

**Comisión Federal de Electricidad****Adquisición de Energía Eléctrica a Productores Externos**

Auditoría Financiera y de Cumplimiento: 12-1-18TOQ-02-0472

DE-135

***Criterios de Selección***

Esta auditoría se seleccionó con base en los criterios cuantitativos y cualitativos establecidos en la Normativa Institucional de la Auditoría Superior de la Federación para la integración del Programa Anual de Auditorías para la Fiscalización Superior de la Cuenta Pública 2012, considerando lo dispuesto en el Plan Estratégico de la ASF 2011-2017.

***Objetivo***

Fiscalizar la gestión financiera de la adquisición de energía eléctrica a Productores Externos, para verificar el cumplimiento de los términos contractuales de las concesiones; los pagos por capacidad, operación y mantenimiento (costos fijos y variables); la prevalencia en el despacho de energía por el CENACE de las mejores condiciones de precio para la entidad y que el registro presupuestal y contable de las operaciones se realizó conforme a las disposiciones legales y normativas.

***Alcance***

	<b>EGRESOS</b>
	Miles de Pesos
Universo Seleccionado	43,422,854.8
Muestra Auditada	18,388,650.4
Representatividad de la Muestra	42.3%

Se conoció que el Programa R584 "Adquisición de Energía Eléctrica a los Productores Externos de Energía" reportó en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal un presupuesto ejercido por 43,422,854.8 miles de pesos, de los cuales se seleccionaron para revisión 18,388,650.4 miles de pesos, el 42.3% del total reportado, que se integra por 15 contratos celebrados con los PEE, de los que 10, por 16,866,624.2 miles de pesos (91.7%), corresponden a Centrales de Ciclo Combinado y 5, por 1,522,026.2 miles de pesos (8.3%), a Centrales de Energía Eólica, como se muestra continuación:

Integración de la Muestra (Miles de pesos)			
Área	Partidas Presupuestales		Total
	32902 Pidiregas Cargos Fijos	26106 Pidiregas Cargos Variables	
Tuxpan III y IV	1,070,432.4	2,016,568.3	3,087,000.7
La Laguna II	1,152,661.3	1,226,173.9	2,378,835.2
Río Bravo III	875,779.0	1,012,356.1	1,888,135.1
Mexicali	850,165.2	734,955.7	1,585,120.9
Mérida III	628,143.2	921,398.2	1,549,541.4
Hermosillo	455,882.6	684,487.6	1,140,370.2
Altamira II	395,699.9	846,713.3	1,242,413.2
Anáhuac (Río Bravo II)	508,408.3	984,466.0	1,492,874.3
Río Bravo IV	716,210.2	923,208.9	1,639,419.1
Saltillo	387,909.6	475,004.5	862,914.1
<b>Subtotal</b>	<b>7,041,291.7</b>	<b>9,825,332.5</b>	<b>16,866,624.2</b>
Oaxaca III	-	408,679.0	408,679.0
Oaxaca IV	-	396,051.0	396,051.0
Oaxaca II	-	395,917.9	395,917.9
La Venta III	-	203,558.8	203,558.8
Oaxaca I	-	117,819.5	117,819.5
<b>Subtotal</b>	<b>0.0</b>	<b>1,522,026.2</b>	<b>1,522,026.2</b>
<b>Total</b>	<b>7,041,291.7</b>	<b>11,347,358.7</b>	<b>18,388,650.4</b>

Fuente: Cargos relativos a PIDIREGAS Programa Presupuestario R584 "Adquisición de Energía Eléctrica a Productores Externos de Energía".

### **Antecedentes**

En 2012 se pagaron 43,422,854.8 miles de pesos a 27 Productores Independientes por la entrega de energía y 3 prestadores de servicios de gasoductos, que se integra por las partidas presupuestales 32902 "Pidiregas Cargos Fijos" y 26106 "Pidiregas Cargos Variables", por 18,105,431.7 y 25,317,423.1 miles de pesos, respectivamente.

Del análisis de la energía entregada a la CFE por Productores Independientes en 2012, se conoció que éstos entregaron 81,731,203.3 MWh (millones de vatios-hora), cantidad inferior en 2,526,149.8 MWh (3.1%), respecto de 2011 (84,257,353.1 MWh). Asimismo, se observó que las plantas Río Bravo III, Mexicali, Fuerza y Energía de Hermosillo, Tuxpan III y IV, La Laguna y Mérida III incrementaron su entrega en 14.3%, 13.4%, 12.9%, 10.7%, 9.7% y 4.9%, respectivamente, en relación con 2011.

En 2012 cinco centrales de energía eólica entraron en operación: Oaxaca I, Oaxaca II, Oaxaca III, Oaxaca IV y La Venta III, que produjeron 1,556,188.3 MWh.

---

## **Resultados**

### **1. MANUALES DE ORGANIZACIÓN Y DE PROCEDIMIENTOS**

Se comprobó que la Gerencia de la División para la Administración de Contratos con Productores Externos de Energía Eléctrica (DACPEE) contó con su Manual de Organización, autorizado por la Subdirección de Generación, el 17 de marzo de 2010 y vigente en 2012, cuyo objetivo es “asegurar el cumplimiento de los contratos firmados con Productores Externos de Energía Eléctrica (PEE)...”; asimismo, cuenta con 309 procedimientos con los que se norma el ejercicio de los procesos específicos de cada contrato formalizado entre la DACPEE y los PEE, que existieron al cierre del ejercicio 2012, y se comprobó que se publicaron en la normateca institucional y en el “Sistema Informático ISO Achiever del Sistema Integral de Gestión” de la Dirección de Operación.

### **2. DEBILIDADES EN EL CONTROL INTERNO**

Para el manejo y control operativo de los contratos de Productores Externos de Energía (PEE), la gerencia de la DACPEE cuenta con el “Sistema de Administración de Contratos con Productores Externos de Energía” (SAPEE), creado el 18 de noviembre de 2005 y se utiliza para cumplir y dar seguimiento al proceso de facturación, de lo que se observó que desde su implementación y hasta la fecha no ha recibido mantenimiento ni actualizaciones; además, en el sistema SAPEE no están incluidos los últimos acuerdos entre los PEE y las áreas de control, sobre la banda de tolerancia respecto de las instrucciones del despacho, y que no se incluyen las fórmulas contenidas en los nuevos convenios modificatorios y memorándums de aclaraciones a los contratos, por lo que es necesario extraer información de carácter cincominutal y horaria, es decir, cada cinco minutos y cada hora, para realizar actividades fuera de dicho sistema; para ello se usan herramientas alternativas, como el Excel.

