Ciudad de México a 15 de diciembre de 2016.

Versión estenográfica de la Primera Sesión Ordinaria del Consejo Consultivo en Materia de Electricidad de la Comisión Reguladora de Energía, CRE, realizada en las instalaciones de dicha institución, el día de hoy.

Guillermo García Alcocer: Bueno, pues muchas gracias.

Estamos muy contentos de tener el Consejo Consultivo de la CRE en Materia de Electricidad.

Bienvenidos.

Estamos reiniciando las labores, sabemos que la última vez que sesionó este Consejo fue el año pasado y un poco lo que queremos es darle dinámica y trabajo; yo creo que sin más le doy la palabra…sí, pero me voy directo a la Secretaria Ejecutiva, para el Orden del Día.

Ingrid Gallo Montero: Adelante.

Buenos días.

Bienvenidos al Consejo.

La intención es de tomar los trabajos que se hicieron en las sesiones anteriores; de acuerdo al Orden del Día tenemos quórum para sesionar válidamente, por lo que pasamos al siguiente punto del Orden del Día, que es la lectura y aprobación de Orden del Día; el Orden del Día les fue enviado con antelación por correo electrónico, se les envió el jueves 1 de diciembre, el cual, bueno, está proyecto en la pantalla, está a su consideración la aprobación del Orden del Día.

Si están de acuerdo favor de manifestarlo.

Guillermo García Alcocer: Adelante.

Ingrid Gallo Montero: Adelante.

Pasamos al siguiente punto del Orden del Día, es la aprobación del acta de la Segunda Sesión Ordinaria de 2015; el proyecto del acta también fue enviada a su correo electrónico el pasado 1 de diciembre, no recibimos ningún comentario, ninguna observación, por lo que está a su consideración la aprobación del acta de la Segunda Sesión Ordinaria de 2015.

Quienes estén a favor, por favor manifiéstenlo.

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: Tendría un comentario nada más, si pudiera.

Me parece demasiado escueto de repente el resumen que se hizo, honestamente no me acuerdo más de lo que vimos, porque ha pasado casi un año, creo que es culpa también de nosotros de este lado; es mi único comentario, me manifiesto a favor, pero quería hacer el comentario, me manifiesto a favor de lo que se publicó, sin embargo quisiera hacer ese comentario, donde hay mea culpa de nuestro lado también.

Ingrid Gallo Montero: Gracias.

De hecho, para nosotros fue interesando hacer una recopilación de un trabajo de 2015, en el que no estuvimos, además; entonces, pues yo espero que este escueto resumen, no sé si es que tenga esa justificación, pero bueno, la intención es justo retomar ahorita esos trabajos y seguir adelante con los temas.

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: Gracias.

Ingrid Gallo Montero: Muy bien.

En unos momentos les vamos a circular el acta, para que por favor procedan a firmarla.

En el siguiente punto del Orden del Día tenemos la presentación del programa regulatorio de 2017 de la CRE; el Presidente García Alcocer les va a hacer una presentación.

Guillermo García Alcocer: Muchas gracias.

Simplemente daré algunas láminas, esto estará a disposición, obviamente, de todos; y que el primer mensaje es, hubo algunas declaraciones en particular de algún líder del Distrito Federal, diciendo que estaríamos mejor sin la Reforma Energética, y creo que esa fue una aseveración bastante fuerte, no creo que tengo un sustento robusto.

Ya estuvimos trabajando a nivel nacional con esa organización, y, bueno, hay buenos elementos, los invito a revisar el estudio que hizo La Agencia Internacional de Energía sobre México, y hace un escenario con Reforma y sin Reforma.

La verdad es que imaginémonos en el mundo en el que estaríamos ahorita sin, con toda la incertidumbre que tenemos en el mercado petrolero, con toda la incertidumbre política que existe, dadas las condiciones de otras naciones, sin la Reforma; estaríamos hablando ahorita de CFE, estaríamos hablando probablemente de cómo incrementar el presupuesto, de dónde sacarlo.

Estaríamos hablando de escases, probablemente, de hidrocarburos, estaríamos hablando de muchas cosas, que creo que es un mensaje que no es ni conveniente ni real ni adecuado, entonces simplemente solicitar su apoyo como consejeros de la CRE, pues de tratar de no fomentar, digo, yo sé que todos ustedes tienen una visión muy positiva, y que cuando salgan estos voceros con unos mensajes extraños, pues que podamos reaccionar.

Pues, esto se lo saben mejor que yo, pero hay un gran potencial en el mercado eléctrico de inversión.

Régulo Salinas Garza: Y, ¿quedó convencido ya?

Tenemos a COPARMEX y al CCU algo que habíamos preparado.

Guillermo García Alcocer: Sí, perfecto.

La verdad es que lo que dicen es que fue un comentario banquetero, fuera de contexto y que, efectivamente, hubo una corrección a nivel nacional, donde el liderazgo nacional tomó el tema, y dijo: -no, la verdad es que estamos mejor con la Reforma y mucho mejor-.

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: Desagraciadamente el daño está hecho, porque se toma como declaración de COPARMEX es vergonzoso, por no hablar de la Confederación que lo hayan manifestado así, sobre todo porque se le dio una entrada a la COPARMEX durante el proceso de Reforma inusitado, entonces, el hecho de que se haya manifestado así me parece que es deplorable desde cualquier punto de vista.

Guillermo García Alcocer: De acuerdo, pero reaccionó bien el liderazgo nacional, y yo creo que es lo importante; simplemente tener informadas a todos los liderazgos locales yo creo que es importante.

La inversión eléctrica es, pues la más importante que vamos a tener en la Reforma Energética; todo el vuelo que se le está dando a exploración y extracción con la ronda 14 incluida estamos sumando más o menos 50 mil millones de dólares, en generación se está programando hacía los siguientes 15 años más de 98 mil, o sea es un sector bien dinámico, es un sector que va a tener un papel bien importante, para que la Reforma llegue a los hogares.

Bueno, pues ustedes saben dónde está la CRE, la CRE está en todos lados, tenemos un mandato muy grande, muy amplio y, bueno, en el sector eléctrico, a partir de enero vamos a tener la responsabilidad de monitorear el mercado, de trabajar con ustedes en detectar e identificar mejoras a la administración del mismo.

Tenemos el tema de confiabilidad, estamos trabajando mucho con NERC para poder establecer mejoras a la confiabilidad, aquí el Comisionado Madrigal está encabezando ese equipo y estamos, pues, con mandatos también de revisión de tarifas del segmento.

Tenemos un gran impulso en permisos de generación, cada semana estamos aprobando nuevos permisos y eso habla de que, pues, hay una gran iniciativa por generar en México, hay oportunidades y en ese estamos muy metidos.

Nuestro mandato, cantidad demandada que pueda ser abastecida, calidad adecuada y costo competitivo; en el electricidad es muy claro el mandato y tiene que ver con la confiabilidad, con la estructura de costos

que son reconocidos en las tarifas y tiene que ver con la medición, entonces, tres sencillas frases que engloban la actividad que tenemos.

Tenemos que promover también el despliegue de las energías renovables y, por otro lado, el dual gas natural electricidad, que creo que es algo que tenemos que trabajar en ese año, ver si de alguna manera, pues las subastas pueden estar acompañadas de los dos mercados, porque lo que estamos viendo es una ausencia de ciclos combinados, que es lo que da confiabilidad a los sistemas y así está planeado, de hecho, en el Sistema de Planeación, conjunto que tenemos con la SENER y con la iniciativa privada.

