



Consejo de Administración del Centro Nacional de Control del Gas Natural

Acta de la Cuadragésima Cuarta Sesión Ordinaria

En la Ciudad de México, siendo las 11:01 horas del día 8 de junio de 2021, se reunieron en la Sala del Consejo del Centro Nacional de Control del Gas Natural (CENAGAS), ubicada en Avenida Insurgentes Sur No. 838, piso 9, Colonia Del Valle, Alcaldía Benito Juárez, para celebrar la Sesión 44 Ordinaria del Consejo de Administración del CENAGAS, los miembros e invitados del Consejo de Administración, que más adelante se mencionan, con las representaciones que también se especifican:

Lista de asistencia y verificación del quórum legal.

De conformidad con lo establecido en el artículo décimo octavo del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, asistieron los siguientes miembros del Consejo:

- **POR UN MEDIO DE TELECOMUNICACIÓN O TELECONFERENCIA:**

Ing. Miguel Ángel Maciel Torres, Subsecretario de Hidrocarburos de la Secretaría de Energía (SENER), en su carácter de Presidente del Consejo de Administración del CENAGAS e **Ing. Víctor David Palacios Gutiérrez**, Director General de Gas Natural y Petroquímicos de la SENER, en su carácter de Representante Suplente; **Mtro. Adán Enrique García Ramos**, Director General de Política de Ingresos No Tributarios de la Secretaría de Hacienda y Crédito Público (SHCP), en su carácter de Representante Suplente; **Dr. Marcos Santiago Ávalos Bracho**, Director General de Contenido Nacional y Fomento en el Sector Energético de la Secretaría de Economía (SE), en su carácter de Representante Suplente y **Lic. María Magdalena Carral Cuevas**, en su carácter de Consejera Independiente.

También se encontraba presente en representación de la Secretaría de la Función Pública (SFP) el **Ing. Juan Edmundo Granados Nieto**, Comisario Público Suplente.

La **Licenciada Leslie Mónica Garibo Puga** asistió en su carácter de Secretaria del Consejo de Administración del CENAGAS.



Participó con el carácter de Invitado Permanente, el Director General del Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), **Lic. Carlos Gonzalo Meléndez Román**.

• **DE FORMA PRESENCIAL:**

Asistió con el carácter de Invitado permanente el **Mtro. Abraham David Alipi Mena**, Director General del CENAGAS.

También participó con el carácter de Invitada la **Mtra. María Emma Villar González**, Titular del Órgano Interno de Control en el CENAGAS (OIC).

El **Licenciado Héctor Hugo Gutiérrez Montiel** asistió en su carácter de Prosecretario del Consejo de Administración del CENAGAS.

Participaron, los Jefes de Unidad del CENAGAS:

- **Ing. Felipe Villarreal Medrano**, Jefe de la Unidad de Asuntos Jurídicos,
- **Ing. Alberto Gutiérrez Rivera**, Jefe de la Unidad de Tecnologías Operacionales y de Información,
- **Lic. Rosa Elena Torres Ortiz**, Jefa de la Unidad de Gestión Técnica y Planeación,
- **Pedro Vidal Bocanegra**, Director Ejecutivo de Recursos Financieros y Encargado de Despacho de la Unidad de Administración y Finanzas, y
- **Mtro. Pablo Antonio Melo Caraza**, Jefe de la Unidad de Asuntos Jurídicos.

Verificado el quórum legal para celebrar válidamente esta sesión, el Presidente del Consejo de Administración dio la bienvenida a todos los asistentes y procedió a dar lectura al siguiente:

Orden del Día

- I. Aprobación de Actas
- II. Informe de la Dirección General
- III. Asuntos para Autorización del Consejo
 - III.1 Primera Revisión Anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024

[Handwritten signatures in blue ink]



- III.2 Informe de Autoevaluación correspondiente al segundo semestre de 2020 y opinión de los Comisarios Públicos
- III.3 Estados Financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2020
- IV. Asuntos para Conocimiento del Consejo
 - IV.1 Rehabilitación de la EC Chinameca y adecuación de la flexibilidad operativa de manejo bidireccional de gas de Sur a Norte y de Norte a Sur
 - IV.2 Modelación hidráulica del Sistema Nacional de Gasoductos 2020-2024
 - IV.3 Intervenciones y Gas de balanceo en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
 - IV.4 Avances en Proyectos de Almacenamiento
 - IV.5 Avances en los proyectos de Tecnologías Operacionales
- V. Seguimiento de Acuerdos
- VI. Asuntos Generales

Al término de la lectura del orden del día, el **Ing. Juan Edmundo Granados Nieto** comentó que sugería eliminar el punto IV.5, relativo a avances en los proyectos de tecnología operaciones, debido a que ese tema ya se trata en el informe de la Dirección General, excepto que, si los consejeros quisieran tratarlo en forma específica, pues se dejará el Orden del Día.

Por lo anterior, el **Ing. Miguel Ángel Maciel Torres**, Presidente del Consejo de Administración, preguntó a los Señores consejeros, que se encontraba sujeto a su opinión y que de parte del ingeniero Palacios, estaba de acuerdo en que se elimine. Por su parte, el resto de los consejeros manifestaron estar de acuerdo con la eliminación del punto IV.5 del Orden del Día.

Al no haber más comentarios, los miembros del Consejo adoptaron por unanimidad de votos el siguiente:

Acuerdo CA-022/2021

El Consejo de Administración **aprueba** el siguiente Orden del Día para la sesión:

- I. Aprobación de Actas
- II. Informe de la Dirección General



- III. Asuntos para Autorización del Consejo
 - III.1 Informe de Autoevaluación correspondiente al segundo semestre de 2020 y opinión de los Comisarios Públicos
 - III.2 Estados Financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2020
- IV. Asuntos para Conocimiento del Consejo
 - IV.1 Rehabilitación de la EC Chinameca y adecuación de la flexibilidad operativa de manejo bidireccional de gas de Sur a Norte y de Norte a Sur
 - IV.2 Modelación hidráulica del Sistema Nacional de Gasoductos 2020-2024
 - IV.3 Intervenciones y Gas de balanceo en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural
 - IV.4 Avances en Proyectos de Almacenamiento
 - IV.5 Propuesta Primera Revisión Anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024
- V. Seguimiento de Acuerdos
- VI. Asuntos Generales

I. Aprobación de Actas

A continuación, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres, Presidente del Consejo de Administración, comentó que como sabían, el material se encontraba a su disposición, y que él solicitaría la dispensa de la lectura y se iría directamente a los acuerdos. Por su parte, el Ing. Juan Edmundo Granados Nieto comentó que tenía un comentario en relación con las actas, y que lo que sugerían era que en relación con el acta de la Sesión 43 en el primer párrafo, había un error mecanográfico: Dice: "para celebrar la Sesión 42", debe decir: "para celebrar la Sesión 43" y que era su comentario.

En consecuencia, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres comentó que se haría la corrección correspondiente, señor Director.

Por lo anterior, la Secretaria del Consejo, Lic. Leslie Mónica Garibo Puga sometió a consideración de los miembros del Órgano Colegiado la aprobación de las actas correspondientes a las sesiones 42 Ordinaria y 43 extraordinaria, celebradas los días 9 de marzo y 6 de abril de 2021, respectivamente.



Al no haber más comentarios, los miembros del Consejo adoptaron por unanimidad de votos el siguiente:

Acuerdo CA-023/2021

Con fundamento en el artículo 22 del Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control del Gas Natural, el Consejo de Administración **aprueba** las actas correspondientes a las sesiones 42 Ordinaria y 43 extraordinaria, celebradas los días 9 de marzo y 6 de abril de 2021, respectivamente.

II. Asuntos para Autorización del Consejo

II.1 Informe anual de la Gestión del Centro 2020 que presenta la Dirección General

Acto seguido, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres, Presidente del Consejo de Administración, cedió la palabra al Director General del CENAGAS. Por lo anterior, el Mtro. Abraham David Alipi Mena mencionó, que con fundamento en el Artículo 16°, Fracción VII del decreto por el cual se crea el Centro Nacional, así como el Artículo 13, Fracción I, del estatuto orgánica del mismo Centro, el Consejo de Administración toma conocimiento del informe de la Dirección General, respecto de las actividades realizadas durante el periodo enero-mayo de 2021.

Asimismo, señaló que el Informe anual de la Gestión del Centro 2020 presentado por la Dirección General, fue incorporado a la carpeta de Consejo que fue remitida a los miembros del Consejo de Administración en tiempo y forma para su revisión.

A continuación, el Mtro. Abraham David Alipi Mena, cedió la palabra al Mtro. Pedro Vidal Bocanegra, quien comenzó presentando el estado de actividades al 31 de marzo del 2021 y que el resultado del primer trimestre del 2021 era de 799 millones de pesos, el cual es inferior en un 61.5 por ciento respecto al mismo periodo del 2020.



Manifestó, que lo anterior obedecía a que en el ejercicio anterior se reconoció como ingreso la cancelación del pasivo de mil 543 millones de pesos, derivado de la resolución RS/014/2020 de la CRE y que ése era el motivo por el cual la variación.

Respecto al balance en general consolidado al 31 de marzo, comentó que el activo total al primer trimestre del 2021 tuvo una reducción del 0.3 por ciento, respecto al mismo trimestre del 2020 y que las principales variaciones en el activo eran las siguientes: las inversiones, otros derechos de recibir y el importe construcciones en procesos de bienes propios.

Comentó que se tenía en el 2020, 933 millones de pesos; en el 2021, se tenían presupuestos de mil 879 millones de pesos y que en lo que eran pasivos y patrimonio, el pasivo había disminuido un 13 por ciento.

El Mtro. Pedro Vidal Bocanegra señaló que en el 2020 se pagaron a servicios de operación y mantenimiento correspondiente al ejercicio 2021, o sea, de manera adelantada logística, por lo que, al 31 de marzo de 2021, no se reconocía deuda por este concepto.

Por su parte, el Dr. Marcos Santiago Ávalos Bracho comentó que se había perdido un poco y que, si ya se estaba en el tema del informe, o que si ya se estaba en el tema para autorización. A lo anterior, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres contestó que lo que entendía, era que se estaba en el informe de la Dirección General y que no se había pasado al punto III y se estaba platicando algunos puntos importantes del informe, a lo que el Mtro. Abraham David Alipi Mena señaló que era afirmativo.

A continuación, el Mtro. Pedro Vidal Bocanegra comentó que la situación presupuestal al 31 de marzo, el rubro de ingresos ascendía al primer trimestre en 3.7 millones de pesos, representando el 61.5 por ciento respecto al presupuesto programado.

Comentó que la principal variación se había registrado en el rubro a la recuperación del gasto efectuado por el concepto de gas natural para balanceo, toda vez que en el primer trimestre se habían estimado aproximadamente mil 500 millones de pesos. Sin embargo, a la fecha se registró un ingreso de menos 146 millones de pesos, lo que se considera devoluciones correspondientes a penalizaciones del 2020 y que ése era el principal concepto.



Continuó exponiendo que en lo que era al cierre del primer trimestre, el presupuesto modificado ascendía a 28 mil 623 millones de pesos con un presupuesto comprometido de 23 mil 471 millones de pesos, y un monto pagado de 4 mil 362 millones de pesos. Lo anterior, representa un avance presupuestal del 82 por ciento anual, y un 57.5 por ciento al cierre al 31 de marzo del 2021.

