

Acta Tercera Sesión Comité Consultivo Especial: Norma Técnica sobre Transferencias Económicas

1. Antecedentes Generales:

Los antecedentes generales respecto de la realización de la primera sesión del Comité Consultivo Especial (“Comité”) son los siguientes:

Fecha:	Miércoles 09 de enero de 2019
Hora de Inicio:	10:00 hrs.
Hora de Término:	12:00 hrs.
Lugar:	Oficinas Comisión Nacional de Energía (“CNE”)

2. Participantes

Los participantes de la primera sesión del Comité fueron los siguientes:

N°	Nombre	Calidad u organización que representa, según corresponda
1	Hugo Morales	CNE
2	Laura Contreras	CNE
3	Lilian García	CNE
4	Joan Romero	Ministerio de Energía
5	Juan García	Coordinador Independiente del Sistema Eléctrico Nacional (“Coordinador”)
6	Danae Salazar	Coordinador
7	Darío Morales	Acera
8	Carlos Barría	GPM-AG
9	Pablo Vergara	Colbún S.A.
10	Robin Cuevas	Engie Energía Chile S.A.
11	Claudia Carrasco	Transelec S.A.
12	Gerardo Pinto	Enel Distribución Chile S.A.
13	Fiorella Roncagliolo	Tecnored S.A.
14	Marcela Álvarez	Saesa
15	Camila Apablaza	Tamakaya Energía SpA.

Se deja constancia de la participación de los profesionales de la CNE señores Claudio Castillo, Paula Maldonado e Ignacia García, y de la Superintendencia de Electricidad y Combustibles la señora Diana

HM	LC	JR	JG	DS	DM	CB	PV	SS	RC	CC	GP	FR	RS	MA	CA
----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----	----

Bahamondes. Participaron, haciendo presentaciones, los señores José Tapia de la empresa Transelec S.A. y el señor Hugo Tapia del Coordinador. Asimismo, se deja constancia de la inasistencia de las integrantes del Comité Soledad Salas y Rosa Serrano, en su lugar participaron Gabriela Alcázar y Javiera Ketterer, respectivamente.

3. Presentación Inicial

- Se inicia la sesión con las palabras de bienvenida por parte de representantes de la CNE y, posteriormente, se da cuenta que en esta sesión Transelec y el Coordinador harán presentaciones.
- Se menciona que se recibió una solicitud para adelantar la reunión agendada para el día 30 de enero de 2019. Al respecto se propone reagendarla para el día 23 de enero, dado que algunos integrantes del Comité manifestaron la imposibilidad de asistir en el nueva fecha propuesta se plantea la idea de proponer nuevas fechas y acordarla en la próxima sesión.
- A continuación, se expone la agenda de la sesión indicando que se iniciará la sesión con la presentación de Transelec, luego la del Coordinador y posteriormente se tratarán los siguientes temas:
 - Pagos por Transmisión. (Art 115° Art 116°)
 - Reasignación de IT (Art 114° bis).
 - Responsabilidades del Coordinador
 - Responsabilidades del Suministrador (Generadora y/o Distribuidora)
 - Pagos Entre Distribuidoras
- Presentación de Transelec.
 - Toma la palabra el señor José Tapia, quien presenta los temas a tratar en su presentación, los que dicen relación con: Observaciones asociadas al Balance de Transferencias, en particular lo relativo a la determinación de ingresos tarifarios (IT), al balance de energía, al balance de potencia y comentarios a la Norma Técnica de Transferencias Económica.
 - En relación a los IT, presenta un cuadro comparativo entre el pago de la transmisión antes de la Ley 20.96 y después de la Ley 20.936, indicando que el nuevo antes los potenciales errores en el cálculo de los IT eran cubierto por los peajes, en cambio con el nuevo escenario se impone una mayor necesidad de control sobre la correcta determinación del IT.
 - Presenta también una data histórica de los IT, recalcando que en algunas ocasiones se han dado situaciones de IT negativos, tanto a nivel de transmisión nacional como dedicado. Sobre este punto agrega que como transmisor deben velar porque no se produzcan IT negativos ya que es una carga adicional para los clientes. Luego presenta los IT pos interconexión, indicando que con la metodología actual de cálculo de los IT a noviembre de 2018 tienen aproximadamente acumulado un 14% de devengo de ingresos, tanto por concepto de IT como por cargo único. Recalcando la necesidad que los IT se calculen bien.

