

PERÍODO PARLAMENTARIO
2009
ORDEN DEL DÍA N° 72

**COMISIÓN PARLAMENTARIA MIXTA
REVISORA DE CUENTAS**

Impreso el día 8 de febrero de 2010

Término del artículo 113: 17 de febrero de 2010

SUMARIO: Pedido de informes al Poder Ejecutivo sobre las medidas adoptadas en atención a las observaciones formuladas por la Auditoría General de la Nación con motivo del examen realizado en el ámbito de la Secretaría de Energía con el objeto de efectuar el control de la Gestión del Programa de Políticas Energéticas, a través de la formulación y ejecución presupuestaria. (176-S.-2009.)

Buenos Aires, 2 de diciembre de 2009.

Al señor presidente de la Honorable Cámara de Diputados de la Nación.

Tengo el honor de dirigirme al señor presidente, a fin de comunicarle que el Honorable Senado, en la fecha, ha sancionado el siguiente

Proyecto de resolución

El Senado y la Cámara de Diputados de la Nación

RESUELVEN:

1. Dirigirse al Poder Ejecutivo nacional, solicitando informe sobre las medidas adoptadas con relación a los aspectos señalados por la Auditoría General de la Nación con motivo del examen realizado en el ámbito de la Secretaría de Energía con el objeto de efectuar el control de la Gestión del Programa de Políticas Energéticas, a través de la formulación y ejecución presupuestaria.

2. Comuníquese al Poder Ejecutivo nacional, y a la Auditoría General de la Nación, juntamente con sus fundamentos.

Saludo a usted muy atentamente.

JUAN C. MARINO.
Juan Estrada.

FUNDAMENTOS

La Auditoría General de la Nación (AGN) efectuó un examen en el ámbito de la Secretaría de Energía (SE), con el objeto de efectuar el control de la "Gestión del programa de políticas energéticas, a través de la formulación y ejecución presupuestaria".

La Secretaría de Energía es un organismo dependiente del Ministerio de Planificación Federal, Inversión Pública y Servicios, con dos ejes de acción: la energía eléctrica y los hidrocarburos. El informe se refiere a la gestión de la secretaría respecto de la política energética eléctrica durante los ejercicios 2004 y 2005.

La AGN desarrolló sus tareas hasta agosto de 2006, siendo comunicado el resultado de las mismas mediante nota 59/07 - AO6 a fin de obtener los comentarios o aclaraciones pertinentes. Con fecha 25/9/2007, la Secretaría de Energía produjo su descargo, el que fue tenido en cuenta por la AGN al momento de la redacción final del mismo.

Señala la AGN que la Secretaría de Energía ejecuta el programa 76 - Formulación y Ejecución de la Política Energética, cuyo objetivo básico fue completar el proceso de transformación sectorial, en cumplimiento de los objetivos de "abandonar la actividad empresaria del Estado, reasumir el rol de fijación de políticas y regulación", según la política presupuestaria definida para los ejercicios 2004 y 2005.

La política energética eléctrica es competencia de la Subsecretaría de Energía Eléctrica, a través de la Dirección Nacional de Prospectiva (dedicada a realizar estimaciones sobre las condiciones de oferta y demanda futuras en el mercado energético) y la Dirección Nacional de Promoción (encargada de promover el desarrollo de actividades de conservación de energía, utilización de nuevas fuentes, incorporación de oferta hidroeléctrica convencional y de investigación aplicada a estos campos). Por otra parte, la programación y el despacho de cargas del mercado eléctrico fueron encomendados a una sociedad anónima sin fines de lucro

(Cammesa). La Secretaría de Energía, si bien posee el 20% de su paquete accionario, no tiene injerencia en dichas funciones técnicas.

A partir de la privatización, la energía eléctrica se comercializó en tres segmentos: la generación, el transporte y la distribución. El usuario paga una tarifa que se corresponde con el precio estacional, programada por Cammesa (que realiza operaciones entre la generación y la distribución, por cuenta y orden de los agentes del Mercado Eléctrico Mayorista - MEM).

Informa la AGN, con respecto a los transportistas, que sólo estaban obligados a ejercer la operación y el mantenimiento de la red de transporte concesionada, excluyéndose de la concesión la ampliación de la red. Asimismo, el segmento de la generación de energía eléctrica se encuentra desregulado, resultando la rentabilidad del capital privado la única variable para impulsar inversiones y ampliaciones en el sector.

En el mercado eléctrico, existen dos valores por los que se negocia la energía eléctrica:

–*Precio spot.* Es el que se paga a los generadores y es un valor horario que está dado por el costo de generación de la última máquina puesta en servicio en esa hora. El precio spot es volátil y no es trasladado a las tarifas.

–*Precio estacional.* Es el que pagan los distribuidores, trasladable a la tarifa y se determina como el promedio esperado trimestral, y, por lo tanto, es periódico y estabilizado.

Ese precio estacional resulta en ocasiones superior al valor al que venden los generadores (precio spot), mientras que en otras épocas del año el precio estacional no alcanza a cubrir el costo de los generadores. Por tal motivo y para compensar excesos con defectos y mantener estable la retribución de la energía eléctrica a los generadores, se creó el Fondo de Estabilización Eléctrico (FEE).

Con posterioridad a la crisis de fines de 2001, la retribución de la energía eléctrica se pesificó, pero diversos componentes del costo de los generadores se encontraban expresados en moneda extranjera. Por ello, la tarifa no llegaba a cubrir los costos de generación. A partir de mayo de 2002, el precio spot comenzó a alejarse del estacional. Ello significó que el costo de generación pasó a ser sistemáticamente mayor que lo pagado por los consumidores a través de la tarifa. En consecuencia, se comenzaron a consumir los fondos existentes en el FEE, agotándose a mediados de 2003, comenzando el endeudamiento del citado fondo a favor de los generadores, que persistían al cierre del ejercicio 2005.

A partir del año 2002 empezó a escasear el gas, siendo éste un insumo fundamental en la generación eléctrica. Cuando existió abundancia de gas, la generación térmica con dicho combustible fue la fuente más utilizada para la obtención de energía. Las causas de la falta de gas deben buscarse, por un lado, en un

importante aumento de la demanda, y por otro, en una menor oferta del fluido.

La Secretaría de Energía dispuso diversas alternativas a los efectos de paliar la situación pero no pudo evitarse el agotamiento del FEE, tal como se señaló. Por tal razón, los generadores y transportistas comenzaron a proveer energía eléctrica a crédito, adeudándoseles el complemento de precio que no se llegaba a cubrir con las tarifas.

