



COMISIÓN MIXTA PARA EL ESTUDIO DE
LA CRISIS ELÉCTRICA EN EL PAÍS
INFORME FINAL

Dip. Jorge Millán Torrealba
Presidente

Dip. Iván Stalin González
Vicepresidente

Dip. Américo De Grazia

Dip. Julio Chávez

Dip. Ismael García

Dip. Elio Serrano

Dip. Luis Carlos Padilla

Dip. José Gregorio Noriega

Dip. Tobías Bolívar

Dip. Elías Matta

Dip. Asdrúbal Chávez

Dr. Paulo M. De Oliveira De Jesus
Secretario

Caracas, 15 de enero de 2017

Contenido

Resumen Ejecutivo

Capítulo 1 - Designación de Comisión Mixta para el Estudio de la Crisis Eléctrica

Capítulo 2 - Actuaciones de Comisión Mixta para el Estudio de la Crisis Eléctrica

Capítulo 3 - Evolución histórica del Sector Eléctrico de Venezuela

Capítulo 4 - Evolución Legal y Normativa del Sector Eléctrico

Capítulo 5 - Planificación del Sector Eléctrico

Capítulo 6 - Evaluación de la gestión técnica y administrativa del Sector Eléctrico

Capítulo 7 - Análisis de Costos de Instalación de los Proyectos de Expansión del Sector Eléctrico Nacional 2005-2015

Capítulo 8 - Responsabilidades políticas y administrativas

Capítulo 9 - Hacia un Nuevo Sector Eléctrico - Propuestas de Corto y Largo Plazo

Capítulo 10 - Reestructuración del Sector Eléctrico - Propuesta Legislativa

Capítulo 11 - Conclusiones y recomendaciones

Anexos

Acrónimos

MPPEE	Ministerio de Energía Eléctrica
MENPET	Ministerio de Energía y Petróleo
CORPOELEC	Corporación Eléctrica Nacional
MIBAM	Ministerio de Industrias Básicas y Minería
EDELCA	Electrificación del Caroní C.A.
CADAFE	Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico
CIV	Colegio de Ingenieros de Venezuela
ENELVEN	C.A. Energía Eléctrica de Venezuela
ELECAR	La Electricidad de Caracas C.A.
LOSSE	Ley Orgánica de Servicio y Sistema Eléctrico
LOSE	Ley Orgánica de Servicio Eléctrico
LORSE	Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico
LSE	Ley de Servicio Eléctrico
CREE	Fundación Comisión Reguladora de Energía Eléctrica
FUNDELEC	Fundación para el Desarrollo del Servicio Eléctrico
ELEVAL	Electricidad de Valencia
ENELBAR	Energía Eléctrica de Barquisimeto
SENECA	Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta C.A
PDVSA	Petróleos de Venezuela
PMRSEN	Plan Maestro Socialista para el Rescate y Desarrollo del Sistema Eléctrico
PDSN	Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional
CAF	Corporación Andina de Fomento
BID	Banco Interamericano de Desarrollo
LOCTI	Ley Orgánica de Ciencia y Tecnología

Unidades

MMUS\$	Millones de Dólares de EE.UU.
MMBs	Millones de Bolívares
MMPCD	Millones de Pies Cúbicos Día
MBEP	Miles de barriles equivalentes de petróleo
kW	Kilovatio (10^3 vatios)
kWh	Kilovatio hora (10^3 vatios hora)
MW	Megavatio (10^6 vatios)
MWh	Megavatio hora (10^6 vatios hora)
GW	Gigavatio (10^9 vatios)
GWh	Gigavatio hora (10^9 vatios hora)
TW	Teravatio (10^{12} vatios)
TWh	Teravatio hora (10^{12} vatios hora)
kV	Kilovoltios (10^3 vatios)

Resumen Ejecutivo

1. En los últimos años los ciudadanos de la República Bolivariana de Venezuela han estado sometidos a importantes restricciones en el acceso al servicio eléctrico. En particular, durante el primer semestre de 2016 la afectación del servicio eléctrico se extendió a todas las ciudades del país. La severidad de la situación se constató a partir de una serie de acciones extremas e inéditas tomadas por el Ejecutivo Nacional, como lo han sido el racionamiento generalizado de hasta ocho horas diarias de electricidad, la suspensión de actividades en escuelas y liceos, la paralización de la industria nacional, en particular, las empresas básicas de Guayana, la limitación en el horario de funcionamiento del sector comercial y la inoperatividad de la Administración Pública que llegó a laborar sólo 10 horas por semana.
2. El 18 de febrero de 2016, la Asamblea Nacional acordó designar una comisión especial mixta, conformada por diputados de las Comisiones Permanentes de Administración y Servicios, Energía y Petróleo, y Contraloría, para atender todo lo atinente al trabajo parlamentario sobre el tema de la crisis del sistema eléctrico nacional y el servicio eléctrico en el país. Tres objetivos fueron establecidos: “1.- Solicitar información al Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE) para la elaboración de un informe sobre la situación técnica, financiera, administrativa y laboral del sector eléctrico con las respectivas recomendaciones para superar la crisis. 2.- Realizar una investigación parlamentaria acerca de los recursos invertidos durante los años 2009 al 2015, en el marco de la llamada emergencia eléctrica decretada por Hugo Chávez en 2010, incluyendo los procesos de contratación, los costos asociados y las obras ejecutadas. 3.-Preparación de un proyecto de reforma de la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico, que presente un modelo de gestión que garantice un adecuado servicio eléctrico para los ciudadanos”.
3. Desde su creación, el 18 de febrero de 2016, la Comisión Mixta sesionó un total de diez y siete (17) veces. El trabajo adelantado por la Comisión Mixta ha sido sistemáticamente obstaculizado por el Ejecutivo Nacional que no ha respondido positivamente a ninguna de las solicitudes requeridas por la Asamblea Nacional negando así mismo el acceso a los parlamentarios a las instalaciones de Corpoelec. En este sentido, las conclusiones presentadas en este informe se basan en la información pública acerca del sector eléctrico disponible, la correspondencia enviada a la secretaría de la comisión y de la información suministrada por los invitados que efectivamente comparecieron ante la comisión

Diagnóstico del Sector Eléctrico de Venezuela

4. En los últimos 17 años, el sistema eléctrico ha sufrido tres momentos críticos: 2003, 2010 y 2016. El común denominador de las tres crisis energéticas es que ha existido un déficit de oferta de generación de muy larga duración -hasta seis meses- con graves consecuencias para la sociedad venezolana. Las tres situaciones mencionadas coinciden con veranos prolongados y condiciones hidrológicas adversas. Durante los años

previos a 1999, las sequías severas fueron recurrentes sin afectar en lo absoluto la capacidad del sistema eléctrico en atender la demanda. En la crisis de 2016 se verifica nuevamente una situación de déficit permanente, completamente injustificado considerando que en el período 2010-2015 el gobierno realizó un inmenso gasto (hasta 42 millardos de US\$) en nueva infraestructura eléctrica. La llegada de la sequía del verano de 2016 encontró a los responsables de Corpoelec sin condiciones técnicas para atender la demanda debiendo acudir al racionamiento energético masivo. El ministro **Jesse Chacón** advirtió al Presidente **Nicolás Maduro** en el punto de cuenta 017-2015 presentado el 16 de mayo de 2015 la necesidad de tomar medidas para la recuperación de la generación térmica requerida para afrontar la disminución previsible de la generación hidroeléctrica en el Bajo Caroní en el próximo verano. Sin embargo, ninguna acción fue tomada en cuanto al reforzamiento del parque térmico por lo que se procedió a la sobreexplotación del embalse de Guri durante el segundo semestre de 2015. La operación del sistema se ha realizado utilizando criterios políticos y no técnicos. En lugar de preservar el embalse ante la realidad que se estaba presentando en el segundo año de El Niño y que las previsiones indicaban que el verano de 2016 continuaría siendo muy seco, el gobierno optó por no realizar los racionamientos preventivos requeridos.