Bueno, los mandatos que tenemos, me voy a la siguiente, tenemos más de 60 atribuciones, todavía no están todas plenamente aterrizadas en regulación, eso es lo que nos van a platicar al rato el equipo de Alejandro Chanona; es un marco regulatorio que es una lista de todas las mejores prácticas a nivel internacional el que nos da la le, y ahora nuestra tarea y la de este Comité, Consejo Consultivo, pues es lograr que todos estos mandatos se conviertan en regulación efectiva.

Los tiempos en materia eléctrica, los tiempos son muy razonables, a partir de que se presenta la información completa se está dando un permiso de generación en 36 días más o menos, esto quiere decir que estamos casi a la mitad de lo que nos exige la ley, y en el resto de los segmentos para que ustedes sepan también los tiempos son muy razonables de reacción de la CRE.

Pues, simplemente recordar este último año, desde la Reforma casi dos años, más bien, más de 100 instrumentos han sido publicados, destacaría yo el código de red, que fue publicado en el mes de marzo, con una gran participación de todos los actores, y creo que se ha trabajado muy bien; venimos ahora a fin de año, estamos trabajando en el tema de los techos solares, en el tema de generación distribuida, entendemos que también están muy bien recogidas las inquietudes de la industria y esperemos tener sus comentarios en COFEMER de las disposiciones administrativas.

Hemos llevado más de 150 audiencias, por citar otro elemento de comunicación, más de 150 audiencias aquí con comisionados, con

presencia de regulados o de asociaciones y estamos, pues, con una dinámica muy interesante de contacto.

En 2018 vamos a tener un foro importante en Cancún, esto va a ser en el mes de marzo, vienen los más de mil delegados de todos los países, México fue elegido como sede de este foro, vamos a requerir también la presencia de ustedes como parte de, pues de lo delegados de la gente que va a estar dialogando con los regulados a nivel mundial.

Nada más recordarles que tenemos una política de equidad de género, estamos muy bien, digamos, en nuestra política; queremos mejorar todavía, tenemos 33 por ciento de las mujeres como titulares de área, incluyendo obviamente a la Comisionada, estamos muy bien respecto de otros reguladores muy maduros, por ejemplo el FERC, que es la siguiente lámina.

La FERC tiene 81 por ciento de directivos masculinos y sólo 19 de mujeres; entonces, nosotros estamos en el *top three* de lo que hemos logrado identificar, y, bueno, nuestra intención es llegar eventualmente en el número uno.

Régulo Salinas Garza: ¿Ya está completo el equipo dela CRE o todavía les falta más gente?

Guillermo García Alcocer: Ya estamos completos, tenemos ya el equipo, lo que va a pasar próximamente, Régulo, es que nos vamos a reorganizar, hoy en día tenemos una transversalidad brutal, donde para poder platicar de un tema eléctrico tenemos que juntar a cinco titulares y algunos de ellos transversales, y el tema es que ese modelo funcionaba, yo creo que bajo el modelo anterior de administración y bajo el mandato que tenía la CRE en su momento, pero a mí no nos está funcionado.

Yo creo que los comisionados coinciden, yo creo que necesitamos unidades de negocio, donde tengan un titular que pueda tener una ventanilla y, a partir de ese tema, de esa ventanilla por tema tener al de ingeniería, tener al que se va a encargar de las tarifas, al que se va a encargar de la normalización, al regulador y creo ya son todos, pero es un poco la petición que yo haré al Pleno muy pronto, de que nos permitan revisar el reglamento interno, y yo lo que te diría, Regulo, es

que ya está el equipo, lo único que falta es el acomodo de las fichas en términos de equipos de trabajo perfectamente integrados y perfectamente, pues ordenados en su trabajo.

Yo simplemente me iría al punto cuatro, son los retos hacia los siguientes retos y años; en el mercado eléctrico lo que tenemos es toma la vigilancia y el monitoreo del mercado, continuar con el perfeccionamiento de los manuales, SENER nos va a entregar más de dos mil hojas de manuales que ha desarrollado con mucho trabajo, con mucho esfuerzo.

Y, ahora, será nuestra labor y la de ustedes con nosotros aquí de revisar esos manuales y ver qué áreas de oportunidad tenemos, qué piezas de regulación complementarias se tienen que desarrollar y nosotros dar el seguimiento al mercado; y, a partir de 2018 tenemos que tener el registro de certificados de energía limpia, ese es un trabajo que vamos a estar desarrollando en el año; esto entre otras muchas cosas que ahorita platicará Alejandro Chanona.

Yo le cedería, entonces, a Alejandro la presentación.

Adelante.

Alejandro Chanona Robles: Muchas gracias, Comisionado Presidente.

Guillermo García Alcocer: ¡Ah!, perdóname, Héctor.

Héctor Alonso Olea Hernández: Antes de que pasemos a otro tema a mí me gustaría hacer un, a dejar constancia públicamente en este Comité Consultivo, y felicitar ampliamente a los funcionarios de la CRE, porque realmente han tomado un rol de liderazgo y un liderazgo eficaz, a final de cuentas, porque las cosas acaban haciéndose, al menos en dos temas.

El primero es sobre la generación distribuida, y felicitarlos por la expedición de las DACG, que no sé si ya cuándo se expiden ya concretamente.

Guillermo García Alcocer: Estamos en COFEMER ahorita.

Héctor Alonso Olea Hernández: Están en COFEMER todavía.

Guillermo García Alcocer: Estamos en COFEMER, estamos esperando sus comentarios.

Héctor Alonso Olea Hernández:
Nosotros ya mandamos los comentarios, ya felicitando también y apoyando plenamente en los términos esa resolución; decir que nos parece un esfuerzo muy bien planteado por parte de la CRE, y, sobre todo, a la coordinación que hemos tenido con la Asociación Mexicana de Energía Solar Fotovoltaica.

El segundo tema, también, es de manera muy eficiente se tomó una problemática y se resolvió una problemática que era realmente inconcebible, mantener dos mediciones, dos índices de medición para los costos marginales de energía y la compensación que se hace a través del costo marginal de energía, a través del CTCP y el PML, finalmente se resolvió esa, pues, disputa, esa incongruencia y estamos también muy contentos de informar que se resolvió.

Entiendo, que todavía también está en COFEMER la resolución, pero próximamente entiendo que ya se va a publicar; así que esos son al menos dos iniciativas que se tomaron en este año, y que afortunadamente se resolvieron de manera muy precisa y eficaz.

Así que muchas felicidades a la Comisión, y, sobre todo, a todo el equipo que participó en eso.

Guillermo García Alcocer: Muchas gracias, Héctor.

Dentro del mismo tema de presentación sigue el programa regulatorio.

Muchas gracias.

Alejandro Chanona Robles: Perfecto, bueno.

Muchas gracias, Comisionado Presidente.

Vamos a hacer una, digo, en función de privilegiar el tiempo y el espacio de los consejeros haremos una revisión muy superficial de qué es lo que estamos plateando para las regulaciones, para el próximo año, entonces, bueno, este es simplemente el punto de partida.

Tenemos en nuestra programación anual 41 instrumentos regulatorios, de los cuales prácticamente hemos identificado como prioritarios en función de su relevancia, digamos, en el despliegue y el fortalecimiento de mercado eléctrico o el que estén encadenadas con algún otro instrumento regulatorio y tienen un plazo legal o técnico.