A partir de ese momento, el sector público comenzó a intervenir en el mercado eléctrico y, a raíz de que la ausencia de gas no podía ser resuelta en el corto plazo, la Secretaría de Energía financió el costo del combustible líquido a emplear en los generadores térmicos. A la vez, se celebró un convenio con PDVSA por la adquisición de fuel oil para reemplazar al gas en la generación de energía eléctrica. La cantidad convenida por el año 2004 fue de 1.200.000 toneladas, y en 2005 se contrataron 120.000 toneladas.

La AGN señala que el costo de la energía generada con fuel oil –despachada en las horas pico– tiene un valor varias veces superior que el de la generada con gas. Por otro lado, se dispuso el otorgamiento de préstamos al FEE desde el fondo unificado (creado por artículo 37 de la ley 24.065), para financiar parcialmente la deuda con los generadores eléctricos.

A partir del dictado de la ley 24.065, el transporte eléctrico es considerado un servicio público regulado por el ENRE, para asegurar un servicio adecuado a los usuarios, estando los transportistas obligados a operar y mantener las instalaciones concesionadas y sus equipos, debiendo iniciar procedimientos específicos para encarar las ampliaciones, establecidos por resolución SE 61/1992 y sus modificaciones, dando las pautas a las que se deben ceñir los actores del sistema para llevar a cabo una ampliación.

La energía eléctrica se transporta desde los generadores a los centros de consumo (distribuidores y grandes usuarios), caracterizándose el mercado eléctrico argentino por tener centros generadores muy distantes de la demanda. La unión de tales extremos se concreta mediante el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), que es operado por una empresa transportista de alta tensión y seis transportistas regionales:

–Transener, que se encarga de todo el sistema de alta tensión de 500 kv y de algunas líneas de 220 kv en el Litoral. Esta empresa ejerce el monopolio del transporte en alta tensión.

–Transnoa, transportista regional, que abarca las provincias de Tucumán, Catamarca, La Rioja, Salta, Jujuy y Santiago del Estero.

–Districuyo, que abarca San Juan y Mendoza.

–Transba, que presta el servicio en la provincia de Buenos Aires.

–Transnea, que incluye las provincias de Formosa, Chaco, Corrientes y parte de Entre Ríos.

–COTDT Comahue, que realiza el transporte en Río Negro, Neuquén y parte de La Pampa.

–Transpa, que efectúa el transporte en el Mercado Eléctrico Mayorista del Sistema Patagónico, única región del país que se encuentra aislada del SADI.

Las instalaciones de transporte concesionadas –principalmente las transportistas regionales– han sido exigidas en forma creciente, en buena medida porque los concesionarios no estaban obligados a ampliar las redes existentes. De tal modo se operaron las redes con niveles de tensión en los límites de las bandas permitidas, o bien de generación forzada, a fin de compensar faltantes de potencia.

En la evaluación de riesgos vinculados con el transporte las redes operan con factores de cargas crecientes, agravadas cuando se dispone de abundante energía hidroeléctrica. Por ello fue necesaria la ampliación de la red de transporte, a efectos de reducir tales riesgos. Por resolución SE 174/2000 se determinó –entre otras cosas– el Plan Federal de Transporte de Energía Eléctrica, que establece el listado de obras de ampliación del sistema de transporte en alta tensión, o la interconexión de regiones eléctricas para mejorar la calidad y seguridad de la demanda, estableciéndose como elegibles las obras que se señalan seguidamente (destacándose la facultad de incorporar otras interconexiones en el futuro):

- Interconexión Comahue-Cuyo.
- Interconexión Noroeste-Nordeste.
- Interconexión Cuyo-NOA (Línea Minera).
- Interconexión MEM-MEMSP (Sistema Patagónico).
- Interconexión Región Atlántica Provincia de Buenos Aires.

El último informe de prospectiva (correspondiente al año 2002) efectúa una evaluación de los riesgos del sector energético por región geográfica. Los cursos de acción propuestos son acordes con las obras planteadas en el Plan federal de Transporte –excepto por la interconexión de la región Atlántica Provincia de Buenos Aires–, considerando las interconexiones Patagónica, NOA-NEA y Comahue Cuyo como las de mayor beneficio.

Con un orden de prioridad menor se evaluó la conexión Cuyo-NOA (Línea Minera). Por otra parte, el informe plantea variantes que podrían introducirse, como ser las obras asociadas a la interconexión del SADI con el Sistema Sudeste del Brasil.

La Dirección Nacional de Prospectiva ponderó la prioridad en la interconexión NOA-NEA, en su primera etapa (278 kilómetros de línea de 500 kv), por encima de las demás. Esta obra se evaluó como la más beneficiosa porque resolvería en parte el problema de transporte que afecta la demanda doméstica, reduciría significativamente la necesidad de convocar generación forzada, mejoraría el uso de capacidad instalada y per-

mitiría utilizar la sobreoferta disponible en el sistema Norte Grande Chileno (importando energía). Por tales motivos se promovió llevar a cabo esta interconexión, en un 100 % con el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF).

Sin embargo, la interconexión patagónica –uniendo el MEM con el MEMSP mediante la vinculación en alta tensión de Choele Choel con Puerto Madryn– fue la primera obra que entró en ejecución con financiamiento parcial del FFTEF. La misma fue construida y puesta en funcionamiento en diciembre de 2005.

Con posterioridad al trazado del plan federal, se decidió extender la interconexión patagónica hasta Pico Truncado, provincia de Santa Cruz (resolución SE 831/03). El gobierno nacional transfirió fondos para extender la interconexión a dicha provincia, sin que la misma haya estado incluida en la versión inicial del plan federal. De igual manera, por resolución SE 1.068/05 se incorporó al plan la ampliación denominada “Tercer Tramo del Sistema de Transmisión Asociado a la Central Hidroeléctrica Yacyretá”, financiada íntegramente con aportes del Tesoro nacional. Durante el ejercicio 2005, se licitaron las obras de la tercera línea de Yacyretá y la interconexión Cuyo-NOA.

El financiamiento de las obras de ampliación de la infraestructura eléctrica fue previsto mediante el Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF), convocándose al sector privado para participar en dicho financiamiento, de manera que el resultado de su ejecución fuese el incentivo para participar en alguna de las interconexiones seleccionadas en el plan federal. El primer contrato de promoción de una ampliación que se celebró (23/1/2001) fue con las empresas Aluar S.A. (participando con un 15,5% en el proyecto) y Complejo Hidroeléctrico Futaleufú (otro 15,5%), siendo el comité administrador del fideicomiso quien financió el 69 % restante. Posteriormente, y ante circunstancias que demoraron la ampliación, se firmó una carta de intención común (6/8/2002), conviniendo objetivos y pautas para la prosecución de la ampliación.

