 1 de la Decisión 757 CAN:

(.....)

4. La demanda asociada a los intercambios de electricidad no se tomará en cuenta para la determinación de los costos marginales de los sistemas b) la máxima demanda del sistema exportador... (.....)



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

*De otro lado, en el caso que se verifique un seccionamiento del SEIN como consecuencia exclusiva y directa de Indisponibilidades, el Área Operativa seccionada no se considerará como conectada al SEIN para efectos del referido cálculo.*

## **8.2 Consideraciones para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo**

**En situaciones de Intercambios de Electricidad para determinar el Costo Marginal de Corto se debe tomar en cuenta lo siguiente:**

**Para el caso de exportación:**

- **Se considera única y exclusivamente la demanda nacional.**

**Para el caso de importación:**

- **La demanda del Área Operativa seccionada se considera como conectada al SEIN.**
- **No se considera la energía importada; así como, ni el costo asociado a dicha energía.**

### **2.1.7 Comentario / Observación 7**

*Se solicita modificar el numeral 9.2.3, de la siguiente manera:*

*"(...)*

*En caso se verifiquen costos de operación de la Unidades de Generación del sistema que aportaron a la exportación, no cubiertos mediante las liquidaciones referidas en el numeral 9.2.2 precedente, dichos costos no cubiertos deberán ser asumidos por el los Agentes Autorizados/Habilitados nacionales que realicen la exportación hasta un límite equivalente sólo a la energía exportada."*

*Las precisiones incluidas en el numeral 9.2.3 tienen por finalidad prever que puede ocurrir que más de un Agente Autorizado esté realizando intercambios de manera paralela. Así pues, en el numeral en cuestión, debe contemplarse que de verificarse que los costos no cubiertos en las liquidaciones, éstos deberán ser reconocidos por todos aquellos que participaron del intercambio.*

*Asimismo, se debe precisar que los costos operativos de Unidades de Generación no cubiertos por la liquidación establecida en el numeral 9.2.2, serán cubiertos por el Agente Autorizado, en este caso sólo a las Unidades de Generación que aportaron a la exportación, sólo hasta la generación que se utilizó para exportar. Esto con el fin de no trasladar costos operativos que no fueron requeridos para la exportación.*

### **Opinión de COES**

Es correcta a observación, ya que quienes asumen los costos identificados en el numeral 9.2.3 deben ser los agentes que realizaron exportaciones. Es apropiado realizar el ajuste a la redacción de este numeral para especificar lo indicado



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

Por otro lado, debemos precisar que los costos no cubiertos a los que se refieren el numeral 9.2.3., corresponden a los probables costos que resulten no cubiertos por la liquidación de la exportación ni por la liquidación del mercado interno originados por la distorsión que genera los intercambios internacionales en las liquidaciones. Para clarificar la determinación de la magnitud de estos costos no cubiertos, se sugiere ajustar la redacción del numeral en cuestión.

Según lo analizado en los dos párrafos anteriores se sugiere el siguiente ajuste al numeral 9.2.3:

*"9.2.3 Compensación por costos de operación no cubiertos*

*En caso se verifiquen, **para el día de liquidación**, costos de operación de la Unidades de Generación del sistema no cubiertos mediante las liquidaciones referidas en el numeral 9.2.2 precedente **o mediante las liquidaciones del mercado nacional**, dichos costos no cubiertos deberán ser asumidos por el Agente Autorizado/~~Habilitado nacional~~ **que realizó los intercambios.**"*

## 2.1.8 Comentario / Observación 8

*Se solicita precisar el Ítem (i) del numeral 9.3.1 de la siguiente manera:*

*"(i) El Usuario Libre o Distribuidor Agente ~~Autorizado/Habilitado~~ nacional importador debe asumir la demanda asociada a la importación coincidente con el Intervalo de Punta del Mes multiplicado por el Peaje Unitario Total vigente establecido por Osinergmin."*

*Solicitamos se precise que el literal (i) del numeral 9.3.1 está referido al caso en el que el agente importador es un cliente libre o un distribuidor y no a todos los Agentes Autorizados/Habilitados. Lo anterior, debido a que la demanda que se Importe en este caso es para atender su propia demanda; y, por lo tanto, debe estar afecta al pago del peaje por conexión como cualquier cliente.*

*Por otro lado, cuando el agente importador sea un generador, la energía importada ingresa al SEIN solo con el fin de ser comercializada en el SPOT del COES y no para atender la demanda de contratos con Usuarios Libres o con Distribuidores.*

### Opinión de COES

Es pertinente realizar la aclaración propuesta, ya que estaría en línea con lo establecido en el segundo párrafo del numeral 9.1 cuando se refiere a retiros de energía de importadores.