Asimismo, se conoció que la principal problemática que enfrenta la DACPEE es la insuficiencia de personal para el desarrollo de las actividades derivadas de la administración de los contratos con productores externos de energía, ya que la plantilla con la que cuenta (52 trabajadores) inicialmente fue considerada para administrar 15 contratos; sin embargo, al 31 de diciembre de 2012 tuvo a su cargo la administración de 27 contratos, un incremento del 80.0%, lo que genera un riesgo debido a las características de la operación, en la vigilancia del cumplimiento de los objetivos y metas institucionales.

Después de la reuniones de resultados preliminares y finales, mediante los oficios números XL000/557/2013 y XL000/605/2013 del 27 de septiembre y 15 de octubre de 2013, respectivamente, la Gerencia de Control y Evaluación Financiera remitió los oficios números DACPEE/SSAF-539-2013 y DACPEE/SSAF-555-2013 del 25 de septiembre y 15 de octubre de 2013, con los que el Gerente de la DACPEE informó que los trabajos para identificar los requerimientos técnicos y funcionales para la modernización del SAPEE están en proceso, con base en el Manual Administrativo de Aplicación en Materia de Tecnologías de la Información (MAAGTIC); además, en el “Proyecto de Presupuesto de Gasto Corriente 2014” se solicitó un presupuesto de 10 millones de pesos, a efecto de que en su momento se proceda a la licitación para modernizar el sistema, y se proporcionó el “Programa para la Modernización del Sistema SAPEEV3”, que incluye las actividades y fechas compromiso para su realización y está autorizado por las instancias competentes; sin embargo, no precisan las áreas ni los responsables de su ejecución.

También indicó que se iniciaron los trabajos en conjunto con la Unidad de Administración y Finanzas de la Subdirección de Generación, la cual realizó un "Programa para la Elaboración de Minuta de Reestructuración de la DACPEE", en el que se identifican las actividades que se deben llevar a cabo en el transcurso del proceso hasta la firma del convenio entre la CFE y el Sindicato Único de Trabajadores Electricistas de la República Mexicana; asimismo, se informó que está previsto contratar a la Universidad Nacional Autónoma de México, a efecto de elaborar un estudio para determinar las cargas de trabajo para cada una de las áreas que integran la gerencia, con el fin de sustentar el número de plazas solicitadas como parte de la reestructuración de la DACPEE. Toda vez que sólo se han iniciado las acciones para la solventación de la irregularidad, se considera que ésta persiste.

**12-1-18TOQ-02-0472-01-001 Recomendación**

Para que la Comisión Federal de Electricidad implemente las acciones de supervisión para vigilar el cumplimiento en tiempo y forma del "Programa para la Elaboración de la Minuta de Reestructuración de la Gerencia de la División para la Administración de Contratos con Productores Externos de Energía", con el fin de garantizar que cuente con una estructura orgánico-funcional conforme al incremento de los contratos formalizados con Productores Externos de Energía Eléctrica, que le permita cumplir con los objetivos y metas institucionales encomendados.

**12-1-18TOQ-02-0472-01-002 Recomendación**

Para que la Comisión Federal de Electricidad implemente un plan de acciones específicas con fechas compromiso y responsables de su cumplimiento para modernizar el Sistema de Administración de Contratos con Productores Externos de Energía (SAPEE), con el fin de que cuente con una herramienta que contenga los aspectos técnicos operativos para su correcto funcionamiento, acorde con las necesidades de la operación.

**3. PRESUPUESTO EJERCIDO EN EL PROGRAMA R584**

Con el análisis del documento presupuesto ejercido del Programa R584 "Adquisición de Energía Eléctrica a los Productores Externos de Energía", se conoció que en el 2012 se ejercieron 43,422,854.8 miles de pesos, cifra que coincide con lo registrado en el documento denominado "Análisis del Ejercicio del Presupuesto Programático" de la Cuenta de la Hacienda Pública Federal 2012; sin embargo, al revisar la integración de pagos proporcionada por la Gerencia de la DACPEE, se identificó que en el Programa R584 se ejercieron 43,400,329.2 miles de pesos, por lo que se reportó en la Cuenta Pública un importe mayor por 22,525.6 miles de pesos. Al respecto, mediante el oficio XL000/0290/2013 del 20 de junio de 2013, la Gerente de Control y Evaluación Financiera proporcionó una nota informativa sin fecha ni número, con la que el Gerente de Presupuestos indicó que los 22,525.6 miles de pesos corresponden a erogaciones del programa E561 "Operación y Mantenimiento de Centrales Generadoras de Energía Eléctrica", el cual se informó en la Cuenta Pública con una cifra inferior en la misma proporción, por lo que las cifras reportadas a nivel global son correctas, pero no por programa presupuestario.

Después de la reunión de resultados finales, con el oficio XL000/0605/2013 del 15 de octubre de 2013, se remitió una nota informativa, sin número ni fecha, con la que los jefes de los departamentos de Inversión y de Consolidación de la Gerencia de Presupuestos confirmaron la variación en las cifras reportadas en la Cuenta Pública por programa

presupuestario e informaron de "...el procedimiento de integración en los PP E561 y R584 fue corregido, de tal suerte que en la Cuenta Pública del ejercicio fiscal 2013 no deberán existir las diferencias registradas en la CP 2012..." y proporcionaron el formato 316 "Análisis Programático Funcional, Ejercido del periodo enero-agosto de 2013", con los registros en los programas presupuestarios correctos.

#### 12-1-18TOQ-02-0472-01-003 **Recomendación**

Para que la Comisión Federal de Electricidad implemente los mecanismos de control que garanticen que las cifras reportadas en la Cuenta de la Hacienda Pública Federal muestren el ejercicio real de los recursos, a fin de asegurar la confiabilidad de la información y, en su caso, se reclasifique en su oportunidad o se realicen los ajustes procedentes.