Las obras de ampliación del sistema de transporte estaban previstas en los “procedimientos” según resolución SE 61/1992, anexo 16, punto 2, título II y sus modificaciones, en los que se estableció la concreción de las ampliaciones mediante contratos en los que el contratista debía hacerse cargo de la construcción, operación y mantenimiento (COM). Luego, por resolución SE 4/2003 se aprobó un procedimiento complementario de aplicación que consistió principalmente en otorgar anticipos al transportista de la ampliación durante el período de construcción de la obra, disminuyendo así el monto del canon a pagar luego de su puesta en funcionamiento. Por otra parte, la amortización de las obras puestas en servicio se estableció en 15 años.

El contrato COM de la interconexión patagónica fue adjudicado el 22/4/2004 a la empresa Integración Eléctrica Sur Argentino S.A. (Intesar S.A.) para realizar la construcción, operación y mantenimiento de

la Ampliación Interconexión del Mercado Eléctrico Mayorista con el Sistema Patagónico por un total de \$ 159.661.815,15 más IVA.

La ampliación consistió en la construcción, operación y mantenimiento de una línea de alta tensión –500 kv– uniendo la estación transformadora de la ciudad de Choele Choel con la de Puerto Madryn. Abarca la construcción de 354 kilómetros de línea de 500 kv, la ampliación de dos estaciones transformadoras y la construcción de una nueva. La obra incluye la provisión de 4.700 kilómetros de conductores y 1.500 mástiles para estructuras de acero reticuladas. Con posterioridad a la habilitación, el contratista se encargará del mantenimiento y operación de la línea. Asimismo, Intesar S.A. debió celebrar un convenio con la transportista de alta tensión –Transener S.A.– y con la transportista troncal –Transpa S.A.– para obtener la concesión del transporte por lo que dure el contrato.

La vigencia del contrato distingue una etapa A), que se extiende por 20 meses desde la firma del contrato hasta la habilitación comercial de la obra. La etapa B) abarca un período de amortización de la obra, que se extiende desde la habilitación comercial por el término de 15 años, y un período de explotación, que se extenderá desde el vencimiento de la amortización hasta la extinción de la licencia técnica extendida por la transportista de alta tensión. Según el artículo 44 del contrato, la licencia vence el 16/7/2088.

El comité ejecutivo, integrado por representantes del Comité Administrador del Fideicomiso (CAF), de las empresas Aluar y del Complejo Hidroeléctrico Futaleufú, se comprometió a pagar la construcción de la obra en forma anticipada mediante 11 “anticipos de canon” cuyo valor total (sin descontar el flujo de fondos) es de \$ 159.661.815,15 más IVA. Por separado, el precio del contrato abarca también la provisión de conductores y estructuras metálicas, con cuatro proveedores: Pirelli (conductores) por \$ 26.200.440, IMSA (conductores) por \$ 14.138.100, Torres Americanas S. A. (estructuras) por \$ 8.271.679,46 y Guzman Nacich (estructuras) por \$ 4.183.621 (todos ellos más IVA).

Por el período de amortización, el comitente pagará un canon anual de \$ 1.765.800 (a valores de abril 2004) por un lapso de 15 años, por la operación y mantenimiento de la línea. Todos los valores aquí detallados se redeterminan mediante una función polinómica integrada con la combinación de diversos índices de ajuste, en la medida en que la variación total resulte superior a un 10%.

Durante el período de explotación, el comitente no pagará nada pero la sociedad autorizada percibirá la retribución que corresponda a un transportista independiente en el MEM, por la operación y mantenimiento de la línea construida.

La vigencia del contrato expira junto con la licencia técnica, en 2088. Al vencimiento, todos los bienes de la ampliación y los utilizados para la operación y mantenimiento pasarán a propiedad del Estado nacional. En

ese momento, Intesar S.A. recibirá como compensación el importe al contado que se obtenga de tales bienes en una licitación pública que realizará el ENRE, por tratarse, según el CAF, de una retribución por los bienes incorporados a la interconexión.

En cuanto a la prolongación de la ampliación hasta la provincia de Santa Cruz, durante el ejercicio 2005 se licitó la obra de alta tensión, conectando Puerto Madryn con Pico Truncado. La misma comprende la construcción de una línea aérea en 500 kv de 543 kilómetros de longitud; la ampliación de la estación transformadora Puerto Madryn existente; una nueva estación transformadora en Santa Cruz Norte; apertura y acometida a la estación Santa Cruz Norte que vincula las estaciones Pico Truncado/Las Heras; realización de línea en 132 kv entre la nueva estación Santa Cruz Norte y la actual estación Pico Truncado.

La obra se contrató mediante licitación pública 6/2005 y resultó adjudicada a la misma firma Intesar S.A. por \$ 460.905.301,98 (incluido IVA). En forma separada se licitaron los conductores y las estructuras de acero, adjudicados por valor de \$ 31.523.172,44 y \$ 87.112.256, respectivamente. El inicio de los trabajos se previó para enero de 2006.

El Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal (FFTEF) fue creado por resolución SE 657/99, modificada por resolución SE 174/00. Por DNU 1.135/00 se autorizó la asignación de los fondos respectivos.

Los ingresos al fondo fueron decididos mediante ley de presupuesto 25.401, correspondiente al ejercicio 2001. El contrato de fideicomiso fue firmado con fecha 1/5/00, siendo el fiduciante el Consejo Federal de Energía Eléctrica y el fiduciario el Banco de la Nación Argentina (BNA).

El fondo tiene por finalidad la financiación de obras que la Secretaría de Energía identifique como ampliación del sistema de transporte de energía eléctrica en alta tensión destinada al abastecimiento de la demanda o a la interconexión de regiones eléctricas para mejorar la calidad y/o seguridad de la demanda.

El mismo es administrado por el CAF, que funciona en el ámbito del Consejo Federal de Energía Eléctrica. El presupuesto del año 2001 aprobó los fondos que ingresan a este fideicomiso, al disponer una ampliación del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (al llevar la tasa de \$ 2,40 a \$ 3 por mv comercializado entre distribuidores y generadores).