Informó que los principales aspectos del ejercicio, el gasto eran los siguientes:

El Capítulo 1000, que eran los servicios personales. El Capítulo 2000, materiales y suministros. La operación y que este capítulo se encontraba integrado en un 92 por ciento con los recursos programados para la compra de gas natural para el desbalanceo, por lo que la operación normal de CENAGAS se disponía de 515 millones de pesos en un momento de requerirse.

En el Capítulo 3000, que son servicios generales, se tenía un compromiso anual de 15 mil 744 millones de pesos que representaba un 85 por ciento del presupuesto modificado.

Comentó, que en el periodo se había pagado 77 por ciento del presupuesto programado y que esa variación obedecía principalmente al desfase natural entre el proceso de facturación y el pago en el que se ha reflejado en los sistemas.

En el Capítulo 5000, corresponde a bienes muebles, inmuebles e intangibles. Capítulo 6000, que era la inversión pública, en lo que corresponde al gasto de inversión, se tenía un presupuesto modificado de 3 mil 279 millones de pesos, que era el Capítulo 5000 y 6000, mismo que al cierre del periodo se tenía comprometidos mil 332 millones de pesos, es decir, un avance del 40 por ciento anual y un presupuesto pagado de 363 millones de pesos.

Por otra parte, comentó que las carteras de inversión en la cual se erogarán esos recursos, son lo que era el Sistema Supervisor de Control y Adquisición, lo que es el sistema SCADA, son los principales proyectos, que tienen cada una de las unidades operativas del CENAGAS.

Lo que representa el flujo presupuestal, comentó que se obtuvo un balance primario de 300 millones de pesos, que considerando la disponibilidad inicial, las operaciones ajenas resultaban en una disponibilidad financiera de 800 millones de pesos.



Asimismo, informó que se tenía un ingreso programado de 7 mil 500 millones, un recuperado o pagado de 4 mil 600, lo que daba una diferencia de 2 mil 900 millones de pesos, que representa un avance del 61 por ciento.

Por su parte, el Ing. Víctor David Palacios Gutiérrez preguntó ahora que se estaba platicando, tomar el incidente que ocurrió en Pajaritos, la ruptura del ducto, propiedad de CENAGAS, ¿ahí aplica póliza de seguro?, ¿se tenía contratada póliza de seguro?, a lo que el Mtro. Abraham David Alipi Mena respondió que sí, que el incidente de Pajaritos no estaba dentro de instalaciones del Centro, ni del permiso del Centro y que no había quedado afectado el Centro, ni se había pagado nada.

El Ing. Víctor David Palacios Gutiérrez preguntó que, si tenía CENAGAS contratado su seguro, a lo que el Mtro. Abraham David Alipi Mena respondió que sí, que los seguros sí se tenían contratados.

También el Ing. Víctor David Palacios Gutiérrez comentó que en el reporte que se estaba presentando, venía incluido lo de los seguros y preguntó que ¿en qué renglón caía?. A lo anterior, el Mtro. Abraham David Alipi Mena respondió que no había entendido por qué no se escuchó bien.

En ese sentido, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres señaló que en la tabla que se estaba presentando, ¿en qué renglón del gasto, en mil, 2 mil, en 3 mil?, ¿dónde caían las pólizas?, a lo que el Mtro. Abraham David Alipi Mena respondió que, en el mil, entraba en el renglón de los miles, ahí entraban los que son los seguros.

Por lo anterior, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres le pidió al Mtro. Abraham David Alipi Mena que le enviaran al ingeniero Palacios esa aclaración y a los señores consejeros que así lo requieran.

Acto seguido, el Mtro. Pedro Vidal Bocanegra continuó con su exposición y señaló que en lo que era el rubro de adquisiciones, arrendamientos y servicios, en el periodo se había hecho adquisiciones, arrendamientos y servicios y que se habían celebrado 33 contratos, comprometiendo un presupuesto de 194 millones de pesos. Concluyó informando que entre los más importantes, estaba el servicio de una póliza de seguros de bienes patrimoniales por 170 millones de pesos, el servicio de vigilancia intramuros en las oficinas corporativas y el arrendamiento, instalación de dormitorios móviles para el personal que proporciona seguridad física en las instalaciones de compresión en



Ramones, Santa Catarina, Coahuila y en las instalaciones de medición de Cactus por 2 millones de pesos.

Por otra parte, la Lic. Rosa Elena Torres Ortiz, Jefa de la Unidad de Gestión Técnica y Planeación comenzó su participación informando que se habían llevado a cabo intervenciones durante los meses de enero, febrero, marzo y abril.

Asimismo, señaló cuáles fueron los días de intervenciones, los cuales para los primeros tres meses mencionados se estaba con una plena recuperación de los ingresos o del costo de la compra de molécula y, que justamente, en el mes de abril se había concluido ya el análisis de lo que eran los desbalances para la transferencia de la compra del valor de la molécula a esos usuarios, en los cuales comentó que se había encontrado que el monto por desbalances, en ese caso sería insuficiente para lo que era el pago de la intervención realizada.

Manifestó que ese déficit se debía a que, justamente, se tendría que estar buscando la recuperación de la totalidad de esos montos erogados por la compra de gas natural para balanceo, en el cual se había estado trabajando con la Secretaría de Energía y la Comisión Reguladora de Energía con distintas alternativas en las cuales se iba a buscar la recuperación total.

Continuó señalando que una de las alternativas sería incrementar el precio a los usuarios que fueron atribuibles a los desbalances o, por el otro lado, también sería a través de la recuperación de los servicios de transporte en base interrumpible que se tuvieron para ese mes.

Manifestó que de lo que se estaba hablando de la diferencia era de alrededor de 40 millones, lo cual, justamente, se estaba buscando obviamente que eso no se viera reflejado en el estado de resultados por parte de CENAGAS y que entonces, seguían en negociaciones con CRE y con la Secretaría de Energía para garantizar la recuperación de esas intervenciones y que más adelante les estaría platicando las causas y los precios al cual fue sujeto la compra de gas para, en específico para el mes de abril.

La Lic. Rosa Elena Torres Ortiz, comentó que en el caso del cobro de las penalizaciones y adeudo, conforme y en cumplimiento a lo decretado por la Comisión Reguladora de Energía, sobre la inaplicabilidad de las penalizaciones por intervenciones y por incumplimientos a las cantidades



programadas, se había hecho la devolución por parte del Centro, justamente a lo que correspondió a los meses de marzo y abril, los cuales se había estado ya concretando y aplicando conforme a lo instruido y que quedaban todavía algunos procesos pendientes de facturar, y que iba más hacia lo que era el cobro por desbalances de compra de molécula del mes de abril, como acababa de mencionar.

Por otra parte, la Lic. Rosa Elena Torres Ortiz comentó que, en el caso de pago de transportistas, la UGTP cumplía también con las acciones necesarias para llevar en tiempo y forma el pago correspondiente a la reserva de capacidad de transporte a los siete sistemas de transporte que integran el SISTRANGAS, y que finalmente eso se había llevado hasta el incumplimiento hasta el mes de mayo, y que finalmente se estaría retribuyéndolo como se hacía mes con mes y lo que estamos viendo es, justamente, el pago total, efectuado por parte del centro a los siete sistemas ya mencionados, los montos y que esto pues se ha cumplido de enero a abril y estamos en proceso de hacerlo para mayo.

Asimismo, comentó que existía una iniciativa por parte de la Unidad de Gestión y que era la modificación de los términos y condiciones para la prestación del servicio del SISTRANGAS. Lo anterior, manifestó que se ha planteado ante la Secretaría de Energía, en la cual se han trabajado distintas modificaciones que les iban a poder administrar de una manera más transparente y flexible, todo aquello que tenía que ver con las reglas de balance, todo lo que tenía que ver con la parte de asignaciones de capacidad y la parte de ciclos de transporte y también la mejora en lo que era, en los servicios y formato, y la solicitud de servicio y el formato que aplica esa solicitud, y que lo anterior impacte en lo que eran las factibilidades de transporte y la venta de capacidad.

Señaló que continuarían trabajando y que urgía que se establezcan las mesas con la Comisión Reguladora de Energía, para poder contar con ese instrumento aprobado lo más pronto posible. También comentó, que como parte de los acuerdos que se habían venido mencionando a lo largo de distintas mesas de trabajo con la Secretaría de Energía, habían estado también presentado una iniciativa por parte del Centro, lo que era el reintegro de ingresos por parte del servicio en base interrumpible, lo cual se había realizado y enfocado para lo que eran proyectos de inversión y se estaban reportando los ingresos obtenidos por el concepto de ese servicio y, posteriormente estarían presentando abril con la modificación que estaban sugiriendo que era parte de esos ingresos del



mes de abril y que se estarían utilizando para lo que era recuperar la diferencia en la intervención que se había llevado a cabo en el mes de abril.

Por otra parte, la Lic. Rosa Elena Torres Ortiz comentó que, en la parte de cumplimiento regulatorio, parte de lo que eran las obligaciones asociadas a todo lo que tenía que ver con el permiso de gestión independiente, se había llevado su cumplimiento en tiempo y forma conforme a lo sujeto en la regulación emitida para esas actividades.

También vamos a hablar profundamente de lo que ha sido la cronología y las actividades, y las acciones que se han estado elaborando para lo que es la primera revisión anual del plan quinquenal, el cual pues es materia de aprobación de este Consejo y quizás, no me tomo más tiempo aquí, sino lo hablamos en la sesión correspondiente.

Por su parte, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres señaló que tenía un comentario del porqué para aprobación si era una versión preliminar, a lo cual la Lic. Rosa Elena Torres Ortiz comentó que la aprobación era justamente para poder presentar a la SENER el plan quinquenal, la primera revisión del plan quinquenal, el cual ya contaba con la opinión calificada por parte de la Comisión Reguladora.

Asimismo, comentó que se hablaba de un tema preliminar porque finalmente se requería hacerles la presentación y que sea SENER quien lo apruebe y lo publique. A lo anterior, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres manifestó que lo que se necesitaba tener era una revisión preliminar, entonces, sugerían que fuera para conocimiento Director General de CENAGAS.

Por lo anterior, la Lic. Rosa Elena Torres Ortiz comentó que se estaba platicando precisamente con Grissel que era la encargada, era que, conforme a la legislación y conforme a la ley, lo que se estaba haciendo era presentar ese proyecto, pero se tenía que autorizar por parte del Consejo y que le pediría a Grissel intervenir para darle más elementos.

Acto seguido, la Mtra. Grissel Montes Romero comentó que como lo había comentado Rosa, nosotros nos habíamos apegado al proceso que marca nuestro marco regulatorio en el Decreto de Creación, se comenta que CENAGAS deberá de presentar al Consejo de Administración la propuesta del Centro para que posteriormente sea enviado a la SENER. Es decir, nosotros



cumplimos con esta fase, de armar una propuesta, no obstante, como bien lo comentó el ingeniero, esto no quiere decir que sea el plan definitivo o el plan que deba aprobar y publicar la SENER.