#### **4. CONTRATOS FORMALIZADOS CON PRODUCTORES EXTERNOS DE ENERGÍA**

Con el análisis de 15 contratos formalizados con Productores Independientes de Energía, con pagos, por 18,388,650.4 miles de pesos, de los que 10 corresponden al Compromiso por Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Eléctrica Asociada y 5 a la Compraventa de Energía Eléctrica de Origen Eólico, con vigencias de 25 y 20 años, a partir de la fecha del inicio de la operación comercial, se constató que los contratos establecen lo siguiente: objeto, capacidad de generación de energía eléctrica, términos y condiciones aplicables a la capacidad de generación, fórmulas para la determinación del pago y ajustes, factores de actualización, vigencia, condiciones técnicas de la energía eléctrica, penas convencionales antes de entrar en operación, obligaciones del prestador del servicio y de la CFE, eventos de incumplimiento y condiciones de pago, de conformidad con la normativa.

#### **5. CUMPLIMIENTO DE OBLIGACIONES CONTRACTUALES**

Se constató que las centrales eólicas La Venta III, Oaxaca I, II, III y IV contaron con el título de permiso de producción independiente de energía eléctrica, autorización de impacto ambiental, licencia de cambio de uso de suelo de régimen agrícola a mixto, licencia para la construcción, instalación y operación de las centrales, entre otros permisos necesarios para la operación y mantenimiento de las instalaciones de las centrales.

Asimismo, se comprobó que las 15 centrales seleccionadas como muestra cumplieron con las obligaciones contractuales establecidas para el periodo de operación, al contar con las cartas de crédito internacionales e irrevocables en favor de la CFE; los estados financieros auditados, certificados que indican que no se ha incurrido en evento de incumplimiento, así como el calendario de periodos de paro por mantenimiento programado, los programas de calibración de instrumentación de monitoreo ambiental, de calibración ordinaria de los medidores de energía eléctrica, de auditorías de calidad y de auditorías ambientales.

Sin embargo, durante el desarrollo de la auditoría no se proporcionaron los resultados de las pruebas de capacidad de las centrales Hermosillo, Mérida III, Tuxpan III y IV, La Laguna II y Mexicali, establecidas en las cláusulas 9.12 y 7.14 de los contratos respectivos, ni los informes de calibración de medidores de energía de las centrales eólicas La Venta III y Oaxaca I, conforme de la cláusula 12.1, inciso b, de los contratos; así como tampoco la validación del Laboratorio de Pruebas de Equipos y Materiales (LAPEM) de los resultados de las pruebas de desempeño realizadas del 17 de mayo al 21 de noviembre de 2012 y

remitidas al LAPEM para su validación el 26 de noviembre de 2012, correspondientes a la Central Eólica La Venta III, conforme a la cláusula 7.2 del contrato.

En respuesta de la reunión de resultados preliminares, mediante los oficios números XL000/0533/2013 y XL000/0569/2013 del 18 de septiembre y 3 de octubre de 2013, respectivamente, se proporcionó la información antes descrita, por lo que la observación se considera solventada.

#### **6. FALTA DE FORMALIZACIÓN DEL ANEXO 13 DE LOS CONTRATOS**

El numeral 3.9.4.1 “Disposición de Equipo” de las Bases de Licitación de los contratos indica que antes de iniciar la operación comercial de las centrales eólicas Oaxaca I, II, III y IV y La Venta III, se establece un pago por la ocupación de las líneas de transmisión y equipos asociados; sin embargo, con el análisis de los avalúos de inmuebles que ocupan las centrales eólicas Oaxaca II, III y IV, se constató que al cierre del ejercicio 2012 la CFE no acreditó el cobro por 1,501.3 miles de pesos a los productores por este concepto, ni formalizó los convenios señalados en el anexo 13 “Condiciones a las que se sujeta el productor para obtener las autorizaciones de uso en terrenos de la CFE sujetos al régimen del dominio público de la federación”, en incumplimiento del numeral 3.9.4.1 “Disposición de Equipo” de las Bases de Licitación de los contratos, que indica: “Para desarrollar todos los trabajos asociados a la instalación de equipo y materiales durante la etapa de construcción dentro de las Instalaciones de la Comisión, el Productor debe tener de está la autorización correspondiente tal como se establece en el Anexo 13”. Se aclara que en los contratos no se establecen penalizaciones en caso de incumplimiento de este concepto.

Respecto de las centrales eólicas La Venta III y Oaxaca I, la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos informó que los terrenos que ocupa el productor para la instalación de la Línea de Transmisión hasta el punto de interconexión, se encuentran en la Subestación La Venta II, cuyos terrenos son arrendados por la CFE, por lo cual no se cuenta con elementos legales para definir la procedencia de cobro a los PEE por el uso de dichos terrenos. Asimismo, indicó que no se cuenta con los dictámenes técnicos, ni los avalúos de las áreas que ocupan los PEE, por lo que tampoco se formalizaron los convenios del anexo 13 de los citados contratos.

En respuesta de las reuniones de resultados preliminares y finales, mediante los oficios números XL000/0569/2013 y XL000/0603/2013, del 3 y 15 de octubre de 2013, la CFE proporcionó constancias de pagos interbancarios del 13 de marzo de 2012, por 1,501.3 miles de pesos, que avalan el pago de los PEE, de las centrales eólicas Oaxaca II, III y IV, por concepto de ocupación de las líneas de transmisión y equipos asociados, así como la evidencia del registro contable del ingreso; sin embargo, no se acreditó la formalización de los convenios que alude el anexo 13 del citado contrato, por lo que persiste la irregularidad.

Por lo que se refiere a las centrales eólicas La Venta III y Oaxaca I, la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos proporcionó una copia de la minuta de los acuerdos del 13 de diciembre de 2011, en la que se establecen los montos por pagar al arrendador, tanto de la CFE como de los dos PEE, por concepto de la ocupación anual de la parcela por la instalación y operación de la subestación eléctrica La Venta II y por el pago por única vez por la anuencia de los trabajos de conexión, pruebas y operación de las líneas de transmisión eléctrica que salen de los parques eólicos Oaxaca I y La Venta III y se conectan con la subestación La Venta II, sin acreditar documentalmente dichos pagos, ni las acciones

realizadas para determinar la procedencia del pago a la CFE por el uso de las líneas de transmisión y los equipos asociados que ocupan los productores externos de energía, por lo que la observación persiste.