- Indica que por definición no deberían existir IT negativos, no obstante en la situación actual se dan casos donde ocurren por un tema de cálculo y aplicación de los factores de penalización, propone que los factores de penalización se calculen con asociados a la operación real, ya que la operación real es diferencia a la operación esperada. Señala que ese tema es propio de la norma de técnica de costos marginales, no obstante como se incluye en el balance, influye en la norma técnica de transferencias económica.
 - Al respecto, la señorita Lilian García aclara que ese tema se trató en el comité consultivo de la norma técnica de costos marginales, y si bien en un comienzo se planteó la posibilidad de mantener el cálculo de los factores de penalización promedio horario por bloques, lo que tiene una explicación dado que al considerar los factores de penalización horarios se producía mucho movimiento a los embalses, lo que para la operación en tiempo real es complicado, por eso se proponía mantener el cálculo de los factores de penalización por bloques, no obstante, agrega que en la última sesión del comité, surgió la idea de calcular los factores de penalización de acuerdo a la operación real, pero para eso se requiere de estimadores de estados y tiene estar ligada a la programación de la operación, pero indica que se está analizando la posibilidad de incorporar factores de penalización reales y mantener transitoriamente la forma de cálculo actual para dar un tiempo prudente al Coordinador para que se adapte.
- Continúa con su presentación señalando otro caso que distorsiona el cálculo de los IT, que corresponde al tratamiento de las cifras significativas, indica que al aplicar el redondeo en la aplicación de los factores de penalización se pierde la diferenciación en los precios finales de las barras, para evitar lo anterior propone usar más cifras significativas para hacer el redondeo.
- Luego agrega como tercer cuando se trabaja el descuadre físico en las barras, indica que ante un descuadre se respetan las medidas de inyección y/o retiro y se modifican las medidas de transmisión acorde a tolerancias establecidas, señala como ejemplo el Trafo Diego de Almagro. Propone como solución, que el Coordinador realice balances físicos semanales y ante un descuadre modificar las medidas de inyección y retiros acorde a los criterios técnicos, considerando que en un régimen permanente existirá un sistema de medida adecuado para tales efectos.
- Como cuarto caso señala el desacople de precios, indica al respecto la modelación de los precios de los costos marginales como árbol de nodo, generando sistemas de precios, la sugerencia es revisar la idoneidad de los criterios de definición de árbol de nodos.
- Como comentarios generales al balance de transferencias de energía propone que el período de cálculo de los costos marginales sea de 15 minutos, ya que en su opinión permite reflejar de mejor forma el comportamiento de operación de la

centrales y que sus ingresos estén asociados a un costo marginal en el que ellos tuvieron presencia dentro de la operación del sistema.

- Proponen, en relación a la construcción de cuadros de pago, crear cuadros de pago intermedios para cada concepto y posteriormente agrupar, las ventajas que ello traería será que las relaciones comerciales serían acordes a cada concepto, las empresas podrían cuantificar los efectos de cada concepto para el mes específico y ante reliquidaciones no se afectan relaciones cuyos parámetros no hayan sido modificados.
- En relación al balance de potencia señala que se realiza en modelo diferente al del balance de energía, se propone trabajar con modelos homologados tanto en energía como potencia, ya que elaborar PFD desde el modelo de energía obliga a una mejor modelación e iguala los nombres.
- Por último y como resumen, en relación al Norma Técnica de Transferencias Económicas, señala que el nuevo escenario de pago de la Transmisión requiere de un mayor control sobre la correcta determinación de Ingresos Tarifarios, para ello, en su opinión, se debe: revisar definición de FPEN a utilizar en la determinación de CMg; modificar aplicación numérica actual; modificar criterios de solución de descuadre en barras.
- Para lo anterior, proponen: determinar factores de penalización de operación real; realizar balances físicos semanales; ante descuadre modificar toda medida que no cumpla con criterios técnicos; chequear Idoneidad de criterio de definición de árbol de nodos para la determinación del costo marginal; Utilizar periodos de cálculo de 15 minutos; elaborar cuadros de pago por conceptos independientes y finalmente agrupar; homologar balances de transferencias de energía y potencia. Y como comentario final señala que la Norma Técnica de Transferencias Económicas debe cubrir todos los conceptos asociados a cuadros de pago que estén incorporados en el Portal de Pagos.
 - En relación a la presentación el señor Hugo Morales señala que la propuesta de realizar los balances físicos, ya sea semanales o cada dos semanas, es posible y esperable, entregando más información por ejemplo con las barras utilizadas.
 - Al respecto el señor Juan García indica que la mayoría de las propuestas son posible de implementar. Hace presente que si implica una modificación conjunta, así por ejemplo si se modifica la forma de cálculo de los factores de penalización implica cambiar cosas en la programación de la operación, implementar operación en tiempo real, habría que pasar a formas más automáticas. El balance físico semanal también lo considera un avance, pero para eso es necesario que las empresas implementen los equipos de medidas. Por lo anterior, señala que para implementar las mejoras solicitadas se requiere de un tiempo de transitoriedad.