5. Como resultado de la inadecuada operación del embalse en 2015, el gobierno se vio obligado a realizar un racionamiento de energía y potencia muy severo con el objeto de preservar en lo posible los niveles del embalse hasta el comienzo del nuevo ciclo de lluvias. No obstante, a pesar de las medidas tomadas y la importante merma del consumo industrial producto de la recesión económica, el nivel del embalse de Guri alcanzó la cota mínima histórica 241.35 msnm el 29 de abril de 2016, a sólo 1.35 metros del límite de funcionamiento de la Casa de Maquinas II (240 msnm), con lo cual se colocó en riesgo la integridad física de la central hidroeléctrica.
6. El principal rasgo de la crisis eléctrica venezolana es que se ha dejado deteriorar gran parte de la capacidad de generación de electricidad y de transporte de energía del sistema eléctrico para atender la demanda eléctrica de la población. Entre 1998 y 2009 la reserva de capacidad de generación del sistema eléctrico se fue agotando progresivamente hasta que a partir de 2009 la condición de déficit y, por consiguiente, de racionamiento puede considerarse *permanente* lo que revela que el carácter de la crisis es *estructural*. Al no existir el suficiente complemento de generación termoeléctrica, el operador del sistema se ha visto obligado a sobreexplotar el embalse del Guri mas allá de su capacidad firme haciendo que la oferta de generación quede muy disminuida en las épocas de sequía. En consecuencia, en los últimos seis años la capacidad máxima de producción de potencia y energía eléctrica se ha estancado en el orden de 15.000 MW y 110 TWh/año, respectivamente. Estos resultados contrastan con las estimaciones realizadas por los planificadores del sistema en 2004 que previeron para 2015 una demanda de potencia y energía de al menos 22.000 MW y 150 TWh/año, respectivamente.
7. A raíz de la crisis de 2003, y en concordancia con lo establecido en la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico de 2001, el ministro de energía y petróleo

Rafael Ramírez Carreño ordenó la elaboración del Plan Nacional de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PDSN), el cual fue publicado en 2004. En dicho plan se alertó sobre la imperativa necesidad de incorporar 1.000 MW efectivos de generación por año para evitar un déficit estructural en 2010. En total, el PDSN previó entre 2005-2010 la incorporación de 6.000 nuevos megavatios que *no fueron instalados* por lo que el déficit de generación se hizo permanente, justamente a partir de 2010, tal como había sido advertido oportunamente por los planificadores del sistema eléctrico.

8. El incumplimiento del plan de expansión previsto coincidió con la concentración en una sola empresa de todo el sector eléctrico, mediante la creación de Corpoelec en 2007 y del Ministerio de Energía Eléctrica en 2009. A partir de 2010, en el marco del decreto de emergencia, los responsables de la empresa eléctrica, y de Pdvs, intentaron recuperar el tiempo perdido, adjudicando directamente y a la carrera proyectos de generación sin respetar las directrices previamente establecidas y con un desembolso de recursos que superó en 180% el costo estimado originalmente por el PDSN.
9. Un agravante de esta situación es que muchas de las obras ejecutadas -al no estar debidamente planificadas- están, en la práctica, inservibles o no operativas, debido a la falta de previsión en cuanto a las plataformas de mantenimiento requeridas así como la inexistencia de sistemas de combustible y transmisión adecuados. En consecuencia, la disponibilidad operativa actual de la nueva generación instalada es muy baja (30% aproximadamente). Se puede afirmar que, a pesar de que el gobierno gastó más de 39 millardos US\$ en la adquisición y compra de 14.000 MW en plantas térmicas de generación de electricidad, dinero equivalente a cuatro veces las reservas internacionales de Venezuela en 2016, sólo se encuentran operativamente disponibles unos 4.000 MW, que perfectamente se pudieron haber instalado con una fracción de la inmensa cantidad de recursos destinados al sector eléctrico en la última década. Estos resultados demuestran que además de la existencia de proyectos con costos reales mucho más elevados que los costos referenciales del propio MPPEE para la contratación de las obras eléctricas, existe un daño patrimonial a la nación ya que la mayoría de los sistemas instalados no han funcionado adecuadamente, lo que se ha traducido en un déficit de capacidad de generación y necesidad de aplicar racionamiento eléctrico permanentemente.

A continuación se describe, a modo de resumen, los elementos característicos de la crisis en el sector eléctrico venezolano:

Estancamiento en la producción de energía eléctrica

10. La insuficiente incorporación de generación térmica al Sistema Eléctrico y las restricciones del sistema de transmisión han provocado, como se ha explicado anteriormente, una situación permanente de racionamiento de energía y potencia eléctrica. En el caso del déficit de energía, la condición de crisis se encuentra asociada a la indisponibilidad de combustibles, falta de mantenimiento y las restricciones operativas de los embalses. La

producción de energía eléctrica se ha estancado en el orden de 116-132 TWh al año, cuando según los estudios de planificación previstos en 2004 debió alcanzar los 150 TWh.

Violación de los límites técnicos de seguridad de las líneas de transmisión

11. El sistema de transmisión interconectado transporta la energía producida, principalmente en las centrales hidroeléctricas situadas en el Bajo Caroní (Macagua, Caruachi y la mas importante de todas, Guri), a los centros de consumo localizados en el norte costero de Venezuela. La capacidad máxima de dicho sistema de transporte de energía está limitada por restricciones técnicas de seguridad. Si se exceden dichos límites técnicos, cualquier contingencia en el sistema eléctrico podría producir un colapso del servicio que afectaría a muchos estados del país. En los últimos años los límites de transmisión se exceden prácticamente todos los días, lo que ha acarreado apagones recurrentes de gran magnitud.

Desincorporación masiva de las centrales turbo-vapor por falta de mantenimiento.

12. El sistema eléctrico nacional disponía en 2013 de grandes centrales turbo-vapor (Planta Centro, Tacao, planta Ramón Laguna) cuyas unidades ahora se encuentran en su mayoría fuera de servicio. La drástica caída en la disponibilidad de generación térmica a vapor se explica en el abandono de las rutinas de mantenimiento preventivo y correctivo de las centrales existentes. Esta peligrosa decisión operativa coloca en riesgo la estabilidad del sistema cuya responsabilidad descansa ahora en la disponibilidad de algunas decenas de pequeñas unidades de generación térmica diseminadas en todo el país, pero con requerimientos de mantenimiento superiores a los exigidos por las centrales turbo-vapor de gran tamaño.