**12-1-18TOQ-02-0472-01-004 Recomendación**

Para que la Comisión Federal de Electricidad fortalezca los mecanismos de control y supervisión que garanticen el cumplimiento en tiempo y forma de las cláusulas contractuales antes del inicio de la operación comercial de las Centrales Eléctricas de Productores Externos.

**12-1-18TOQ-02-0472-01-005 Recomendación**

Para que la Comisión Federal de Electricidad implemente los mecanismos de control y supervisión que garanticen que en futuros contratos se establezcan las penalizaciones en caso de incumplimiento de las obligaciones contractuales antes del inicio de la operación comercial de los Productores Externos de Energía.

**12-9-18TOQ-02-0472-08-001 Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria**

Ante el Órgano Interno de Control en la Comisión Federal de Electricidad, para que realice las investigaciones pertinentes y, en su caso, inicie el procedimiento administrativo correspondiente, por los actos u omisiones de los servidores públicos que en su gestión autorizaron el inicio de operación comercial de las centrales eólicas La Venta III, Oaxaca I, II, III y IV, sin contar con los convenios establecidos en el anexo 13 "Condiciones a las que se sujeta el productor para obtener las autorizaciones de uso en terrenos de la CFE sujetos al régimen del dominio público de la federación" de los contratos de Compraventa de Energía Eléctrica de Origen Eólico.

***7. APROBACIÓN DEL INICIO DE OPERACIÓN COMERCIAL DE LAS CENTRALES EÓLICAS, SIN APROBACIÓN DEL SISTEMA DE GESTIÓN AUTOMÁTICO DE FACTURAS Y FALTA DE ACTAS DE ENTREGA-RECEPCIÓN DE LA ADMINISTRACIÓN DE LOS CONTRATOS***

El numeral 3.9.6 "Sistema de Gestión Automático de Facturas", quinto párrafo de las Bases de Licitación de los contratos de las centrales eólicas La Venta III, Oaxaca I, II, III y IV, establece: "El Productor deberá tener disponible en condiciones satisfactorias de operación y con la aprobación y validación por parte de la Comisión el módulo de consulta de acuerdo al procedimiento de pruebas, previamente conciliado con la Comisión, así como del sistema de gestión automático de facturas y de las comunicaciones con el CENACE, a más tardar cuando se cumpla el evento de la Operación Comercial."; sin embargo, se observó que la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos (CPT) aceptó el inicio de la operación comercial de las referidas centrales, a pesar de no estar aprobado el Sistema de Gestión Automático de Facturas (SGAF), ni haberse formalizado las actas de entrega-recepción de la Administración de los Contratos entre la Gerencia de la DACPEE y la CPT, a pesar de que transcurrieron de 11 a 19 meses de la entrada en operación comercial de dichas centrales eólicas. Se aclara que en los contratos no se establecen penalizaciones por dicho incumplimiento.

La falta de cumplimiento de la obligación contractual respecto de la aprobación y validación del SGAF constituye un riesgo para la facturación de los pagos a los productores durante la operación comercial, por la incertidumbre en la aplicación de los algoritmos y valores que

intervienen en la formulación de pagos, así como de los valores de Producción Neta de Energía, medidos en el “punto de interconexión”.

Por intervención de la Auditoría Superior de la Federación, la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos y la Gerencia de la DACPEE formalizaron las actas de entrega-recepción de la administración de los contratos de las centrales eólicas Oaxaca II, III y IV el 3 de julio del 2013. En el caso de las centrales Oaxaca I y La Venta III, a la fecha de cierre de esta revisión (septiembre de 2013) no se formalizaron las actas de entrega-recepción.

**12-1-18TOQ-02-0472-01-006 Recomendación**

Para que la Comisión Federal de Electricidad fortalezca los mecanismos de supervisión y control que garanticen que no se iniciará la operación comercial en las centrales de los Productores Externos de Energía, sin contar con la autorización del Sistema de Gestión Automático de Facturas y el cumplimiento de las demás condiciones contractuales.

**12-1-18TOQ-02-0472-01-007 Recomendación**

Para que la Comisión Federal de Electricidad implemente las acciones necesarias para formalizar las actas de entrega-recepción de la Administración de los Contratos de las centrales eólicas entre la Gerencia de la División para la Administración de Contratos de Productores Externos de Energía y la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos, con el fin de que se vigile el adecuado cumplimiento de los contratos.

**12-9-18TOQ-02-0472-08-002 Promoción de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria**

Ante el Órgano Interno de Control en la Comisión Federal de Electricidad, para que realice las investigaciones pertinentes y, en su caso, inicie el procedimiento administrativo correspondiente, por los actos u omisiones de los servidores públicos que en su gestión autorizaron el inicio de la operación comercial en las centrales eólicas La Venta III, Oaxaca I, II, III y IV, sin contar con el Sistema de Gestión Automático de Facturas (SGAF), autorizado por la CFE.