- Presentación del Coordinador.
 - A continuación, toma la palabra el señor Hugo Tapia, quien presenta los temas a tratar en su presentación, los que dicen relación con las transferencias económicas relativas a la reliquidación de cargos tarifarios entre empresas distribuidoras. Indica que los cargos tarifarios entre empresas se refieren a la liquidación mensual entre empresas distribuidoras, de cargos que contempla la normativa vigente y que regulan las tarifas a clientes regulados.
 - Al respecto, se indica que el IVTE se seguirá publicando mensualmente. Se señala que este informe contiene los montos transados de energía, potencia, servicios complementarios y los ingresos tarifarios. Se agrega que los cuadros de pago que resulten de lo anterior serán publicados a través del portal de pagos o la plataforma que disponga el Coordinador para hacer seguimiento a la cadena de pagos. Se comenta que se busca que el informe sea un resumen ejecutivo del mercado, que muestre los números más relevantes del mercado, haciendo hincapié en hechos que influyeron en el mercado de corto plazo.
 - Toma la palabra el señor Juan García quien pregunta si en la norma técnica quedará alguna regla relativa a la simplificación de los cuadros de pago, dado que el reglamento que está en trámite contempla esa posibilidad, y la idea es que se propongan estrategias. Comenta que se había visto una propuesta realizada hace unos meses por el Coordinador.
 - Al respecto, se indica que efectivamente es en esta norma donde se establecerá la posibilidad de simplificar los cuadros de pagos.
 - La señorita Camila Apablaza pregunta si los antecedentes de cálculo serán publicados.
 - Se le responde que sí, quedarán publicados y es un tema que se tratará más adelante, sobre todo considerando el cómo deberían quedar publicados.
 - Se agrega, que un tema a analizar es la fecha de publicación del informe ya que hoy la fecha de publicación de los cuadros de pago es distinta a la fecha de publicación del informe propiamente tal, y dado que los cuadros de pago se publicarán en el portal no se ve mayor necesidad que la publicación del informe sea simultánea.
 - Sobre este punto Camila Apablaza pregunta respecto a las observaciones, indica a modo de ejemplo, que se realizan observaciones a los cuadros de pago de octubre y a la fecha al parecer el informe todavía no está disponible, lo que da cuenta de un desfase importante.
 - Al respecto se señala que puede ser necesario acotar el desfase aun cuando no sea necesario la simultaneidad en la publicación.