Perfecto. Hemos clasificado los instrumentos regulatorios en tres grandes segmentos; el primero es la regulación económica del mercado eléctrico del Sistema Eléctrico Nacional, la segunda es la regulación técnica y en tercer lugar vamos a ver todos los instrumentos que tienen que ver con la promoción y la instrumentación de las energías limpias en México.

Bueno, en términos de, bueno, como primer reto, y asociado a lo que mencionaba el Comisionado Presidente, está la revisión que vamos a hacer de las reglas de mercado, una vez que las recibamos en enero, para identificar áreas de oportunidad, donde podamos detectar barreras de tipo operativo o de tipo financiero; ese, digamos, va a ser un reto inmediato, comenzando en enero.

Luego, en términos de confiabilidad tenemos diversos instrumentos regulatorios, simplemente voy a destacar las DACG, para que el CENACE lleve a cabo las subastas para asegura la confiabilidad, esto es cuando no hay, cuando las de mediano y largo plazo no van a ser suficientes para asegurar los márgenes operativos de reserva, pues que el CENACE tenga este marco para poder implementarlas, de acuerdo con los criterios que ya están establecidos en el código de red.

Y, asociado a esto, tenemos también, pues el mecanismo de asignación y de distribución de costos, que se va a implementar bajo criterios de proporcionalidad y también las sanciones por no adquisición de potencia, es la obligación para suministradores, tanto calificados como básicos y para los usuarios calificados.

Luego, también por último, y en confiabilidad también tenemos el primer reporte anual, que se va a cumplir en el mes de abril, si no me equivoco, Comisionado Madrigal.

Marcelino Madrigal Martínez: Sí.

Alejandro Chanona Robles: ¡Ah!, okey.

Entonces, ese también lo tenemos en el *payplan*; en cuanto a regulación económica los primeros dos son regulación para establecer *chinese walls* y reglas muy claras entre los distintos actores del mercado eléctrico para los participantes, pero también para los actores que llevan a cabo las actividades que son estratégicas.

Tenemos las reglas para el intercambio de información de los transmisores, distribuidores y de la operación del sistema operativo, o sea, el CENACE con los demás participantes del mercado, con los generadores, con los suministradores, con los *traders*.

Esto, es muy importante con miras a la separación legal, contable y funcional de la CFE, y lo mismo también para las reglas de transacciones entre generadores y comercializadores, que como bien saben es una relación que sí puede existir entre agentes del mismo grupo económico.

Simplemente, de manera complementaria está el mecanismo de resolución de quiebras, donde se ven los temas de liquidaciones, garantías y atender los casos de incumplimiento en el sistema, y, bueno, únicamente como último punto de en la relación económica, por supuesto, están las tarifas de suministro A5, que dependen de lo que se determine con los contratos legados en SENER.

Regulación técnica. ¿Qué tenemos en la regulación del mercado eléctrico? Tenemos en su versión tanto de emergencia o como definitiva la NOM de sistemas de medición para usuarios calificados, lo que contienen son especificaciones y métodos de prueba para medidores y transformadores, y aquí, digamos, nuestro gran objetivo es establecer condiciones de competencia y que no haya barreras a la entrada en este segmento del mercado.

Y, respecto al Sistema Eléctrico Nacional, aquí digamos todas las regulaciones que están ahí enlistadas están enfocadas a que haya un crecimiento eficiente de las redes de transmisión y distribución; esto tanto en la metodología que estamos desarrollando, para avaluar el beneficio neto de las obras que se contemplan en los programas de expansión, como obviamente en la opinión que tenemos que dar por ley de manera anual al programa de ampliación y modernización de las redes.

También, de manera paralela, está la regulación para las aportaciones para las obras que no están contempladas dentro de estos programas y que no están incorporadas a la tarifa, y también, digo, un tema que responde a la inquietud de las asociaciones a la industria y demás participantes del mercado es ya tener una regulación más fuerte, para la generación bajo la modalidad de abasto aislado.

Héctor Alonso Olea Hernández: Perdón.

Sobre el tema de aportaciones, ¿estaríamos pensando en modificar el reglamento de aportaciones?, ¿ese es el objetivo?

Alejandro Chanona Robles: Sí, ese sería.

Marcelino Madrigal Martínez: Les comento un poquito sobre lo que estamos trabajando.

Aportaciones tenía el origen en que había subsidio en un principio, y como hay subsidios la CFE necesitaba apoyarse de los usuarios para complementar las inversiones, ahora no existe tal cosa, tenemos tarifas de distribución, de transmisión, que recuperan los costos necesarios para proveer el servicio.

Entonces, el nuevo régimen de aportaciones reconoce este cambio, entonces esperamos que sea algo mucho más sencillo, más *stream line* y que deje claro en dónde sí hay subsidio y en dónde no; y como las tarifas de distribución no tienes subsidio, pues esperaríamos que las aportaciones cambien sustancialmente.

Héctor Alonso Olea Hernández: Pero, ¿el objetivo es remplazar, sustituir, eliminar el reglamento de aportaciones o dejarlo?

Marcelino Madrigal Martínez: No, es una modernización.

Seguirá habiendo aportaciones, pero nos estamos moviendo en un esquema más que de garantías que de aportar la inversión; es un rol del distribuidor expandir las redes, porque por eso tiene sus tarifas, se hizo una estimación, obviamente no hay subsidios, entonces cómo garantizarle al distribuidor que cuando expande las redes, pues ahí va a estar el usuario que se conecta.

Entonces, es un esquema más moderno, las aportaciones como ustedes saben obedecían a que en un principio había subsidios, ya no hay subsidios en transmisión y distribución, entonces una modernización que yo creo que es.

Héctor Alonso Olea Hernández: Ahí nada más, Marcelino, que no se mantenga el reglamento de aportaciones y luego haya otras DACG.

Marcelino Madrigal Martínez: No.

No se mantienen los dos, es una modernización del anterior, es uno nuevo, pues.

Jesús Serano Landeros: O sea, la transición que prevé la Ley de la Industria Eléctrica, mientras no emitamos la nueva sí concentrándose en lo que no se contraponga a la regulación anterior, entonces esta es la nueva y automáticamente queda derogada la.

Santiago Barcón Palomar: A mí me gustaría sugerir su pudiéramos tener algún micrositio, para poder ver esto con antelación y poder aportar, si es permitido, porque, por ejemplo en el caso de medidores y transformadores, en mi caso, pues podría aportar bastante, porque he estado siempre batallando contra esas barreras no escritas, para facilitar la apertura del mercado.

Pasas la prueba de la PEN, y luego te dicen: -no, es que necesito el segundo *password*-, ¿por qué?, porque se me antojó el segundo *password* y sacan a todo mundo y se queda un solo proveedor; y creo que eso saña mucho el funcionamiento del mercado.

Marcelino Madrigal Martínez: En el tema de aportaciones el proyecto aún no va a CODEMER, creo que así podemos armar un grupo antes de que vaya COFEMER, para que lo vean antes de que vaya a COFEMER y aun así seguir en COFEMER, o sea, entonces el proyecto está bien avanzado, pero no lo hemos subido todavía a COFEMER, entonces les ofrecemos que con permiso de aquí de todos los comisionados hacer un grupo de trabajo. Y, lo de normalización de medición que medio te entendí, ha habido grupos de trabajo, pero les acercamos más la información

Santiago Barcón Palomar: Sí.

Lo que nos interesaría, por lo menos en mi caso, es aportar ver las especificaciones técnicas, y decir: -oye, pues sigue habiendo mano negra o trampas o viene absolutamente direccionado-.