**8. PAGOS A PRODUCTORES EXTERNOS DE ENERGÍA**

Se conoció que en los “Contratos por Compromiso por Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compra-Venta de Energía Eléctrica Asociada” se establecen los conceptos por los que la CFE paga: por Cargo Fijo de Capacidad (PCFC), Cargo por Combustible (PCC), Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento (PCFOM), Cargo Variable de Operación y Mantenimiento (PCVOM), Cargo Fijo por Reserva de Capacidad (PCFRC) y Cargos por Arranque (PCA). De los seis conceptos anteriores, el pago de Cargo Fijo por Capacidad se realiza en dólares en una institución financiera en el extranjero, determinada por el productor, y los pagos restantes se realizan en pesos en una institución financiera del país. Al respecto, se revisaron los pagos de 10 PEE con centrales de ciclo combinado, como se muestra a continuación:

Pagos a Productores Externos de Energía con "Centrales de Ciclo Combinado"							
(Miles de pesos)							
Productor	PCFC	PCA	PCC	PCFOM	PCFRC	PCVOM	Total general
Mérida III	443,116.7	0.0	888,926.6	185,026.6	0.0	32,471.5	1,549,541.4
Anáhuac/Río Bravo II	365,356.9	-351.4	984,266.7	143,051.3	0.0	550.8	1,492,874.3
Río Bravo III	595,734.4	5.5	1,007,693.5	161,899.2	118,145.3	4,657.2	1,888,135.1
Saltillo	273,368.1	0.0	474,547.9	114,541.6	0.0	456.5	862,914.1
Río Bravo IV	461,121.0	-44.2	914,355.2	162,527.9	92,561.3	8,897.9	1,639,419.1
Altamira II	266,065.2	48.4	831,691.7	129,634.8	0.0	14,973.1	1,242,413.2
Mexicali	608,401.4	7,412.0	706,115.3	241,763.9	0.0	21,428.3	1,585,120.9
Hermosillo	254,885.5	0.0	656,304.5	200,997.1	0.0	28,183.1	1,140,370.2
Tuxpan III y IV	577,374.5	0.0	1,986,754.3	509,105.4	-16,047.4	29,813.9	3,087,000.7
La Laguna II	670,260.0	0.0	1,211,431.9	285,420.9	196,980.5	14,741.9	2,378,835.2
Total general	4,515,683.7	7,070.3	9,662,087.6	2,133,968.7	391,639.7	156,174.2	16,866,624.2

Fuente: Facturas y comprobantes de pago.

Asimismo, en los contratos de Compraventa de Energía Eólica se establecen dos conceptos por los cuales la CFE debe pagar, Cargos Alfa (cargo fijo de capacidad) y Cargos Beta (cargos por energía). Se revisaron los pagos de 5 PEE de centrales eólicas como sigue:

Pagos a Productores Externos de Energía "Centrales Eólicas"			
(Miles de pesos)			
Central	Alfa	Beta	Total
La Venta III	64,047.4	139,511.4	203,558.8
Oaxaca I	51,577.8	66,241.7	117,819.5
Oaxaca II	211,403.0	184,514.9	395,917.9
Oaxaca III	214,520.9	194,158.1	408,679.0
Oaxaca IV	208,756.4	187,294.6	396,051.0
Total	750,305.5	771,720.7	1,522,026.2

Fuente: Facturas y comprobantes de pago.

Con el análisis de las facturas pagadas a los PEE, por 18,388,650.4 miles de pesos (16,866,624.2 miles de pesos de centrales de ciclo combinado y 1,522,026.2 miles de pesos de centrales eólicas), se verificó que están registradas en el Servicio de Administración Tributaria y cumplieron con los requisitos establecidos en la normativa, como folio, sello digital del SAT, lugar y fecha de expedición, RFC del emisor, régimen fiscal, sello digital del contribuyente emisor, cantidad, valor unitario, forma en la que se realiza el pago, código de barras y número de serie del certificado de sello digital. Asimismo, se constató que las transferencias se correspondieron con las cuentas designadas por los proveedores y por los montos que amparan las facturas.

También se identificó que en el registro del pago de las facturas números F00000167 y F00000226, por Cargos Fijos de Capacidad a los Productores Hermosillo y Tuxpan III y IV, y números 15 y 16 de Oaxaca III, número 205 de Oaxaca II, número 234 de Oaxaca IV, por

Cargos Alfa, se utilizó un tipo de cambio diferente al del día anterior a la fecha de pago, por lo que se registró un importe superior de 193.4 miles de pesos (cargos fijos 122.9 miles de pesos y alfa 70.5 miles de pesos).

Después de la reunión de resultados preliminares y finales, mediante el oficio número XL000/0550/2013 del 26 de septiembre de 2013, se proporcionó una nota informativa en la que se indicó que la diferencia en el registro se originó por el cambio de procedimiento que se utilizaba para este tipo de pagos, por lo que para asegurar que esas variaciones no se vuelvan a repetir, a partir de enero de 2013, se adoptó un control que consiste en obtener mensualmente el auxiliar contable de los cargos fijos pagados en dólares y su equivalente en pesos; el cociente entre estos dos valores es cotejado y comparado con el tipo de cambio publicado por el Banco de México (BANXICO), en caso de diferencia, se cancela el registro inicial y se elabora el registro con el tipo de cambio correcto del BANXICO.

#### 12-1-18TOQ-02-0472-01-008 **Recomendación**

Para que la Comisión Federal de Electricidad fortalezca los mecanismos de operación y control para contar con información oportuna y confiable en el registro de las operaciones en dólares de los Cargos Fijos de Capacidad de los Productores Externos de Energía, que le permitan llevar el adecuado y correcto seguimiento de los pagos por este concepto.

#### **9. EVENTOS DE INCUMPLIMIENTO DE CAPACIDAD**

Se conoció que la cláusula 9.16, inciso b), de los Contratos de Compromiso de Capacidad (cláusula 7.17, inciso c en el caso del productor Mérida III), establece la obligación para el productor de entregar un certificado que indique si ha ocurrido o no algún evento de incumplimiento dentro de las centrales. Al respecto, se constató que los 15 productores seleccionados contaron con el certificado en 2012.