- Juan García hace presente que hace poco tiempo se cambió el informe y hoy es simplificado, pero el tema de las observaciones es lo que demora la publicación.
- En relación a las observaciones, y dado que es lo que atrasa la publicación del informe se ha pensado en incorporar alguna plataforma, que pueda manejar el Coordinador, para la realización de observaciones, ya que hoy llegan muchos en papel.
 - El señor Gerardo Pinto pregunta si esta plataforma será la plataforma de correspondencia que tiene hoy el Coordinador.
- Se señala que se está pensando en algo más dedicado al tema puntual, incluso si fuese posible, dejando un historial de las preguntas y respuestas.
 - El señor Juan García indica que le hace sentido lo planteando ya que están preparando una plataforma con módulo de observaciones en general que serviría para este y otros procesos.
- En cuanto a los plazos de publicación de los cálculos, se indica que hoy es el día 12 o hábil siguiente y el día 18 de cada mes, la idea es transparentar los plazos en relación a si se pueden cumplir o no.
 - En relación a lo anterior, el señor Juan García indica que los atrasos en la publicación de los cuadros de pago han disminuido. Señala que no obstante se dan casos en que se atrasa la entrega de las medidas los que provoca un atraso relevante.
 - Al respecto, el señor Robin Cuevas propone que el formato de las medidas esté pre llenado, ya que eso debería simplificar el proceso, dado que el Coordinador tendría que verificar la información, y no revisar todo nuevamente.
 - El señor Juan García responde que efectivamente eso facilitaría el proceso, pero no obstante lo que produce más demora son las medidas comerciales, ya que es ahí donde se dan más iteraciones. Adicionalmente, solicita que los plazos que se fijen sean de días hábiles, agrega hay que revisar los plazos no obstante propone que el día 10 hábil puede ser un plazo prudente para el IVT preliminar. Asimismo hace presente que el plazo para las observaciones (dos días) parece ser muy poco, porque llegan muchas observaciones después del informe definitivo. Plantea que 2 días hábiles para incorporar las observaciones al informe podría ser suficiente.
 - En relación a lo anterior, el señor Pablo Vergara señala que en algunas ocasiones los informes incorporan reliquidaciones y las observaciones relativas a esos temas pueden ser más complejas de revisar. Plantea que las reliquidaciones podrían venir en un cálculo independiente para no demorar la elaboración del informe definitivo.
 - Al respecto, el señor Juan García señala que hay reliquidaciones que son más urgentes y hay otras que se refieren a cambios de medidas que son

menos urgentes. Señala que en otros países, se publica el informe definitivo y luego se hacen reliquidaciones, primero las de mayor impacto de acuerdo a criterios definidos por el Coordinador y realiza el resto de reliquidaciones semestralmente, de esta forma se puede planificar de mejor manera la revisión, dado que la gran mayoría de las reliquidaciones son semestrales.

- El señor Pablo Vergara señala que se requiere un cronograma de reliquidaciones para tener claro lo que se publicará, con el período de observaciones definido.
- En relación a lo anterior, se hace presente que la norma podría incluir alguna regla para las reliquidaciones que están al día, para el régimen permanente, ya que para las reliquidaciones pendientes resulta más complejo, aunque se puede incluir alguna norma transitoria. Adicionalmente se agrega que en general se busca dejar un plazo máximo para las observaciones, así como también acotar que es lo observable, por ejemplo hoy aparece como observable todos los componente del IVT lo que puede incluir hasta los costos marginales, pero la idea es acotar las observaciones que se puedan hacer en relación a los costos marginales ya que es materia de otra instancia, con otra periodicidad, la idea es que sea una información que se utiliza para la elaboración del IVT pero es un insumo ya observado. No obstante, sí dejará la posibilidad de observar otros temas.
- Continúa con la presentación, se indica que respecto al balance de energía no se harán grandes cambios. Seguirá siendo mensual, por barra en las cuales se produzcan transferencias de energía entre generadores, si cambia el período a 30 minutos, de acuerdo al cálculo del costo marginal, por lo que se efectuarán mediciones de manera de determinar las inyecciones y retiros netos por cada periodo de 30 minutos de cada generador involucrado.
- Las medidas físicas serán valorizadas multiplicándolas por el costo marginal asociado a la barra respectiva En relación a las barras en las que se hacen transferencias, se indica que es un tema que se debería haber solucionado en la norma de costos marginales, ya que ahí se incorporará una metodología para referenciar las barras que no están en el programa y que hoy no tienen factor de penalización, se señala que en la misma norma de costos marginales se está pensando dejar una norma transitoria para que los factores de penalización no sean tan estáticos como son hoy. Se indica que el comité consultivo de la norma técnica de costos marginales ya terminó y se está a la espera de enviar la propuesta de norma a consulta pública.
 - El señor Robín Cuevas plantea una duda relación a las barras de transferencias, que dice relación con el caso cuando aparecen transferencias en punto que no son barras propiamente tal, como puede ser un *tap off*, agrega que hoy se están aplicando algunos criterios, como factores de pérdida para realizar la medida, y en su opinión lo indicado debería estar normado, porque eso también evitaría observaciones.