Se ha sobreexplotado la Central Hidroeléctrica Simón Bolívar

13. El déficit de energía eléctrica de origen térmico ha llevado al operador del sistema a sobreexplotar el embalse del Guri, con el objeto de mitigar los racionamientos de energía. Como consecuencia, cuando los aportes de las lluvias bajan de forma importante, el sistema hidroeléctrico no ha acumulado suficiente agua en el embalse para hacer frente a las sequías prolongadas obligando a los racionamientos masivos experimentados en 2010 y 2016.

Se gastó excesivamente en el sistema de generación pero no así en el sistema de transmisión

14. La capacidad del sistema de transmisión ha permanecido prácticamente estancada en los últimos quince años y por tanto resulta insuficiente para manejar, de manera confiable, los necesarios flujos de electricidad asociados al crecimiento de la demanda que se deriva del incremento poblacional registrado en ese período. El deterioro del sistema de transmisión se evidencia por la ocurrencia de apagones de gran magnitud (afectando ocho o mas estados) mientras que en los años noventa solo ocurrieron dos eventos de gran magnitud.

Colapso del Sistema de Distribución y Comercialización

15. El sistema de distribución se encuentra muy deteriorado. Los tiempos de reposición del servicio eléctrico luego de una avería se ha incrementado sustancialmente. En 1998 el tiempo de reposición del servicio después de una falla pasó de una media de 60 minutos, hasta 16 horas en 2012. Las unidades regionales de distribución también carecen de la dotación necesaria para atender oportunamente las averías que cada vez ocurren con mayor frecuencia a nivel nacional. Es público y notorio que el personal de mantenimiento de Corpoelec enfrenta dificultades para trasladarse a los diferentes sitios donde son requeridos, ya que la flota está deteriorada y las unidades que aun funcionan, se encuentran en condición precaria con riesgo para sus usuarios y el personal de mantenimiento, en muchas regiones, no cuenta con las herramientas e implementos para realizar el trabajo y hacen las reparaciones en condiciones de riesgo para su integridad física.

El crecimiento de la demanda eléctrica no fue inesperado

16. El gobierno justificó la declaración de la emergencia de 2010 por el *aumento inesperado de la demanda* y por el *Fenómeno de El Niño (Sequía)*, cuando en realidad fue la manifiesta incapacidad de Corpoelec en proveer la energía eléctrica necesaria por la sociedad.
17. El Fenómeno climatológico de El Niño es una condición erráticamente cíclica (3 a 5 años) y por lo tanto de previsible ocurrencia en un lapso de planificación a 20 años. En el caso de Venezuela, la climatología adversa (muy seca) no puede esgrimirse como una justificación válida para una declaratoria de emergencia eléctrica por cuanto existía, por diseño, un sistema de generación termoeléctrico alternativo que permitía complementar de forma efectiva la falta de agua en las centrales hidroeléctricas hasta por tres años consecutivos. De hecho la capacidad instalada (no la disponible) en generación térmica en 2016 es *superior* a la suma de todas las centrales hidroeléctricas del país.
18. Los valores de demanda máxima y consumo de energía eléctrica registrados en 2010 y años subsiguientes se encontraban dentro de los rangos estimados y previstos por los planificadores del sector eléctrico. En consecuencia, la demanda ocurrida en 2010 no fue en absoluto inesperada o excesiva y no debió utilizarse como excusa para la declaratoria de emergencia eléctrica.

La caída de la facturación industrial y comercial

19. La facturación del sector industrial y comercial ha caído sostenidamente a partir de la declaratoria de la emergencia en 2010, -2.7% entre 2009 y 2013, lo que revela una importante contracción en el sector productivo del país.

El mito del usuario residencial derrochador

20. El consumo energético de Venezuela está por encima de la media latinoamericana. Sin embargo, el alto consumo relativo se debe fundamentalmente a un enorme sector gubernamental de servicios

(oficinas, empresas hidrológicas, Metro) y un parque industrial de empresas estatales de hierro, acero, aluminio en Guayana cuyo consumo de energía es intensivo e ineficiente. Resulta entonces poco ajustado a la realidad endosar a los sectores residenciales, comerciales e industriales privados en general (no intensivos en energía) la ineficiencia global del sistema eléctrico venezolano. La participación del sector residencial en la energía total consumida pasó de 16% en 2005 a solo 25% en 2013, lo que desmonta el mito acerca del carácter derrochador de la población venezolana. Por lo tanto, la aplicación de campañas publicitarias del tipo “Soy consciente, consumo eficiente” dirigida solamente al sector residencial no resuelve el problema porque el grueso de la ineficiencia se encuentra en el sector no-residencial, en los propios organismos y empresas públicas y en la energía no facturada.

Déficit de combustibles para el parque termoeléctrico

21. Las restricciones de energía en algunas de las centrales térmicas se deben al déficit de combustibles. Muchas de las centrales recientemente instaladas se planificaron para consumir gas natural como combustible primario. No obstante debido a la indisponibilidad de gas en el país, Corpoelec se ha visto obligado a reconvertir algunas de las centrales e instalar facilidades para almacenamiento y utilización de combustible líquido como gasoil. La utilización masiva de combustibles líquidos en lugar de gas natural aumenta significativamente los ciclos de mantenimiento y eleva la indisponibilidad de los equipos. La falta de mantenimiento provoca adicionalmente una merma en la vida útil del parque de generación.

Incumplimiento del plan de expansión previsto para el sector eléctrico

22. En 1999, las empresas eléctricas existentes habían realizado sus estudios prospectivos de demanda identificando los proyectos de generación y transmisión requeridos. Sin embargo, la acción del gobierno en el lapso 1999-2007 fue paralizar la aplicación del marco regulatorio y congelar las tarifas cuya consecuencia inmediata fue el diferimiento y paralización de los proyectos de generación y transmisión en curso y previstos. Cuando la reserva operativa se agoto en 2009 y las interrupciones del servicio de gran magnitud aumentaron, el gobierno reaccionó centralizando el sector en una única empresa (Corpoelec) quien conjuntamente con PDVSA reactivaron proyectos hasta con diez años de retraso. Algunos de los proyectos previstos en el plan de expansión de generación (PDSN 2005-2014) se licitaron y se empezaron a construir. No obstante algunos de ellos fueron objeto de cambios de gran magnitud en su alcance no considerados en el proceso de planificación. Por otra parte, en el marco de la emergencia eléctrica de 2010, se adquirieron a dedo un importante número de plantas termoeléctricas que no estaban previstas en el plan de expansión.

Rezago tarifario y Reducción de 83% en ingresos reales de Corpoelec por concepto de facturación.

