

COMENTARIOS A LA CONSULTA PÚBLICA SOBRE CAMBIOS AL REGLAMENTO DE TRANSMISION

1. En referencia a los cambios propuestos al Reglamento de Transmisión, específicamente al artículo 213 donde se trata la forma en que se realizará ajustes al Ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho, proponemos que al momento de evaluar dicho ajuste además de considerar las remuneraciones realmente pagadas e inversiones realmente concretadas, se dé un espacio donde el CND pueda sustentar el estado de lo no ejecutado en el año j-1 de tal forma que los ingresos percibidos no sean descontados del ingreso a asignar para el año j, si el CND logra demostrar que dichos ingresos serán ejecutados durante el año j, en adición a lo que se contempla para el año j.

Sustentamos nuestro planteamiento en que los ingresos previstos para el CND responden a las necesidades del CND para brindar el Servicio de Operación Integrada y que retrasos que se dieron en la ejecución del compromiso adquirido para el año j-1 y que van a producir que la ejecución se de en el año j, deben permitir que el CND pueda hacer frente al compromiso adquirido pero no ejecutado al 100% durante el año j-1.

Proponemos que en el artículo 213 se establezca la necesidad que el CND presente al inicio de cada año j, un informe sobre la ejecución de los ingresos percibidos durante el año j-1, sustentando los gastos que no fueron ejecutados, pero que se encuentran en proceso de ejecución y que van a requerir esos fondos para poder ser completados. En dicho informe el CND deberá mostrar pruebas fehacientes de que los ingresos asignados y no ejecutados en el año j-1 serán ejecutados durante el año j.

En las diferentes revisiones tarifarias realizadas a lo largo de la existencia del Mercado Eléctrico se ha visto que el CND no logra tener acceso a la cantidad de personal autorizado en el SOI y a la remuneración correspondiente, en ese sentido consideramos prudente que se establezca en la regulación un nuevo esquema regulatorio que permita la efectividad en la ejecución de este rubro de tal forma que se permita al CND contar con la cantidad de personal necesario y debidamente remunerado para cumplir con las obligaciones que le establece las regulaciones.

En este sentido proponemos se realice el siguiente cambio a la propuesta sometida a consulta pública para el artículo 213.

Artículo 213 Los cargos anuales por este servicio, descritos en el Artículo 211, correspondientes al CND y al servicio de Hidrometeorología, será facturados mensualmente considerando la 12 ava parte del monto total.

En cada año tarifario de cada período tarifario, excepto en el primero del período tarifario 2017-2021, se realizará un ajuste del Ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho y al servicio de Hidrometeorología comparando el ingreso originalmente asignado con respecto al que hubiese correspondido en función del total de remuneraciones pagadas e inversiones realmente concretadas. A partir de ello resultará:

$\Delta IPCND_j$: Es el ingreso asignado al Centro Nacional de Despacho por las diferencias entre el IMP previsto y real del año tarifario (j-1) para el CND.

$\Delta IPHM_j$: Es el ingreso asignado al servicio de Hidrometeorología por las diferencias entre el IMP previsto y real del año tarifario (j-1) servicio de Hidrometeorología.

A los efectos de determinar las diferencias entre el IMP previsto y real del año tarifario (j-1) la Empresa de Transmisión deberá recalcular el $IPCND_{j-1}$ correspondiente al año anterior, considerando lo siguiente:

Se calculará el $\Delta IPCND_j$ e $\Delta IPHM_j$ a aplicar en el año tarifario (j), como diferencia entre el $IPCND_{j-1}$ originalmente calculado correspondiente al año anterior y su valor actualizado, calculado de igual manera y considerando las remuneraciones totales realmente pagadas y las inversiones realizadas o comprometidas, así:

- Las remuneraciones al personal en el año en revisión deberá ser las realmente pagadas. En caso que el monto de las remuneraciones pagadas haya superado la prevista en el estudio tarifario para el año en cuestión, para que pueda ser considerada deberá justificarse y solicitar la aprobación o no objeción de la ASEP.*
- Se utilizarán los proyectos y montos de las inversiones realmente ejecutadas y de las inversiones que han sido comprometidas a través de un proceso de compras, respecto al plan reconocido en la revisión tarifaria, para la consideración de las inversiones comprometidas se deberá sustentar la gestión realizada ante la ASEP, mediante un informe detallado. En el caso de haber ejecutado una inversión originalmente no prevista, su incorporación en el ajuste del Ingreso Máximo deberá contar con la aprobación o no objeción de la ASEP,*

El ajuste al Ingreso Permitido así determinado ($\Delta IPCND_j$ e $\Delta IPHM_j$) será asignado a la demanda y a la generación de acuerdo a lo establecido en el Artículo 211 y se denominará Ajuste IPSOI diferenciándolo en su componentes del CND y del servicio de Hidrometeorología.

En cada periodo tarifario, excepto en el 2017-2021, el Ajuste IPSOI determinado en el primer año tarifario, corresponde a los cálculos de los

ΔIPCNDj e ΔIPHMj del cuarto año tarifario del periodo tarifario anterior.

El cálculo del Ajuste IPSOI deberá ser aprobado por la ASEP previo a la facturación.

2. Con relación al cambio del Título I, Capítulo I.4, Artículo 6, indican que cualquier persona natural o jurídica puede ser agente transmisor, a través de la red de transmisor, quitando el requerimiento de una concesión, lo que va en contra de lo que indica el texto único de la Ley 6 artículo 43 que dice:

Artículo 43. Concesiones. Quedan sujetas al régimen de concesiones la construcción y explotación de plantas de generación hidroeléctrica y geotermoelectrica y las actividades de transmisión y distribución de electricidad para el servicio público.

3. Para el cambio del artículo 185 se entiende que se tendrán dos Ingresos Permitidos para la actividad de Transmisión, uno para los activos existentes (IPT) y otro para los futuros (IPST), el de los ingresos permitidos para los activos existentes se calculará hasta diciembre del año tarifario anterior, esto quiere decir que las inversiones que se hagan desde el 1 de enero al 30 junio del último año tarifario del periodo tarifario anterior no estarían ingresadas en el IPT, si no se consideran en el IPT deberían considerarse en el IPST, además indican que para el IPST (futuros) se calculara tomando en cuenta las inversiones efectivamente realizadas, proponemos que se acepten inversiones parciales (Etapas de Proyectos).
4. En cuanto al cambio en el artículo 186, específicamente, sobre el cálculo de la generación obligada, se indica que se debe tomar como caso base de referencia la modelación del sistema tomando en cuenta solo los proyectos que ingresaron hasta el 31 de diciembre del año anterior al que se le realizara el cálculo, tomando en cuenta que se modelan casos de verano e invierno, además de que para el año que se está calculado (ATX) se estaría modelando invierno del año calendario (a) junto con verano del año calendario (b), y que dicho casos no contemplaría la entrada en operación de los proyectos que culminaron hasta el 30 de junio del año tarifario anterior al del cálculo, se estaría incurriendo en un error ya que muchos de los proyectos que disminuyen las restricciones pueden entrar en operación después de la fecha tope indicada (31 de diciembre) por lo tanto el costo de la generación obligada con y sin los

proyectos del año calculado podría salir distorsionado, se recomienda cambiar la fecha tope a por lo menos mayo del año en curso.

El costo de generación obligada provocado por las libranzas no debería ser considerado en los cargos previstos, ya que el cálculo del mismo es muy complicado, en su defecto, debiera ser incluido en el cálculo de datos reales, ya que se tendría el valor del mismo al cumplirse el mes.