Ingrid Gallo Montero: Te podemos invitar al grupo de trabajo de normalización.

Marcelino Madrigal Martínez: De hecho, tenemos reunión el 20.

José Luis Chávez Calva: Sí, el 20 hay una reunión, les van a socializar los avances para el padrón de emergencia, los podemos invitar con gusto.

Guillermo García Alcocer: De hecho, la intención de formalización y ahíla petición es que nos ayuden en lo que corresponda, es identificar hay una familia de normas que emitió la CFE a lo largo del tiempo, que pueden tener algún elemento de, pues, la industria que en ese momento se atendía o que atendía ese tipo de proveeduría, y que no necesariamente corresponde a lo que necesitamos.

Lo vimos en el tema solar, que de repente los medidores que se podrían haber estar exigiendo son de una alta tecnología y de una alta conectividad, y le realidad es que en estas cosas bastantes sencillas, para estos nuevos desarrollos, sobre todo los pequeñitos, ya cuando tienes un generador, pues ese sí necesita tener pues muchas características de confiabilidad y de elementos de conectividad diferentes.

Entonces, yo creo que aquí sí tendríamos que contar con su apoyo, creo que son más de 69, el otro día nos daban el dato, normar mexicanas que emitió la CFE y hay que tratar de revisar cuáles de estas tienen una característica general, es práctica internacional y cuáles no, y yo creo que son normas de referencia.

Ingrid Gallo Montero: Son de referencia

Guillermo García Alcocer: Okey.

Entonces, es un poco el ejercicio que tendremos que hacer allá en el grupo de y trabajo, y bajo la Presidencia del Comité que encabeza Marcelino.

Alejandro.

Alejandro Chanona Robles: Perfecto.

Bueno.

Y, el último bloque es la regulación relativa a energías limpias. Ya se comentó, las DACG en materia de generación distribuida, una vez que terminen sus procesos se tiene previsto que se suban a votación del Pleno hacia febrero del próximo año, donde vienen ya, obviamente, los esquemas comerciales, los modelos de contrato y la metodología de contraprestación.

¡Ah!, muy importante, también ya habían incluido el componente de almacenamiento en estas DACG, pero también estamos en etapa de discusión para ya contemplarlo como un instrumento por sí solo, también relacionado a energías limpias.

Junio 2017 tenemos la norma de cogeneración eficiente, ésta también la queremos, la debemos de tener lista antes de que empiecen a funcionar los certificados de energía limpia, eso hacia mediados de año, y, luego, lo que tenemos abajo es la regulación que ya se vincula de manera mucho más directa al Sistema de Registro de Gestión de Certificados.

Tenemos la metodología que vamos a aplicar al mecanismo de flexibilidad, el que viene contemplado en la ley de Transición Energética, el que es el diferimiento de las obligaciones hasta 50 por ciento por los primeros cuatro años, entonces vamos a regular ese mecanismo y en esencia lo demás es lo que tenemos que tener listo hacia mediados de año, en términos de las unidades de certificación, los principios rectores, el monitoreo, el reporte y la verificación del sistema de los *drafts*, para tener un margen y ya tenerlo funcionando hacia los últimos meses del año, y poder hacer pruebas antes de que ya, digamos, entre en funciones en 2018.

Héctor Alonso Olea Hernández: Alejandro, dijiste algo sobre almacenamiento muy rápido, ¿puedes verificar qué se piensa hacer en materia de almacenamiento?

Alejandro Chanona Robles: Okey.

Ahí todavía no hay *draft* alguno, lo que hemos platicado con el Comisionado Presidente y con el staff es que a la luz del despegue, digamos, de la generación distribuida y lo que hemos visto en otros mercados, como por ejemplo en el de California o en el Reino Unido, es cómo podemos darle la emisión al almacenamiento ya como un instrumento por sí solo en el mercado, y que se le valore como tal, no únicamente asociado a la generación distribuida.

Guillermo García Alcocer: Yo creo que ahí tenemos que evaluar, Héctor, si es conveniente hacer una regulación específica; yo creo que, y a lo mejor también Marcelino también puede hacer algún comentario.

Este podría ser un servicio conexo, a lo mejor hasta ahí podríamos llegar, pero yo lo que he platicado con otros reguladores, he tenido oportunidad de reunirme con varios ahora hace como un mes, más o menos, en Estados Unidos, ellos están viendo que es algo que debe ser más o menos libre, pero esa es la apreciación que yo tengo, no sé si Marcelino o Jesús tengan otra apreciación.

Marcelino Madrigal Martínez: En las DACG de generación distribuida, por ejemplo, como ustedes pueden apreciar, ya incluimos que una instalación exenta puede incluir el almacenamiento; o sea, lo dejamos a la libertad del consumidor si él quiere almacenar energía, siempre y

cuando la capacidad instantánea combinada no supere los 500 kilowatts; lo que hicimos en ese instrumento fue básicamente no poner ninguna barrera.

Obviamente, al almacenamiento en caro, cualquier usuario decidirá si lo pone; nos preocupa que en los diagramitas del manual de la SENER no ponía un almacenamiento y si el que lo iba a interconectar, la CFE dice: -¡ah!, ¿tienes almacenamiento?, este ya no es un esquema tríptico, no te puede conectar-.

Entonces, quisimos evitar ese tipo de barreas, y, por lo tanto, de que el usuario decida si lo quiere hacer en generación neta exenta, distribuid; hacia futuro yo soy de la opinión personal que hay que ver si cualquier dispositivo da servicios de diferente índole y ese almacenamiento se le reconozca.

No es impulsarlo, sino quitar barreras, si hay algo que puede proveer un servicio, pues que se le reconozca; y yo creo que va a ser cuestión de que trabajemos o en un instrumento individual o en conjunto con el instrumento que tenemos pendiente de servicios conexos no comercializados en el mercado mayorista, pero son ideas muy todavía verdes, no tenemos un instrumento base, digamos.

Jorge Armando Gutiérrez Vera: Yo creo que ese es un tema de la mayor importancia, a raíz de los resultados de las subastas de marzo de 2015 y de septiembre de este año, en el sentido de que la gran mayoría de las ofertas fueron renovables intermitentes, y eso va a significar que en el muy corto plazo, digamos, al 2019 el CENACE puede tener problema con las renovables intermitentes, como ha sucedido en otros lugares del país.

Y, nosotros, hemos querido participar en las subastas con sistema de almacenamiento a base de baterías en magnitudes del orden de 50 megawatts, pero cuando platicamos con el CENACE sobre la forma en que sería retribuida esta inversión no hay un mecanismo; la legislación actual contempla exclusivamente lo que es demanda rodante de 10 minutos y de 30 minutos, pero el resto de los servicios conexos como arranque negro, control de frecuencia, control de voltaje, pues no lo considera para nada.

Y, yo creo, que estamos muy a tiempo como para que en el seno de este grupo de trabajo y de otros interesados podamos estudiar el caso sobre cuál sería la mejor forma de retribuir ese tipo de inversiones, que garantizarían potencia fija al sistema y que estoy seguro que el CENACE, así nos lo ha manifestado, lo vería con muy buenos ojos.

Intervención: Yo añadiría el soporte de reactivos.

Ingrid Gallo Montero: Estaba Salomón antes, perdón.