- En relación a lo anterior, se señala que se está pensando incluir en la norma técnica de costos marginales, una norma transitoria mientras se soluciona el tema de los factores de penalización de las barras que no están modeladas, y agrega que parece razonable incorporar una estandarización de criterios a utilizar.
 - Al respecto el señor Juan García señala que comparte la observación, ya que considera que debería haber un marco, no sea tan rígido. Al menos para el periodo de transición al óptimo, cuando estén todos los sistemas de medidas instalados.
- Continuando la presentación en relación al balance de energía, se indica que contiene la suma algebraica de inyecciones y retiros netos valorizados durante el periodo de facturación, a estos último se les debe sumar la participación por ingresos tarifarios de energía (IT) resultantes de la operación real, a prorrata de retiros físicos a los clientes finales, estos retiros deberían ser horarios por la representatividad de los desacoples.
- Se indica que los costos no cubiertos producto de la operación que no correspondan a Servicios Complementarios, como por ejemplo los relacionados a los mínimos técnicos o algún otro casos como los costos de partida, también se incluirán en el balance de energía, así como también los pagos por precio estabilizado serán incluidos en el saldo de energía. Cada generador con saldo negativo, deberá pagar dicha cantidad a los generadores con saldo positivo, en la proporción que cada uno de estos participe.
- En relación al precio estabilizado, que rige por lo determinado en el DS 244, los saldos resultantes de la diferencia entre la valorización a precio estabilizado y costo Marginal de energía, se incluyen en el pago por energía. Los propietarios u operadores de PMG o PMGD pueden optar a vender su energía al Sistema a costo marginal o al Precio nudo de la energía. La modalidad de venta de energía deberá ser informada al Coordinador al menos 6 meses antes de la entrada en operación del medio de generación, en caso de ser una central nueva. De darse el caso que el coordinado informa con un plazo menor a 6 meses de la entrada en operación, por defecto la valorización se hará a costo marginal, esto, hasta que se cumplan los meses faltantes, aplicándose desde entonces el régimen elegido, aclarando así que la diferencia de meses que no avisó estará a la regla general para que luego una vez cumplido los seis meses acceder al precio estabilizado.
 - El señor Pablo Vergara pregunta si los retiros de los PMGD también pueden optar al precio estabilizado.
- A lo anterior, se le responde que no, los retiros de los PMGD se valorizan a costo marginal.
- Se continúa con la presentación refiriéndose a los casos en que se está por terminar un contrato. De acuerdo al reglamento, el Coordinador deberá avisar con la debida antelación al cliente que su contrato está por terminar, la debida antelación debe quedar indica en la norma, el que se está pensando en un plazo de tres meses para

avisar que el contrato está por vencer y por lo tanto indique si tiene un nuevo suministrador o un nuevo contrato, antes del aviso de desconexión.

- El señor Juan García señala que el procedimiento vigente hoy, señala los plazos relativos a los avisos, pero en relación a desconexión del cliente.
 - Rosa Serrano pregunta quien le avisará a la distribuidora la desconexión de un cliente libre ubicado en su zona de concesión.
- Al respecto se indica que dado que las Distribuidoras son Coordinadas, será el Coordinador el que le avise, con copia a la Superintendencia de Electricidad y Combustibles.
 - El señor Gerardo Pinto señala que las responsabilidades y plazos de aviso deberían claramente establecidos, incluyendo un plazo para informar un nuevo contrato, para que no existan dudas sobre quién debe reconocer el retiro en el balance.
 - En relación a lo anterior, el señor Juan García comenta que el procedimiento de transferencias del CDEC-SING establecía el plazo de un mes para avisar un nuevo contrato, de manera que ese contrato se vería reflejado en el informe de dos meses después.
 - Al respecto, Camila Apablaza señala que si se dará un mes al cliente, para avisar un nuevo contrato, se deberían dar cuatro meses de aviso que el contrato está por terminar, para que el cliente tenga al menos tres meses para negociar un nuevo contrato.
- Se señala que puede ser, pero se aclara que el aviso es informativo, pero es el cliente quien debe tener claridad en los términos de sus contratos.
 - Marcela Álvarez plantea que sería conveniente que el aviso fuese con copia a la distribuidora o transmisora, según sea el caso, para que todos estén informados.
 - Rosa Serrano pregunta si se puede revisar un flujo con todos los plazos involucrados en relación a los avisos de los clientes y desconexión, para que quede claro, porque señala que para la distribuidora lo más complicado es desconectar a un cliente.
 - Juan García comenta que el Coordinador está pensando hacer una plataforma con la información relativa a los contratos, para que los generadores suban la información y emita las alertas correspondientes.
 - Darío Morales hace presente que los plazos deberían ser coherentes con los plazos de conexión de un nuevo cliente o de cambio de cliente regulado a libre.
 - Gerardo Pinto pregunta si en la plataforma también estarán contenidos los contratos de clientes libres suministrados por distribuidoras, para efectos de informar y dar los avisos.
 - Rosa Serrano comenta que el aviso resulta muy importante sobre todo para aquellos clientes que se traspasan de regulados a libres que no tienen