23. Entre 1999 y 2013, las tarifas eléctricas se mantuvieron prácticamente inalteradas como parte de una política de Estado que busca garantizar el

acceso al servicio a los usuarios de más bajos recursos, pero que ha dificultado que el sector pueda asumir por sí solo sus gastos corrientes y de capital por lo que las empresas encargadas del funcionamiento del SEN han necesitado de las transferencias de fondos provenientes del Estado, PDVSA y financiamiento internacional, incluso para cubrir sus gastos operativos.

24. Entre 1999 y 2015, Corpoelec recibió ingresos por concepto de facturación un total 115 millardos de Bs (valores nominales). La agregación de los ingresos recibidos en 16 años corresponden a 12.4 millardos de Bs (26.500 MMUS\$) a precios de 1997. Sin embargo debe tomarse en cuenta que a pesar que el mercado eléctrico se ha expandido un 46% en este período, el ingreso real de la empresa por facturación ha caído en términos reales en un 83% al pasar de facturar 962 MMBs en 1999 a 181 MMBsF en 2015. Por otra parte, si bien el precio de venta promedio ha subido en una media de 944% entre 1999 y 2015, en términos reales presentó una caída de 86% por cuanto la inflación acumulada en estos últimos 16 años supera el 6.300%.

No existe una política energética integral en Venezuela

25. La interdependencia ente el sector hidrocarburos y el sector eléctrico hace que las políticas públicas a adoptar por parte del Estado en cada uno de los subsectores afecte el sistema energético como un todo. En los últimos años, los subsidios y las ineficiencias en todos los centros de transformación de la cadena de valor de la industria nacional (refinerías, mejoradores, procesadores de gas, sistema eléctrico, uso final) se han traducido en grandes pérdidas económicas para las empresas energéticas (PDVSA y CORPOELEC) que tienen actualmente comprometida su viabilidad económica. Como resultado, empresas como PDVSA y CORPOELEC trasladan sus ineficiencias al Estado quién tiene que financiar -mediante el señoreaje del Banco Central de Venezuela- los crecientes déficits financiados con dinero inorgánico, que se traducen indefectiblemente en una inflación crónica y creciente.
26. Los órganos rectores y reguladores en materia energética (MENPET y MPPEE) han fracasado en su mandato legal de garantizar la sostenibilidad económica y ambiental de sus sectores. La fusión de roles (regulador-regulado) y la segmentación de las responsabilidades en hidrocarburos y electricidad ha hecho que Venezuela no cuente con una matriz energética creíble por cuanto ninguno de los dos entes responsables posee un sistema de información robusto que permita establecer un diagrama de flujo energético detallado en el que se identifiquen las pérdidas en cada uno de los subprocesos y de este modo determinar un sistema de precios que reflejen tales ineficiencias. La supuesta protección del usuario final al no trasladar los precios reales de la energía se convierte en el peor de los mundos: servicio energético no confiable y entorno macroeconómico desequilibrado por la inflación.

Resultados de las medidas de racionamiento en el primer semestre de 2016

27. En el primer semestre de 2016 (verano) el Ejecutivo Nacional aplicó restricciones especiales para disminuir compulsivamente el consumo eléctrico. Los efectos del plan de racionamiento eléctrico especial fueron relativamente bajos desde el punto de vista técnico (6,5% de caída en el consumo eléctrico) pero importantes desde el punto de vista económico al profundizar la recesión en los sectores objeto de restricciones energéticas. A pesar de la aplicación de las resoluciones de disminución obligatoria del 10% del consumo respecto a los valores de 2009, autogeneración en centros comerciales y grandes empresas, limitaciones de los horarios de funcionamiento del sector comercio, paralización casi total de las oficinas públicas apenas se logró una reducción efectiva del consumo de 6.5% (349 GWh) en la región capital, uno de los principales centros de consumo del país.

Análisis de los costos de instalación de los proyectos eléctricos contratados en el período 2005-2015

28. Las inversiones realizadas en el marco de la emergencia eléctrica decretada en 2010¹ fueron focalizadas en la expansión del parque de generación eléctrica, excediendo con creces los costos referenciales establecidos por los planificadores del sector eléctrico. Sin embargo, la adecuación y expansión de los sistemas de transmisión y distribución no fueron sido debidamente atendidos; estos sistemas se encuentran sobrecargados y requieren hoy de inversiones considerables para poder suministrar un servicio confiable y de calidad a todos los usuarios.
29. El costo total de contratación en nueva generación eléctrica -estimado con base en la evaluación de 42 proyectos ejecutados entre 2005 y 2015- fue de 39.465 MMUS\$, los cuales corresponden a un total 14.203 MW instalados. El costo promedio por kW instalado resultante es 2.778 US\$/kWe, 2.8 veces (180%) el costo medio referencial previsto por el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PDSN), 996 US\$/kWe². La *diferencia* resultante entre los montos totales contratados y los costos referenciales estimados por el PDSN se encuentra en el orden de 25.381 MMUS\$. Solo cuatro (4) de los 42 proyectos analizados fueron adjudicados a través de un proceso de licitación pública.
30. El costo de la transmisión eléctrica (producto de la evaluación de 29 proyectos ejecutados entre 2008 y 2014) fue 3.085 MMUS\$. En el PDSN se establecieron 34 proyectos de expansión de transmisión entre 2008-2014 por 1.048 MMUS\$³ por lo que se observa una diferencia de 2.037 MMUS\$ (194%) que debe ser explicada por el gobierno nacional.
31. La inversión total en la expansión de los sistemas de Generación y Transmisión entre 2005 y 2015 fue 42550MMUS\$⁴. El PDSN 2005-2024 previó una inversión para tal fin de 14915MMUS\$, por lo que se verifica una diferencia de 27635MM\$ no justificados en activos eléctricos.

¹ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.363, *Op. Cit.*

² Costo de Inversión (Overnight Investment Cost) expresado en US\$ por kilovatio instalado (kWe).

³ PDSN 2005-2024, p.61 No incluye Ingeniería, inspección e impuestos.

⁴ Corresponde solo a obras de expansión de generación y transmisión (nuevos activos), no incluye proyectos de repotenciación de generación y refacción de líneas de transmisión o subestaciones. Tampoco incluye obras de expansión y refacción del sistema de distribución.

Recursos por aportados por PDVSA y Endeudamiento en divisas otorgados al Sector Eléctrico 1999-2015

32. Los aportes en divisas al sector eléctrico por parte de PDVSA y el endeudamiento con los bancos multilaterales estaría en el orden de 23.3 MMUS\$. Con el BID y la CAF, Corpoelec posee compromisos en obras eléctricas que se encuentran en el orden de 5.380 MMUS\$.