Salomón Camhaji Samra: Abundando un poquito más a lo que dice Jorge yo quisiera hacer notar, que las plantas hidroeléctricas que actualmente tiene México se han diseñado para trabajar con factores de planta del orden del 30 por ciento, y ¿por qué se han diseñado así?, pues se han diseñado así para poder trabajar, precisamente, colaborando a que el Sistema Eléctrico Nacional pueda balancear oferta y demanda permanentemente.

Entonces, las hidroeléctricas son una manera importante de almacenar energía, porque a través del agua se guarda energía potencial, que permite después ser usada en los momentos de mayor demanda; si uno ve los precios marginales que fueron publicados por el CENACE, horarios, ve uno que las variaciones que hay entre los distintos horarios de tipo intermedio y base, punta, intermedio y base son relativamente pequeñas.

Entonces, si esos precios son los que van a prevalecer para establecer tarifas eléctricas, pues es bien preocupante, porque viendo hacia el pasado si uno utilizara esos precios, entonces las hidroeléctricas en México se hubieran diseñado a menos de la mitad de su capacidad actual, y no hubieran podido contribuir a resolver los grandes problemas que se tienen el control y en el balance de la energía.

Entonces, los sistemas de almacenamiento que se utilizan en el mundo, más comúnmente, y si uno ve qué porcentaje son las hidroeléctricas, pues va a haber que hay más del 95 por ciento a nivel mundial, este problema se ha resuelto mediante prácticas, incluso, con sistemas de generación bombeo.

¿Qué quiere decir eso?, pues son proyectos hidroeléctricos, en donde se tiene un embalse, en donde se almacena agua, se genera en las horas de mayor demanda, se tiene otro embalse aguas abajo, en donde se bombea el agua otra vez hacia el embalse superior en las horas en donde la energía cuesta mucho menos.

Entonces, las hidroeléctricas son mucho más baratas que eso; y no hay, en lo que nosotros hemos visto, mecanismos que contribuyan a financiar el costo que las hidroeléctricas tienen, para poder apoyar al Sistema Eléctrico Nacional en las horas de mayor demanda, o sea, si se generaran, si se diseñaran las hidroeléctricas para que generen las 24 horas del día serían de mucho menos potencia.

No se requeriría invertir en presas, las presas serían mucho más pequeñitas, la inversión sería mucho menor y, entonces, no colaborarían a poder controlar el Sistema Eléctrico, no le ayudarían al CENACE a la labor que realiza.

Entonces, a mí me parece que se requiere de tener algún mecanismo, ya sea diferenciando las tarifas de punta y de base con una diferencia que haga factible eso o, como lo mencionó aquí Guillermo, con a través de servicios conexos, pero creo que sí se requiere para los que nos estamos dedicando a este tipo de proyectos en México, el de tener señales claras que os permitan saber, pues cómo vamos a diseñar estos proyectos hidroeléctricos.

Si los vamos a hacer para generen 24 horas y los vamos a hacer para que generen en la punta, porque finalmente cómo los vamos a financiar, para poderlos hacer realidad, entonces yo creo que es un tema que debe, ahorita que están ustedes viendo con cuidado el tema de tarifas, pues deben de estudiarlo con mucho cuidado, para no aplanar las tarifas, de manera que se desincentive el almacenamiento de energía, porque los problemas que va a tener el CENACE en el futuro van a hacer bien graves y el tratar de resolverlos cuando ya están presenten va a ser carísimo.

Ingrid Gallo Montero: Si quieren seguimos con el orden en que solicitaron la palabra.

Va el Comisionado Serrano, después Santiago y después Héctor.

Jesús Serano Landeros: Sí.

Nada más, y creo que va en línea con lo que decía el ingeniero Gutiérrez Vera y lo que dice Salomón; el enfoque que estamos así inicialmente tomando, justamente buscar que se retribuya, o sea, los servicios que preste como si fueran una caja negra, ya sea almacenamiento hidráulico, almacenamiento químico, que son las baterías, ver qué servicios prestan a la red, pues entregan energía, entregan y si se están adecuadamente identificando los servicios.

Entonces, por ejemplo, en el caso de la potencia si la entrega de energía en un tiempo tan corto, como parece ser de las baterías, es muy superior a la de las plantas que están en reserva rodante, que le llaman, pues si eso es un bien diferente para el sistema, lo valora diferente, pues que tengan precios diferenciados, pero no desde la regulación inducir mayor o menos energía hidráulica o mayor o menores baterías, simplemente que sea tecnológicamente neutra la regulación, pero que se retribuya adecuadamente todos los servicios que presta, ya sea un generador si presta respaldo, etcétera, pues que se retribuya igualmente, independientemente de la tecnología.

Justamente, para que lleguemos a la combinación óptima de, y si las plantas tienen que ser más grandes o más pequeñas, pues será resultado de la optimización de costos para el sistema.

Salomón Camhaji Samra: Lo que pasa es que son problemas diferentes, o sea, unos son los servicios, en donde respondes de forma inmediata y otros son los servicios que aportas, para poder suavizar los picos y quitar lo que llaman *peak shaving*, entonces son cosas distintas, y para poder poner las cosas en contexto, pues.

Jesús Serrano Landeros: Sí, son servicios distintos, era un poco lo que mencionaba yo antes, son servicios distintos, y, por tanto, corresponden remuneraciones distintas, en función del beneficio que aportan al sistema.

Ingrid Gallo Montero: Adelante.

Santiago, Consejero.

Héctor.

Héctor Alonso Olea Hernández: Sí.

Nada más aclarar que hay, en el análisis que hagan, considerar que ha dos tipos de funcionalidades de las baterías, una es las baterías que están *inside defense*, digamos, de las centrales donde lo que hacen es eficientar y la entrega de la energía propio, pero visto como parte de un equipo principal de la central, como podría hacer un inversor, una turbina, en fin.

Lo que hace es eficientar la forma en operar esa central, y tendrá sus mecanismos de retribución, pues que sea alrededor de esa eficiencia; y hay otro, que también cabe, no sé si sea factible, pero cabe también, que son centrales de almacenamiento aisladas de cualquier generador, que pudieran estar ahí para cuestiones de servicios conexos o estabilidad de sistema, en fin.

Otro tipo de características, que no están asociadas propiamente a una fuente de generación, entonces, digamos, son dos soluciones distintas a pesar de que es el mismo almacenamiento.

Ingrid Gallo Montero: Marcelino, adelante.

Marcelino Madrigal Martínez: Nada más es un trabajo que vamos a iniciar, nada más alertar de que algunos de los servicios conexos, que son fundamentales, por ejemplo y una hidroeléctrica puede aportar muy bien o una nueva tecnología de almacenamiento, como el control de frecuencia está descrito como servicios auxiliares dentro del mercado.

Nosotros vamos a recibir las reglas del mercado en enero, entonces es una articulación más compleja, porque tenemos que revisar servicios auxiliares en el mercado y los que no están en el mercado, y escribir una regulación que reconozca todos esos servicios, o sea, es que hay muchísimos.

El arbitraje de energía, ese ese puede hacer en el mercado, puedes aportar potencia, puedes aportar reactivos, puedes aportar control de frecuencia, tipo control automático de generación, que esa está en las

reglas del mercado, entonces hasta que no las tengamos lo vamos a revisar de manera integral; otra, puedes reducir necesidades de inversión en transmisión y distribución y hay que articularlo, la FEAR que en Estados Unidos dio un paso muy interesante, pero nada más alertarles de que va a requerir, es una articulación más grande porque ya tenemos reglas de mercado escritas.