Es decir, ya con esa propuesta el paso siguiente, y así está marcado también en el reglamento, en el proceso de revisión del plan quinquenal, que posteriormente la SENER dará revisión a ese plan y es ahí donde, incluso, puede solicitar información adicional, o incluso cabe la posibilidad para abrir mesas de trabajo, a fin de que la SENER pueda definir el plan, la versión final y así ellos, la propia SENER, publicar el plan y dar cumplimiento a esa obligación.

Por lo tanto, la Mtra. Grissel Montes Romero manifestó que lo que ahí se estaba poniendo a consideración sí era de aprobación conforme a lo que había explicado anteriormente.

El Ing. Miguel Ángel Maciel Torres señaló que tenían una diferencia, pero lo que podríamos, a ver, a los señores consejeros, esta primera revisión, sí, efectivamente tiene una opinión técnica de la CRE y sí hay temas que hay que revisar, por ejemplo, la demanda, no se cubre la demanda con la primera propuesta y que entonces, esta versión pasa a la SENER para interactuar con CENAGAS para la revisión final, que sería publicada a finales del año.

Por lo anterior, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres manifestó que entonces, quizá si le podían poner una redacción que dijera: "propuesta, plan quinquenal propuesto para revisión de SENER", a lo mejor podría funcionar y solicitó la opinión de los consejeros.

Acto seguido, la Lic. María Magdalena Carral Cuevas manifestó que se podría tomar nota como de conocimiento, pero no aprobar como tal.

Por su parte, la Mtra. Grissel Montes Romero señaló que nada más una aclaración, en lo que marca el reglamento en el procedimiento, era que SENER, CRE y CENAGAS deberán de ajustarse al primer trimestre de cada año para la publicación y, para la revisión y la publicación del plan quinquenal. Es decir, que cuando se elaboraba el plan quinquenal que fue el año pasado, efectivamente, la SENER tiene todo el segundo semestre para poder aprobarlo y publicarlo.

Asimismo, señaló que no eran los mismos tiempos para las revisiones anuales, es decir, una vez que el plan se emite, cada año se deberá de revisar anualmente y para eso, para la revisión,



solamente se tenía el primer trimestre de cada año y que, en ese sentido, el CENAGAS, como lo había expuesto en el cronograma, presentó en tiempo y forma en enero la propuesta a la CRE para su opinión técnica.

No obstante, dicha opinión fue recibida hasta el 31 de marzo, razón por la cual hicimos de conocimiento esos tiempos a la SENER y en la cual la SENER les había confirmado de conocimiento.

Entonces, creía que ahorita lo que les estaba deteniendo para concluir esa parte, era la presentación y finalmente lo que les estaba respaldando es esa consulta que hicimos a SENER.

Asimismo, manifestó que no obstante, lo ideal era que eso se publique, lo que marca la ley era que se publique durante el primer trimestre del año, para el siguiente año igual volvería a haber una revisión, será la segunda revisión y que se deberían de apegar a los mismos tiempos y al mismo procedimiento.

Presentar la opinión a la CRE en enero, ellos deberán de dar su opinión, estimando entre enero y febrero, para que así pudieran voltearse con la SENER y, a su vez presentarlo al Consejo y que ése era el procedimiento que marca, como lo había comentado, en el artículo 69 del reglamento.

Por lo anterior, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres le respondió que era la consulta, y que ellos habían contestado por oficio que existía una suspensión de plazos y ahí habían protegido el procedimiento, y seguían todavía suspendidos en términos y plazos.

Comentó que entonces no veía la contradicción y el plan, efectivamente, esta incompleto, no ha sido revisado en su totalidad.

Por su parte, el Ing. Juan Edmundo Granados Nieto comentó que no sabía si ese tema se pudiera tratar en el apartado, aunque se estuviera en el tema del informe del Director General, e igual ahí se pudiera analizar, sugerencia, pero pues igual también se podría ver de una vez desde ese momento, como ellos lo consideraran.



Acto seguido, el Dr. Marcos Santiago Ávalos Bracho comentó que sí, efectivamente, estaba en el punto, y que se puede dar con el tema de la debida propuesta, y que estaba viendo el acuerdo que en teoría iban a ver en ese punto, decía "la propuesta de la primera revisión", entonces no sabía si eso ayudaba, si es que había entendido así, o su propuesta era que ni siquiera debería estar en el Orden del Día para aprobar.

A lo anterior, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres respondió que sí, que su propuesta era que se vaya a toma de conocimiento y que en realidad no afectaba, por eso el oficio que ustedes nos hicieron en consulta y que nosotros les contestamos, digamos, salva lo comprometido por el CENAGAS.

Asimismo, comentó que entonces, no creía que hubiere conflicto, por esa razón pensaban que debería estar en toma de conocimiento sabiendo que, por supuesto, la propuesta ya estaba terminada y estaba en proceso de revisión.

Por lo anterior, el Lic. Abraham David Alipi Mena comentó que sí, que por parte del CENAGAS no había problema.

Acto seguido, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres comentó que iban a terminar entonces ese punto para no cruzar, como dijo el contador Granados, y que iban a terminar el punto II. y pasarían al III en cuanto termine.

Por lo anterior, en uso de palabra, el Ing. Felipe Villareal Medrano señaló que en cuestión de la operación de los sistemas del 1º de enero al 13 de mayo del 2021, el Sistema Nacional de Gasoductos reportó una inyección promedio de cuatro mil 541 millones de pies cúbicos, y un empaque promedio de seis mil 752 millones de pies cúbicos.

Respecto al mantenimiento, comentó que durante el periodo de enero a mayo del 2021 se habían realizado evaluaciones documentales y físicas en las residencias que conforman el sistema nacional, el Sistema NACO Hermosillo y el Sistema Nacional de Gasoductos de acuerdo con el Programa de Trabajo de Mantenimiento, obteniendo los siguientes resultados:

En cumplimiento de órdenes de trabajo tenían un 98.66 por ciento, en donde el indicador del cumplimiento en las zonas de trabajo era superior al estándar de la industria de un 98.5 por ciento.



En actividades no programadas tenían el 5.08 por ciento, ese indicador de actividades no programadas muestra una buena planeación al no superar el estándar de la industria de un 20 por ciento.

En actividades de mantenimiento correctivo se tenía 1.27 por ciento, donde ese indicador de actividades de mantenimiento correctivo reflejaba una buena planeación al no superar el estándar de la industria que era de un 15 por ciento.

De las órdenes que no se cumplieron para el 100 por ciento, el 63 por ciento era por falta de permisos de acceso a las instalaciones, y el restante por órdenes no ejecutadas, problemáticas de TI, de SCADA, de PEMEX e inseguridad en las zonas de trabajo.

En mantenimiento a los sistemas, al mes de mayo se encontraba en ejecución uno de los dos contratos plurianuales de inspección que era de la zona centro, sur, mismo que finalizaba en el mes de junio; el de la zona norte, noreste finalizó en el mes de marzo.

Por lo anterior, comentó que se tenía un avance general de dos mil 613.328 kilómetros inspeccionados de los tres mil 160.237. En la zona norte, noreste se había contratado mil 718.708, y que les faltaron inspeccionar 247 kilómetros derivado a las condiciones operativas del sistema.

En la zona centro, sur, de mil 441.531 contratados les faltaban 299.570 y que en el transcurso del mes de junio iban a incrementar el kilometraje inspeccionado.

Asimismo, señaló que tenían un avance actual de los dos contratos de un 83 por ciento, teniendo un total acumulado de kilómetros inspeccionados en todo el Sistema Nacional de Gasoductos de cinco mil 728.89 kilómetros.

Respecto a la seguridad, llevaban un seguimiento de control de las incidencias que afectaban la seguridad en los ductos y trabajadores del CENAGAS, teniendo como resultado durante el trimestre los siguientes indicadores:



En muertes tenían cero; en accidentes de trabajo, cero accidentes; en fugas traían cinco fugas; en robos tenían cuatro; en incendios tenían cero; tomas clandestinas tenían 11; actos vandálicos uno; y que el 36 por ciento de las tomas clandestinas se encontraban en el estado de Puebla.

En censo de fugas, prácticamente lo tenían en el área de Tamaulipas, el gasoducto de 12 Brasil-Matamoros, y el gasoducto de 12 Miguel Alemán, Reynosa.

Asimismo, comentó que el gasoducto de 12 Brasil-Matamoros era uno de los ductos que se inspeccionaron, ése tenía alrededor de 35 años que no se había inspeccionado ese sistema, el cual ya se había logrado con el contrato que les acababa de mencionar. El total de esas fugas estaba en el área de Tamaulipas.

Comentó que en el censo de robos tenían uno en el paso de regulación los Cocos; uno en Guanajuato que es el gasoducto de 36 de Venta de Carpio-Guadalajara que fue en la válvula troncal Herdez; el otro en Tlaxcala, el gasoducto de 48 de Cempoala-Santa Ana era en la válvula de seccionamiento de Huamantla; y el otro en Tlaxcala, en el gasoducto de 48 en la válvula de seccionamiento de Muñoz.

En tomas clandestinas del total de 11, en Puebla tenían cuatro; en Hidalgo, uno; Nuevo León, uno; Estado de México, uno; Veracruz, uno; Coahuila, uno; Tamaulipas, uno; y en Tabasco, uno. Dando el total de 11.

En actos vandálicos, tuvieron un acto vandálico en el gasoducto de 24 pulgadas de Culebra-Chihuahua en el tramo de Hipólito-Madero, que ahí habían perforado el ducto, que habían hecho como nueve perforaciones, a un lado de ese ducto iba un poliducto que estaba fuera de servicio, y posiblemente quisieron robar ese ducto de gasolina pero que les habían pegado a ellos y provocó por ahí unas fugas que se pudieron controlar, fue en el estado de Coahuila.

En uso de la voz, la Lic. María Magdalena Carral Cuevas comentó que quisiera saber si se tenían identificados a los presuntos responsables, y qué acciones se estaban tomando. En respuesta a lo anterior, el Ing. Felipe Villareal Medrano comentó que no, que desgraciadamente, estaba en monte, que estaba en despoblado y que no se tenía a los responsables identificados, las acciones que se están tomando era el reporte que se hace a Seguridad Física y a la SEDENA para que en sus



recorridos informen de ese tipo de gente sospechosa que se tiene en los derechos de vía, los cuales han estado haciendo y provocando esos actos vandálicos.

Por su parte, el Lic. Abraham David Alipi Mena comentó que sí, ahí se habían levantado las denuncias correspondientes, esto con el afán de poder hacer la reclamación a la aseguradora.

A lo anterior, la Lic. María Magdalena Carral Cuevas preguntó, ¿Qué si había cámaras?, o ¿había alguna manera de poder supervisar o prevenir ese tipo de incidentes?. En respuesta a lo anterior, el Lic. Abraham David Alipi Mena comentó que, en cámaras, actualmente se estaba trabajando, pero que iban a estar en las estaciones de compresión en la mayoría, no estarían sobre la línea.

Asimismo, el Lic. Abraham David Alipi Mena comentó que se podría dar un conocimiento previo de que se está haciendo algo en ese ducto. Sin embargo, comento que ahí el problema serían los tiempos de respuesta, en lo que se pueda mandar una brigada para que lo haga, podrían hacer como una reducción de esas intervenciones, pero no creía que significara mucho, a fin de cuentas cuando se hacen ese tipo de actos vandálicos no duran mucho tiempo, cuando se dan cuenta que no hay nada pues se retiran y que ya cuando llega la policía o el ejército pues el acto ya está hecho, entonces ya no hay mucho que hacer.