Se sugiere la siguiente redacción del Ítem (i) del numeral 9.3.1:



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

(i) *El Agente Autorizado/Habilitado nacional importador que tenga la calidad de Usuario Libre y/o Distribuidor, debe asumir la demanda asociada a la importación coincidente con el Intervalo de Punta del Mes multiplicado por el Peaje Unitario Total vigente establecido por Osinergmin.*

## 2.1.9 Comentario / Observación 9

Se solicita modificar el ítem (ii) del numeral 9.3.1 de la siguiente manera:

*"El Agente Autorizado/Habilitado nacional exportador debe determinar la recaudación del peaje considerando como demanda la Máxima Demanda Mensual exportada multiplicada por el cociente resultante de dividir el número de días horas en los que se realizó exportación y el número de días horas del mes respectivo."*

*Al respecto, observamos que, para los clientes libres o regulados del Perú, actualmente el pago del peaje se realiza con la demanda en MW que tomó el día y hora de máxima demanda del SEIN. En otras palabras, si en este horario y fecha de máxima demanda del SEIN el cliente no toma carga, no paga nada por el peaje. Sin embargo, esto no se aplica para el Agente exportador según el proyecto de procedimiento PR-43, ya que solo se toma en cuenta la máxima demanda exportada en el mes, el número de días exportados y los días del mes.*

*Por lo tanto, sugerimos que se considere para el cálculo de pago las horas que se exporto durante el mes.*

### Opinión de COES

ENGIE solicita que el pago del peaje en caso de exportación se valore en términos horarios; sin embargo, no es posible atender dicha solicitud ya que el pago de peaje en caso de exportación está definido en el reglamento de la Decisión CAN donde indica que el pago es por día.

## 2.2 KALLPA GENERACIÓN

### 2.2.1 Comentario / Observación 10

Con respecto al numeral 3.1, la definición de **Agentes Autorizados/Habilitados** contenida en el Proyecto establece lo siguiente:

**"Agentes Autorizados/Habilitados:** *Personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación, transmisión, distribución y/o comercialización de energía eléctrica conforme a la ley aplicable a éstas, y habilitadas/autorizadas en su país correspondiente para realizar las actividades de importación o exportación de energía eléctrica y suscribir los contratos para los Intercambios de Electricidad."*



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

*En primer término, debemos indicar que en el mercado eléctrico peruano, existen Personas Jurídicas dedicadas a la actividad de generación, transmisión, distribución y/o comercialización de energía eléctrica que no son Integrantes del COES, y probablemente tampoco del CENACE, o que en su defecto pudieron haber pertenecido a estos Operadores del Sistema.*

*Asimismo, en virtud de lo establecido en el Decreto Supremo N° 011-2012-EM, Reglamento Interno para la Aplicación de la Decisión 757 de la CAN, se encontrarán autorizados para la suscripción de contratos bilaterales de intercambio de electricidad, en el marco de la Decisión 757 de la CAN, los Agentes que sean Integrantes Registrados en el COES. Es mediante el PR-43 que se define quiénes califican como Agentes Registrados en el COES que estarían autorizados para la suscripción de dichos contratos bilaterales de intercambio eléctrico.*

*En ese marco entonces, consideramos que dichos Agentes deben ser las personas jurídicas dedicadas a las actividades de generación. Ello, en tanto que éstos son los agentes que producen electricidad para el suministro a la demanda.*

*Adicionalmente, consideramos conveniente que la definición de Agentes Autorizados/Habilitados del Proyecto, precise también que éstos deben ser Integrantes Registrados del COES o, en su caso, del CENACE.*

### **Opinión de COES**

Se sugiere ajustar la definición incluyendo solamente a los agentes peruanos y los que tienen la capacidad de participar en el mercado. Según lo indicado se excluirá de la definición el término "habilitado" y se definirá que los Agentes Autorizados serán los Generadores, Distribuidores y Grandes Usuarios Libres que sean Integrantes del COES. Sugerimos que la redacción de la definición sea la siguiente:

#### **3.1 (...)**

*Agentes Autorizados/Habilitados: ~~Personas jurídicas peruanas dedicadas a las actividades de generación, transmisión, distribución y/o comercialización de energía eléctrica conforme a la ley aplicable a éstas, y habilitadas/autorizadas en su país correspondiente~~ **autorizadas** para realizar las actividades de importación o exportación de energía eléctrica y suscribir los contratos para los Intercambios de Electricidad. **Estos son los Generadores, Distribuidores y Usuarios Libres que tienen la condición de Integrantes del COES.***

#### **2.2.2 Comentario / Observación 11**

*En el numeral 3.1 del Proyecto también se encuentra definido el término "**Intercambio de Electricidad**" como las importaciones y exportaciones de energía eléctrica que se realiza entre Perú y Ecuador en el marco de la Decisión 757 de la CAN.*

*Al respecto, sugerimos precisar que el Intercambio de Electricidad entre Perú y Ecuador, además de lo establecido en la Decisión 757 de la CAN, también se efectúa*



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

en el marco de la ley aplicable de cada país, por lo que dicha definición debería quedar redactada de la siguiente manera:

**"Intercambio de Electricidad"**: Corresponde a las importaciones y exportaciones de energía eléctrica que se realiza entre Perú y Ecuador en el marco de la Decisión 757 de la CAN y de las leyes aplicables de cada país.

### Opinión de COES

Es pertinente la aclaración a la definición de Intercambio de Electricidad, debido a lo que no está regulado por la norma específica el PR-43, aplica la norma general nacional.

Por lo tanto, se sugiere la siguiente redacción de la definición:

**"Intercambio de Electricidad:** Corresponde a las importaciones y exportaciones de energía eléctrica que se realiza entre Perú y Ecuador en el marco de la Decisión 757 de la CAN **y de la normativa aplicable de cada país.**"

### 2.2.3 Comentario / Observación 12

En virtud de lo establecido en los numerales 4.2 y 5.2 del Proyecto, el Transmisor Titular deberá entregar al COES la información de energía activa y reactiva registrada por los **contadores de energía** en la barra de la Subestación de Frontera, cada día que se efectúen intercambios.