Responsabilidades políticas: Autoridades de los Órganos Rectores y Reguladores

33. Durante la gestión de los presidentes **Hugo Chávez** (1999-2013) y **Nicolás Maduro** (2013-2016) el servicio eléctrico se ha deteriorado a niveles nunca vistos por la sociedad venezolana. Los ex ministros **Rafael Ramírez** (MENPET), **Alí Rodríguez** (MPPEE), **Jesse Chacón** (MPPEE) y **Luis Motta Domínguez** (MPPEE) poseen responsabilidad *política* debido a que el incumplimiento de sus funciones como planificadores, fiscalizadores y reguladores del sector eléctrico, en concordancia con los marcos jurídicos vigentes a partir del 1999 (LSE⁵, LOSE⁶, LOSSE⁷), ha producido una crisis energética de gran impacto para la población venezolana que se ha traducido en un racionamiento eléctrico permanente.
34. La responsabilidad política de las autoridades del MENPET y el MPPEE se sustentan en los siguientes elementos:

Falta de fiscalización en la ejecución de la cartera de proyectos prevista por el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

35. Los ministerios rectores en materia de energía eléctrica, MENPET (1999-2009), MPPEE (2009-2016) no fiscalizaron debidamente la ejecución de la cartera de proyectos prevista en los **Planes de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2005-2024 y 2013-2019**. La falta de fiscalización y control en la ejecución de obras no previstas en el plan y en el incumplimiento de los lapsos previstos para la ejecución de dichas obras.

Falta de fiscalización en los contratos otorgados entre 2005-2015. Las obras eléctricas contratadas excedieron en 180% lo previsto por el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

36. La falta de vigilancia por parte de las autoridades reguladoras y fiscalizadoras en la ejecución de la cartera de proyectos contenidos en el PDSN conllevó a evidentes diferencias entre los montos contratados y los precios referenciales establecidos en el PDSN. Se presume que las autoridades de los órganos rectores del sector energético se aprovecharon de su posición privilegiada para favorecerse ocasionando un gran daño patrimonial a la nación debido a los actos de corrupción y la eternización de la ejecución de las obras. Es importante indicar que varias de las

⁵ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No 36.791 de fecha 21 de Septiembre de 1999

⁶ Ley Orgánica de Servicio Eléctrico (LOSE), Gaceta Oficial N°. 5.568 Extraordinario de fecha 31 de diciembre de 2001

⁷ Ley Orgánica de Sistema y Servicio Eléctrico, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.573 del 14 de diciembre de 2010

autoridades designadas para la regulación y fiscalización del sector energía eléctrica cumplieran también funciones como directores y presidentes de empresas operadoras contratantes de obras eléctricas.

37. Las autoridades objeto de sanción política son:

- **Rafael Ramírez Carreño** (ExMinistro de Energía y Petróleo)
Incumplimiento de sus funciones como planificador, fiscalizador y regulador del sector eléctrico en concordancia establecido en el PDSN para el lapso 2005-2010.
- **Alí Rodríguez Araque** (ExMinistro de Energía Eléctrica).
Incumplimiento de sus funciones como planificador, fiscalizador y regulador del sector eléctrico en concordancia establecido en el PDSN para el lapso 2010-2011.
- **Jesse Chacón Escamillo** (ExMinistro de Energía Eléctrica)
Incumplimiento de sus funciones como planificador, fiscalizador y regulador del sector eléctrico en concordancia establecido en el PDSN para el lapso 2012-2013.
- **M/G Luis Motta Domínguez** (Ministro de Energía Eléctrica)
Incumplimiento de sus funciones como planificador, fiscalizador y regulador del sector eléctrico en concordancia establecido en el PDSN para el lapso 2014-2016.

Argenis Chavez

Javier Alvarado

Nerves Villalobos

Ali rodriguez Araque

Los exministros mencionados fueron invitados a comparecer ante la comisión mixta para que presentaran sus respectivos informes. No obstante, ninguno se presentó a las tres reuniones previstas para tal fin.

Presuntas irregularidades administrativas:

38. Para el lapso 2005-2015, esta comisión determinó que el Estado venezolano gastó en la expansión de la generación y transmisión de electricidad unos **US\$ 42.5 millones** cuando las previsiones establecidas en el Plan de Desarrollo Eléctrico Nacional (Art. 13 de la LSE y la LOSE así como el Art. 1, 20 y 21 de la LOSSE) indicaban que dicha inversión no debía superar los **US\$ 14.7 millones**. En otras palabras, durante esos diez años se invirtió casi tres veces lo estipulado en el Plan Nacional de Desarrollo Eléctrico. Se concluye que no está debidamente justificado el por qué el gobierno gastó tres veces más de lo que aconsejaban los estudios de planificación.
39. En particular, la Comisión Mixta determinó a partir del análisis de 42 proyectos de generación eléctrica ejecutados entre 2005 y 2016 (Tabla 1), que el estado venezolano gastó (contrató) en la expansión de la generación y transmisión de electricidad un estimado total de **39.4 millones de US\$** cuando las previsiones establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo

COMISIÓN MIXTA PARA EL ESTUDIO DE LA CRISIS ELÉCTRICA EN EL PAÍS
INFORME FINAL

Eléctrico Nacional (Art. 13 de la LSE y la LOSE así como el Art. 1, 20 y 21 de la LOSSE) indicaban que dicha inversión no debería superar los **14.7 millones de US\$**. La diferencia existente entre los gastos efectivamente realizados en obras de expansión del sistema de generación y transmisión de electricidad y el gasto previsto por los Planes de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional permite obtener elementos de convicción que conllevan a **presumir una diferencia del orden de 25 millones de US\$ que debe ser investigada**. Un total de 37 de los 42 los proyectos de generación adjudicados presentaron costos de contratación con grandes diferencias respecto a los precios referenciales definidos por el ente rector en electricidad. En tal sentido, ésta comisión **recomienda que la Contraloría y la Fiscalía General de la República investiguen, a las empresas y funcionarios públicos responsables de los siguientes contratos:**