Por lo anterior, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres pidió, en atención al comentario de la Consejera Carral, que los mantengan informados, hablar de las denuncias y de la evolución de ese tipo de eventos.

Acto seguido, el Ing. Felipe Villareal Medrano continuó informando del programa de mantenimiento preventivo, que se generaron siete mil 677 órdenes, se ejecutaron siete mil 574, y se adicionaron 457 órdenes de trabajo.

En cuestión de servicios comerciales, se tiene 49 contratos firmados del 2016 al 2021 con transportistas, distribuidores y usuarios finales, en donde los últimos cuatro contratos se suscribieron con la empresa Energias Tepeyahualco, con Químicos y Plásticos, con New Pick y con "Albelda".

En cuestión de trámites en proceso, traían 23 evaluaciones de solicitud, 11 en la elaboración de ingeniería, cuatro en elaboración y revisión de contrato, uno en periodo de construcción de ramal y



estaciones de medición, y tres en desarrollos de interconexión, dándoles un total de 42 trámites activos para interconexiones.

Concluyó informando, que en comunicación con la CRE, habían presentado el 100 por ciento de las obligaciones inherentes a los permisos de transporte del Sistema Naco-Hermosillo y el Sistema Nacional de Gasoductos que se tenían ante la CRE, lo que representaba la entrega de más de 240 obligaciones por ambos permisos durante el periodo de enero a mayo del 2021, evitando sanciones por incumplimiento por parte de la CRE, o la revocación de los permisos de transporte.

En uso de la Voz, el Ing. Juan Edmundo Granados Nieto comentó que tenía una sugerencia, en relación con la gráfica que se presentaba relacionada con el empaque, en la gráfica del empaque se observaba una baja muy fuerte en el mes de febrero, seguramente por los efectos climáticos ocurridos en Texas, y ahí la sugerencia sería que se presentará una gráfica similar para el año anterior, tener la gráfica del comportamiento de los empaques de 2020 y de 2021.

Por otra parte, el Ing. Alberto Gutiérrez Rivera comentó que con respecto al informe de la Unidad de Tecnologías Operacionales y de Información, respecto a los proyectos de inversión pública, como se mostraba en la gráfica, tenían el de modernización que era por 407 millones y el del SCADA que era de 62 millones de pesos, esos se estaban trabajando y seguían utilizando precisamente parte de ese recurso.

Asimismo, informó que los contratos que se tenían autorizados en Hacienda, uno de 469 millones, presupuesto autorizado del 2021 por 456 millones, contratados iban 499 millones y con una suficiencia de 442 millones, en el SCADA, en el contratado SCADA 2021 son 62 millones y la suficiencia que tenían precisamente era de 62 millones.

Tres de los cinco contratos son en dólares, y el tipo de cambio que se utilizó fue de 20 pesos por cada dólar, ése por el tema de redondeo.

En proyectos de inversión, se hablaba ahora del Sistema Supervisorio de Control de Adquisición de Datos, el SCADA también, implementación de la ciberseguridad del SCADA en el Centro de Control Principal y en el Centro de Control Alterno, tenían adquisición de equipos y componentes para

Hac
duy



rehabilitación o sustitución en equipos críticos de transporte de gas natural y adquisición de equipos auxiliares.

Esos dos últimos puntos, eran parte de la modernización que estaban realizando en todas las estaciones de gas, precisamente en las que estaban teniendo mayor problema por cuestión de obsolescencia, y en algunos casos por el tema que se ha tenido de vandalismo.

Continúo explicando que, siempre se analiza y se va revisando cuál de esas estaciones eran las que les pueden ya garantizar el volver a implementar ese tipo de tecnología porque se trata de tecnología que no es muy barata.

Asimismo, el Ing. Alberto Gutiérrez Rivera señaló que el total ejercido de enero a mayo era de 33 millones de pesos, y que ahí tenían un tema nuevamente con el tipo de cambio, pero que ya estaban estableciendo bien claramente los montos por ese tema.

Comentó que el avance físico financiero del SCADA, la implementación de la ciberseguridad presentaba, en el primer trimestre del año, un avance físico del 23 por ciento con respecto al 25 planeado y que obviamente no se consideraba ahí representativo, por eso en su porcentaje general sigue mostrándose el 98 por ciento.

Asimismo, señaló que esperaba que en dos meses, aproximadamente, tuvieran ahí un 99 por ciento, porque prácticamente ya estarían en la parte final de la implementación de esos sistemas.

Por otra parte, respecto a los contratos que ven con Emerson, comentó que hasta el momento se tienen 80 mil dólares en contrato con ellos y con Rotork, tenían 600 mil dólares también en contrato, así mismo comento que todo esto va atrasado por tema de pandemia.

Asimismo, comentó que como parte de la modernización, tenían lo que vienen siendo equipos ya de temas eléctricos para las estaciones también de medición, y que en ese caso era con INESI la parte eléctrica y con la empresa CICE estaban viendo el tema también de pararrayos, para protección de todo el equipamiento en campo.

Respecto al tema con la implementación TELCO, comentó que ya en ese momento, estaban prácticamente en el último momento y que todo era cuestión de resolver los temas que tenían en algunos casos de vandalismo, en algunos otros casos estaban redefiniendo el rehabilitar algunas de las estaciones a través de los contratos que les había mostrado anteriormente, para poder ir sumando a estos totales que se mostraban y muy probablemente llegar a los 400 puntos que tenían previstos también en el contrato.

Comentó que la disponibilidad de comunicación y de servicio que se tenía era del 99.91 por ciento, hasta ese momento, a través de esta red de comunicaciones y que tenían para la parte TELCO 336 sistemas integrados; tenían sitios implementados, 347 y que seguramente a finales de ese mes ya estarían casi empatando esa cifra. Asimismo, comentó que la diferencia, un sitio integrado era el sitio que estaba ya instalado y ya tenía equipamiento, y el sitio implementado era el sitio con todos los equipos.

Por otra parte, el Ing. Alberto Gutiérrez Rivera señaló que TELQUITO era para usuarios de bajo consumo y que en ése también se habían tenido avances, que iban trabajando fuerte, y esperaban que de los 120 sitios que se tenían considerados para el año, alrededor de septiembre, octubre, casi podían estar alcanzando el 100 por ciento de la forma en cómo se vienen dando esas implementaciones también.

Asimismo, comentó que TELCO era comunicación vía satélite y TELQUITO, como lo estaban denominando ahí, era comunicación vía 3G o 4G, que era similar a los carrier de comunicación que utilizan los sistemas de telefonía celular.

Por último, señaló que en el tema de datos abiertos se actualizaron de la siguiente manera:

El consumo de extracción del SISTRANGAS mensual, último día hábil del mes siguiente que se reporta, y última actualización 29 de marzo del 2021 y el consumo histórico de inyecciones SISTRANGAS era mensual, último día hábil del mes siguiente que se reporta, última actualización 29 de marzo del 2021.



Las Tarifas por puntos era semestral, el día 10 del mes que se publica en el Diario Oficial de la Federación, última actualización 25 de febrero de 2021 y las tarifas por zona semestral día 10 del mes que se publique en el Diario Oficial de la Federación, 25 de febrero de 2021.

Por otra parte, en uso de la voz el Mtro. Pablo Antonio Melo Caraza, comentó que respecto a los asuntos relevantes que tenía la Unidad de Asuntos Jurídicos, tenía una gráfica en general que eran los acumulados del centro y que no tenían muchas variaciones, recordando que el año pasado estuvieron muy detenidos los tribunales, estuvieron con muchas suspensiones de plazos.

Señaló que el monto total es de 308 juicios, que estaban divididos por materia agraria 94 administrativa 21, civil 13, penal 151 y laboral 29.

Asimismo, comentó los juicios transferidos que transfirió PEMEX, y los otros que corresponden a derechos de vía compartidos.

Por último, el Mtro. Pablo Antonio Melo Caraza comentó que los porcentajes, en mayor medida tenían asuntos penales, porque se trataba de denuncias respecto de todas las afectaciones que solían tener por vandalismos, sin embargo, pues en mayor medida a juicios contenciosos eran de materia agraria por alguna reclamación, ya sea indemnizatoria o de celebración de contratos o nulidad de los contratos de ocupación superficial.

Al no haber más comentarios, los miembros del Consejo adoptaron por unanimidad de votos el siguiente:

Acuerdo CA-024/2021

Con fundamento en el artículo Décimo Sexto, fracción VII del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, así como en el artículo 13, fracción I, del Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control del Gas Natural, el Consejo de Administración **toma conocimiento** del Informe de la Dirección General respecto de las actividades realizadas durante el período enero -mayo de 2021.



Acto seguido, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres, Presidente del Consejo de Administración, procedió a pasar al punto III, y comentó a los miembros del Consejo, que si les parecía lo primero que se haría es hacer la modificación que se había platicado hace unos minutos; y el punto III.1 pasaría a ser el IV.5 de Asuntos para conocimiento del Consejo; y el III.2 sería ahora el III.1.

III. Asuntos para Autorización del Consejo

III.1 Informe de Autoevaluación correspondiente al segundo semestre de 2020 y opinión de los Comisarios Públicos

A continuación, en uso de la voz, el Ing. Juan Edmundo Granados Nieto procedió a dar lectura a sus conclusiones y recomendaciones y señaló que lo anterior, se presentaba con base en la Ley Federal de las Entidades Paraestatales y el Reglamento de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales.

El Ing. Juan Edmundo Granados Nieto, comentó que en 2020, en su situación presupuestal, obtuvo un balance primario superior a lo autorizado; sus estados financieros y presupuestal se dictaminaron sin salvedades, reflejando su estado de actividades, un resultado neto favorable en 2 mil 497.3 millones de pesos, presentó un ligero incremento en el activo total y una disminución en el total del pasivo, mejorando sus indicadores de apalancamiento y liquidez, aun y cuando su liquidez inmediata se deterioró al cierre del ejercicio.

Se aprecia un monto relativamente importante de cuentas por cobrar con antigüedad mayor a 90 días y de cuentas consideradas como de difícil cobro.

Informa que tuvo 52 personas contratadas por servicios especializados u *outsourcing* en 2020.

Por otra parte, señaló que era relevante que en 2020 el CENAGAS tomó el monitoreo y control del 100 por ciento de la Red Nacional de Gasoductos a través de la plataforma SCADA, manteniendo una disponibilidad del 100 por ciento de operación continua.

Asimismo, comentó que una de las problemáticas que se presentan en la operación del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural, el SISTRANGAS a cargo del CENAGAS, era sin duda, el referente a los desbalances y problemas de empaque en los gasoductos,



los cuales se deben a una gran dependencia del gas natural de importación, falta de almacenamiento, caídas imprevistas de inyecciones nacionales, incrementos repentinos de la demanda en los sectores eléctrico, industrial y de distribución, entre otros factores, en los cuales ha ido mejorando su control; sin embargo, se tienen áreas de oportunidad, principalmente en el tema de la medición en tiempo real, que permitiría detectar con oportunidad los citados desbalances en que incurren los usuarios.