El estatuto del fideicomiso facultó al CAF para aprobar la financiación de obras, impartir instrucciones de pago al BNA, suscribir contratos que sean necesarios para la administración del FFTEF y establecer prioridades para ejecutar proyectos de obra, entre otras facultades. Asimismo, el fideicomiso en cuestión recibe fondos del Tesoro nacional para financiar obras que originalmente no estaban previstas en el plan federal.

Las registraciones contables y estados financieros del fideicomiso son responsabilidad del BNA, en su

calidad de fiduciario. Informa la AGN que, a la fecha del relevamiento, el banco no utilizaba un sistema informático a fin de contabilizar las operaciones del fideicomiso, limitándose a registrar los movimientos económicos y financieros en planillas de cálculo.

El FFTEF no cuenta con estados contables auditados. La información contable que emite el fiduciario corresponde a balances y estados de origen y aplicación de fondos mensuales, que son presentados al CAF en carácter de rendiciones de cuentas.

Las decisiones acerca de colocaciones financieras las toma el CAF, para lo cual se ha verificado que se llevan registraciones paralelas a las del BNA. El comité registra las transacciones financieras, conciliándolas con los movimientos operados en las cuentas bancarias pertinentes. En rigor, no deberían existir diferencias entre el CAF y el BNA.

Sin embargo, existen diferencias que al 31/12/2004 alcanzaban la suma de \$ 1.033.819.80, justificada por diferencias de cambio (no registradas por el CAF).

Asimismo, del saldo en pesos del FFTEF al 31/12/2005, el 61,52% corresponde según memoria del CFEE a la interconexión Puerto Madryn - Pico Truncado.

En cuanto a los ingresos al FFTEF provenientes del Fondo Nacional de la Energía Eléctrica (según ley 24.065, artículo 70), no tienen reflejo en la ejecución presupuestaria.

La transferencia de fondos a la cuenta correspondiente se produjo por la libranza de una orden de pago extrapresupuestaria.

El fondo fiduciario en cuestión comenzó a registrar egresos por aplicaciones en obras a partir de 2004, manteniéndose las existencias hasta ese ejercicio en diversas colocaciones financieras.

Los ingresos corrientes del ejercicio 2004 contienen \$ 90.890.000 correspondientes a transferencias del Tesoro nacional, criterio de exposición que difiere del utilizado para el año 2005, dado que no incluyen \$ 445.000.000 por el mismo concepto.

Entre los egresos del fondo fiduciario figura el gasto emergente del convenio celebrado con el Programa de Asistencia y Cooperación, para el "desarrollo de actividades en beneficio de los objetivos funcionales del CAF", por el cual se pagan diversos servicios generales. El citado programa es administrado por Electricidad de Misiones S.A.

Con respecto al subsidio a la provincia de Santa Cruz, la AGN indica que desde 1989, y en razón de lo dispuesto por la ley 23.681, se estableció un subsidio a la provincia de Santa Cruz, cuyo principal objetivo fue que los usuarios del servicio eléctrico de la jurisdicción pudieran disponer de tarifas equivalentes a las que pagan los usuarios del resto del país, en tanto son abastecidos desde el Sistema Argentino de Interconexión (SADI).

La vigencia del beneficio se estableció hasta que la región patagónica quedase interconectada al SADI. Cabe señalar que, por no poder acceder al mercado eléctrico mayorista y por la extensión y baja densidad demográfica de la provincia, Santa Cruz paga tarifas eléctricas más elevadas que el resto del país.

Dicho subsidio se financia con la recaudación de una tasa del 6% (seis por mil) sobre las tarifas eléctricas que perciben las empresas distribuidoras de todo el país, excepto las de la provincia de Santa Cruz, previéndose su aplicación en la realización de obras de interconexión del mercado eléctrico mayorista con el Sistema Patagónico, así como también para subsidiar las tarifas eléctricas en la provincia.

Con posterioridad, en el año 2001 se comenzaron a ejecutar acciones para concretar la interconexión MEM-MEMSP. Por decreto 1.378/01 (de necesidad y urgencia) se dispuso proseguir con la recaudación de la tasa del 6% que financia el subsidio, aun después de la interconexión del sistema patagónico. El producto total del recargo tarifario "se destinará a constituir un fideicomiso cuya finalidad única y exclusiva será la atención del costo de la obra" de interconexión de la provincia de Santa Cruz con el Sistema Argentino de Interconexión (SADI), toda vez que la obra prevista en el plan federal sólo alcanzaba hasta Puerto Madryn (provincia de Chubut). El citado destino del subsidio no se cumplió sino hasta el ejercicio 2005, cuando comenzaron las acciones para concretar la conexión eléctrica de Puerto Madryn con Pico Truncado, para lo cual la Secretaría de Energía afectó parte del subsidio previsto por la ley 23.681.

Financieramente, el Tesoro nacional aportó durante el ejercicio 2004 la suma de \$ 90.890.000 y \$ 445.000.000 durante 2005, para llevar a cabo la interconexión hasta Santa Cruz, mediante transferencias de la Jurisdicción 91 - Obligaciones a Cargo del Tesoro, al Comité de Administración del FFTEF - CAF.

Durante el ejercicio 2004 los recursos obtenidos por la aplicación de la ley 23.681 fueron de \$ 36.777.568,89; mientras que el total devengado según ejecución presupuestaria fue de \$ 26.199.996. En el ejercicio 2005 el total recaudado fue de \$ 43.853.129,54, siendo aprobados para subsidiar a la provincia de Santa Cruz \$ 35.000.000 más \$ 3.391.968 correspondientes a remanentes del ejercicio 1999.

Como resultado de su examen la AGN realiza los siguientes comentarios y observaciones:

—Las acciones emprendidas en el sector energético eléctrico durante los años 2004 y 2005 no son consistentes con la política presupuestaria de la jurisdicción y los objetivos del programa. Las actividades más significativas tuvieron foco en mitigar o revertir la crisis energética producida a partir del año 2002, tópico que no fue incluido entre los objetivos del programa 76.

El organismo auditado discrepa con la observación, señalando que se han utilizado los recursos disponibles del programa 76 y se ha acudido al otorgamiento de

préstamos al fondo unificado para el cumplimiento de las políticas y regulaciones dispuestas. Sobre el particular, corresponde señalar que la transferencia de fondos al sector privado para mitigar la crisis energética puede ser identificada con el cumplimiento de políticas y regulaciones pero no con la fijación de las mismas, tal como se previó para el programa 76.