Sin embargo, en diciembre de 2012 la Gerencia de la DACPEE informó a los productores externos de las centrales Anáhuac/Río Bravo II, Río Bravo III, Río Bravo IV, Saltillo y Altamira II de un incumplimiento debido a una indisponibilidad de parte de la Capacidad Neta Demostrada de las centrales por condiciones ambientales adversas, y les otorgó un plazo de 30 días para realizar los trabajos necesarios para recuperar la Capacidad Neta Demostrada de las Instalaciones; sin embargo, los PEE no realizaron las reparaciones, remplazos o correcciones necesarias a las instalaciones para evitar o corregir las indisponibilidades mencionadas, por lo que el 22 de mayo de 2013 se notificó a los PEE el evento de incumplimiento, mediante los oficios números DACPEE-SE 261/ 2013, DACPEE-SE 265/ 2013, DACPEE-SE 266/ 2013, DACPEE-SE 264/ 2013 y DACPEE-SE 267/ 2013, respectivamente. Las indisponibilidades se iniciaron en 2006 en la central Saltillo; en 2008 en la Altamira II y Anáhuac/Río Bravo II, y en 2011 en las centrales Río Bravo III y Río Bravo IV. Al respecto, durante 2012 se realizaron 61 pruebas de capacidad en las centrales mencionadas, en las cuales se identificaron inconsistencias, como sigue: en 18 casos (29.5%), las pruebas se realizaron con base en una capacidad inferior de lo contratado; en 35 casos (57.4%), las pruebas no cuentan con el resultado; en 3 casos (4.9%), la central no alcanzó la capacidad declarada como disponible, y en 5 casos (8.2%), las pruebas no cuentan con los datos cincominutales de la Potencia Corregida a las Condiciones de Diseño de Verano.

Por otra parte, en el análisis de las bitácoras de eventos de las centrales, se observó que durante el ejercicio 2012 la indisponibilidad fue desde los 0.5 MW hasta los 25 MW y representó 11,102 horas, como se muestra a continuación.

Horas de Indisponibilidad por Condiciones Ambientales Adversas

Contrato	Central	Horas de Indisponibilidad	Días
988004	Altamira II	1714:45:00	71.4
PIF-007/2001	Río Bravo II	5663:52:00	236.0
PIF-006/2002	Río Bravo III	520:37:00	21.7
PIF-001/99	Río Bravo IV	1855:05:00	77.3
PIF-013/99.	Saltillo	1347:41:00	56.1
	Total	11102:00:00	462.5

Fuente: Bitácoras de Eventos.

Las "Licencias por Indisponibilidad" fueron autorizadas de manera recurrente por el Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), conforme a las facultades que le confiere el Capítulo V, Licencias del Reglamento de Despacho y Operación del Sistema Eléctrico Nacional.

Asimismo, se conoció que a efecto de tener los elementos necesarios para proceder contractualmente, la Gerencia de la DACPEE solicitó al CENACE, mediante diversos oficios del 22 de enero de 2013, la cuantificación de los daños y perjuicios causados a la CFE por el derrateo (disminución de potencia) permanente de las centrales. Al respecto, con los oficios números WR001/0226/2013 y WR001/0289/2013 del 6 de junio y 1 de agosto del 2013, respectivamente, el CENACE comunicó a la Gerencia de la DACPEE lo siguiente: "...el despacho se elabora tomando en consideración la estimación de la demanda, las restricciones de la red eléctrica y la disponibilidad de todas las unidades generadoras. Las centrales son programadas y despachadas de manera compatible con sus límites técnicos, incluyendo todas sus licencias y restricciones que afecten su capacidad disponible...", e indicó que: "...dado que los límites involucrados en la licencia del productor se encuentran incluidos en el despacho, el CENACE considera que el impacto económico deberá calcularse conforme a lo establecido en los preceptos del contrato...", ya que en el despacho económico no hay sobrepagos por estimar.

Se señala que de conformidad con el anexo 2 (anexo 3, en el caso de Mérida III) de los contratos, en la determinación del cargo fijo por capacidad se considera la capacidad neta demostrada, por lo que la CFE realiza el ajuste en el importe pagado por cargo fijo.

Mediante una nota informativa del 26 de agosto de 2013, el CENACE también indicó: "...el diferencial por la falta de energía ocasionada por la indisponibilidad de las centrales, se cubre con la reserva operativa que se tiene en otras unidades generadoras"; sin embargo, carece de procedimientos o herramientas que le permitan conocer el importe de los daños y perjuicios en los que incurre la CFE debido al incumplimiento (en el entendido de que la

energía solicitada y no proporcionada por los PEE fue adquirida en el siguiente nivel de la tabla de méritos a un precio más elevado).

En respuesta de la reunión de resultados preliminares, mediante el oficio número XL000/0544/2013 del 23 de septiembre de 2013, la CFE proporcionó una copia de los acuerdos celebrados con las centrales Anáhuac/Río Bravo II, Río Bravo III, Río Bravo IV, Saltillo y Altamira II, en los que dichos productores se obligan a ejecutar las acciones necesarias para recuperar la Capacidad Neta Demostrada de las instalaciones, mediante un Plan de Mejora autorizado por la CFE el 24 de abril de 2013, con un Dictamen Técnico Favorable emitido por la Subdirección de Generación sobre las acciones para eliminar la indisponibilidad.

Asimismo, con una nota informativa del 26 de septiembre de 2013, se indicó que se realizaron diversas reuniones de trabajo entre el personal de las subdirecciones del CENACE y de Generación, en las cuales se concluyó contactar al Instituto de Investigaciones Eléctricas, a efecto de determinar la metodología o herramienta aplicable para el cálculo de daños y perjuicios generados por el incumplimiento declarado y, en su caso, realizar el cobro.

#### 12-1-18TOQ-02-0472-01-009 **Recomendación**

Para que la Comisión Federal de Electricidad implemente los mecanismos de operación y control que le permitan conocer el importe de los daños y perjuicios causados a la CFE, debido al incumplimiento por la indisponibilidad de las centrales de los Productores Externos de Energía y gestione el cobro de dichos importes.

### **10. PARTICIPACIÓN DE PRODUCTORES EXTERNOS EN LA GENERACIÓN DE ENERGÍA**

Con el análisis de la información proporcionada por el CENACE, se comprobó que durante el ejercicio 2012 se generaron 274,794,869.01 MWh de energía, de los cuales los Productores Externos participaron con el 29.7% (con la operación de 27 centrales); la CFE generó el 65.1% (con 198 centrales) y los autoabastecedores, cogeneradores, pequeños productores, otros y energía de exportación, con el 5.2 % (mediante 92 centrales), como se muestra a continuación:

Generación de Energía Eléctrica en 2012				
Productor	Número de Plantas	Producción en MWh	% de plantas	% de energía
Centrales de CFE	198	178,766,781.28	62.5%	65.1%
Productores Independientes	27	81,731,203.25	8.5%	29.7%
Autoabastecedores	52	10,742,547.06	16.4%	3.9%
Cogeneradores	38	2,435,165.90	12.0%	0.9%
Exportación	0	1,116,740.74	0.0%	0.4%
Otros	1	2,302.93	0.3%	0.0%
Pequeño Productor	1	127.85	0.3%	0.0%
<b>Total</b>	<b>317</b>	<b>274,794,869.01</b>		<b>100.0%</b>

**Fuente:** Generación Sistema Eléctrico Nacional 2012 (CENACE).

La participación de los PEE ha crecido de manera representativa desde el año 2000 hasta el ejercicio 2012, toda vez que se inició con un productor con una capacidad instalada de 484 MW y al finalizar el ejercicio 2012, la CFE tenía formalizados 27 contratos con los PEE, con una capacidad de 12,435.75 MW, lo cual representa un incremento del 2,569.4%.