Asimismo, en virtud de los numerales 4.2.12 y 10.1 se dispone que el Transmisor Titular deberá seccionar o unir los **cuernos muertos** de los Enlaces Internacionales, a requerimiento del COES, y que el cierre/apertura de **cuernos muertos** del Enlace Internacional se hará siguiendo el procedimiento Ad- Hoc que comunique el COES.

Sin embargo, a diferencia del PR 43 vigente, el Proyecto no considera las definiciones para los términos **"Contador de Energía"** y **"Cuello muerto"** en la sección correspondiente (numeral 3.1). Al respecto, y en tanto que dichos términos son aplicables en el texto del Proyecto, sugerimos no eliminar su respectiva definición o en todo caso, efectuar una referencia más precisa de su significado.

### Opinión de COES

Se sugiere no aceptar la observación.

En la propuesta del procedimiento se retiró de manera intencional las definiciones de "contador de energía" y "cuello muerto" considerando que su significado es el que corresponde a lenguaje técnico aceptado en el sector energía peruano.



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

#### 2.2.4 Comentario / Observación 13

El tercer párrafo del numeral 10.1 del Proyecto dispone que la interconexión servirá a una carga radial de cualquiera de los dos sistemas, según el intercambio que se encuentre programado.

Sobre el particular, sugerimos precisar a qué hace referencia el término “carga radial” en la **sección de definiciones contenida en el numeral 3.1.**

#### Opinión de COES

Luego de revisar la redacción del párrafo donde se utiliza el término “carga radial”, se ha notado redundancia en su contenido por lo que se sugiere retirar dicho párrafo. Asimismo dado que es el único sitio donde se utiliza el término “carga radial”, la observación quedaría sin materia de observación.

Según lo indicado en el párrafo anterior sugerimos la siguiente redacción del numeral 10.1:

*“10.1 Energización y desenergización del Enlace Internacional*

*(...)*

*~~La interconexión servirá a una carga radial de cualquiera de los dos sistemas, según el intercambio que se encuentre programado.~~*

*(...)”*

#### 2.2.5 Comentario / Observación 14

*El numeral 4.1.5 señala como parte de las responsabilidades de los Agentes Autorizados/ Habilitados para los Intercambios de Electricidad, el deber de asumir los costos atribuibles a los Intercambios de Electricidad ejecutados de acuerdo a sus contratos.*

*Sobre el particular, sugerimos que en el mismo numeral se precise que dichos costos asumidos en los respectivos contratos suscritos entre los Agentes, deberán ser considerados en virtud de las disposiciones contenidas en la Decisión 757 de la CAN y de acuerdo con las leyes aplicables de cada país.*

*Por ejemplo, la Decisión 757 de la CAN establece que el Agente exportador peruano no asumirá el cargo por potencia regulado asociado a la energía exportada, y al Agente exportador ecuatoriano no se le asignará pago por potencia asociados a la energía exportada. Por su lado, en el caso peruano, según lo establecido en el Decreto Supremo N° 011-2012-EM, el Agente que exporte electricidad asumirá, en el Mercado de Corto Plazo, el Costo Marginal de Corto Plazo más todos los costos adicionales asociados al intercambio de electricidad; y el Agente importador asumirá los cargos*



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

*regulados, como el Peaje por Conexión del SPT y de Transmisión del SGT, u otros que sean fijados por el OSINERGMIN.*

*Por ello, y a efectos de evitar que en los contratos bilaterales de intercambio de electricidad se asignen los respectivos costos asociados de forma distinta, el referido numeral debería quedar redactado de la siguiente manera:*

*"4.1.5. Asumir los costos atribuibles a los Intercambios de Electricidad ejecutados de acuerdo a sus contratos, **y en el marco de la Decisión 757 de la CAN y las leyes aplicables de cada país**".*

#### **Opinión de COES**

Se acepta la sugerencia de complementar la responsabilidad 4.1.5. de los Agentes Autorizados, quedando de la siguiente forma:

*"4.1.5. Asumir los costos atribuibles a los Intercambios de Electricidad ejecutados de acuerdo a sus contratos **y en el marco de la Decisión 757 de la CAN y la normativa aplicable de cada país.**"*

#### **2.2.6 Comentario / Observación 15**

*Como parte de las responsabilidades del Transmisor Titular, el numeral 4.2 del Proyecto no contempla que éstos deban presentar un procedimiento de maniobra en caso se consideren equipos adicionales y ello tenga como consecuencia la modificación de la topología del Enlace Internacional.*

*En esa línea, sugerimos incorporar el numeral 4.2.15 al numeral 4.2 del Proyecto, con el siguiente texto:*

*"4. Responsabilidades*

*(...)*

*4.2 Del Transmisor Titular*

*(...)*

***4.2.15 Presentar al COES, un nuevo procedimiento de maniobra en caso se añadan equipos que modifiquen la topología del Enlace Internacional."***

#### **Opinión de COES**

Los procedimientos de maniobras referidos al enlace internacional son definidos por el COES, CENACE y los titulares de transmisión de cada país. Esto se encuentra definido en el Acuerdo Operativo. Por lo tanto, no está dentro del alcance del Procedimiento 43.