- necesariamente toda la información de funcionamiento del Coordinador, por lo que los meses de aviso pueden resultar útiles para negociar.
- Rosa Serrano agrega que tiene una preocupación, dado que el período de lectura es del 1 al 30 del mes, y en el tiempo transitorio para lograr el cambio de todos los medidores con sus respectivos sistemas de comunicación, se tendrá que hacer en algunos casos lectura manual, lo que está sujeto al error humano, entonces plantea la necesidad de establecer un periodo transitorio para tratar las diferencias que se pueden dar producto de la lectura manual.
 - Juan García plantea una duda, señala que si el plazo de 12 meses para dar aviso a la distribuidora de cambio de condición de regulado a libre, no es tiempo suficiente como para implementar los sistemas y gestiones necesarios.
 - Al respecto Rosa Serrano señala que de todas maneras en el período transitorio se pueden dar problemas de campo y no tener acceso a la medida, sobre todo en las zonas rurales.
 - Marcela Álvarez pregunta a propósito de las medidas, si el balance seguirá siendo horario a pesar que el costo marginal será cada 30 minutos, ya que en caso contrario implicaría modificar todas las medidas a 30 minutos y hoy están a 15 minutos, señala que ese tema es complejo integrar todo, por lo que señala que más simple sería todo cada 15 minuto, porque la sincronización de medidas es muy compleja.
 - Se señala que el balance será cada 30 minutos, dado que el costo marginal también se calculará en ese mismo periodo. De todas maneras se anota el punto y se comentará con el equipo correspondiente.
 - En relación a los contratos entre generadores, tal como establece el reglamento éstos se considerarán sólo cuando representen una medida física y no sea solo comercial. Lo que no obsta que los contratos netamente comerciales puedan ser incorporados en el informe, en un cuadro aparte para fines informativos si las partes así lo quisieran, pero la idea es que estos contratos no afecten el balance de inyecciones y retiros.
 - Juan Andrés García pregunta, si estos contratos son meramente financieros por qué el Coordinador lo debe registrar en un cuadro.-
 - Se explica que esa fue una solicitud de varias empresas dentro de las mesas de trabajo del reglamento de coordinación y operación, que preferían mantener el registro a través de un cuadro realizado por el Coordinador para fines contables y de transparencia. Pero las reglas que se establecerán son justamente para evitar que interfiera en la publicación del IVT, así por ejemplo esos contratos los deberán informar al Coordinador con 30 días de antelación a la vigencia del contrato y mensualmente antes del quinto día hábil deben enviar los vectores, ambas partes del traspaso que harán de energía, y entre preliminar y definitivo esa es toda la

información, las correcciones la harán entre las partes pero no puede atrasar el balance.

- En relación al balance de potencia se mantiene la versión preliminar y definitiva tal como lo indica el artículo 4 del Decreto Supremo N° 62, reglamento de transferencias de potencia. Las transferencias serán determinadas en función de la capacidad de generación compatible con la suficiencia y los compromisos de demanda de punta existentes. Las transferencias de potencia se determinan anualmente, como la diferencia entre la potencia de suficiencia determinada por el Coordinador para sus unidades generadoras, valorizada a precio de nudo de la potencia en las barras respectivas y el volumen de potencia retirada para cumplir con los compromisos de demanda de punta adquiridos con clientes libres o distribuidores, valorizado al precio de nudo de potencia en las barras que corresponda. Además corresponde agregarle la asignación por ITP. Se establecen 12 mensualidades que se incluyen con un cuadro aparte dentro de la misma publicación del IVT. El informe preliminar se va actualizando durante el año en la medida que ocurran hechos relevantes. Las diferencias que surjan entre la versión preliminar y definitiva se deben liquidar en una cuota, como se indica en el artículo 4 del Reglamento de Transferencias de Potencia, aplicando la tasa de interés corriente para operaciones no reajustables de menos o más de 90 días, según sea la fecha de devengo en relación con la del pago de las deudas.
 - El señor Juan García señala que lo referente al balance de potencia en esta norma debería ser bien acotado, porque casi todo está en la Norma de Potencia, por lo que es más bien hacer referencia.
 - El señor Robín Cuevas pregunta si acá se incluye lo relativo a horas de punta.
- Se indica eso se define en el decreto de precios de nudo de corto plazo por lo que escapa de esta norma.
 - Soledad Salas plantea el tema de los plazos de las reliquidaciones de potencia, señala que los montos que no fueron discrepados se reliquiden de inmediato, y no esperar la discrepancia.
 - En la misma línea complementa el señor Robín Cuevas quien señala que se debería distinguir entre los montos discrepados y los que no, y así realizar reliquidaciones de manera más frecuente, y terminada la discrepancia se reliquida nuevamente.
- Se indica que si bien con los pagos preliminares que se hacen mensualmente las reliquidaciones deberían ser menores, hay veces en el valor final de la potencia cambia mucho, por lo que se analizará el tema.
 - Toma la palabra el señor Pablo Vergara quien en relación a la potencia señala, que actualmente para calcular la demanda de punta equivalente de los clientes, todos los clientes libres de distribución se suman a la demanda de los clientes regulados y una vez que se tiene ese vector único se calculan