5. Sobre el cambio al artículo 190, se entiende que los cargos previstos no serán utilizados para la facturación debido a que la misma se realizará con los cargos definitivos (Reales), debido a este cambio en un principio no se debería calcular los cargos previstos para los 4 años tarifarios ya que los años 2, 3 y 4 no se utilizarían, lo cual pudiera ser calculado los previstos cada año, disminuyendo la incertidumbre de los proyectos de transmisión, generación y distribución considerados en los cálculos iniciales, además se modelaría las condiciones del Sistema. De igual forma como está establecido en la actualidad todos los años se deben recalcular los previstos, por lo tanto, no tiene sentido calcular todos los años del periodo tarifario.
6. Siguiendo con el artículo 190, específicamente lo relacionado con los Cargos Reales por inversión adicionales (CUSPTreal) se indica que las inversiones se cobran con un cargo dividido entre la demanda y la generación y que los mismos se calcularán según lo indicado en el artículo 197 – ítem B (Estampillas), se les recuerda que el modelo actual no realiza el cálculo de esta manera por lo tanto se debe modificar el modelo para realizar este cálculo.
7. También sobre el artículo 190, específicamente lo relacionado con la facturación mensual, se indica que dentro de los 30 días siguientes al mes transcurrido se deben calcular los cargos del mes m , se les recuerda que el CND entrega la información el 7 de cada mes por lo tanto el tiempo estimado para realizar el cálculo es muy corto. Además, no se indica la metodología utilizada para realizar este cálculo, se pudiera realizar con la misma metodología utilizada en la actualidad, tomando en cuenta el día hábil dentro del mes, con mayor demanda, y de igual para el día semihabil y feriado, además se calcularía la demanda media y mínima que correspondan en cada día identificado.
8. Con relación a los cambios del artículo 197, específicamente al Paso 2, lo solicitado en el segundo párrafo referido al voltaje de 1.0 p.u. se está

consultando si esta solicitud la puede realizar el modelo utilizado en la actualidad (PSSE), tomando en cuenta que los flujos DC son calculados luego de realizar una corrida AC, y luego de esto se realiza un balance de la demanda y la generación para eliminar las pérdidas provocada por las líneas, solicitamos que este párrafo sea modificado sin la exigencia del voltaje o eliminado.

9. Con relación a los cambios del artículo 197, específicamente al Paso 10 se indica que se realizará el cálculo mensual con la información real del mes para la facturación, por lo tanto, se tendrá una tarifa correspondiente al mes calculado, ¿para el escenario previsto serán tarifas mensuales o anuales?
10. Con relación al paso 10 del artículo 197, donde se indica la forma como se cobraría las nuevas inversiones (estampilla), el modelo actual no contempla esta forma de cálculo, por lo tanto, se tendría que analizar como ingresar esto en el modelo, además para el caso con los datos reales se tendría que hacer las corridas sin los proyectos nuevos para calcular los cargos por uso, al realizar esto se incurriría en un error ya que los flujos simulados variarían en relación a los flujos reales si no se tomara en cuenta todos los proyectos.
11. Se debe detallar la metodología para la simulación de los flujos para el caso previsto o iniciar como para los flujos con datos reales.

Flujos Previsto o iniciales

1. Se utilizará el software PSSE, para simular los flujos
2. Si armaran casos AC para luego convertirlos en DC, eliminando la resistencia de las líneas y transformadores
3. Se realizará el análisis de flujos previstos cumpliendo con los criterios de calidad y seguridad establecidos en el reglamento de transmisión y operación, los casos serán despachados cumpliendo con el orden de mérito del PESIN o el más actualizado.
4. Se realizarán casos típicos de Época Lluviosa y Época Seca, para la demanda máxima, media y mínima, días hábiles, Semi-hábiles y Feriado o libres
5. El comportamiento de la demanda horaria se tomará del día de demanda máxima del momento y se calculará la diferencia porcentual entre la demanda máxima y la mínima para la demanda mínima y entre la demanda máxima y media para la demanda media.