Proyecto 2005-2016	Condición al 2016	Diferencia entre los costos reales de cada proyecto y los costos referenciales establecidos por el PDSEN Millones de US\$.	Presidentes de las empresas operadoras contratantes
1 Tocoma	En construcción	\$5,728.00	Hipolito Izquierdo, Ali Rodriguez, Argenis Chavez, Jesse Chacón
2 Misión Rev. Energética	Instalada	\$3,594.40	Ali Rodriguez, pres. Corpoelec
3 Juan Manuel Valdez CIGMA	Instalada Parcial	\$2,579.68	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
4 Planta Cumana AJDS	Instalada Parcial	\$1,376.55	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA, Argenis Chavez, Jesse Chacón
5 Bachaquero-Tamare	En construcción	\$1,233.79	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
6 TermoCentro, IndiaUrquia, Sitio	Instalada Parcial	\$966.60	Javier Alvarado, Nervis Villalobos
7 Planta Centro 6	Instalada	\$672.79	Jesse Chacón, pres. Corpoelec
8 TermoCarabobo, El Palito	Instalada	\$572.12	Jesse Chacón, pres. Corpoelec
9 TermoZulia III	Instalada	\$499.51	Jesus Rangel, pres. Enelven
10 La Cabrera	Instalada Parcial	\$359.29	Argenis Chávez, pres. Corpoelec
11 Luis Zambrano El Vigia	Instalada	\$317.81	Argenis Chávez, pres. Corpoelec
12 Raisa IV y V	En construcción	\$285.34	Javier Alvarado, pres. EDC
13 Juan Bautista Arismendi	Instalada	\$214.50	Javier Alvarado, pres. EDC
14 Termozulia II	Instalada	\$205.01	Jesus Rangel, pres. Enelven
15 Barcazas Tacoa	Instalada	\$193.15	Javier Alvarado, pres. EDC
16 Sidor A y B	Instalada Parcial	\$163.77	Rodolfo Sanz, Sidor
17 Guarenas I Y II GRR	Instalada	\$161.10	Javier Alvarado, pres. EDC
18 EDC SUR Charallave	En construcción	\$157.70	Javier Alvarado, pres. EDC
19 San Diego de Cabrutica	Instalada Parcial	\$145.72	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
20 Raisa I	Instalada	\$126.77	Javier Alvarado, pres. EDC
21 Ezequiel Zamora	Instalada Parcial	\$124.50	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
22 Barinas 1	Instalada	\$115.46	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
23 Alberto Lovera	Instalada	\$109.91	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
24 Josefa Camejo	Instalada	\$101.76	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
25 Parque Eolico Goajira	Instalada Parcial	\$96.20	Jesse Chacón, pres. Corpoelec
26 Raisa III	Instalada	\$94.07	Javier Alvarado, pres. EDC
27 Raisa II	Instalada	\$68.15	Javier Alvarado, pres. EDC
28 Parque Eolico Paraguana	Instalada Parcial	\$58.57	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
29 TermoZulia IV	Instalada	\$48.58	Jesus Rangel, pres. Enelven
30 Expansion Planta 3 Lara	Instalada Parcial	\$41.60	Argenis Chávez, pres. Corpoelec
31 Alfredo Salazar	Instalada	\$34.80	Ali Rodriguez, pres. Corpoelec
32 Expansión Argimiro Gabaldon	Instalada	\$32.98	Ali Rodriguez, Argenis Chavez, pres. Corpoelec
33 Antonio Nicolas Briceño	Instalada	\$32.30	Ali Rodriguez, pres. Corpoelec
34 Picure	Instalada	\$30.35	Javier Alvarado, pres. EDC
35 El Vigia GRR	Instalada	\$23.84	Ali Rodriguez, pres. Corpoelec
36 Termobarrancas	Instalada	\$14.59	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
37 Ampliación Luisa Caceres A.	Instalada	\$12.69	Javier Alvarado, pres. EDC
38 Fabricio Ojeda La Vueltoza	Instalada	-\$176.57	Nervis Villalobos Maria Gonzalez, Ali Rodriguez, Argenis Chávez

40. Por lo tanto, vista la recurrencia, en la casi la totalidad de los proyectos contratados otorgados durante la emergencia eléctrica, de grandes diferencias entre los montos contratados y pagados, y los precios establecidos por el PDSEN así como el valor referencial internacional, esta Comisión Mixta recomienda que la Contraloría General de la Republica y la Fiscalía General de la República inicien una investigación exhaustiva de la gestión del Ing. Rafael Ramírez, expresidente de PDVSA, el Ing. Javier

Alvarado Ochoa, expresidente de La Electricidad de Caracas, Rodolfo Sanz expresidente de la CVG, los ex ministros Argenis Chávez, Jesse Chacon, Ali Rodríguez Araque y al ministro de Energía Motta Domínguez, así como de los contratos otorgados por parte de PDVSA, CVG y Corpoelec/Electricidad de Caracas, señalados en la tabla antes referida.

41. Los ciudadanos Alí Rodríguez Araque, Argenis Chávez, Jesse Chacón Escamillo, Luis Motta Domínguez fueron citados en tres ocasiones a comparecer ante la Comisión Mixta en su condición de responsables de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC). El ciudadano Rafael Ramírez Carreño fue citado en tres ocasiones a comparecer ante la Comisión Mixta en su condición de responsable de Petróleos de Venezuela (PDVSA). El ciudadano Javier Alvarado Ochoa fue citado en tres ocasiones a comparecer ante la Comisión Mixta en su condición de responsable de la Electricidad de Caracas (EDC). El ciudadano Hipólito Izquierdo fue citado en tres ocasiones a comparecer ante la Comisión Mixta en su condición de responsable de EDELCA. Los ciudadanos Nervis Villalobos y María Gabriela González Urbaneja fueron citados en tres ocasiones a comparecer ante la Comisión Mixta en su condición de responsables de CADAFE. Ninguno de los funcionarios mencionados atendió la citación realizada por la comisión mixta. El ciudadano Rodolfo Sanz en su condición de responsables de la CVG fue consultado por escrito, sin embargo no se obtuvo respuesta.

Los representantes de las empresas Consorcio OIV, Elecnor, Ferrostaal, Duro Felguera, Derwick Associates, Energing, Alstom, China CAMC, Indigo comparecieron de forma oportuna ante la comisión mixta suministrando información parcial acerca de sus proyectos. Ninguna empresa entregó copia de los contratos suscritos con el estado venezolano a través de Corpoelec, sus filiales, PDVSA y CVG. Las restantes empresas no atendieron la invitación realizada por la comisión mixta. En particular las empresas Energy Parts Solutions, GTME, Solar Turbines, UNE Cuba, Gamesa, Pro Energy, Ovarb y Tradequip no pudieron ser localizadas en Venezuela.

Una nueva Ley Orgánica del Servicio Eléctrico

42. La caracterización y el análisis de la crisis del sector eléctrico realizados en este estudio demuestra la inviabilidad técnica y financiera del modelo institucional centralizado instaurado a partir del 2007. En tal sentido, la reversión del proceso de corrupción en las contrataciones así como del deterioro de la infraestructura y el tejido técnico del sector eléctrico debe realizarse a partir de una profunda reestructuración y reorganización del sector.
43. El marco jurídico vigente para el sector eléctrico desde 2007 no ha contribuido a evitar las irregularidades administrativas y mucho menos a mejorar las condiciones previas al proceso de concentración y centralización del sector eléctrico. El deterioro de los indicadores de gestión y económicos demuestran que la estructura institucional del sector es disfuncional y requiere ser reorganizada.
44. La crisis así descrita lleva a plantear la derogación del régimen legal imperante en el sector eléctrico, y en especial las Leyes Orgánicas del Sistema y Servicio Eléctrico y de Reorganización del Sector Eléctrico,

debido a que no han constituido un marco legal apropiado para el desarrollo del sector eléctrico nacional.

45. Consecuentemente, se plantea la necesidad de promulgar un régimen legal que, en el marco de la Constitución Nacional y en respeto a sus principios, defina otro rumbo y otra manera de gestionar el sector, cuyos lineamientos ya se plantearon en las leyes del Servicio Eléctrico -de 1999, vigente hasta 2001 -y Ley Orgánica del Servicio Eléctrico -de 2001, vigente hasta 2010.