Las de servicios auxiliares conexos, entonces vamos a tener que verlo en la integralidad, y seguro que vamos a escucharlos mucho y lo vamos a necesitar en los grupos de trabajo.

Ingrid Gallo Montero: Casiopea, adelante.

Casiopea Ramírez Melgar: Respecto al mecanismo de la metodología para el mecanismo de flexibilidad de la LTE quisiera pensar que detrás tendrá el espíritu de que no se active, que ha sido el objetivo, sólo para dejarlo claro, porque hay dos puntos que se tienen que definir por parte de la Comisión.

Uno es la metodología para determinar el precio implícito, que esté por debajo de los 60 UDIS; y la otra cómo definir suficientes CEL en el mercado para que no se active este mecanismo; como saben, hemos sido bastante activos en proponer, en tratar de proponer soluciones, a que haya más CEL en el mercado, a que se organicen diferentes esquemas para que los privados puedan tener acceso a CEL, a que se haga un precio diferenciado tal ve en las subastas, etcétera.

Y, bueno, algunos han dado frutos, hemos visto también bastantes buenas respuestas de los obligados de que ya están organizando sus procedimientos, etcétera, pero sí me gustaría saber si es que tienen o nos pueden compartir alguna impresión respecto a cómo piensan evaluar, cuáles son las medidas que han tomado los obligados para poder contratar estos certificados, y que por alguna razón no lleguen a poder contratar su obligación.

No sé si esto sería parte de esta metodología o si sería un paso adicional.

Jesús Serrano Landeros: No sería parte de esta metodología, sin embargo se está explorando con SENER un par de medidas

adicionales, justamente, para evitar esta escases de certificados y detonar el mecanismo; no quisiera anticipártelo por razones claras, de que si no resulta podemos generar expectativas equivocadas, pero sí estamos explorando con SENER un par de medidas adicionales, para evitar que se detone este mecanismo.

Y, dentro de, digo, yo espero en enero ya, al menos, una propuesta que se vaya a consulta, etcétera, como regulación; y la segunda, es que en términos de monitorear, pues tenemos los requisitos de cobertura que eso será un instrumento que nos permita dar seguimiento a cómo van esos compromisos, incluso años antes de que se deban de materializar.

Gracias.

Ingrid Gallo Montero: Pues, miren, yo creo que esto va a dar seguramente para varias mesas de trabajo sobre los temas, la intención que ahorita lo veremos un poquito más adelante es llevar a cabo dos reuniones del Consejo, que ahorita lo vemos formalmente en la agenda, al menos dos reuniones del Consejo en el ejercicio 2017, pero sin duda mesas de trabajo para temas específicos.

Adelante.

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: Sí.

Tenemos que recordar el hecho de que se habían promovido la ceración de los grupos de trabajo intermedios a las reuniones oficiales; creo que esta de nuestro lado el no haberlos promovido en el momento más álgido de la regulación, creo que hay que retomarlos; estábamos reuniéndonos no con los comisionados, pero sí con los funcionarios.

Ingrid Gallo Montero: Grupos técnicos.

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: Grupos técnicos casi mensualmente, casi marcamos la agenda nosotros, creo que esta de nuestro lado volverla a marcar y siempre han sido muy amables con nosotros y yo creo que.

Una cuestión que se había dejado, que se había mencionado, era la vinculación no con hidrocarburos, sino con gas natural.

Ingrid Gallo Montero: Lo traemos ahorita en la agenda, si quieren vamos, continuamos con los puntos; aprovecho aquí está José Luis Chávez Calva, va a estar al frente de todos los temas eléctricos de la Comisión, entonces creo que sería un buen conducto para las mesas técnicas, sin duda, poder retomarlas mensuales.

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: Con el grupo que se acaba de ir.

Gracias.

Ingrid Gallo Montero: Sí, ahorita vamos sobre ese tema.

Si quieren vamos hacia adelante con la agenda, sobre los temas propuestos por consejeros, pues no recibimos propuestas específicas por parte de ustedes, pero creo que esta discusión que se presta en la mesa da para, pues ir sacando estos temas que se acaban de…

Jorge Armando Gutiérrez Vera: ¿Podrían proponer otro tema?

Ingrid Gallo Montero: Por supuesto, adelante.

Jorge Armando Gutiérrez Vera: Nosotros en la parte de cogeneraciones estamos confrontando problemas al tratar de diseñar en la mejor forma posible los esquemas de cogeneración, que se basa en satisfacer el 100 por ciento de la carga térmica del usuario; eso generalmente origina que tengamos un excedente de potencia eléctrica, que hay que enviarlo a través de un bilateral o de alguna forma enviarlo a un socio a otro o a otra razón social del grupo o ajena.

En un contrato legado no tendríamos ningún problema, porque tenemos bien definido el porteo, sin embargo en el marco de la nueva legislación de la LIE la metodología, que publicó en noviembre de 2015 la CRE, habla de valores de porteo diferentes de los anteriores, para valores de más de 220 kilovolts y valores menores de 220 kilovolts y hace una diferenciación entre lo que es el generador y el consumidor.

Y, finalmente, da unos valores, que si bien son más altos que los contratos legados, el problema es que están indefinidos, a partir de 2019, y eso hace muy difícil que podamos financiar los proyectos; lo que

yo quisiera saber es si hay algún plan dentro del programa de trabajo de la CRE de 2017, para resolver ese problema, de esa incertidumbre en el porteo.

Ingrid Gallo Montero: Comisionado Madrigal.

Marcelino Madrigal Martínez: Sí.

Las tarifas de transmisión iniciales tienen una duración de tres años, no quiere decir que no va a haber tarifas el año cuatro, de hecho el año que entra estamos trabajando ya, para muy pronto, obviamente hasta que termine el año tres tener las tarifas de transmisión.

Ahora, la metodología anterior de porteo adolecía del mismo problema; o sea, tienes unos costos del sistema el costo total del sistema, que se tiene que actualizar conforme crece, y la red de transmisión, pues está creciendo tres, cuatro, cinco por ciento anual; hay muchas necesidades de crecer la red, por lo que sabemos de los renovables.

Entonces, yo no esperaría que en la nueva revisión tarifaria haya un cambio radical, sino que tiene que responder a las necesidades de cómo va creciendo la red, entonces de que va haber tarifa de transmisión, pues va a haber, igual que la distribución.

Esto es práctica internacional en todo el mundo, las tarifas de transmisión y distribución se publican por tres, cuatro años y se actualizan cada tres o cuatro años; ¿por qué no habría un cambio muy grande o muy bajo?, pues depende de cuánto crezca la red, y la idea aquí es que ojalá esa red crezca lo que tiene que crecer y que crezca al menor costo posible, de ahí la importancia de, pues las subastas de transmisión que vemos están despegando, ojalá así sea, pero tarifa de transmisión va a haber, de eso no se preocupen.

Casiopea Ramírez Melgar: A mí me gustaría proponer un par de temas adicionales.

Uno, es respecto a la medición de las cargas cuando no hay comunicación, que era un tema que ya habíamos traído a la mesa en sesiones anteriores y que recientemente la CRE emitió una resolución, en donde considera la estimación de mediciones en caso de no

comunicación, para seres calificados y suministradores calificados, pero no se considera el generador de intermediación, y, esto, deja completamente fuera a los legados.

Y, respecto a ese punto; todos los legados han seguido teniendo problemas de que no se les estima la medición en caso de que falle y, por lo tanto, se les considera que tuvieron cero producción o lo pueden entregar a energía sus cargas y esos genera un impacto económico en ellos.