#### **11. DIFERENCIAS EN AUXILIARES CONTABLES Y PRESUPUESTALES DEL CARGO FIJO DE CAPACIDAD**

Con la comparación de los importes mostrados en la Base de Datos de Facturación, proporcionada por la Gerencia de la DACPEE, y lo registrado en los Auxiliares Contables y Presupuestales, se determinaron diferencias en el registro del pago del Cargo Fijo por Capacidad (PCFC), responsabilidad de la Gerencia de Créditos de la Subdirección de Operación Financiera, por 249,781.5 miles de pesos, y de 1,818,868.7 miles de pesos con los registros presupuestales.

Después de las reuniones de resultados preliminares y finales, mediante los oficios números XL000/0550/2013 y XL000/0599/2013 del 26 de septiembre y 11 de octubre de 2013, la Gerente de Control y Evaluación Financiera remitió una nota informativa sin número ni fecha, con la que el Subgerente de Supervisión y Operación de Fideicomisos de la Gerencia de Créditos aclaró que el importe de 249,781.5 miles de pesos correspondió al registro indebido de 7 documentos anulados, que duplicaron el importe de los pagos efectivamente realizados; por un error en el centro gestor no se consideró en su momento el registro del documento 130000743 y proporcionó las carátulas del sistema "MAYSAP" que muestran los registros de cancelación de los 7 documentos duplicados y la reclasificación del registro omitido. Respecto de la diferencia de 1,818,868.7 miles de pesos, proporcionó el auxiliar presupuestal, debidamente conciliado con la Base de Datos de Facturación, emitida por la Gerencia de la DACPEE.

#### **12-1-18TOQ-02-0472-01-010 Recomendación**

Para que la Comisión Federal de Electricidad implemente o fortalezca los mecanismos de control y supervisión que garanticen que la información asentada en sus auxiliares contables y presupuestales, en materia de Cargo Fijo de Capacidad, se mantenga permanentemente depurada y conciliada, con el fin de emitir información confiable y oportuna.

#### **12. FALTA DE AUTORIZACIÓN DE GUÍAS CONTABILIZADORAS, INSTRUCTIVOS DE MANEJO DE CUENTAS Y CRITERIOS DE APLICACIÓN DE POSICIONES PRESUPUESTALES**

Se constató que en los "Criterios de Aplicación de Posiciones Presupuestarias", vigentes en el ejercicio 2012, no se encuentran registradas las posiciones presupuestales (POSPRES) 2259 "Cargo Variable de Producción Neta de Energía Beta" y 2260 "Cargo Variable de Producción Neta de Energía Alfa", relativas al manejo presupuestal de las centrales eólicas. Asimismo, se observó que el Instructivo del Manejo de Cuentas y la Guía Contabilizadora no consideran las cuentas contables 410511 "23572-PEE's Eólicas Cargo Variable Adq. Neta" y 410512 "23572-PEE's Eólicas Cargo por Endeudamiento" relativas al registro contable de las operaciones de centrales eólicas.

Después de la reunión de resultados finales, con el oficio número XL000/0605/2013 del 15 de octubre de 2013, la Gerente de Control y Evaluación Financiera envió el oficio número GMO.-288 del 14 de octubre de 2013, mediante el cual la Subdirección de Operación Financiera informó a las distintas áreas de la CFE que el 15 de octubre de 2012 el Comité de

Mejora Regulatoria autorizó el mantenimiento número tres del Manual Institucional de Procedimientos Administrativos de Presupuestos, el cual incluye el apéndice 2 "Criterios de aplicación de Posiciones Presupuestarias", que considera las posiciones financieras observadas.

En relación con el Instructivo de Manejo de Cuentas y de las Guías Contabilizadoras, mediante el oficio número XL000/0588/2013 del 8 de octubre de 2013 se proporcionó el oficio número 309-A.-008B/2013, del 28 de enero de 2013 con el que la Unidad de Contabilidad Gubernamental, dependiente de la Subsecretaría de Egresos de la SHCP, autorizó a la entidad para 2012 continuar utilizando el último Catálogo de Cuentas aprobado el 10 de febrero de 2005, sin que éste considere las cuentas contables de las centrales eólicas, por lo que en este aspecto persiste la irregularidad.

#### 12-1-18TOQ-02-0472-01-011 **Recomendación**

Para que la Comisión Federal de Electricidad fortalezca los mecanismos de operación y control para garantizar que la normativa contable, aplicable a las operaciones con Productores Externos de Energía, se encuentre debidamente actualizada y autorizada.

### **13. REGISTRO CONTABLE**

Se constató que para el registro contable de las operaciones con los PEE, se realiza una provisión para el pago, el mes anterior al que se presentan las facturas, mediante un cargo estimado en las cuentas aplicables al pago por la compraventa de energía: 453895 "Cargos por Arranques PEE", 453894 "Compra de Energía a PEE's", 453891 "Cargo Variable de Operación y Mantenimiento" 453890 "Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento de PEE's" 453896 "Cargos Fijos por Reserva de Capacidad P/Suministro de Combustible de PEE's", 410510 "Productores Externos de Energía Cargos Fijos de Capacidad", 410511 "PEE's Eólicas Cargo Variable Adquisición Neta", 410512 "PEE's Eólicas Cargo por Endeudamiento" y 409867 "Comp. IVA Acreditable pagado a tasa 16% Adquisición de Bienes y Servicios" y se efectúa un crédito a la cuenta de cada productor. Cuando éste presenta la factura se realiza un ajuste por las diferencias existentes en la provisión y cuando se paga, se carga a la cuenta de cada productor con un crédito a la cuenta de bancos destinada al pago de los Cargos por la Compraventa de Energía Eléctrica, de conformidad con la normativa.