Objetivos principales:

46. Que el sector eléctrico provea a todos los usuarios del país un suministro confiable, permanente y de calidad de electricidad, tanto en sus características técnicas como en sus aspectos comerciales de atención a las solicitudes y reclamos, de respeto de los términos del reglamento de servicio, y de responsabilidad ante los daños resultantes de fallas e interrupciones; al menor costo posible.
47. Que la población de bajos niveles de ingreso tenga posibilidades reales de acceder a ese servicio de calidad, tanto mediante mecanismos de subsidio a esa población, que hagan posible el pago de la factura correspondiente, como a través del establecimiento de una regulación dirigida a maximizar la eficiencia de las actividades del servicio para asegurar el mínimo costo de su prestación.
48. Que las organizaciones encargadas de la prestación del servicio eléctrico y de las actividades que lo constituyen, gocen de autonomía y suficiencia funcional, administrativa y financiera, de manera de asegurar la eficiencia de esa prestación y la respuesta inmediata ante las exigencias de los usuarios.
49. Que la normativa establecida permita el desarrollo sustentable del sistema eléctrico nacional, para satisfacer los requerimientos de electricidad del país.

Para alcanzar esos objetivos, la ley establece las disposiciones dirigidas a:

50. Definir con claridad el servicio eléctrico y las actividades que lo constituyen: generación, transmisión, gestión del sistema eléctrico, distribución y comercialización.
51. Ordenar la separación jurídica y la descentralización de esas actividades para lograr la especialización empresarial, la autonomía regional, la multiplicidad de actores en las actividades en las que es posible (generación y comercialización); y la realización de las actividades de redes (transmisión y distribución) y de gestión del sistema, en régimen de monopolio regulado para lograr un menor costo.
52. Ordenar la creación de subsidios a la población de bajos ingresos, tanto mediante aportes presupuestarios nacionales y municipales complementarios.
53. Definir los principios bajo los cuales debe realizarse la prestación y el desarrollo del servicio eléctrico: calidad, confiabilidad, eficiencia, transparencia, equidad, solidaridad, no discriminación, participación ciudadana, sostenibilidad ambiental, y viabilidad económica y financiera; y

- especificar cómo la aplicación de esos principios debe concretarse en las actividades del servicio eléctrico así como en los demás aspectos del sector y de la actuación de sus entes de función pública y agentes.
54. Establecer la libertad de acceso a las redes de transporte de electricidad para asegurar que los usuarios puedan recibir los beneficios de la multiplicidad de actores y su interacción mercantil en las actividades de generación y comercialización.
 55. Consagrar la transparencia como principio general en todos los procesos de planificación, presupuesto, concursos, contratación, inversión, construcción, ejecución, regulación, fiscalización, control, y rendición de cuentas de todas las actividades del servicio eléctrico.
 56. Favorecer los intercambios internacionales de electricidad, de manera de reforzar la confiabilidad del suministro en el país y posibilitar la exportación de excedentes.
 57. Separar las funciones de política, regulación, fiscalización y prestación, para evitar los conflictos de intereses, puesto que inciden significativamente en la eficiencia del sector.
 58. Establecer un proceso continuo, público y transparente de planificación del desarrollo del servicio eléctrico que asegure la satisfacción de la demanda, y la existencia de una adecuada reserva de capacidad para la atención de las requerimientos de mantenimiento del equipamiento y las instalaciones dedicadas a las actividades del servicio, y la efectiva respuesta ante situaciones climáticas que disminuyan la capacidad de generación hidroeléctrica o cualquier emergencia fortuita o de causa mayor.
 59. Definir con claridad los deberes y derechos de los usuarios, en equilibrio en relación con los correspondientes derechos y obligaciones de los agentes que realizan las actividades del servicio.
 60. Establecer los principios de actuación y las potestades y atribuciones de la Comisión Nacional de Electricidad del sector eléctrico -la Comisión Nacional de Electricidad -y su conformación, así como los mecanismos de elección de su directiva que aseguren su independencia, y de financiamiento de su funcionamiento que permitan su autonomía.
 61. Desarrollar la competencia de los Municipios en materia del servicio eléctrico establecida en la Constitución Nacional, y establecer los procesos transitorios requeridos para su transferencia definitiva desde las organizaciones del Poder Nacional que hoy en día la suplen.
 62. Definir cada una de las actividades del servicio eléctrico y los deberes y derechos de los agentes o empresas que las realicen, así como los lineamientos para el diseño de los respectivos regímenes económicos y de actuación que aseguren la prestación al mínimo costo posible y con calidad, y su sustentabilidad, al igual que promuevan la participación privada.
 63. Establecer el régimen de habilitaciones para la realización de cada una de las actividades del servicio eléctrico, para asegurar la idoneidad de quienes las lleven a cabo, y crear las garantías necesarias para su desempeño de acuerdo con la normativa legal.
 64. Establecer la normativa específica en materia de concesiones -aplicable a las plantas y centrales de generación actuales, y a las actividades de transmisión y distribución; y la relativa al establecimiento de servidumbres para las actividades de redes.

65. Tipificar las infracciones relacionadas con el servicio eléctrico y sus respectivas sanciones.
66. Establecer las disposiciones transitorias necesarias para alcanzar los objetivos de la ley a partir de la situación actual, mediante la conformación y puesta en funcionamiento de la Comisión Nacional de Electricidad; la concreción de la separación de actividades y la descentralización regional mediante la creación por Corporación Eléctrica Nacional, S. A. (Corpoelec) de una Empresa Nacional de Transmisión, empresas de generación, de distribución y de comercialización, según los lineamientos de la Comisión Nacional de Electricidad, y la transferencia de activos y personal; la definición de los requisitos y procesos para la transferencia a las mancomunidades de Municipios de las empresa de Distribución creadas, para asegurar la capacidad de aquéllas para asumir sus potestades de dotación, prestación y concesión del servicio; y la creación y puesta en marcha del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico como empresa autónoma, y la transferencia a ella de los activos y personal necesarios para prestar sus funciones, a partir de las que realiza en la actualidad el Ministerio con competencia en electricidad como Centro Nacional de Despacho de los recursos de generación y transmisión del sistema interconectado nacional.

Conclusiones y Recomendaciones

67. La adecuación del marco legal del gas natural y los combustibles líquidos es necesaria para que existan condiciones de eficiencia en la conversión de la matriz de generación de energía eléctrica. La remuneración adecuada del monopolio del transporte de combustibles gaseosos y líquidos debe incluir una adecuada rentabilidad. Sin un mercado de gas y de combustibles líquidos que reflejen su costo real de explotación y transporte no es posible introducir eficiencia en el sector eléctrico.
68. La provisión de gas natural a nivel municipal es una formidable oportunidad para adecuar el consumo eléctrico ineficiente. En este sentido, se recomiendan desarrollar instrumentos jurídicos que permitan incentivar el uso del gas natural en lugar de electricidad en actividades residenciales como cocción, calefacción de agua y aire acondicionado. En los sectores industriales y comerciales tal política de incentivos debe promover la cogeneración.
69. La creación del MPPEE ha impedido la ejecución de una política energética coherente. La imposibilidad que el MPPEE pueda regular en el ámbito de las energías primarias y secundarias fósiles lo inhabilita para la regulación del sistema eléctrico de forma integral. En este sentido, la comisión mixta recomienda la eliminación del MPPEE y que la rectoría del sector eléctrico se restituya en el MENPET.
70. Ante la condición de improductividad, inviabilidad económica y financiera de Corpoelec y la demostración empírica del fracaso del denominado “modelo de gestión socialista” establecido en la ley vigente que rige el sector eléctrico, la comisión mixta recomienda la redacción de un nuevo proyecto de Ley Orgánica del Sector Eléctrico que ordene la reestructuración del sector eléctrico con base en los principios de calidad,

confiabilidad, eficiencia, transparencia, equidad, solidaridad, no discriminación, participación ciudadana, sostenibilidad ambiental, y viabilidad económica y financiera.