Flujos Reales

1. Se utilizará la información de flujos del SPT, despachos de generación y potencia en los puntos de entrega, entregada por el CND de forma horaria para cada mes.
 2. Se determinará el día tipo hábil como el día hábil con mayor demanda, de igual forma se determinará el día típico Semi-habil y libre o feriado.
 3. Se simularán los flujos de la hora con la máxima demanda de cada día típico correspondiente del mes (Habil, Semi-habil y feriado o libre), de igual forma se hará con la demanda media y mínima de cada día típico del mes.
 4. Se utilizará el software PSSE (Flujos DC) para realizar el cálculo del flujo por las líneas del Sistema Principal de Transmisión, tomando como base el despacho y potencia en punto de entrega para cada demanda horario (Maxima, Media y Minima) de cada día típico (Habil, Semi-habil y feriado o libre).
 5. Se realizará un ajuste entre la generación y la demanda por zona dada en el mes y la generación y demanda resultante de los despachos simulados, respectivamente.
12. A fin de mitigar parcialmente el impacto de estas modificaciones en el flujo de caja de ETESA, proponemos que la variación de la base del Valor Nuevo de Reemplazo sea reconocida anualmente y no cada cuatro (4) años como está contemplado actualmente.
13. El Artículo 186 en el cual se establecen modificaciones a la fórmula de cálculo del Ingreso Máximo Permitido, hasta ahora aplicada, debe incorporar un modelo a seguir como ejemplo, que permita (ETESA) calcular las afectaciones que involucran dichas modificaciones ocasionan en las finanzas de la empresa.
14. En el Artículo 186 B existe un componente dentro de la fórmula de ingreso del IMP que no está claro, nos referimos a la compensación del parámetro de depreciación, ya que según la modificación de la formula indica que se consideran solo los activos realmente ingresados al sistema entre el 1 de enero del último año tarifario del periodo tarifario anterior y el 31 de diciembre del año tarifario inmediato anterior, sin embargo, dentro de nuestros registros contables, ETESA debe considerar en libros dichas incorporaciones, pero no recibirá ingreso alguno por la entrada en operación en el año real por el renglón antes indicado (Depreciación por inversiones realizadas en el año tarifario). Lo que no queda claro es como dicha compensación se dará en

ETESA a razón de retribuir el año de depreciación acumulada de la nueva inversión.

15. Otro punto sobre el que deseamos llamar la atención es el que se presenta dentro del Artículo 190, relacionado con los Cargos Reales por Activos existentes (CUSPTEReal) y por Inversiones Adicionales (CUSPTAreal), sin embargo, es necesario hacer hincapié en la necesidad de la aprobación de los cargos mensuales, por parte de la ASEP en el menor tiempo posible, con el propósito que los mismos obtengan el visto bueno y de esta manera no crear ningún tipo de reclamo por ajustes de cargos reales en futuros ajustes.

Finalmente, ETESA manifiesta su objeción a las modificaciones propuestas al régimen tarifario, dada las implicaciones negativas que tendría la aplicación de los cambios sugeridos en las finanzas de la Empresa de Transmisión Eléctrica, S.A. (ETESA), lo que a su vez añade incertidumbre en la capacidad de la empresa para ejecutar el Plan de Expansión, lo cual a su vez implicaría restricciones para la transmisión de energía para los próximos 15 años. En este sentido, nos referimos a la forma de cobro de la tarifa con respecto al reconocimiento en el tiempo de los activos productivos. Estos cambios involucran que, indistintamente de que ETESA cumpla con el despliegue de sus activos productivos, en los términos indicados en el Plan de Expansión, siempre existirá un período de tiempo sobre el cual la empresa no recibirá ingresos mensuales, afectando su flujo de caja y por ende su operación eficiente y la continuidad de su Plan de Expansión.

Hemos estimado que este desfase de tiempo puede ser entre tres (3) y doce (12) meses, dependiendo de diversos factores, dentro de los que cabe mencionar el proceso regulatorio de Capitalización de los activos y su reconocimiento como parte de la tarifa por parte de la ASEP.