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

### 2.2.7 Comentario / Observación 16

*En la misma línea del comentario anterior, el numeral 4.3 del Proyecto no contempla como parte de las responsabilidades del COES, la revisión y/o modificación de los procedimientos de maniobra del Enlace Internacional que sean presentados por el Transmisor Titular, según hemos sugerido.*

*Así, sugerimos también añadir un numeral 4.3.11 en el numeral 4.3 con el siguiente texto:*

*"4. Responsabilidades*

*(...)*

*4.3 Del COES*

*(...)*

***4.3.11 Revisar y/o modificar los procedimientos de maniobra del Enlace Internacional en caso éstos se presenten por el Transmisor Titular según lo establecido en el numeral 4.2.15 del presente Procedimiento."***

#### Opinión de COES

Opinión similar a la observación 15 (numeral 2.2.6).

### 2.2.8 Comentario / Observación 17

*Como parte de las responsabilidades del COES, el Proyecto tampoco ha considerado que deba informar al otro Operador del Sistema, en este caso al CENACE, respecto de las señales de frecuencia indicadas en el numeral 4.2.3 del Proyecto según éste lo requiera.*

*Al respecto, sugerimos entonces añadir un numeral 4.3.12 en el numeral 4.3 con el siguiente texto:*

*"4. Responsabilidades*

*(...)*

*4.3 Del COES*

*(...)*

***4.3.12 El COES deberá informar al otro Operador del Sistema, las señales de frecuencia indicadas en el numeral 4.2.3, en caso éste lo requiera."***

#### Opinión de COES

Las coordinaciones entre CENACE y el COES están reguladas en el Acuerdo Operativo, por ello, la observación no procede para efectos del PR-43.



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

### 2.2.9 Comentario / Observación 18

*El tercer párrafo del numeral 5.2 del Proyecto dispone para los casos en que los Agentes Autorizados/Habilitados para los Intercambios de Electricidad presenten al COES la información establecida en los numerales 5.1.1 y 5.1.2, de manera incompleta o fuera del plazo correspondiente, la información entregada será considerada como no presentada.*

*Al respecto, sugerimos al OSINERGMIN que para el caso en que el COES considere que la información remitida por los Agentes Autorizados/Habilitados se encuentra incompleta, les otorgue un plazo razonable (en días hábiles) para subsanar y/o completar dicha información, de manera previa a declararla como no presentada.*

*En ese marco, el OSINERGMIN debe considerar lo establecido en el numeral 1.6 del artículo IV del Título Preliminar de la Ley del Procedimiento Administrativo General, Ley N° 27444, en virtud del cual, "las normas las normas de procedimiento deben ser interpretadas en forma favorable a la admisión y decisión final de las pretensiones de los administrados, de modo que sus derechos e intereses no sean afectados por la exigencia de **aspectos formales que puedan ser subsanados dentro del procedimiento**, siempre que dicha excusa no afecte derechos de terceros o el interés público" (Principio de Informalismo).*

*Así, sugerimos que el tercer párrafo del numeral 5.2 del Proyecto debería quedar redactado de la siguiente forma:*

*"5.2. Sobre la información requerida al Transmisor Titular*

*(...)*

*En los casos 5.1.1 y 5.1.2 en los que los obligados a entregar información hagan ello de manera incompleta, **el COES otorgará al Agente Autorizado/Habilitado un plazo de cinco (5) días hábiles para completar dicha información. En los casos en que la información sea entregada fuera del plazo correspondiente, la información entregada será considerada por el COES como no presentada.***

*(...).*

### Opinión de COES

Respecto al numeral 5.1.1 sugerimos no fijar plazos para la entrega de información respecto a los contratos de importación y exportación, debido a que el Agente Autorizado que realizará la transacción es el más interesado, en que el COES tenga dicha información; toda vez que, la ejecución de dichos contratos toma en cuenta el orden en que estos fueron comunicados, para efectos cubrir la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional o la disponibilidad de excedentes determinados. Adicionalmente es necesario precisar que la información incompleta será considerada como no entregada.



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

Asimismo, el numeral 5.1.2 no establece plazo alguno para la entrega de información sobre la ejecución de los contratos, debido a que esto se encuentra regulado en el numeral 7.1 del proyecto de PR-43.

Finalmente, la condición general para la entrega de información la establece el COES, por ello este enunciado se reubica dentro del numeral 5 para un mejor entendimiento.

En este sentido, se sugiere ajustar el numeral 5 de la siguiente manera.

#### 5. SOBRE LA INFORMACIÓN REQUERIDA POR EL COES

**Los medios por los cuales los Agentes entregarán al COES toda la información a la que se refiere el numeral 5 del presente Procedimiento serán establecidos por el COES.**

##### 5.1 Sobre la información requerida a los Agentes Autorizados

###### 5.1.1 Información sobre contratos de importación y exportación

*Los Agentes Autorizados/~~Habilitados nacionales~~ deberán entregar al COES, a través de su(s) representante(s) autorizado(s), la información sobre los contratos de importación y exportación de energía que mantengan vigentes, de acuerdo al formato aprobado por el COES, ~~dentro de los cinco (5) días hábiles de haber sido suscritos.~~ La comunicación de los referidos contratos obligará a los Agentes Autorizados/~~Habilitados nacionales~~ respectivos con relación a los Intercambios de Electricidad que se ejecuten. **La información de contratos incompleta será considerada por el COES como no presentada.***

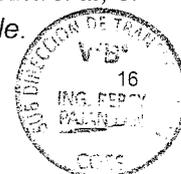
###### 5.1.2 (...)