Otra de las problemáticas en la operación de los gasoductos es el gas inyectado fuera de especificaciones normativas, lo que podría ocasionar un deterioro de los activos e incrementar los costos de mantenimiento.

En 2020 se reportó que se tuvo esta situación en 275 días, 105 en el primer semestre y 170 en el segundo semestre.

El organismo dio cumplimiento, en lo general, a sus indicadores con ligeras variaciones en la correspondiente evaluación de factibilidad técnica de la capacidad primaria en que obtuvo 98 por ciento respecto de una meta del 100 por ciento.

Y en el de órdenes de trabajo de mantenimiento programado o gasoductos, en que obtuvo 98.49 respecto del valor estándar del 98.5 que era muy pequeño.

En este sentido, manifestó que se continuaron presentando algunas problemáticas en la realización de mantenimientos debido a falta de permisos de acceso por propietarios de los predios, delincuencia organizada y por la contingencia sanitaria por la pandemia COVID-19, de la que era conveniente subrayar que no afectaron la operación sustantiva de la entidad ni a sus operaciones.

CENAGAS continuó avanzando en el apoyo para el suministro de gas natural a la península de Yucatán, y el sureste, con los proyectos de la interconexión al Sistema Nacional de Gasoductos del denominado Cuxtal, la rehabilitación de la Estación de Compresión Cempoala y los nuevos proyectos de las estaciones Lerdo y Tecolutla.



Comentó que mantener con seguridad y confiabilidad la operación de gran parte de los ductos del Sistema Nacional Integrado con gran antigüedad, era un reto que había venido afrontando satisfactoriamente el organismo.

Por otra parte, el Ing. Juan Edmundo Granados Nieto presentó sus recomendaciones siendo las siguientes:

- 1.- Dar estricto cumplimiento a la Ley Federal de Austeridad Republicana y en particular al artículo 12, fracción V, así como al decreto por el que se reforman, adicionan y derogan diversas disposiciones de la Ley Federal del Trabajo y otras disposiciones en materia de Subcontratación Laboral publicado en el Diario Oficial de la Federación el 23 de abril de 2021, a efecto de eliminar el outsourcing en el Organismo y otras contrataciones innecesarias.
- 2.- Promover con Pemex Exploración y Producción la integración al Sistema SCADA del CENAGAS de los gasoductos faltantes: "Culebra-Chavez-Chihuahua", "Argüelles -Escobedo", "India Bonita – E. Ramones" y "Cactus – San Fernando".
- 3.- Respecto a los costos incurridos por el CENAGAS por la compra de gas para balanceo, continuar informando los montos erogados y recuperados por el organismo y las acciones llevadas a cabo para su recuperación.
- 4.- Presentar el programa de integración y modernización de Estaciones de Medición y Medidores a llevar a cabo en 2021.
- 5.- Incluir en los próximos Informes, los valores obtenidos en 2021 del Indicador ponderado del desempeño en actividades de Gestión Técnica relacionados con lograr el balance diario y con administrar la capacidad contratada por usuarios en SISTRANGAS en el Mercado Primario.
- 6.- Informar de los avances en el proyecto Leona Vicario para que el gasoducto brinde suministro oportuno a la futura refinería de Dos Bocas, en Paraíso, Tabasco.



7.- Informar sobre los resultados de las gestiones llevadas a cabo en la Comisión Reguladora de Energía, con relación a la propuesta del Plan de negocios 2021-2025 del Sistema Naco Hermosillo presentado a la CRE.

8.- Continuar informando sobre los avances en las Estaciones de Compresión Tecolutla y Lerdo que permitirán detonar el desarrollo económico del sureste del país.

9.- Analizar, conjuntamente con la Secretaría de Energía, sobre estrategias de almacenamiento de gas natural que prevengan, en lo posible, situaciones de desabasto de gas natural en el país, por situaciones climáticas u operativas ocasionadas por la falta de gas de importación como la ocurrida en febrero de 2021.

10.- Informar sobre el nuevo contrato de Operación y Mantenimiento entre el CENAGAS y PEMEX Logística.

11.- Con relación a las negociaciones sobre servicios extraordinarios de operación y mantenimiento prestados por PEMEX Logística en 2016 y 2017 reportar avances.

12.- Respecto de los convenios firmados con PEMEX Transformación Industrial sobre el reconocimiento de sus adeudos de 2019 y 2020 informar sobre su cumplimiento y pagos efectuados.

13.- Derivado de que el CENAGAS menciona que dispone únicamente del cálculo del empaque para el Sistema Nacional de Gasoductos, sin considerar el resto de los sistemas integrantes del SISTRANGAS, informar sobre los avances en la Metodología para el cálculo de dicho empaque.

14.- Informar sobre los avances e instrumentación en el planteamiento del programa de pago de posición de gas, en el cual se informa que se tiene al cierre de 2020 un monto de 15,892 Millones de pies cúbicos (MMpc).

Por último, señaló que su solicitud de acuerdo era, considerando lo anteriormente expuesto, se proponía respetuosamente a ese honorable Consejo de Administración, que las recomendaciones formuladas en el documento presentado sean tomadas como acuerdos para su atención y



seguimiento, y que la presente opinión se integrara al acta de la sesión del órgano de gobierno del que se trate.

Al no haber comentarios, los miembros del Consejo adoptaron por unanimidad de votos el siguiente:

Acuerdo

Acuerdo CA-025/2021

Con fundamento en la fracción XV, del artículo 58 de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales, el Consejo de Administración:

Primero.- Aprueba el Informe de Autoevaluación del Centro Nacional de Control del Gas Natural correspondiente al segundo semestre de 2020.

Segundo.- Adopta como acuerdos específicos las recomendaciones emitidas por los Comisarios Públicos en términos del documento presentado, para su atención y seguimiento por parte del Organismo.

III.2 Estados Financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2020

En este punto, el Mtro. Pedro Vidal Bocanegra encargado de despacho de la Unidad de Administración y Finanzas, expuso el estado dictaminado 31 de diciembre del 2020.

Al no haber comentarios, los miembros del Consejo adoptaron por unanimidad de votos el siguiente:

Acuerdo CA-026/2021

Con fundamento en los artículos 58, fracción VI y 59, fracción X, de la Ley Federal de las Entidades Paraestatales; artículo Décimo Sexto, fracción VII, del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, así como en los artículos 43, fracción I, y 44, fracción IV, del Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control del Gas Natural, el Consejo



de Administración, previo informe de los Comisarios Públicos y opinión del Comité de Análisis de la Información Contable y Financiera:

Primero.- Aprueba los Estados Financieros dictaminados al 31 de diciembre de 2020 del Centro Nacional de Control del Gas Natural.

Segundo.- Autoriza la publicación de los referidos Estados Financieros.

IV. Asuntos para Conocimiento del Consejo

IV.1 Rehabilitación de la EC Chinameca y adecuación de la flexibilidad operativa de manejo bidireccional de gas de Sur a Norte y de Norte a Sur

En uso de la voz, el Ing. Felipe Villareal Medrano, Jefe de la Unidad de Transporte y Almacenamiento, informó respecto a los análisis que habían estado haciendo, con la finalidad de dar cumplimiento a la demanda del sur - sureste.

Y uno de los análisis es, precisamente, la rehabilitación de la Estación de Compresión Chinameca. Esto, como antecedente, es que derivado a la cantidad de gas que PEP está ofertando en sus perspectivas de inyección para el periodo 2021-2033, así como la demanda requerida en el sur, sureste del país ante el requerimiento de gas en la Península de Yucatán para la generación de energía eléctrica, aunada a la construcción de la Refinería Dos Bocas, surge la necesidad de rehabilitar y dar una flexibilidad operativa de manejo bidireccional de gas a la Estación de Compresión Chinameca.

El proyecto, con los números de oferta y demanda de gas en las perspectivas actuales que establecen, se determinó el cálculo de los perfiles hidráulicos, mismos que definió las necesidades de manejo de gas para la Estación Chinameca.

Prácticamente el flujo que estarían moviendo en base a ese análisis serían 670 millones mínimo, teniendo un flujo normal de 708 millones de pies cúbicos; y un máximo de 730 millones de pies cúbicos, con una presión de descargas ahí en la estación como máximo de 63 kilos; y teniendo una succión de 57 kilos.

La Estación de Compresión Chinameca actualmente tiene dos paquetes turbo compresores que tienen una capacidad de manejo superior de 800 y hasta mil 400 millones de pies cúbicos, y una



potencia de 25 mil hp por cada equipo, por lo que sobrepasan las necesidades operativas y de potencia requerido para estos estudios.

En estos estudios, las necesidades requieren un manejo de gas de 670 a 730 millones de pies cúbicos y una potencia de cuatro mil 572 hp por máquina; por lo que es necesario reconsiderar otros equipos de menor tamaño y capacidad de los que están actualmente instaladas en la estación.

Del proyecto de resultados, el análisis de potencia estimada requerida de cuatro mil 572 hp, se considera la posibilidad de disponer de los equipos turbocompresores instalados en la Estación de Compresión Ramones que cuenta con tres equipos de cuatro mil 700 hp cada uno. La Estación de Compresión Ramones se encuentra fuera de operación desde hace más de dos años y no se tiene prospectiva de manejo de gas hoy en día, por lo que no se considera su operación ni para los próximos 15 años.

Del análisis operativo realizado, se determinó desarrollar el proyecto de rehabilitación de la Estación Chinameca que permite incrementar el manejo en el gasoducto de 48 pulgadas Cactus-San Fernando del Sistema Nacional de Gasoductos.

La Estación de Compresión Chinameca se ubica en el estado de Veracruz en el gasoducto de 48 pulgadas, y se utilizaría para incrementar la flexibilidad operativa de forma bidireccional, es decir, poder comprimir gas de sur a norte y de norte a sur una adecuación a la capacidad de transporte de entre 600 y 730 millones de pies cúbicos en cualquier sentido, dependiendo de la oferta y demanda en la región.

Los alcances que se tendrían pues sería, habría que desmontar los equipos que tenemos en la Estación Ramones; trasladar las unidades al sitio de los talleres del proveedor para adecuarlos a estas nuevas condiciones de operación; desarrollar la ingeniería básica y de detalle para la integración de los tres turbocompresores y su balance de planta; rehabilitación y reetapamiento a los turbocompresores; traslado de las unidades de los talleres del proveedor a la Estación Chinameca; actualizar los sistemas de control de gas y fuego de los turbocompresores; actualizar el sistema eléctrico y de potencia de la estación.

[Handwritten signature]
[Handwritten signature]



Asimismo, adecuar la obra civil y mecánica; la obra eléctrica; la obra de instrumentación y control; la integración de unidades turbocompresores y balances de planta; hacer el comisionamiento y puesta en operación de las unidades.

Actualmente, CENAGAS cuenta con la cartera de inversión 1618TON0002, que es rehabilitación de estaciones de compresión.

Ese sería el antecedente de la Estación de Compresión Chinameca, la cual se ha estado analizando a las diferentes opciones que se tienen para mover el gas hacia la Península de Yucatán; lógicamente a últimas fechas han salido más opciones, pero bueno, éste es el análisis que teníamos al momento de realizar el informe.