las 52 demandas máximas, es decir se hace una coincidencia, y agrega que no sabe si eso está escrito en alguna parte, indica que en su opinión debería estar incluido en la norma técnica, o si se seguirá aplicando eso o se incorporará algo diferente relacionado con los peajes de distribución, indica que no le queda claro si aplica el decreto de peajes de distribución o lo señalado en el reglamento de potencia.

- Al respecto el señor Juan García señala que verificará este punto y lo indicará en otra sesión.
- Se continúa con la presentación, en relación a los ingresos tarifarios, que las empresas propietarias u operadoras de los sistemas de transmisión, deberán recaudar mensualmente por tramo resultantes de la operación y valorización de las inyecciones y retiros correspondientes a cada tramo. Estos ingresos son pagados por los generadores directamente a los transmisores, a prorrata de los retiros físicos de energía a usuarios finales, constituyendo un cuadro de pago por este concepto. Del mismo modo se procede con los ingresos tarifarios de potencia, estos serán pagados directamente por los generadores a los transmisores a prorrata de los retiros físicos de potencia en el año respectivo. Este pago se debe realizar en 12 mensualidades, del mismo modo que los pagos de transferencia de potencia. Por lo que se indica que se realizarán dos cuadros de pagos directamente para el transmisor uno por energía y otro por potencia.
- En relación a los cuadro de pago se indica que la idea es hacer el cuadro completo y luego una simplificación de manera de disminuir la cantidad de transacciones, sin cambiar las acreencias, y ese último es el que se subirá a la plataforma. En caso de que se rompa la cadena de pago, se debe volver a los cuadros originales.
- Sobre los antecedentes de cálculo se indica que el Coordinador debe poner a disposición de los coordinados los antecedentes en los cuales se fundamentan los resultados obtenidos, tanto para balances de energía como balances de potencia, considerando los siguientes antecedentes: costos marginales por barra cada 30 minutos; balance físico de inyecciones y retiros por barra asignados por empresa, incluyendo IT por tramo; balance valorizado de inyecciones y retiros por barra; asignación de ingresos tarifarios reales por tramo; asignación de sobrecostos; cuadros de ajuste de pago por precio estabilizado y asignación de las diferencias; antecedentes de reliquidaciones en los casos que corresponda; cuadros de pago preliminar y definitivos. Se señala que falta definir en qué formato se deben entregar estos antecedentes.
 - Al respecto el señor Juan García comenta que hoy el Coordinador está en una etapa de transición donde está ordenando y estandarizando los formatos en Excel, pero como transición ya que la idea no es quedarse en el Excel, señala que están trabajando en modelos de datos. Y agrega que entienden que en pos de la transparencia hay que ocupar un formato que sea flexible y que todos lo puedan revisar.

- El señor Carlos Barría consulta si lo relacionado con los pagos de servicios complementarios irá en esta norma
- Se indica que la forma de remuneración será parte de la norma técnica de servicios complementarios, y lo relacionado con los plazos y cuadro de pago irá en esta norma en la parte donde se traten otros pagos.
- Con lo anterior, se termina la sesión indicando que hay un plazo de una semana para enviar observaciones relacionadas a la sesión y presentación.