##### 5.2 Sobre la información requerida al Transmisor Titular

*El Transmisor Titular deberá entregar al COES la información de energía activa y energía reactiva registrada por los contadores de energía en la barra de la Subestación de Frontera, cada día que se efectúen intercambios.*

*Dicha información debe ser entregada al COES a través de su portal de internet hasta las 9:00 horas del día posterior al día que se efectuaron intercambios, y de acuerdo al formato aprobado por el COES.*

*En ~~el los casos 5.1.1 y 5.2 en los que laos~~ obligados a entregar información ~~hagan ello de manera~~ **esté** incompleta o fuera del plazo correspondiente, ~~la información entregada~~ será considerada por el COES como no presentada. Sin perjuicio de lo anterior, de advertirse ~~en cualquiera de esos casos~~ información faltante necesaria para ejecutar algún proceso materia del presente Procedimiento **numeral**, el COES podrá tomar la mejor información que tenga disponible.*



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> <b>COES D/DO/STR-INF-043-</b> <b>2016</b>
		Fecha: 22.08.2016

*Los medios por los cuales los Agentes entregarán al COES toda la información a la que se refiere el numeral 5 del presente Procedimiento serán establecidos por el COES.*

## 2.2.10 Comentario / Observación 19

*El numeral 6.1 del Proyecto establece lo siguiente:*

*"6.1 Determinación de la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional  
 El COES determinará la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional a través de los estudios eléctricos en coordinación con el otro Operador del Sistema, y el Transmisor Titular.*

***Dichos estudios analizarán las medidas a ser adoptadas en el SEIN que sean necesarias para cumplir los niveles de calidad, seguridad y confiabilidad establecidos en la normativa nacional.**  
 (...)".*

*Sobre el particular, sugerimos que al igual que en el numeral 6.1 del PR-43 vigente, se precise en el texto del Proyecto, cuáles son los estudios mínimos que debería realizarse para la determinación de la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional, tales como son los siguientes:*

- Estudios de flujo de carga.*
- Estudios de corto circuito.*
- Estabilidad permanente y transitoria.*
- Determinación de esquemas de desconexión de carga por baja frecuencia y/o bajo voltaje o tensión.*
- Estudios sobre esquemas de separación de áreas.*
- Transitorios electromagnéticos, si se consideran necesarios.*
- Coordinación de Protecciones.*
- Otros estudios que conjuntamente definan los Operadores de los Sistemas.*

*Ello, en tanto que la determinación del Enlace Internacional tiene impacto directo en la conexión de los sistemas eléctricos peruano y ecuatoriano, y por ende, en la seguridad de los mismos. Entonces, y a efectos de que el COES determine la Capacidad de Transmisión en cada Enlace Internacional, deberá considerar las condiciones de calidad, seguridad y estabilidad de los sistemas eléctricos, para lo cual es importante la realización de los estudios descritos en el párrafo anterior.*

### Opinión de COES

Los estudios eléctricos requeridos para determinar la capacidad de transmisión del enlace internacional se encuentran definidos en el Acuerdo Operativo celebrado entre COES y CENACE, por ello no fueron establecidos en el procedimiento. Cabe precisar



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

que el COES ha establecido dicho acuerdo considerado todas las responsabilidades que tiene encargadas como Operador del SEIN.

Asimismo por transparencia la publicación de la capacidad de transmisión del enlace internacional incluirá la información que sustenta el resultado (ver opinión sobre la observación 2, numeral 2.1.2) por lo que los integrantes podrán verificar que el enunciado del segundo párrafo del numeral 6.1 se está cumpliendo.

## 2.2.11 Comentario / Observación 20

*El numeral 8.1.4 del Proyecto señala lo siguiente:*

*"8.1.4 En caso de solicitudes de cambio a las que se refiere el numeral 7.4 se determinarán las Unidades de Generación y los periodos de operación atribuibles a los cambios en los intercambios programados, aun cuando estos no se hayan efectuado".*

*Al respecto, es importante considerar que el referido numeral 7.4 del mismo Proyecto no prevé simplemente cualquier "cambio" del programa de operación, sino que se refiere a los "Reprogramas de intercambios", los cuales involucran la posibilidad de la suspensión de los intercambios de energía.*

*Por esta razón, sugerimos modificar en el numeral 8.1.4 con el siguiente texto:*

*"8.1.4 En caso de solicitudes de **Reprogramaciones de intercambio** a las que se refiere el numeral 7.4 se determinarán las Unidades de Generación y los periodos de operación atribuibles a los cambios en los intercambios programados, aun cuando estos no se hayan efectuado".*

### Opinión de COES

Respecto a la observación de Kallpa, se ha analizado la redacción del numeral 7.4 y se tiene las siguientes conclusiones:

- Se ha utilizado la denominación "solicitud de cambio" para evitar confusiones con las reprogramaciones del despacho del SEIN, es a partir de esta solicitud que podría derivar en una reprogramación de la operación.
- Se ha identificado que para concretar una "solicitud de cambio" es requisito realizar un RDO lo cual, según la magnitud del intercambio, en algunos casos no es requerido para la operación.
- Consideramos que se podría mejorar la identificación de esta actividad denominándola "solicitud de modificación de intercambio"

Según al análisis realizado se sugiere mejorar la denominación de "solicitud de cambio" a "solicitud de modificación de intercambio" en todo el procedimiento, así mismo se sugiere la siguiente mejora del numeral 7.4:



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

#### *"7.4 Reprogramación de intercambios*

*El Agente Autorizado/~~Habilitado nacional~~ podrá solicitar de manera anticipada la interrupción del intercambio programado o en ejecución, o podrá solicitar reducir o **ampliar** la duración del intercambio o los bloques de carga considerados en dicha operación.*

*La solicitud de **modificación de intercambio** ~~cambio~~ deberá ser realizada por el Agente Autorizado/~~Habilitado nacional~~ con una anticipación mínima de tres (3) horas previas a su ejecución, lapso de tiempo en el que el COES podrá aceptar o rechazar dicha solicitud, lo cual será oficializado **de ser necesario** mediante la emisión de un RDO.*

*La aceptación de **la solicitud de modificación de intercambio** ~~los cambios solicitados~~ estará sujeta a la conformidad de parte del **Operador Ecuatoriano** ~~otro Operador del Sistema~~ y a las restricciones operativas (tensiones objetivo para la Sincronización, número de maniobras permitidas y la magnitud y el orden de conexión - desconexión de los bloques de carga).*

*Todo costo asociado a la **ejecución de modificación de intercambio** ~~solicitud de cambio~~ será asumido por el Agente Autorizado/~~Habilitado nacional~~ **que la solicitó**, en las valorizaciones de transferencia de energía activa correspondientes, aun cuando el intercambio programado no se haya efectuado."*

#### **2.2.12 Comentario / Observación 21**

*El numeral 8.2 del Proyecto señala lo siguiente:*

*"8.2 Consideraciones para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo  
 Para la determinación del Costo Marginal de Corto Plazo no se tomará en cuenta la demanda asociada a los intercambios ni sus efectos en las pérdidas del SEIN.*

*(...)*

*Para el caso de importación, la energía importada no se tomará en cuenta para determinar el costo marginal del sistema.*

*(...)"*

*Al respecto, debemos precisar que para el caso de importación de energía, y a efectos de determinar el costo marginal del sistema, no solo no se debe considerar la energía importada, sino también el costo de dicha energía importada.*

*Asimismo, sugerimos que el texto con las consideraciones para la determinación del costo marginal contempladas en el numeral 8.2 propuesto, deben ser remitidas al Procedimiento Técnico N° 07 referido al Cálculo de los Costos Marginales de energía de Corto Plazo, en el que también se debería tomar en cuenta lo señalado en el párrafo anterior.*



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

### Opinión de COES

Respecto a la primera sugerencia planteada por Kallpa, revisar la opinión sobre la observación 6 (numeral 2.1.6).

Respecto a la segunda sugerencia, consideramos apropiado incluir los criterios de cálculo de costo marginal durante intercambios en el Procedimiento Técnico N° 07. Esto se realizará en la oportunidad que se inicie la actualización del mencionado procedimiento a propósito de la emisión de procedimientos del Mercado Mayorista de Electricidad.

### 2.2.13 Comentario / Observación 22

*Comentario general:*

*Finalmente, consideramos conveniente observar que a lo largo de la extensión del texto del Proyecto bajo comentario, se hace referencia al "otro Operador del Sistema" y al mismo tiempo se invoca al COES.*

*Al respecto, y según lo establecido en el PR- 43 vigente, así como a la Decisión 757 y el Decreto Supremo N° 011-2012-EM, el objeto del Proyecto es establecer las condiciones para lograr los intercambios de electricidad, de manera específica, entre Perú y Ecuador.*

*Así, podemos afirmar que en todo apartado en el texto del Proyecto donde se hace referencia al COES y al "otro Operador del Sistema", y a efectos de evitar confusiones, se debe precisar que éste último es el CENACE.*

*Si bien el término "Operador del Sistema" se encuentra definido en el numeral 3.1 del Proyecto, la redacción nos sugiere que el mismo se emplea cuando una disposición es aplicable tanto al COES como al CENACE y entonces, de manera indistinta, se hace referencia al "Operador del Sistema" según sea Perú o Ecuador.*

*Sin embargo, cuando se hace mención a las actuaciones o responsabilidades del COES respecto del "otro Operador del Sistema", es preferible precisar que se trata del CENACE, ya que el Proyecto no incluye cualquier otro intercambio de electricidad con otros países distintos a Perú y Ecuador.*

### Opinión de COES

Por un extremo se utilizó un término general para referirse al operador ecuatoriano debido a que no tenemos la certeza de que el actual operador mantenga la denominación "CENACE". Por otro lado, dado que el alcance del presente procedimiento es solamente para intercambios de electricidad entre Perú y Ecuador, se sugiere cambiar "otro Operador del Sistema" por "**operador ecuatoriano**". Para ello sugerimos incluir la siguiente definición:



	<p>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el marco de la Decisión 757 de la CAN"</p>	<p>SUBDIRECCION DE TRANSFERENCIAS COES D/DO/STR-INF-043- 2016</p> <p>Fecha: 22.08.2016</p>
---	--	--

3.1 (...)