—Con relación a préstamos y transferencias a Cammesa expresa que la Secretaría de Energía debió intervenir en el mercado eléctrico, toda vez que el sistema de retribución de la energía eléctrica empleado desde la privatización del sistema (en base a la oferta y la demanda) fue insuficiente para regir el mercado eléctrico con posterioridad a la crisis del año 2001. Por ley 25.561 se pesificaron y congelaron las tarifas, resultando imposible mantener una adecuada cobertura de la demanda con los precios fijos. En consecuencia, el Tesoro —a través de préstamos al Fondo de Estabilización Eléctrica (FEE)— aportó al sistema la suma de \$ 1.149.034.017 (hasta el 31/12/04), y durante el ejercicio 2005 la cantidad de \$ 500.000.000.

Informa la AGN que la Secretaría de Energía ha respondido sobre el particular que las acciones emprendidas tuvieron por objeto reforzar el fondo de estabilización del MEM, para alcanzar el cumplimiento de las políticas y regulaciones dispuestas.

—La primera remesa de préstamos al fondo unificado para asistir al fondo de estabilización administrado por Cammesa (por \$ 149.034.017) se realizó en el año 2003 y era exigible en el ejercicio 2004, sin haber mediado una reprogramación de su vencimiento. Las dos partidas subsiguientes (por un total de 400 millones de pesos) fueron exigibles en el año 2005, pero por decreto 311 del 21/3/06 se dispuso que las sumas desembolsadas por el Tesoro nacional de acuerdo con lo establecido en los decretos 365/05 y 512/05 fuesen reintegradas a partir del año 2007.

La Secretaría de Energía ha señalado en su respuesta que la devolución de los préstamos no pudo ser efectuada en los plazos previstos por el constante incremento de la demanda, que debió ser afrontada con precios corrientes de generación en un contexto de equilibrio adecuado de la economía.

—El total de remesas del Tesoro nacional a Cammesa al cierre del año 2005, ya sea para disminuir el déficit del FEE o para la compra de fuel oil, ascendió a la suma de \$ 2.936.084.817. Su aplicación no fue realizada a medida que ingresaban las remesas en Cammesa, sino que se constituyeron reservas financieras que a fines del año 2005 ascendían a \$ 1.006.177.433 (según cuadro II obrante en el punto 3.2.2). La constitución de reservas financieras de tales características no se corresponde con la gravedad de la crisis energética que se argumentó para disponer los giros de fondos presupuestarios a Cammesa (fuente Cammesa: saldo de fondos y cuentas MEM y MEMSP, enero a diciembre 2005).

La Secretaría de Energía en su descargo informa que las reservas financieras por parte de Cammesa se justifican por los siguientes motivos:

a) La eventualidad de que ocurran perturbaciones imprevistas en el sistema eléctrico que exijan reacciones inmediatas, para evitar graves consecuencias económicas y sociales.

b) Los tiempos y cuotas periódicas que requiere el sistema financiero del Estado, desde el momento en que se detecta la necesidad hasta que se produce el desembolso.

—De las reservas citadas en el punto anterior, Cammesa mantiene separada la suma de \$ 350.000.000 para aplicar al Foninvemem (Fondo de Inversión del Mercado Eléctrico Mayorista, que es un fideicomiso privado destinado a la construcción de dos generadoras eléctricas) y \$ 50.000.000 destinados a un fondo fiduciario regulado por decreto 180/04, que tiene como objetivo la realización de obras de transporte de gas.

La AGN resalta tener presente que el citado decreto, en su artículo 2°, establece que los fondos fiduciarios relativos a la infraestructura para el transporte de gas no podrán estar constituidos por fondos y/o bienes del Estado nacional.

—La deuda del FEE con los generadores al cierre de 2004 era de \$ 813.597.940 y al cierre del ejercicio 2005 ascendía a \$ 1.528.503.530, a pesar de que a esa fecha existían fondos remanentes de las remesas del Tesoro, según se detalla en el punto anterior.

—A fines de 2003, el Fondo Unificado (FU) disponía de \$ 152.490.098,27 provenientes de excedentes de los ejercicios 2002 y 2003 por el aprovechamiento del Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande, que debían ser transferidos a las provincias de Entre Ríos, Corrientes y Misiones, en virtud de convenios preexistentes. Cuando fue necesario disponer el auxilio financiero al FEE a fines del ejercicio 2003, se transfirieron \$ 149.034.817,50 de dichos fondos (según departamento 1.181/03), en perjuicio de las provincias mesopotámicas. La deuda con dichas provincias a la fecha de finalización de las tareas de campo, según nota 551/05 de la Dirección General de Cooperación y Asistencia Financiera, era de \$ 97.412.253.50.

La Secretaría de Energía ha respondido sobre el particular que la deuda con las provincias mesopotámicas se originó al tener que hacer frente al desbalanceo producido en el sistema, al agotarse el FEE. Informa además que las deudas con las provincias de Entre Ríos y Misiones fueron canceladas entre fines del año 2004 y principios del año 2005, sin incluir la deuda con la provincia de Corrientes por incumplimientos por parte de ésta, pero no aporta elementos de juicio adicionales a los tenidos en cuenta en oportunidad de las tareas de campo.

—Por nota Secretaría de Energía 325/04 se dispuso que \$ 70.000.000 de los fondos prestados a Cammesa se destinaran a la prefinanciación de combustibles líquidos, para la generación térmica. Según información

brindada por la empresa, el recupero de dichas sumas al 31/12/2004 ascendía a \$ 25.762.744.

La Secretaría de Energía en su descargo ha señalado que ante la insuficiencia de los recursos provenientes de la demanda, el FEE (administrado por Cammesa) se está financiando en parte, con préstamos del Estado nacional.

–El convenio entre el Estado nacional y PDVSA para la compra de fuel oil, estableció un marco de aprovisionamiento máximo en el año 2004, de 1.200.000 toneladas. Dicha cantidad debió establecerse a partir de las cantidades que los generadores térmicos requiriesen, en base a su equipamiento instalado y a la programación que efectúa Cammesa, entre otros factores. No se han obtenido evidencias de que Cammesa haya intervenido en los lineamientos que llevaron al acuerdo, ni tampoco elementos que justifiquen la cantidad contratada. En cuanto a las toneladas ejecutadas del convenio, sólo se compraron 631.715 toneladas de fuel oil. PDVSA siguió enviando buques por encima de los requerimientos del mercado eléctrico, pero los mismos fueron devueltos. De los elementos reunidos, no surge que se hayan reconocido deudas por el combustible rechazado.

En su respuesta, la Secretaría de Energía ha señalado que las cantidades de fuel oil recibidas se ajustaron a las necesidades del Sistema Interconectado Nacional, destacando además que los costos de envío sin la debida nominación de Cammesa fueron motivo de mediación entre partes.