#### **Resumen de Observaciones y Acciones**

Se determinó(aron) 9 observación(es), de la(s) cual(es) 1 fue(ron) solventada(s) por la entidad fiscalizada antes de la integración de este informe. La(s) 8 restante(s) generó(aron): 11 Recomendación(es) y 2 Promoción(es) de Responsabilidad Administrativa Sancionatoria.

#### **Dictamen: limpio**

La auditoría se practicó sobre la información proporcionada por la entidad fiscalizada, de cuya veracidad es responsable; fue planeada y desarrollada de acuerdo con el objetivo y alcance establecidos, y se aplicaron los procedimientos de auditoría y las pruebas selectivas que se estimaron necesarios. En consecuencia, existe una base razonable para sustentar el presente dictamen, que se refiere sólo a las operaciones revisadas.

La Auditoría Superior de la Federación considera que en términos generales y respecto de la muestra auditada la Comisión Federal de Electricidad cumplió con las disposiciones

normativas aplicables a la gestión financiera de la adquisición de energía eléctrica a Productores Externos.

## **Apéndices**

### *Procedimientos de Auditoría Aplicados*

1. Constatar que existió un marco normativo interno y externo que reguló las operaciones de adquisición de energía eléctrica a productores externos, y que estuvo actualizado y autorizado.
2. Analizar la integración de los pagos realizados a Productores Externos de Energía y comprobar que se correspondieron con la energía generada.
3. Comprobar que los "Contratos de Compromiso de Capacidad de Generación de Energía Eléctrica y Compraventa de Energía Asociada" y la "Compraventa de Energía Eléctrica de Origen Eólico" se formularon conforme a la normativa.
4. Verificar el cumplimiento de los contratos celebrados con Productores Externos de Energía.
5. Verificar que los Pagos por Cargo Fijo de Capacidad (PCFC), Cargo por Combustible (PCC), Cargo Fijo de Operación y Mantenimiento (PCFOM), Cargo Variable de Operación y Mantenimiento (PCVOM), Cargo Fijo por Reserva de Capacidad (PCFRC) y de Cargos por Arranque (PCA) correspondieron a operaciones reales.
6. Verificar en el marco normativo la existencia de límites contractuales para el otorgamiento de concesiones para la generación de energía eléctrica de Productores Externos.
7. Comprobar que el registro presupuestal y contable de las operaciones con productores externos cumplió con la normativa.

### *Áreas Revisadas*

La Gerencia de la División para la Administración de Contratos con Productores Externos de Energía; el Centro Nacional de Control de Energía; la Coordinación de Proyectos Termoeléctricos; la Subdirección de Finanzas y la Gerencia de Créditos.

### *Disposiciones Jurídicas y Normativas Incumplidas*

Durante el desarrollo de la auditoría practicada, se determinaron incumplimientos de las leyes, reglamentos y disposiciones normativas que a continuación se mencionan:

1. Reglamento de la Ley Federal de Presupuesto y Responsabilidad Hacendaria: artículos 42, 64, 234, 242 y 248.
2. Ley General de Contabilidad Gubernamental: artículos 37, 44 y 52.
3. Otras disposiciones de carácter general, específico, estatal o municipal: Acuerdo por el que se emiten las Disposiciones en Materia de Control Interno y se expide el Manual Administrativo de Aplicación General en Materia de Control Interno numeral 14, apartado I, normas segunda y tercera; Bases de Licitación Pública Internacional núms. 18164093-025-08, 18164093-031-08 y 18164093-040-09, numerales 3.9.3 "Sistema de

Gestión Automático de Facturas", quinto párrafo, y 3.9.4.1 "Disposición de Equipo"; Contrato de Compraventa de Energía Eléctrica de Origen Eólico núm. PIF-005/2009, PIF-019/2009, PIF-007/2010, PIF-008/2010 y PIF-009/2010, cláusula 5.6 inciso b, anexo 13 "Condiciones a las que se sujeta el productor para obtener las autorizaciones de uso en terrenos de la CFE sujetos al régimen del dominio público de la federación"; Manual de Organización de la Gerencia Técnica de Proyectos Termoeléctricos, numeral 9.1 "Jefes de proyectos", funciones sustantivas párrafo 13; NIFG 004- "Efectos de las Variaciones en los Tipos de Cambio en Operaciones en Moneda Extranjera" Párrafos 21 y 22; Contratos de capacidad número 988004, PIF-007/2001, PIF-006/2002, PIF-001/99 y PIF-013/99, declaración I.2 y las cláusulas 8.1, 8. 2, 9.17, inciso d, y 15.1.

#### *Fundamento Jurídico de la ASF para Promover Acciones*

Las facultades de la Auditoría Superior de la Federación para promover las acciones derivadas de la auditoría practicada, encuentran su sustento jurídico en las disposiciones siguientes:

Artículo 79, fracción II, párrafos tercero y quinto y fracción IV, párrafos primero y penúltimo, de la Constitución Política de los Estados Unidos Mexicanos.

Artículos 6, 12, fracción IV; 13, fracciones I y II; 15, fracciones XIV, XV y XVI; 29, fracción X; 32; 39; 49, fracciones I, II, III y IV; 55; 56, y 88, fracciones VIII y XII, de la Ley de Fiscalización y Rendición de Cuentas de la Federación.

#### *Comentarios de la Entidad Fiscalizada*

Es importante señalar que la documentación proporcionada por la entidad fiscalizada para aclarar o justificar los resultados y las observaciones presentadas en las reuniones fue analizada con el fin de determinar la procedencia de eliminar, rectificar o ratificar los resultados y las observaciones preliminares determinadas por la Auditoría Superior de la Federación, y que se presentó a esta entidad fiscalizadora para los efectos de la elaboración definitiva del Informe del Resultado.