**Operador Ecuatoriano: Se refiere al CENACE como Operador del Sistema.**

## 2.3 TERMOCHILCA

### 2.3.1 Comentario / Observación 23

Se solicita modificar el numeral 7.2 del proyecto, por:

*"7.2 Importación*

*(...) En ningún caso la importación podrá originar vertimiento alguno en Unidades de Generación hidroeléctrica, disminución de la producción de Unidades de Generación con Recursos Energéticos Renovables, Unidades de Generación con tecnología de cogeneración y Unidades de Generación hidroeléctricas de pasada, en el SEIN."*

#### Opinión de COES

Es preciso generalizar el criterio de no desaprovechar los recursos energéticos renovables por solicitudes de importación, que obedecen a temas comerciales. Cabe precisar que esta condición incluida en el numeral 7.2 no representaría una restricción para las importaciones ya que tiene baja probabilidad de ejecutarse debido a que las importaciones se deciden cuando la energía en el país extranjero es de menor costo que la del mercado nacional.

Sugerimos ajustar la redacción del numeral 7.2 de la siguiente manera:

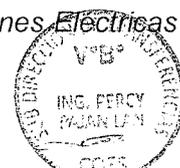
*"7.2 Importación*

*(...) En ningún caso la importación podrá traer como consecuencia **en las centrales de generación del SEIN: vertimiento alguno** en Unidades de Generación hidroeléctrica ~~del SEIN~~, **disminución de la producción de Unidades de Generación con Recursos Energéticos Renovables no almacenables o disminución de la producción de Unidades de Cogeneración Calificada.**"*

## 2.4 DUKE-ENERGY EGENOR

### 2.4.1 Comentario / Observación 24

En el numeral 3.1 de la página 7 se define Agentes autorizados/Habilitados. Favor de indicar cuál es la diferencia entre Agente autorizado y Agente Habilitado. Asimismo, en la definición se incluye a la transmisión, agente que por la Ley de Concesiones Eléctricas está impedida de comercializar energía eléctrica. Finalmente, se considera Agente a la persona jurídica dedicada a la actividad de comercialización de energía eléctrica; figura que no está definida ni en la Ley de Concesiones Eléctricas ni en la



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

Ley 28832. Se sugiere que los únicos Agentes Autorizados en nuestro país sean aquellos que sean Generadores Integrantes del COES-SINAC; lo cual llevaría a modificar la definición de Agente Autorizado (¿/Habilitado?).

#### Opinión de COES

Opinión similar a la observación 10 (numeral 2.2.1.)

#### 2.4.2 Comentario / Observación 25

Se sugiere que en el último párrafo del numeral 6.1, de la página 11, se incluya el siguiente texto que está en comillas:

*"(...) Área Operativa del SEIN "y/o cuando el CENACE informe al COES de modificaciones en el parque generador de Ecuador o en la topología de su Área Operativa en el sur de sus sistema". El plazo (...)"*

#### Opinión de COES

Es válida la observación, se debe incluir como causal de actualización de la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional las modificaciones del sistema ecuatoriano. Se sugiere ajustar la redacción del numeral 6.1 de la siguiente manera:

*6.1 Determinación de la Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional*

*(...)*

*La Capacidad de Transmisión del Enlace Internacional será actualizada cuando se modifique el parque generador o la topología del Área Operativa norte del SEIN o del sistema ecuatoriano de ser relevante. El plazo máximo para dicha actualización será de cinco (5) días hábiles de ocurrida la modificación."*

#### 2.4.3 Comentario / Observación 26

Sugerimos que en el cuarto párrafo del numeral 6.2, de la página 12 se elimine el texto que se ha agregado, respecto al Procedimiento actual; esto es: "...excepto cuando éstas cuenten con combustible adicional a su contrato". La Reserva Fría son unidades que, para seguridad del sistema, significan sobrecostos importantes para el sistema no sólo por una posible operación sino también por la inversión que han significado las mismas.

#### Opinión de COES

La condición de disponer combustible adicional en las centrales de reserva fría de generación las coloca como centrales convencionales para efectos de producción de energía. Por ello no existe restricción normativa alguna para incluir dicha disponibilidad



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

de combustible como excedente para exportación. Por el contrario no incluir esta energía resultaría en una limitación a la libertad empresarial.

#### 2.4.4 Comentario / Observación 27

*Corregir la palabra "respetiva" por "respectiva" en literal "a" del numeral "iv" de 9.2.1 en la página 17.*

##### Opinión de COES

Es correcto, se acepta la observación y se sugiere ajustar la redacción.

#### 2.4.5 Comentario / Observación 28

*Modificar el texto del último párrafo del numeral 9.3.4 de la página 19 a lo siguiente:*

*"Para los efectos de aplicación del numeral 10.4 del PR-30, relacionado al Ingreso Adicional por Potencia Generada en el Sistema, no será considerada la importación de electricidad."*

##### Opinión de COES

La sugerencia es válida para incrementar la claridad del procedimiento. Se sugiere ser incluido tal como lo propone el agente.