Ello complementa la observación, estableciéndose que si bien no hubo reconocimiento de deudas, sí se absorbieron gastos de envío –sin cuantificar– por el fuel oil no utilizado. De la respuesta no surge en qué medida fueron absorbidos dichos gastos.

–Respecto del fondo fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal la AGN señala que los ingresos al mismo durante 2004, fueron de \$55.332.979,47 por los recursos provenientes del Fondo Nacional de Energía Eléctrica, \$90.890.000 por transferencias de la jurisdicción 91 - Obligaciones a Cargo del Tesoro y \$3.616.753,90 por otros ingresos corrientes (anexo 29, cuenta de inversión ejercicio 2004). La primera suma se transfirió al fideicomiso en forma extrapresupuestaria, contraviniendo las leyes 25.152 y 25.917 que establecen, entre otras cuestiones, que todos los recursos y gastos que hacen al flujo financiero de fideicomisos deben tener expresión presupuestaria. La Secretaría de Energía por su parte, considera que los recursos del FNEE, en lo que hace al recargo de \$0,0006/Kwh. dispuesto en el artículo 74 de la ley 25.401, es un recurso no tributario con destino específico a financiar al FFTEF, que configura un recurso propio del mismo y no un recurso de la Administración Central, siendo las transferencias mensuales a dicho fondo fiduciario, de índole extrapresupuestaria. Sobre dicha respuesta se destaca que el FNEE, de donde se

extraen las sumas que se ingresan al FFTEF, es de carácter presupuestario.

–No se obtuvieron evidencias de la existencia de estados contables auditados del fideicomiso. La registración de las transacciones del fideicomiso se realiza mediante el uso de “planillas de cálculo” –aplicación “Excel”– prescindiendo de formalidades en las anotaciones contables.

–El Comité de Administración del Fideicomiso (CAF) efectúa su propia registración de las transacciones del FFTEF, aunque la responsabilidad contable recae en el BNA. De la comparación del saldo del FFTEF al 31/12/2004 según ambas registraciones, surge una diferencia de \$1.033.819.80 que obedece a las diferencias de cambio sobre las tenencias en dólares, que no son reconocidas por el CAF.

–El FFTEF comenzó a recaudarse en el 2001 y no tuvo aplicaciones en obras de ampliación de la red de alta tensión hasta el año 2004.

El organismo auditado ha señalado en su descargo que, dada la fuerte recesión económica por la que atravesó el país, no se pudo contar con inversiones externas al FFTEF, cuyos fondos eran insuficientes para afrontar inversiones de esta naturaleza. 4.14. La realización de diversas actividades generales de apoyo administrativo del Comité Administrador del Fideicomiso, se convino con el Programa de Asistencia y Cooperación (perteneciente a la empresa Electricidad de Misiones S.A.). Dichas actividades se pactaron por una suma fija e incluyeron conceptos tales como servicios de fotocopia, impresiones, telefonía, limpieza, etc. El programa con quien se celebró el contrato de servicios carece de personería jurídica. Por otra parte, la certificación de tales actividades previo a su pago no se realizó formalmente, sino que se ejerció mediante la supervisión diaria de la correcta prestación de los servicios.

–En lo relativo al transporte eléctrico, la AGN informa que Cammesa determinó que ciertos trabajos de mantenimiento debían programarse en los fines de semana. Según el último informe elaborado por la Dirección Nacional de Prospectiva –correspondiente al año 2002–, Transener S.A. dejó de efectuar tareas de mantenimiento durante los fines de semana, por la situación económica y los mayores costos que provocaba su realización en días no hábiles. En consecuencia, el mantenimiento necesario de la red de alta tensión no se efectuó en tiempo y forma.

La Secretaría ha señalado en su respuesta que la situación observada ha sido superada, sin aportar elementos que permitan dar por subsanada la observación.

–Con referencia a la obra de interconexión MEM-MEMSP, señala que del informe de la Dirección Nacional de Prospectiva, no surgen las ventajas que justificaron la elección de la interconexión MEM-MEMSP como la primera obra financiada por el FFTEF.

La Secretaría de Energía por su parte, ha contestado que la interconexión MEM-MEMSP fue la única obra que tuvo una propuesta de financiamiento privado

aceptable, sin acreditar qué elementos permiten sostener su afirmación.

—La obra de interconexión MEM - MEMSP incluída originalmente en el plan federal financiada por el FFTEF alcanzaba hasta Puerto Madryn. El Tesoro nacional efectuó las transferencias necesarias para cubrir el costo de la obra hasta Pico Truncado.

Señala la AGN que no ha realizado una auditoría de costos que permita comparar la significatividad de las obras de interconexión licitadas por Intesar para la obra Choele-Choele/Puerto Madryn y para Puerto Madryn/Pico Truncado y, atento que en el primer caso el costo por kilómetros adjudicado el 22 de abril de 2004 resultaría de \$545.737 mientras que para el segundo, cuyo inicio de los trabajos se previó para enero de 2006 sería de \$848.812, se prevé una auditoría de ejecución de los dos tramos de la obra, orientada a establecer la razonabilidad de los costos del segundo tramo.

La Secretaría de Energía ha contestado que la diferencia de precio entre uno y otro tramo promedia el 48 %, si se incluyen conductores y estructuras metálicas. Dicha variación se justifica según la secretaria, por una variación de precios (según INDEC) de aproximadamente 20 %, entre las aperturas de uno y otro tramo. También justificó la diferencia de costos en que las características de la obra en cada tramo son distintas, y en que los valores de los *commodities* en 2005 registraron incrementos importantes.

—Según contrato, el Comité Ejecutivo (CE) se comprometió a pagar al contratista dos anticipos de canon, denominados financieros, por el 30 % del total de la obra, siendo cada uno de ellos de \$23.949.000 más IVA. Asimismo, se anticipó el 30 % de todos los contratos celebrados por la contratista con proveedores nacionales, en competencia con extranjeros. Estos últimos integran el valor total contratado según numeral 8.7. del pliego de bases y condiciones. La coexistencia de los anticipos señalados disminuyó la inversión de capital de riesgo por parte del contratista, con cargo al comitente.

—Con relación al destino dado por la contratista a los dos primeros anticipos financieros figura el pago de una prefinanciación de \$6.000.000 contraída por Intesar con el BICE, costos financieros por \$1.158.000 a favor del mismo banco, \$2.500.000 por devolución de un préstamo a la firma Electroingeniería SA (accionista de Intesar) y \$8.343.272 destinados a seguros, gastos generales y diversas subcontrataciones no detalladas. Los conceptos indicados no se corresponden con los términos y condiciones establecidos en numeral 8.5. del pliego de bases y condiciones, para el primer y segundo anticipos de canon pagados a Intesar.