Acto siguiente el Ing. Juan Edmundo Granados Nieto manifestó la siguiente ¿Para cuándo se estaría considerando emitir la convocatoria, de publicar la convocatoria?, dando respuesta el Ing. Felipe Villarreal Medrano; Prácticamente se está haciendo el análisis todavía junto con la SENER y la CFE para atender la demanda del sur, sureste.

Como bien mencionó en su informe, los proyectos Tecolutla y Lerdo que anteriormente eran del CENAGAS, ya no se fue a CENAGAS, se fueron a la CFE, y ahorita, como se está moviendo las perspectivas de opciones para suministrar la Península de Mérida, todavía estamos en esa definición de decir para qué fechas se va a requerir Chinameca o se va a requerir el otro proyecto que por ahí se trae alternativamente la CFE.

Yo creo que hasta que no nos pongamos de acuerdo, valga la expresión, SENER, CENAGAS, CFE, para autorizar los proyectos, estaríamos ya en posibilidad de decir para tal fecha estaría ya en licitación.

Al no haber comentarios, los miembros del Consejo adoptaron por unanimidad de votos el siguiente:



Acuerdo CA-027/2021

Con fundamento en la fracción VII, del artículo Décimo Sexto, del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, así como en los artículos 36, fracción I y 38, fracción V, del Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control del Gas Natural, el Consejo de Administración **toma conocimiento** de la Rehabilitación de la EC Chinameca y adecuación de la flexibilidad operativa de manejo bidireccional de gas de Sur a Norte y de Norte a Sur.

IV.2 Modelación hidráulica del Sistema Nacional de Gasoductos 2020-2024

Acto seguido, el Ing. Felipe Villareal Medrano, Jefe de la Unidad de Transporte y Almacenamiento, procedió a informar respecto de la modelación hidráulica; la cuestión de la estación Chinameca resulta de una modelación hidráulica que se realiza al Sistema Nacional de Gasoductos para atender las demandas y las proyecciones de oferta que se tienen de aquí hasta el 2033.

Entonces en base a esas modelaciones hidráulicas que hemos realizado, hemos sostenido reuniones con la SENER, en el mes de julio y diciembre del 2020, con CFE Energía, con PEP, PEMEX TRI, PEMEX Logística y CENAGAS, en donde se analizó suministrar 250 millones de pies cúbicos de gas natural a la Península de Yucatán manteniendo el abasto al bombeo neumático, utilizando la inyección del campo Ixachi y asegurando el envío del gas natural a la nueva Refinería Dos Bocas en Tabasco. Y como resultado del análisis anterior se obtuvieron los escenarios hidráulicos de los años 2020 a 2033.

Se concluyó que no se necesitaba modificar la infraestructura del Sistema Nacional de Gasoductos para satisfacer los requerimientos establecidos, únicamente era necesario adecuar las instalaciones de la Estación de Medición de Cactus, Nuevo PEMEX y CENAGAS para reforzar la flexibilidad operativa y con ello coordinar en este sitio el suministro de gas a los usuarios de la zona.

También se determinó la necesidad de elaborar filosofías operativas y protocolos de comunicación para la coordinación entre las partes involucradas.



Es el análisis hidráulico que se realizó para el año 2020, en la SENER con CFE Energía, con PEP, con PEMEX TRI, PEMEX Logística y CENAGAS en donde en base a la demanda que se tenía y al cumplimiento en la proyección de la producción nacional, que fue de un 80 por ciento, se determinó en ese punto la necesidad de instalar dos estaciones de compresión: una en Tecolutla y una en Lerdo, ambas en el estado de Veracruz.

En el año 2021, y con el fin de cumplir con las obligaciones de la NOM-007, el transporte de gas natural referente a la actualización de las plazas de localización de los ductos que tiene CENAGAS, resultando como una reducción en las máximas expresiones de operación, derivado a esta actualización de las clases, por lo cual se requirió efectuar nuevamente el modelo hidráulico para evaluar el impacto en la capacidad de transporte y los requerimientos de la infraestructura para cumplir, derivado a este ajuste de la norma de las clases de localización nos dio resultado que teníamos que rehabilitar la Estación de Compresión Chinameca para atender la demanda proyectada y eso de ahí resulta la Estación de Compresión Chinameca.

En esta parte, en abril, el motivo de la reunión de seguimiento de estrategias para el incremento de la producción de Ixachi, el personal de PEP manifestó un incremento prospectivo considerable en la inyección de Ixachi, y de acuerdo con la política de aprovechamiento a la Producción Nacional del Gas Natural, se consideró lo necesario para efectuar la modelación hidráulica, considerando una información proporcionada por PEP.

En este escenario para el 2024, que es el punto clave para suministrar la demanda ya en el lado de Yucatán, se consideró la producción nacional de un 76 por ciento, que es la tendencia que lleva actualmente la inyección y salió la necesidad, se confirmó el incremento de la Estación de Compresión Tecolutla, Lerdo y Chinameca en base al incremento en la producción de Ixachi.

Como podemos ver, en los recuadros punteados de rojo con amarillo, que es donde estaría inyectando en esa producción de Ixachi, prácticamente al gasoducto de 30 pulgadas que va de Ciudad Pemex al Estado de México, y al gasoducto de 48 pulgadas que va de Cempoala hacia Mérida.



En éste, el día 3 de junio en una reunión de seguimiento de CENAGAS, CFE Energía y SENER, se informó la opción de ampliar el ducto marino hasta el área de Coatzacoalcos, realizando la inyección en el punto de la trampa de diablos de la Estación de Chinameca al gasoducto 48.

En base a este análisis a esa última fecha que se tuvo en la reunión, la inyección de la ampliación de ducto marino sería por 652 millones y se inyectará el ducto de 48 en la trampa de diablos Chinameca, determinando con este proyecto de la ampliación del ducto marino que no se requiere la Estación de Altamira, tampoco se requiere Tecolutla, tampoco se requiere Lerdo y tampoco Chinameca.

Por eso comentamos ahorita que la Estación Chinameca estaba en base a los acuerdos que tengamos de los proyectos que habría que sacar para satisfacer la demanda en la zona sur, sureste.

Bueno, prácticamente comento que serían en lo que han estado trabajando, en los análisis hidráulicos, con la finalidad de dictaminar qué proyecto se requieren y cómo se van a atacar para satisfacer la demanda en la zona sur, sureste y en el incremento de producción que tenemos a nivel nacional.

En uso de la voz, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres, preguntó al ingeniero Felipe Villarreal a qué distancia estaban las estaciones de, la que ya estaba instalada en Cempoala, la que seguiría en Lerdo y la que estaba en Chinameca, y comentó que nada más como referencia era importante señalarlo y señaló que desde el punto de vista técnico se estaban haciendo bien las cosas.

A lo anterior, el Ing. Felipe Villareal Medrano señaló que de Tecolutla a Cempoala, había una distancia aproximadamente de 120 kilómetros, en el caso de Cempoala a Lerdo tenían ahí aproximadamente una distancia de alrededor de 300 kilómetros, y de Lerdo hacia Chinameca tendrían alrededor de unos 330 kilómetros aproximadamente de diferencia entre cada estación.

Comentó que prácticamente eso era lo que se tendría en cada instalación, la idea era que estuvieran operando, manejando un flujo de mil 600 millones aproximadamente entre Tecolutla, Cempoala y Lerdo; y en el caso de Chinameca que estaría utilizándose en forma bidireccional, sería alrededor de 730 millones.



Asimismo, señaló que la idea de Chinameca era utilizarla también si se iba a tener el almacenamiento en las cavernas de Chalapa, utilizar esa misma Estación de Chinameca para mover el gas hacia el centro y norte del país con la finalidad de tener esa flexibilidad, y en caso de un evento como el del mes de febrero, tener esa opción de mover el gas, si se tenía almacenamiento en esa zona, moverlo al centro y norte del país.

Por su parte, el Ing. Juan Edmundo Granados Nieto comentó, que veían los grupos de trabajo que han estado participando, y que le parecía que eran técnicos de primera, eran instituciones del Estado y sugirió que se invite al CENACE, ya que creía que por las características que tiene que ver la demanda eléctrica y las cuestiones de gas, quizá pudiera ser conveniente su integración.

Por su parte, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres respondió en sentido afirmativo y comentó que de hecho, el CENACE era parte del Consejo y que le mantendrían informado.

Al no haber más comentarios, los miembros del Consejo adoptaron por unanimidad de votos el siguiente:

Acuerdo CA-028/2021

Con fundamento en la fracción VII, del artículo Décimo Sexto, del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, así como en los artículos 36, fracción I y 37, fracción I, del Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control del Gas Natural, el Consejo de Administración **toma conocimiento** de la Modelación hidráulica del Sistema Nacional de Gasoductos 2020-2024.

IV.3 Intervenciones y Gas de balanceo en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural

En uso de la palabra, la Jefa de la Unidad de Gestión Técnica y Planeación, Lic. Rosa Elena Torres Ortiz señaló que durante el 2021 se habían llevado acciones para la intervención y mantener el balance y la operación del volumen lo pueden observar en la parte superior, en la cual pues estamos viendo que en el mes de abril tuvimos importantes volúmenes que tuvimos que intervenir, salimos cuatro veces a la compra, y con un promedio aproximado de 134.55.



La diferencia de precios entre lo que fue enero, marzo, a lo que estamos observando en abril y febrero corresponde a que esas intervenciones por la disponibilidad del gas se dio a través de GNL.

Entonces, como ustedes pueden ver, pues obviamente todavía se refleja el diferencial de precio entre lo que es la intervención con GNL y lo que se da con gas continental.

Como ustedes saben, y continuando con las instrucciones por parte de SENER, estas intervenciones las hemos hecho a través de la compra, a través de CFE, el cual pues, obviamente, hemos estado trabajando con ellos fuertemente para que, justamente, logremos mitigar un poquito el impacto en el precio.

Comentó que para lo que ha sido el mes de junio, se llevó a cabo una intervención, nuevamente, del 1° al 3 de junio, y se logró negociar con la propia CFE un descuento de 93 a 83 pesos, lo cual pues obviamente, nos pudo poner en los niveles similares a nivel de marzo, y que también ésta última intervención que menciono que no aquí todavía en la gráfica, se llevó a cabo durante estos tres días a esos precios, y con gas continental.

El trabajo que estamos realizando hoy con CFE es, justamente, poder tener la oportunidad de buscar, negociar un contrato de suministro que nos sirva para la compra de gas natural de balanceo, y que esto nos lleve a unas condiciones mucho más favorables si lo hacemos, digamos, pactado con anterioridad, y no cuando tengamos, no a los mercados spot que muchas veces pues nos llevan a obtener precios mucho más caros, dependiendo, pues, obviamente, de la situación en la que se está saliendo a comprar como se encuentra el mercado.

Entonces, se está buscando con ellos lograr una negociación interesante, donde vamos a fijar un volumen y un precio fijo, y eso creo que nos va a llevar a poder mitigar el impacto lo que nos preocupa en lo que son las erogaciones por este cobro de intervenciones y compra de gas.

Al no haber comentarios, los miembros del Consejo adoptaron por unanimidad de votos el siguiente:



Acuerdo CA-029/2021

Con fundamento en la fracción VII, del artículo Décimo Sexto, del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, así como en los artículos 32, fracción IX, 33, fracción IV y 34, fracción VI, del Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control del Gas Natural, el Consejo de Administración **toma conocimiento** de las acciones de Intervención a través de las compras de Gas Natural para mantener el balance y la operación en el Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural.