La industria en general ha enviado comentarios, se han enviado solicitudes de confirmación de criterio para poder pedir, uno, que la Comisión se manifieste a favor o en contra o que nos diga cómo interpretamos las disposiciones que ha emitido la Comisión Federal de Electricidad, de manera unilateral; y la otra es solicitando que dentro de este criterio que hicieron para estimación de mediciones, para los usuarios calificados, también se incluya el GI, para de esta manera tener las estimaciones de manera diaria, y así al final del mes, pues pueda haber un pretexto de que no se contó con información para poder hacer la liquidación de todos los legados.

Y, el otro punto, es respecto al Décimo Tercer Transitorio de la LIE, de la vigencia de los legados, que hubo bastante controversia en el sector respecto a cuál sería el plazo de ampliación, para considerar que un legado puede seguir, puede firmar su contrato de interconexión.

Hay posturas bastante encontradas, entendemos que ahora está en etapa final de revisión, sin embargo sí solicitaría considerar una acotación a los plazos de fuerza mayor y también a los niveles de inversión solicitados, para conceder la extensión del plazo, esto porque impacta de dos maneras, principalmente.

En términos del acaparamiento de infraestructura de transmisión, ya que sabemos que hay muchos proyectos que han concretado sus contratos de interconexión, sin embargo no se han realizado y eso está generando un cuello de botella en cuanto a saber, efectivamente, cuánta es la capacidad disponible de transmisión, para nuevas inversiones; y, respecto también a la meta de certificados, que hasta que no esté definido exactamente cuánta energía se va a quedar como

legada no se podría definir a ciencia cierta cuántos CEL se van a necesitar, para los siguientes periodos.

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: Quisiera preguntar, nada más por ahí en la agenda regulatoria creo, Alejandro, mencionaste, criterios de eficiencia y criterios de distribución, y también traía el tema la revisión de las tarifas o la determinación de tarifas, a partir del siguiente trienio, si esto ya viene incorporado, no hablando de transmisión y distribución, como servicios de transportación para los generadores, sino utilidades propias.

Si ya viene con los criterios de eficiencia que llevarían, eventualmente, a poder ofrecer paquetes de prestación de servicios de privados dentro de estas áreas de actividad.

Es decir, en la ley hablaba de que se iban a fijar ciertos criterios de eficiencia y sistemas de transmisión y distribución; en caso de que el proveedor actual, el estado y su agente, Comisión Federal de Electricidad, no cumpliera con ellos se podría abrir la actividad contrato de servicios de privados.

La pregunta que hago es si dentro de estos criterios de eficiencia y sistemas de distribución ya se está atendiendo hacia fijar esos parámetros de eficiencia del servicio de la Comisión Federal de Electricidad en este caso, para las áreas de redes, ¿ya está en ese camino?

Marcelino Madrigal Martínez: No.

En este último, y sé, Eduardo, a qué te refieres, pero es una atribución de SENER y Hacienda; que si las empresas que emanan de la CFE no cumplen con ciertos criterios de rendimiento tú puedes, una red, pudieras solicitar que la gestione un tercero, eso es una atribución de SENER.

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: De Hacienda, pero ¿la fijación de parámetros técnicos?

Marcelino Madrigal Martínez: Que yo sepa no hemos escuchado nada de Hacienda y de SENER de que nos tengamos que pronunciar al respecto, pero es una atribución de Hacienda y SENER.

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: Pero el otorgamiento de los contratos o la determinación de buscar un tercero, pero la parte técnica no creo que haya.

Marcelino Madrigal Martínez: No, no hemos trabajado al respecto, porque la atribución principal es si una empresa de distribución no está cumplimiento con ciertos criterios de operar la red, pérdidas, pero son principalmente financieros, tanto Hacienda como SENER pueden definir: -¿sabes qué?, esta red ya que la gestione un tercero, un contrato de *management*-.

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: Okey, pero la parte técnica no es algo que usted ese trabajando.

Marcelino Madrigal Martínez: No, las disposiciones de transmisión y distribución ya dicen los criterios con los que debe de cumplir un transmisor y un transportista, sea quien sea, y si es un privado, si es un público tiene que cumplir con esa disposición; eso ya está emitido, esas ya están; tenemos…

Acuérdense, las disposiciones de distribución son muy claras, en cuanto a las interrupciones máximas que puede tener un distribuidor, los tiempos de atención a un usuario, el SAIFI el SAIRI, todos eso está ya regulado en las disposiciones, ya están.

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: Okey.

¿A qué se referiría el criterio de eficiencia y sistema de distribución que se habló para el primer trimestre?

Guillermo García Alcocer: No, a ver, ¿pueden poner la lámina?

Bueno, ahí la idea es yo creo que podemos compartirles una fichita técnica que elaboramos para cada proyecto.

Marcelino Madrigal Martínez: ¡Ah!, ¿tú dices es el de abajo, evaluación, beneficio neto?

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: Sí.

Marcelino Madrigal Martínez: ¡Ah!, ya.

Okey.

Ese es el tema el siguiente.

Cuando alguien construye una obra de interconexión por su cuenta la ley menciona de que si hubiera un beneficio de esa obra él pudiera recibir una compensación de eso, pero eso habla específicamente de expansiones a riesgo, es otro tema.

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: Ya, es cuando es una solución individual, que, ya.

Okey, gracias.

Héctor Alonso Olea Hernández: Perdón, nada más para regresar con el punto que mencionaba Casiopea sobre los contratos legados; hay toda una pena muy grande o una cantidad muy grande de permisos legados en pequeña producción, que definitivamente que, dadas las condiciones que tenemos de precios marginales no se van a llevar a cabo.

Entonces, yo creo que como primera medida, *across the world,* habría que revisar esos y eliminarlos definitivamente, porque no veo que para las siguientes dos semanas se puede justificar que hay una inversión en pequeña producción de permisos de pequeña producción, y eso sin duda desahogará mucha capacidad que está reservada en transmisión, reservada para esos permisos, que no tienen ningún sentido económico.

Guillermo García Alcocer: Pero ahí tenemos que esperar, Héctor, a que cumpla el plazo, el plazo se termina, de hecho, habilitamos ya días para recibir hasta el propio 31 de diciembre la demostración, y la verdad es que ahí hicimos un trabajo, me parece, muy interesante de establecer

esos criterios, para identificar lo que es un proyecto de papel de uno que sí le han metido inversión.

Y, un poco, la intención es, pues no castigar a quien va avanzando, y que tiene además una posibilidad por ley de tener esa prórroga; hay que recordar que la ley, también, establece que si no está operando para el 2019, pues ahí vuelven a perder, ese es el cierre definitivo de este tema, y un poco lo que hemos platicado en, pues, los comisiones es, que en este caso, pues vamos a dar, ese lineamiento ya lo publicamos, y, pues, en diciembre daremos el corte de caja, tal cual lo establece la ley.

Perdón, Salomón.

Salomón Camhaji Samra: Ya se han avanzado los proyectos que tengan causa de fuerza mayor.

Guillermo García Alcocer: Yo les pediría, y sí es una petición a la industria, a todos, tratemos de no caer en ese supuesto, porque a los abogados de aquí, tenemos uno muy connotado, nos han transmitido que es un elemento que genera, pues una cierta discrecionalidad o una cierta interpretación.