—Se pagaron anticipos para la apertura de cartas de crédito, por importaciones relacionadas con la construcción de la interconexión, aunque no estaban previstos en el pliego de bases y condiciones que rigió la licitación.

—La constitución de garantías por parte de Intesar, afianzando el pago de los dos primeros anticipos de canon, no se ajustó a lo establecido en el pliego de bases y condiciones. Se autorizó la garantía del 30 % en lugar de la totalidad de las sumas anticipadas, mediante el siguiente esquema:

Afectación del fideicomiso constituido por Intesar, con los fondos cobrados por el presente contrato.

Determinación del listado de proveedores a ser pagados, con la posibilidad del comitente de monitorear dichos pagos.

Orden irrevocable de pago a los proveedores.

Póliza de caución por el 30 % de los anticipos.

La Secretaría de Energía por su parte, reconoce que su accionar se apartó del PByCC, pero considera que su apartamiento no modifica el principio de igualdad entre los participantes de la licitación. No obstante, no se agregaron elementos que permitan respaldar la posición de la Secretaría de Energía.

—La prolongación de la interconexión de alta tensión hasta Pico Truncado (provincia de Santa Cruz), se financió totalmente con aportes del Tesoro nacional al FFTEF (resolución Secretaría de Energía 831/2003) por no encontrarse incluída inicialmente en el Plan federal de Transporte.

La adjudicación de obras y provisiones para dicha interconexión ascendió a \$588.494.730,42 (según memoria CFEE del año 2005, publicada en su sitio web). No se han obtenido evidencias de que la Secretaría de Energía ejerza el seguimiento o monitoreo de dicha obra, delegando su gestión en el CAF. El ejercicio de la presidencia del CFEE por la Secretaría de Energía, no puede considerarse como alternativa de supervisión o control.

El auditado ha respondido que del estatuto del CAF se desprende la modalidad de monitoreo y seguimiento de las obras, por parte de la Secretaría de Energía. Sin embargo, no se identifica un área técnica de la Secretaría de Energía —separada del CFEE—, que intervenga en forma directa sobre las actividades analizadas, atento la significatividad de la infraestructura en cuestión.

—En lo referente al subsidio de la energía eléctrica en Santa Cruz la AGN expresa que por decreto 1.378/01 (de necesidad y urgencia), se dispuso proseguir la recaudación de la tasa del 6 % que financia el subsidio a la energía eléctrica de Santa Cruz, especificando que el mismo debía ser aplicado a constituir un fideicomiso para financiar las obras de interconexión de Santa Cruz con el sistema patagónico. Hasta el año 2004, no se cumplió con lo dispuesto en el citado decreto toda vez que el destino de los fondos fue subsidiar las tarifas eléctricas en la provincia.

La Secretaría de Energía por su parte, ha informado que por Convenio Complementario de la Segunda Addenda al Compromiso Federal por el Crecimiento y la Disciplina Fiscal, la provincia de Santa Cruz y el Estado nacional coincidieron en asumir que el decreto

1.378/01, comenzaría a ejecutarse según sus previsiones cuando la obra de interconexión que vincule a la provincia de Santa Cruz con el SADI, incluyera a la ciudad de Río Gallegos.

En la respuesta obtenida por parte del organismo auditado la AGN informa que la Secretaría de Energía ha efectuado diversas aclaraciones que tienden a justificar su accionar con diversas observaciones, aportando en otros casos aclaraciones que complementan o amplían los comentarios efectuados. Por otra parte ha manifestado discrepancias respecto de algunas observaciones pero no ha aportado elementos de juicio que justifiquen reconsiderar las cuestiones planteadas o que permitan evaluar su grado de implementación y suficiencia para los casos que la Secretaría de Energía informa que han sido superadas.

La AGN destaca que, para la elaboración de su informe, tuvo en consideración el descargo producido por la secretaría en aquellos casos en los que se consideró pertinente.

La AGN continúa su informe efectuando las siguientes recomendaciones:

Ajustar la formulación de la política presupuestaria de la jurisdicción y los objetivos de programa 76, de manera que resulten consistentes con la situación energética imperante, con el marco en el que se desenvuelve el programa y que se reflejen en las acciones que se lleven a cabo. La significatividad de los préstamos efectuados al Fondo de Estabilización Eléctrica para mantener el sistema de remuneración de la energía, permite sugerir que tales acciones formen parte de un plan detallado que permita conocer el impacto de las aplicaciones efectuadas, eventuales soluciones alternativas, permanencia en el tiempo de la necesidad de auxilio financiero, etcétera.

Evaluar la cobrabilidad de los préstamos efectuados al fondo unificado para asistir al fondo de estabilización administrado por Cammesa, enfocando su consideración en los futuros auxilios financieros que resulten necesarios para mantener el sistema de retribución de la energía eléctrica. Con respecto a la primera remesa, efectuada en el año 2003, regularizar las condiciones en las que se concedió el préstamo.

Disponer las medidas que resulten conducentes a la utilización de las sumas remitidas a Cammesa para intervenir en el mercado eléctrico. En caso de que subsista la constitución de reservas financieras en dicha empresa, establecer en forma clara el destino y el plazo por los que habrán de mantenerse.

Abstenerse de utilizar fondos del Tesoro nacional en fondos fiduciarios vinculados con obras de infraestructura de gas, toda vez que el decreto 180/04 proscribió al Estado nacional de participar en su financiamiento.

Disponer las medidas necesarias para regularizar la deuda con las provincias mesopotámicas, relacionadas con el aprovechamiento energético del Complejo Hidroeléctrico de Salto Grande.

Establecer qué curso de acción debe seguirse con respecto al recupero del préstamo de \$70.000.000 efectuado al FEE administrado por Cammesa, para la prefinanciación de combustibles líquidos.

Ante la necesidad de importar fuel oil para la generación eléctrica, implementar mecanismos de consultas a los actores del MEM, en forma directa o a través de Cammesa, respecto de las necesidades de aprovisionamiento de combustible destinado a la generación de electricidad.

Expresar presupuestariamente todas las erogaciones efectuadas para disponer ingresos de fideicomisos.