IV.4 Avances en Proyectos de Almacenamiento

A continuación, la Jefa de la Unidad de Gestión Técnica y Planeación, Lic. Rosa Elena Torres Ortiz comenzó con la exposición del tema, y comentó que como ustedes saben, a partir de lo que es la publicación de la Política Pública de Almacenamiento, emitida por la Secretaría de Energía, pues desde el 2018-19, se iniciaron diferentes acciones para poder estar alineando, pues justamente, lo que es la estrategia y la contratación de almacenamiento de gas natural en el país.

Tanto lo que es almacenamiento denominado como estratégico, el operativo, y en su caso, el comercial.

Desde ese momento, se hizo una labor muy interesante, muy importante a través de la Comisión Nacional de Hidrocarburos y con la participación del Instituto Mexicano del Petróleo, en el cual pues se detonaron estudios sobre lo que tiene que ver con la parte de los yacimientos que eran viables para el uso de esta tecnología para almacenamiento.

El día de hoy continuamos trabajando muy de cerca con ellos, con la Comisión Nacional y con el Instituto Mexicano, pero, justamente, estamos abordando tres tipos de tecnologías, si se me permite decir así: lo que es el gas natural licuado; en lo que es el servicio de almacenamiento en las terminales; el otro es el almacenamiento de gas natural en cavernas salinas; y pues, obviamente, lo que ha sido el almacenamiento de gas natural en yacimientos agotados.

Hemos estado trabajando también con la Secretaría de Energía, hemos presentado ya una propuesta a la modificación de la política pública en la cual, justamente, lo que estamos buscando



con ella es incrementar los días de almacenamiento para poder garantizar y darle viabilidad a los proyectos que tengan que ver especialmente con la parte de yacimientos agotados porque nos da una amplitud el poder tener y contar con los elementos que nos soporte la política pública para poder lograr un proceso de licitaciones eficiente.

Entonces, si ustedes gustan, voy a darle la palabra a Aroldo, que es Coordinador del tema de almacenamiento, simplemente para que les informe los principales avances que se ha tenido en estas tres tecnologías, y los pasos a seguir de una manera muy rápida.

y cedió la palabra al ing. José Aroldo De Hoyos Morales. Como lo comentaba la licenciada Rosa Elena, bueno, hemos estado abordando las tres formas de almacenamiento, los tres tipos de almacenamiento, y para el caso de "TLA", dado que ya contábamos con un contrato de servicio con condiciones suspensivas, nos fue informado en este mes de mayo que ya CFE Energía es un tercer público, ya había hecho un contrato con ellos.

Y nosotros estamos en etapa de generar un contrato de suministro, como lo comentaba la licenciada Rosa Elena, para contar con almacenamiento al menos de 3.3 de BCF en uno de los tanques con los que cuenta la terminal, y poder tener este primer proyecto operando para noviembre de este año.

Para el caso de las cavernas salinas, el caso de Cydsa, de las cavernas salinas de Shalapa, ya avanzamos con los acuerdos de confidencialidad y de colaboración.

Estamos ahorita en espera de que la empresa, dado que cuenta con los permisos tanto de propiedad del uso de suelo, de explotación minera y cuenta ya con tres cavernas ya avanzadas, estamos trabajando sobre un contrato también con condiciones suspensivas, una propuesta, el cual someteremos a su consideración una vez que ellos nos entreguen los casos, el caso de negocio que ya se había presentado, y el caso de toda la información técnica.

Es el mismo caso para centro de almacenamiento de energía de Chihuahua, el cual cuenta con las mismas características.

Estamos ahorita evaluando la información técnica y el caso de negocio para proceder después de los convenios de colaboración, a un contrato con condiciones suspensivas que vamos a someter



entre esas condiciones suspensivas, bueno, la celebración de mesas de trabajo con SENER, CENAGAS, CNH y el caso de negocio para después que la CRE evalúe la condición tarifaria.

Para el caso de campos agotados, de los yacimientos, estamos ahorita cerrando la actividad a partir de abril, se hizo un programa con un grupo de trabajo encabezado por SENER, con la participación de CNH, CENAGAS y el IMP, en su carácter técnico de apoyo de CENAGAS y del grupo, dado que ya se habían evaluado estos yacimientos por 2018-2019, y bueno, generando una serie de atributos y consideraciones se llevó a ubicar 44 yacimientos posibles con características favorables para el almacenamiento de gas por casi 4 mil BCF de los cuales en una jerarquización se lograron identificar 12 campos, los cuales están en estudio ahorita en la mesa de trabajo con un compromiso de entrega a la información para esa jerarquización y de ahí tener las opciones para poder salir a licitar por el 25 de junio.

Ya esta información de esos 12 campos, ya se pidió la información tanto la que contaba la CNH como la que se requería solicitar a PEMEX.

El 12 de mayo se solicitó a PEMEX esta información, a PEP en particular, con fecha de compromiso 12 de junio y, bueno, ahorita estamos, ya se evaluó una matriz de atributos para considerar las mejores condiciones de los campos y estamos ya en vísperas de contar con esa jerarquización.

También esto al ser licitado, bueno, pues vamos también, o sea, estamos también reforzando una estructura de ejecución aquí en el centro para poder llevar a cabo una vez que las mesas de trabajo ya rindan frutos, generar bases técnicas, modelos de contratación y con miras a que a principios del próximo año podamos iniciar con estos procesos.

Siguiendo en uso de la voz comento que de manera general se presenta un plan de ejecución; si ustedes ven, ahorita vamos en los procesos de definición de proyectos, ya también estamos en el esquema de contratación con estos grupos que se están formando, llevamos ahí un atraso de un mes, pero que se está reactivando.

Y bueno, la ejecución de los proyectos, ahí tenemos una visión de tener a principios de, bueno, ésta no lo marca, también esto va aparejado, con lo que comentaba la licenciada Rosa Elena, de una modificación de la política pública de almacenamiento de gas natural, donde vemos en apertura a



los comercializadores para poder realizar todas estas inversiones, dado que son una cantidad grande de campos con el consecuente requerimiento de inversión.

Y bueno, los primeros proyectos, cinco o seis serán a cargo del estado y ya los subsecuentes, ésa es nuestra propuesta, que los subsecuentes se abran a la comercialización.

En uso de la voz, la Lic. María Magdalena Carral Cuevas preguntó qué parte del déficit de espacio de almacenamiento se cubriría si se llegaba al 2024 con lo que se estaba presentando, o sea, si se cubriría qué parte, o qué parte quedaría, o si se avanza, en fin ¿cuál sería el universo?.

A lo anterior, el ing. José Aroldo De Hoyos Morales señaló que se estaba considerando la reactivación de TLA, con el acuerdo que se estaba buscando, al menos tener 3.3 BCF en ese punto, con posibilidad de 6.6, pero conseguir de 3.

Asimismo, señaló que Shalapa, en sus distintas etapas, cavernas salinas, ya habían estado estudiando el proceso con la compañía y que pudieran tener hasta 10 BCF antes del 2024, y tenían también el Centro de Almacenamiento de Energía, y que ya que analizaran y avanzaran con la viabilidad, ellos se comprometerían también con cinco BCF, se llevaban 18, y los otros seis BCF para llegar a 24 que son prácticamente 2.5 días de almacenamiento, serían con algún yacimiento agotado que pudiera ser, dentro de los que se tenían avanzados era CAF o Brasil.

Comentó que la política pública de 45 BCF estaba para el 26, pero que de ahí se venía una activación de todos esos procesos de licitación y de ahí el 2026, si se reactivaba de manera efectiva todos esos proyectos, podrían llegar a esas metas que se plantean tanto para el 26 y reactivar lo que va a ser la nueva.

Por su parte, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres preguntó el número de días a cuánto se llegaría, ya que no había escuchado ese número de días.

Respecto a lo anterior, el Ing. José Aroldo De Hoyos Morales señaló que, en el largo plazo, SENER les había comentado alcanzar soberanía y seguridad energética, garantizando demanda de 30, 60 y 90 días en el 30, 35 y 40, que era un proyecto ambicioso, pero ya activando esos modelos pudieran estar en un camino hacia ese fin.



En uso de la voz, la Lic. Rosa Elena Torres Ortiz comentó que para complementar la información que el Ing. José Aroldo De Hoyos Morales había explicado, que actualmente la política vigente, esta dentro de las atribuciones, que CENAGAS sea el contratante de lo que era almacenamiento estratégico y almacenamiento operativo, que finalmente se marca como 45 BCF.

Manifestó que en el 2024 se estaría alcanzado 21 y seguirían trabajando para poder garantizar en el 24 ya con las licitaciones para estar yendo hacia lo que es almacenamiento de campos o yacimientos agotados. Asimismo, comentó que justamente era atribución suya y que por lo mismo estaban trabajando muy de cerca con SENER y también inclusive con la Comisión Reguladora de Energía, ya que tenían que tener claro que el pago que se haría por el servicio de almacenamiento, en definitiva al menos lo que se tenía que dar como el almacenamiento operativo, tendría que estarse integrando en la tarifa de transporte, ya que el almacenamiento operativo, es el que les estaría asegurando la operación continua del sistema, ante alguna escases de gas natural.

Por otra parte, comentó que se sentían muy tranquilos, con los 3.3 BCF, que estaban muy interesados ya por concluir su contratación y que, en febrero, el déficit de gas, dadas las condiciones que se presentaron adversas que fueron a lo largo de una semana, el déficit fue de un BCF.

Entonces, comentó que obviamente, con 3.3 se sentían, en un principio cómodos para poder estar garantizando únicamente la continuidad del servicio de transporte y que ya posteriormente, lo que era el inventario a nivel nacional que dicta la política pública, lo estarían buscando cumplir ya con la disponibilidad de las cavernas salinas y de los yacimientos agotados y que se está trabajando, digamos, a marchas forzadas, y en la siguiente sesión presentar por obligación nuestra, lo que es la estrategia de almacenamiento para dar cumplimiento a la política pública.

Por su parte, el Ing. Juan Edmundo Granados Nieto comentó que sí consideraban que ese tema era un tema complejo, muy técnico, muy económico, en el sentido de que se tenía que buscar el costo beneficio para el país, o sea, el menor costo y con el mayor beneficio.

Entendían que era el costo de no solamente de construir, sino del no tener el gas para que la industria mexicana pudiera operar y en ese sentido, pues se tenía que analizar, un sinnúmero de alternativas de forma compleja de modelaciones hidráulicas de proyecciones de largo plazo en



relación a las inyecciones que se pudieran hacer, tanto nacionales como del exterior, para definir los mejores puntos y definir cuántos puntos sería y en qué momento tener cada uno de los puntos, quién pagaría el primer almacenamiento y los subsecuentes.

En uso de la voz, el Mtro. Abraham David Alipi Mena comentó que se estaban enfocando a lo que vendrían siendo esos proyectos y que sin embargo, paralelamente se había solicitado a la CNH que les validarán otros proyectos que estaban dentro de los estudios iniciales que se hicieron a través del IMP para poder más adelante tener otras opciones, no solamente lo que serían las dos cavernas salinas identificadas y los dos campos agotados, así como TLA's, sino tener otras opciones con las cuales pudieran ir dando cumplimiento a esa política pública.