¿Qué quiere decir causa de fuerza mayor?, y creo que es así como la última de las últimas salidas, y yo creo que le dimos bastantes espacios en el lineamiento para probar que si, entiendo yo, Jesús, que dejamos que el desarrollo, la de inversión en por ejemplo en estudios, no necesariamente es la inversión fija la que se va a estar cuantificando si ya la empezaste a trabajar.

Generalmente, cuando empiezas a poner bardas, empiezas a poner, digamos, fierros, equipos, pues ya hiciste una serie de estudios, una serie de inversiones, que esas forman parte del activo, pues de la propia empresa.

Salomón Camhaji Samra: Bueno, en el caso nuestro es la fuerza mayor es un amparo, que nos ponen ONG y que obligan a enfrentar a un juicio, y además pues no nos demandan a nosotros, los demandan a ustedes, demandan.

Guillermo García Alcocer: El Comisionado abogado.

Guillermo Pineda Bernal: Sí.

Yo recuerdo el caso con mucha atención, y ahí, si no mal recuerdo, ustedes vinieron en audiencia y se les dijo cómo podría solucionarse esa situación; al parecer, y esperemos que así sea, solamente es el caso de ustedes en lo particular, y desde luego tiene una salida jurídica, que ya en la misma audiencia se les había comentado.

O sea, no es una situación genérica, entendemos que eso sí es una situación que está ajena a la voluntad propia de la empresa, porque hay un amparo y tenemos que esperar a que se resuelta, simplemente es un caso particular que, desde luego, tiene una solución jurídica para que no caigan en eso.

Lo que se interpreta y lo que se ha querido es, precisamente, evitar la generalidad en que se utilice la palabra fuerza mayor indiscriminadamente, para salvar la obligación del 31 de diciembre, nada más.

Salomón Camhaji Samra: Otro comentario sugerencia que tengo a lo que planteó también Casiopea, en relación al problema de comunicación en los medidores, y que ocasiona pues problemas serios que nosotros también hemos enfrentado; la CFE de todas maneras tiene que leer los medidores, y ellos siempre lo hacen a tiempo.

Entonces, yo sugeriría que se dejara una opción, para que los generadores pudieran pactar con la CFE el que fuera el servicio de lectura y que en lugar de que sea justo al final del mes, pues que se haga un mes después, pero creo que sería un mal muchísimo menor el tener una lectura un mes después, que no tener lectura y no tener porteo.

Entonces, me parece que esa debería de ser una opción, en donde la CFE además cobre por ese servicio de medición, que no obliguen a hacer gastos innecesarios en un montón de cosas de comunicaciones y de cosas que no funcionan, y que sea una solución mucho más práctica.

Ingrid Gallo Montero: Adelante, Marcelino.

Marcelino Madrigal Martínez: Le comento, ingeniero, muy bueno su comentario.

En el tema de comunicación, como usted lo mencionó y nosotros solicitamos a la CFE que viniera a hacer una especie de comparecencia con nosotros, los usuarios de CFE nunca han tenido un problema, siempre se les mide, tienen su sistema de comunicación, entonces lo que vamos a hacer, que es parte integral no sólo de la norma esta de medición.

En el sistema de quién es responsable de enviar el dato. Enviar el dato es una actividad de medición, para evitar este tipo de barreras y un poco la diferencia de lo que usted nos comenta, otros permisionarios dicen: -déjame si yo lo puedo hacer y enviar el dato con los requisitos que tú me pidan de seguridad yo lo hago, porque no me voy a esperar a que la CFE me lo diga-.

A otros les puede convenir pedirle a la CFE que les lleve el dato, lo que queremos lograr en esta regulación es que sea flexible, que no nos atemos a ninguna tecnología, siempre y cuando cumpla con los requisitos de seguridad de ese dato que sí es, pues todos lo sabemos, es importante que ese dato no se altere en el camino.

Entonces, vamos a dar a esa flexibilidad, esperemos que así sea, de que si usted quiere construir su canal desde su medidor hasta donde le tiene que entregar el dato a CFE, y después ellos lo llevan, usted lo haga o si CFE se lo quiere hacer que se lo haga, pero evitar ese círculo de que CFE le dice: -me voy a tardar, no tengo comunicación-, y sus usuarios nunca tienen problema.

Queremos dar esa flexibilidad, no en todas las partes del país hay la misma disponibilidad de diferentes medios de comunicación, parece que la tecnología celular en el D.F. es un problema, eso no sucede, como yo siempre digo, en mi pueblo, yo leo el New York Times con GSM, perfecto, y así nos lo han dicho algunos: -yo me puedo conectar a internet, yo mando ese dato, yo puedo poner ese canal-.

Entonces, queremos dar esa flexibilidad a miras de evitar barreras y que sea un sistema que se pueda comunicar, eso es lo que estamos

haciendo; les comento, son varios instrumentos, hay un manual de tecnologías de la información, las DACG de suministro, que ahí dice quién es responsable de medición y esto es lo que vamos a embonar para que en enero esto quede ya completamente resuelto, el tema de la comunicación en el 2012 debería ser un problema enviar un dato a ninguna parte del mundo, pero en 2016, perdón, ya estamos en 2016.

Entonces, eso lo vamos a resolver.

Salomón Camhaji Samra: Una alternativa sería que se pueda contratar a la misma CFE y que ellos lo hagan.

Ingrid Gallo Montero: Muy bien.

Pues si quieren seguimos con la agenda, tenemos el seguimiento de acuerdos de la Segunda Sesión Ordinaria de 2015, justamente, quedó pendiente el acuerdo que comentaba el Consejero Andrade, de organizar las mesas de trabajo conjuntas con los grupos de electricidad e hidrocarburos; este mismo acuerdo se presentó en el Consejo que acaba de celebrarse.

Si están de acuerdo convocaremos a una mesa de trabajo conjunta a inicios de 2017, para que vayamos trabajando en los temas que se quedaron pendientes.

De esta sesión yo creo que derivan dos acuerdos específicos, uno es convocarlos a reuniones de trabajo para incorporar sus comentarios en el nuevo reglamento en materia de aportaciones, y la segunda es remar las mesas técnicas con los consejeros y el staff, liderados por José Luis Chávez por parte de la Comisión, para ir avanzando con otro más.

Guillermo García Alcocer: Nada más una precisión.

No será un reglamento, va a ser.

Ingrid Gallo Montero: Es una DACG, va a ser una DACG.

Guillermo García Alcocer: Que remplaza el reglamento.

Ingrid Gallo Montero: Así es.

En el siguiente punto del Orden del Día les queremos presentar el calendario de sesiones ordinarias para 2017; como les comentamos, la intención es hacer al menos las dos del año, estamos proponiendo que sean en mayo y noviembre, que serán convocadas con los 10 días de anticipación que corresponden.

Si están de acuerdo así lo haremos.

Y, pasaríamos al siguiente punto del Orden del Día, que es asuntos generales, si hubiera algún tema en particular que alguien quisiera plantear.

Eduardo Jesús Andrade Iturribaría: Agradecer a la Comisión la opinión sobre los contratos legados de comunicación, que me comunicaba el consejero Madrigal, que está ya publicada, responden precisamente a lo que se había propuesto.

Muchas gracias.

Ingrid Gallo Montero: Muy bien.

Al contrario, gracias.

Guillermo García Alcocer: Ahora está en cancha de SENER un poquito.

Muy bien.

Pues yo creo que si no hubiera más comentarios, pues cerraríamos la mesa.

Son las 12 con 10, acabamos los trabajos.

Yo los quería invitar a ver si nos paramos allá enfrente y nos toman una foto.

Muchas gracias.

ooOoo