### 2.5 COES

#### 2.5.1 Comentario / Observación 29

*"Con relación al asunto indicado, tenemos a bien remitir a su despacho los comentarios y sugerencias de esta Dirección Ejecutiva con relación al proyecto de resolución que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico del COES N° 43 "Intercambios Internacionales de Electricidad en el marco de la Decisión 757 de la CAN" y la modificación del "Glosario de Abreviaturas y Definiciones utilizadas en los Procedimientos Técnicos del COES-SINAC".*

*Al respecto, tenemos la siguiente observación:*

*En el numeral 4.3.10 del mencionado proyecto se agrega como obligación del COES:*

*"4.3.10 Velar, durante los Intercambios de Electricidad que realizan los Agentes Autorizados/Habilitados, y en sus respectivas liquidaciones, por el cumplimiento del artículo 3 de la Decisión 757 de la CAN."*

*El referido artículo 3 de la Decisión 757 de la CAN (en adelante. "Decisión CAN") establece:*



	<b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b> <b>"Intercambios Internacionales de</b> <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b> <b>757 de la CAN"</b>	<b>SUBDIRECCION DE</b> <b>TRANSFERENCIAS</b> COES D/DO/STR-INF-043- 2016
		Fecha: 22.08.2016

*"Los Países Miembros no concederán ningún tipo de subsidio a las exportaciones ni a las importaciones de electricidad; tampoco impondrán aranceles ni restricciones específicas a las importaciones, exportaciones o al tránsito intracomunitario de electricidad."*

*Asimismo, el Informe N° 357-2016-GRT "Informe legal sobre la procedencia de publicar el proyecto de resolución que aprueba el nuevo Procedimiento Técnico N°43 Intercambios de electricidad en el marco de la Decisión 757 de la CAN" establece que a partir de la redacción propuesta por el COES en el numeral 9.2.3, es oportuno considerar el mandato contenido en el artículo 3 de la Decisión y en ese sentido corresponde agregar como obligación del COES el velar por el cumplimiento del mencionado artículo.*

*Al respecto, debemos señalar que en primer lugar que el referido numeral 9.2.3 del Proyecto establece un método de cálculo para los costos de compensación no cubiertos; se trata de una disposición de cálculo económico necesaria para la tarea liquidadora que realiza el COES, que no tiene relación con la obligación asumida por el Estado a partir del artículo 3 de la Decisión CAN.*

*Por otro lado, cabe indicar que dentro de la finalidad así como las funciones del COES, establecidas en la Ley N° 28832 "Ley para asegurar el desarrollo eficiente de la generación eléctrica" (y demás normativa aplicable), no se encuentra obligación o función alguna relacionada con la aplicación o cálculo de subsidios señalados en el artículo 3 de la Decisión CAN. Por el contrario, el establecer subsidios, imponer aranceles o cualquier restricción específica con relación a actividades comerciales es una tarea del Estado, respecto de lo cual el COES, al ser una entidad privada, no forma parte y no tiene ninguna injerencia. De imponer al COES la obligación de velar por el cumplimiento del artículo 3 de la Decisión CAN, resultaría una disposición de imposible cumplimiento ya que el COES no posee las facultades necesarias para impedir que el Estado otorgue subsidios, imponga aranceles o restricciones específicas, de tal manera que no podría aplicar medida alguna frente al incumplimiento del artículo 3 de la Decisión CAN. En ese sentido, corresponde al mismo Estado a través de las entidades que lo conforman velar por el cumplimiento de dicha obligación."*

### **Opinión de COES**

Sobre nuestra opinión vertida con fecha 10 de junio del 2016, manifestamos la necesidad de tener presente que el artículo 3 de la Decisión 757 contiene un mandato para los Estados, por el cual estos se obligan a no conceder subsidios a las exportaciones ni importaciones, para lo cual cada Estado es responsable de adoptar las acciones que considere necesarias para cumplir ese fin. El Estado se manifiesta oficialmente a través de normas y reglamentos, por tanto, a efectos de cumplir este mandato correspondería que se dicte el marco normativo correspondiente que permita: (i) determinar o identificar cuáles son los supuestos en que se verificaría una situación de subsidio en los componentes del precio de energía o potencia, (ii) cual es la autoridad competente para declararlo, y (iii) cuál es el proceso aplicable.



	<p align="center"><b>PROCEDIMIENTO TÉCNICO N° 43</b>  <b>"Intercambios Internacionales de</b>  <b>Electricidad en el marco de la Decisión</b>  <b>757 de la CAN"</b></p>	<p align="center"><b>SUBDIRECCION DE</b>  <b>TRANSFERENCIAS</b>  COES D/DO/STR-INF-043-  2016</p> <hr/> <p>Fecha:  22.08.2016</p>
---	--	---

Como se ha señalado, el COES es el encargado del cálculo del precio de energía sujeto a un proceso que se encuentra totalmente regulado. Por tanto, cualquier modificación o excepción aplicable, o afectación de dicho proceso requiere una norma del mismo rango. La determinación de un subsidio no puede ser un acto discrecional y menos aún ser facultad del COES, toda vez que las competencias y funciones solo pueden ser asignadas por Ley, no habiéndose asignado al COES tal función por la ley.

Por lo tanto, reiteramos nuestra posición respecto a la obligación imputada al COES en el numeral 4.3.10 del proyecto de procedimiento y asimismo sugerimos retirar dicho numeral.