Asimismo, comentó que ya se habían enviado a la CNH alrededor de 12 estudios más, campos, para que los validen y les pudieran pasar esa información, y poderlos incluir dentro de la oferta de este tipo y que igualmente, como decía el contador Granados, básicamente lo que querían hacer era que eso sea algo en lo que, si bien el Estado va a invertir, también sea una participación por parte de las empresas.

Por otra parte, el Mtro. Adán Enrique García Ramos preguntó si tendrían ya alguna estimación de cuándo tendrían alguna especie de caso de negocio, donde ya se estén evaluando, ya que se estaba hablando mucho de posibles puntos y las posibles participaciones y todo el entrelazado de política pública que debe de estar, para ir viendo cómo se irían enclavando esos proyectos pues en todo el funcionamiento del sistema y el estimado de cuándo habría esa información y la evaluación, por supuesto.

A lo anterior, la Lic. Rosa Elena Torres Ortiz comentó que también habían estado trabajando muy de cerca las primeras dos tecnologías, lo que era almacenamiento GNL y cavernas, y que en el caso de lo que era almacenamiento en la terminal de Altamira, sí tenían un caso de estudio y un plan de negocio mucho más maduro en el cual, inclusive, ya estaban trabajando con la Comisión Federal de Electricidad y también con la Comisión Reguladora de Energía, la reconfiguración quizás hasta de lo que era la estructura en materia tarifaria.



En uso de la voz, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres comentó que lo importante sería, como dijo el Mtro. Adán Enrique García Ramos, que vayan viéndolos y que les den conocimiento de esos casos, y que eso fortalecía esa presentación.

Por lo anterior, la Lic. Rosa Elena Torres Ortiz comentó que ellos creían concluir el plan de negocio con TLA el próximo mes; y lo que era caverna Salinas estaban trabajando, quizás, en haber concluido ya dos meses, con el acompañamiento de SENER y CRE, inclusive y que entonces creía que iban a tener resultados muy importantes en los próximos meses, y todo eso pues aparejado también con lo que iban a ser ya las primeras especificaciones para lo que iba a ser la licitación.

Al no haber más comentarios, los miembros del Consejo adoptaron por unanimidad de votos el siguiente:

Acuerdo CA-030/2021

Con fundamento en la fracción VII, del artículo Décimo Sexto, del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, así como en el artículo 32, fracción XI, del Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control del Gas Natural, el Consejo de Administración **toma conocimiento** de los Avances en Proyectos de Almacenamiento.

IV.5 Propuesta Primera Revisión Anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024

En desahogo de este punto, la Lic. Rosa Elena Torres Ortiz comentó que quería destacar ese cronograma, que el 31 de marzo la CRE emitió la opinión técnica mediante el acuerdo 07, que se habían establecido a partir de esa fecha mesas de trabajo con SENER, en la que habían estado incorporando varios de los comentarios que les habían venido emitiendo, sobre todo y, justamente, por lo que se ha venido mencionando a lo largo de toda la sesión, todo aquello que tiene que ver con los escenarios prospectivos de demanda, principalmente, era en lo que habían trabajado fuertemente con ellos.



Por su parte, la Mtra. Grissel Montes Romero señaló que lo que se estaba presentando era el trabajo que se derivó de las comunicaciones que tuvo el equipo técnico de CENAGAS, con el equipo técnico de la SENER, una vez que se recibió la opinión técnica.

Comentó que el equipo de CENAGAS lo que realiza son escenarios de demanda bajo diferentes criterios en donde un escenario que definieron como el escenario más probable, el escenario BOC, era el que se obtenía con información propia de CENAGAS y la información que se tenía, tanto de las empresas productivas del estado, así como de la consulta pública.

En ese sentido, comentó que lo que les pidió la SENER era que tomando el escenario más probable, que era ese escenario marcado en línea verde de dicha presentación, se agregaran aquellos proyectos de las empresas productivas del estado para así poder conformar ese segundo escenario.

Asimismo, comentó que lo que se estaba viendo era para un escenario a nivel nacional, recordando que, durante la tercera revisión del Primer Plan Quinquenal, la SENER solicitó al CENAGAS que se hicieran los esfuerzos para poder tener un escenario a nivel nacional y que en ese sentido, estaban hablando que en ese escenario estarían teniendo alrededor del año 2024 una demanda estimada de alrededor de 10.6 BCF.

Que lo que aquí se está esperando, es que varios proyectos de las empresas productivas del estado se materialicen, es decir, se inicien operaciones de diferentes plantas de ciclos combinados por parte de la CFE que inicia la operación de proyecto que trae CFE en la parte de Salina Cruz y diferentes otros proyectos sobre todo en la región sur, sureste.

Asimismo, señaló que se estaban enfocando ya a la demanda particularmente que podría ser atendida a través del SISTRANGAS y en ese sentido, estarían llegando a unos niveles de demanda, en el 2024, de alrededor de 6.3 BCF, porque varios de los proyectos que estaban proponiendo a las empresas productivas del estado, tenían cabida en esa región sur, sureste en donde, actualmente, el SISTRANGAS es donde tiene la tarea del suministro de gas natural.

Comentó que se hacía una serie de recomendaciones, las cuales CENAGAS se daba a la tarea de realizarlas y en ese sentido, en la propuesta que se presentó para opinión técnica de la CRE, se incorporaron elementos de análisis como jerarquización a través de la consideración de los riesgos



de cada proyecto, identificación y cuantificación de efectos sociales, económicos, ambientales y por supuesto del elemento económico a través del análisis de tarifa.

Todo eso era para un análisis integral de la cartera de proyectos y el cual se basaba en metodologías que comúnmente son utilizados en la industria. Asimismo, comentó que en la propuesta del Plan Quinquenal para la primera revisión no se propuso ningún ajuste a la cartera de proyectos y reiteró que todo ese análisis se derivó de la información que se tuvo en el último trimestre del año 2020, es decir, como lo mencione muy a inicio de la sesión, el Plan Quinquenal, que ellos tenían el primer trimestre, entonces todo ese trabajo que realizaba el gestor técnico, lo realiza durante el último trimestre del año, las actualizaciones de oferta, demanda y finalmente las modelaciones a fin de que la cartera de proyectos que se propone a la Comisión Reguladora de Energía en el mes de enero, era derivada de esa información que nos fue proporcionada.

Asimismo, manifestó que, no obstante, nada más como una acotación, ellos una vez que se emitía lo que era la primera revisión del Plan Quinquenal, arrancaban lo que era una consulta pública, que eso para ellos daba inicio a la siguiente revisión del Plan Quinquenal y que era un ejercicio anual.

Por su parte, la Lic. Rosa Elena Torres Ortiz comentó que esas eran las fichas de proyecto y que eran proyectos que los miembros del consejo han venido conociendo ya desde hace un año atrás y que hacía la mención de que esos proyectos no se habían modificado, ya que, obviamente, las premisas con las que se elaboraron seguían estando vigentes. Asimismo, señaló que lo que sí podrían estar comentando es que, para este ejercicio en este año, iban a llevar a cabo la consulta pública, iban a obtener manifestaciones de nueva demanda y que se iban a acercar con las empresas productivas del estado para afinar lo que era la cartera de proyectos que van a tener ellos en sus planes de negocio, y probablemente, ya para fines de año estarían perfilándose con una cartera quizás un poco más ampliada a la que se estaba presentando.

En uso de la voz, el Ing. Miguel Ángel Maciel Torres comentó que ese escenario de demanda utiliza como mecanismo de transporte el ducto de 48, entonces que ése de entrada ya tiene una limitación o un alcance en función de sus capacidades, por lo que creía que vale la pena, que ese nuevo escenario de demanda que les había platicado la Lic. Rosa Elena Torres Ortiz les iba a volver a dimensionar o les podría dimensionar nuevas necesidades.



Asimismo, comentó que, en el número de proyectos, iba a cambiar, podría no necesitarse Lerdo y Tecolutla, entonces ésa sería otra modificación y señaló que estaban haciendo la revisión integral, incluyendo los proyectos de CFE Energía, incluyendo los proyectos de PEMEX, incluyendo esa modelación que estaba haciendo CENAGAS.

Por su parte, el Mtro. Abraham David Alipi Mena comentó que se estaba en una primera revisión, y que todo estaba sujeto a modificaciones, dependiendo de lo que se vaya analizando con otros temas que habían estado viendo como lo del ducto, la ampliación del ducto marino, y lo que resulte de la consulta pública y que entonces, con base a eso ya se harían las modificaciones pertinentes, y a lo mejor algunas modificaciones a los proyectos.

Al no haber más comentarios, los miembros del Consejo adoptaron por unanimidad de votos el siguiente:

Acuerdo CA-031/2021

Con fundamento en el artículo Décimo Sexto, fracción VII, del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, así como los artículos 13, fracción III, 23, fracción V, 32, fracción III y 34, fracción II del Estatuto Orgánico del Centro Nacional de Control del Gas Natural, el Consejo de Administración **toma conocimiento** de la propuesta de la primera revisión anual del Plan Quinquenal de Expansión del Sistema de Transporte y Almacenamiento Nacional Integrado de Gas Natural 2020-2024.

IV. Seguimiento de Acuerdos

A continuación, el Prosecretario del Consejo, Lic. Héctor Hugo Gutiérrez Montiel, dio lectura al estatus que guardan los acuerdos en seguimiento del Órgano de Gobierno, conforme a la cédula presentada.

Al no haber comentarios, los miembros del Consejo adoptaron por unanimidad de votos el siguiente:



Acuerdo CA-032/2021

Con fundamento en la fracción VII, del artículo Décimo Sexto del Decreto por el que se crea el Centro Nacional de Control del Gas Natural, el Consejo de Administración **toma conocimiento** del seguimiento de acuerdos.

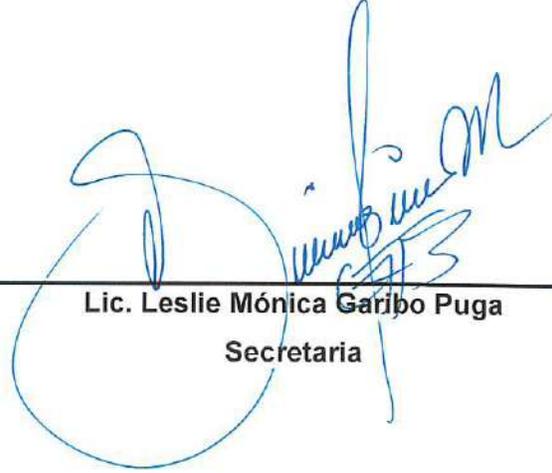
V. Asuntos Generales

No se presentaron.

Agotado el Orden del Día, el Presidente Suplente del Consejo de Administración del CENAGAS agradeció la presencia de los miembros e invitados del Consejo, levantándose el Acta de la Cuadragésima Segunda Sesión Ordinaria del Consejo de Administración del Centro Nacional de Control del Gas Natural, siendo las 13:20 horas del día de su celebración, la cual una vez aprobada se firma por el Presidente Suplente y la Secretaria.



Ing. Miguel Angel Maciel Torres
Presidente Suplente



Lic. Leslie Mónica Garibo Puga
Secretaria