Efectuar las gestiones pertinentes para que la registración y la confección de estados financieros de fondos fiduciarios realizados por el Banco Nación, se ajusten a las prácticas profesionales en la materia. Indicar al CFEE que instale como rutina administrativa la conciliación periódica de los saldos contables con el BNA reconociendo en cada oportunidad las diferencias de cambio pertinentes, a los efectos de tomar decisiones con información equivalente a la del fiduciario.

Evitar el mantenimiento de fondos inmovilizados, procediendo a la ejecución de las obras de infraestructura eléctrica en un ritmo acorde a las necesidades energéticas y al ingreso de los fondos respectivos.

Establecer algún mecanismo que garantice la aplicación de los principios generales de todo proceso de compras, en la contratación de servicios de apoyo del CAF.

Actualizar la información relativa a la "prospectiva" eléctrica, ya que el último informe sobre el particular data del año 2002.

Efectuar las gestiones necesarias para que el ente regulador tome conocimiento y arbitre las medidas que correspondan, con relación a las observaciones que formule la Dirección Nacional de Prospectiva.

Ejercer el seguimiento de las actividades emprendidas por el Comité de Administración del FFTEF en la ejecución de obras de infraestructura eléctrica. En especial, aquellas que se financian con fondos provenientes del Tesoro nacional. Asimismo, indagar si la estructura de costos de las obras de interconexión distingue elementos que justifiquen las diferencias de costo por kilómetro de línea de alta tensión, que se registran entre el tramo Choele- Choele / Puerto Madryn y el tramo Puerto Madryn / Pico Truncado.

Acatar lo dispuesto en la normativa vigente, con relación al subsidio de la energía eléctrica de la provincia de Santa Cruz. En caso de que la constitución de un fideicomiso para afrontar la interconexión –según decreto 1.378/01– impida el financiamiento de la tarifa de electricidad que pagan los usuarios, efectuar las gestiones que resulten pertinentes para adaptar el marco normativo a esa realidad (como por ejemplo, la ratificación del convenio complementario suscrito en 2001 entre la provincia de Santa Cruz y el Estado nacional).

Finalmente, la AGN concluye lo siguiente:

En el marco de la crisis energética que abarcó el período del presente análisis (2004/2005), la secretaría se ocupó principalmente de transferir fondos y efectuar préstamos destinados a equilibrar el mercado eléctrico (administrado por Cammesa), alterado por la insuficiencia de ingresos provenientes de la demanda. No se destacaron en ese lapso lineamientos que se identifiquen mayormente con la fijación de políticas y regulaciones según lo establecido en la política presupuestaria del organismo.

Se han transferido fondos del Tesoro nacional a Cammesa para disminuir el déficit del Fondo de Estabilización Eléctrica (FEE) y para la compra de fuel oil que se utilizó en la generación de electricidad, como alternativa a la escasez de gas.

La aplicación de fondos no fue realizada a medida que se concretaban las transferencias, sino que se constituyeron reservas financieras de gran significatividad, que no se corresponden con los argumentos utilizados para disponer los giros de fondos presupuestarios a Cammesa, ni con la existencia de deuda con los generadores.

El convenio entre el Estado nacional y PDVSA para la compra de fuel oil estableció un marco de aprovisionamiento máximo en el año 2004. No se han obtenido evidencias de que Cammesa haya intervenido en los lineamientos que llevaron al acuerdo, ni tampoco elementos que justifiquen la cantidad contratada. Sólo se ejecutó una parte de ese tope. No obstante ello, PDVSA siguió enviando buques por encima de los requerimientos del mercado eléctrico, pero los mismos fueron devueltos. De los elementos obtenidos no surge que se hayan reconocido deudas por el combustible rechazado, aunque la Secretaría de Energía ha informado que sí se absorbieron gastos de envío –sin cuantificar– por el fuel oil no utilizado.

La intervención de la Secretaría de Energía se complementó con la promoción de obras de infraestructura de transporte eléctrico, destinadas a mejorar su calidad y seguridad.

La interconexión del Sistema Argentino de Interconexión con el Sistema Patagónico, vinculando en alta tensión las localidades de Choele Choe y Puerto Madryn, fue la primera obra que entró en ejecución con financiamiento mayoritario del Fondo Fiduciario para el Transporte Eléctrico Federal.

Con posterioridad, se decidió extender la interconexión patagónica hasta Pico Truncado (provincia de Santa Cruz) mediante el aporte financiero del Tesoro nacional para afrontar su costo, como una inclusión a la versión inicial del plan federal.

La Secretaría de Energía no ejerce el seguimiento o monitoreo de dichas obras en forma directa, sino que delega su gestión en el Comité Administrador del Fideicomiso (CAF), que se desenvuelve en el ámbito del Consejo Federal de Energía Eléctrica, por lo que se

impone la realización de una auditoría de ejecución de ambos tramos de obra, a los fines de establecer la razonabilidad de los costos del segundo tramo.

Nicolás A. Fernández. – José J. B. Pampuro. – Gerardo R. Morales. – Gerónimo Vargas Aignasse. – Juan J. Álvarez. – María L. Leguizamón.

ANTECEDENTES

1

Dictamen de comisión

Honorable Congreso:

Vuestra Comisión Parlamentaria Mixta Revisora de Cuentas ha considerado el expediente O.V.-429/08, mediante el cual la Auditoría General de la Nación remite resolución aprobando el informe referido a la auditoría de gestión sobre la Secretaría de Energía en el marco del programa de políticas energéticas y su síntesis; y, por las razones expuestas en sus fundamentos, os aconseja la aprobación del siguiente

Proyecto de resolución

El Senado y la Cámara de Diputados de la Nación

RESUELVEN:

1) Dirigirse al Poder Ejecutivo nacional, solicitándole informe las medidas adoptadas con relación a los aspectos señalados por la Auditoría General de la Nación con motivo del examen realizado en el ámbito de la Secretaría de Energía, con el objeto efectuar el control de la “Gestión del programa de políticas energéticas, a través de la formulación y ejecución presupuestaria”.

2) Comuníquese al Poder Ejecutivo nacional, y a la Auditoría General de la Nación, juntamente con sus fundamentos.*

De acuerdo con las disposiciones pertinentes del Reglamento del Honorable Senado de la Nación, este dictamen pasa directamente al orden del día.

Sala de la comisión, 28 de mayo de 2009.

Nicolás A. Fernández. – José J. B. Pampuro. – Gerardo R. Morales. – Gerónimo Vargas Aignasse. – Juan J. Álvarez. – Miguel Á. Pichetto. – María L. Leguizamón.

2

Ver expediente 176-S.-2009.

* Los fundamentos corresponden a los publicados con la comunicación del Honorable Senado.