71. Debido a la opacidad en la administración eléctrica del país se recomienda una auditoría al sistema eléctrico nacional, que permita establecer una política de rescate del mismo.
72. Exhortar al ejecutivo nacional se presente un plan de inversión y mantenimiento del sistema eléctrico que permita alcanzar niveles de generación y transmisión eléctrica adecuadas a nuestra proyección futura de demanda y garantice un servicio de calidad, confiable, accesible y disponible para los usuarios.
73. Se propone se apruebe una sanción política a las siguientes autoridades debido a su responsabilidad en la situación del sistema eléctrico nacional que condujera a la crisis eléctrica del 2016, y donde se le ha causado un grave daño patrimonial a la república.

- **Rafael Ramírez Carreño** (ExMinistro de Energía y Petróleo)
Incumplimiento de sus funciones como planificador, fiscalizador y regulador del sector eléctrico en concordancia establecido en el PDSN para el lapso 2005-2010.
- **Alí Rodríguez Araque** (ExMinistro de Energía Eléctrica).
Incumplimiento de sus funciones como planificador, fiscalizador y regulador del sector eléctrico en concordancia establecido en el PDSN para el lapso 2010-2011.
- **Jesse Chacón Escamillo** (ExMinistro de Energía Eléctrica)
Incumplimiento de sus funciones como planificador, fiscalizador y regulador del sector eléctrico en concordancia establecido en el PDSN para el lapso 2012-2013.
- Argenis Chavez (ExMinistro de Energía Eléctrica)
- Javier Alvarado
- Nervis Villalobos
- Ali rodriguez Araque (ExMinistro de Energía Eléctrica)
- Aristobulo Isturiz (ex jefe del estado mayor eléctrico)

Se propone se apruebe un voto de censura a M/G Luis Motta Domínguez (Ministro de Energía Eléctrica) debido a su responsabilidad en la crisis eléctrica ocurrida durante el 2016 y el deplorable estado de la sistema eléctrico nacional, así como el incumplimiento de sus funciones como planificador, fiscalizador y regulador del sector eléctrico en concordancia establecido en el PDSN para el lapso 2014-2016.

74. Capítulo 1 – Designación de Comisión Mixta para el Estudio de la Crisis Eléctrica

75. La Asamblea Nacional de la República Bolivariana de Venezuela en su sesión del día jueves 18 de febrero de 2016 (**Anexo 1**), acordó designar una Comisión Mixta integrada por miembros de las Comisiones Permanentes de Administración y Servicios, Energía y Petróleo, y Contraloría, para atender todo lo atinente al trabajo parlamentario sobre el tema de la crisis del sistema eléctrico nacional y el servicio eléctrico en el país. La Comisión quedó conformada por los siguientes diputados:

Principal

Jorge Millán, Presidente
Stalin González, Vicepresidente
Luis Carlos Padilla
Tobías Bolívar
Américo De Grazia
Ismael García
Julio Chávez
Elio Serrano
José Gregorio Noriega
Elías Matta
Asdrúbal Chávez

Suplente

Auristela Vásquez
Ivlev Silva
Eudoro González
Oscar Ronderos
Manuel de Jesús González
Guillermo Luces
Yamilet Camacaro
Oriana Osío
Leonardo Regnault
Rafael Ramírez Colina
Eduardo Linarez Carrera

76. Los objetivos de la Comisión definidos por la Asamblea en la sesión plenaria del 18 de febrero son:

- Solicitar información al Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE) para la elaboración de un informe sobre la situación técnica, financiera, administrativa y laboral del sector eléctrico con las respectivas recomendaciones para superar la crisis.
- Realizar una investigación parlamentaria acerca de los recursos invertidos durante los años 2009 al 2015, en el marco de la llamada emergencia eléctrica decretada por Hugo Chávez en 2010⁸, incluyendo los procesos de contratación, los costos asociados y las obras ejecutadas.
- Preparación de un proyecto de reforma de la Ley Orgánica del Sistema y Servicio Eléctrico, que presente un modelo de gestión que garantice un adecuado servicio eléctrico para los ciudadanos.

⁸ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.363 del 8 de febrero de 2010 el Decreto N° 7.228 de la Presidencia de la República mediante el cual se declara el estado de emergencia sobre la prestación del servicio eléctrico nacional y sus instalaciones y bienes asociados, por un lapso de sesenta (60) días prorrogables.

Capítulo 2 – Actuaciones de Comisión Mixta para el Estudio de la Crisis Eléctrica

77. En este capítulo se describe en forma general las actuaciones de la comisión mixta desde su instalación el día primero de marzo de 2016 y su última sesión del 27 de julio de 2016. La comisión realizó 17 sesiones ordinarias, una reunión pública del Presidente de la Comisión con representantes de las empresas Índigo Energy International y Grupo TSK (España) y una visita a la central hidroeléctrica Simón Bolívar (Guri), a saber:

Sesión No. 1, 1 de marzo de 2016 (Instalación), Acta 001 contenida en **Anexo 2-1-1**

Sesión No. 2, 9 de marzo de 2016, Acta 002 contenida en **Anexo 2-1-2**

Sesión No. 3, 30 de marzo de 2016, Acta 003 contenida en **Anexo 2-1-3**

Sesión No. 4, 6 de abril de 2016, Acta 004 contenida en **Anexo 2-1-4**

Sesión No. 5, 13 de abril de 2016, Acta 005 contenida en **Anexo 2-1-5**

Visita a la central hidroeléctrica Simón Bolívar (Guri), Acta 006 contenida en **Anexo 2-1-6**

Sesión No. 6, 4 de mayo de 2016, Acta 007 contenida en **Anexo 2-1-7**

Sesión No. 7, 10 de mayo de 2016, Acta 008 contenida en **Anexo 2-1-8**

Reunión del Reunión del Presidente de la Comisión con representantes de las empresas Indigo Energy International y Grupo TSK (España), 18 de mayo de 2016, Acta 009 contenida en **Anexo 2-1-9**

Sesión No. 8, 25 de mayo de 2016, Acta 010 contenida en **Anexo 2-1-10**

Sesión No. 9, 1 de junio de 2016, Acta 011 contenida en **Anexo 2-1-11**

Sesión No. 10, 15 de junio de 2016, Acta 012 contenida en **Anexo 2-1-12**

Sesión No. 11, 7 de julio de 2016, Acta 013 contenida en **Anexo 2-1-13**

Sesión No. 12, 13 de julio de 2016, Acta 014 contenida en **Anexo 2-1-14**

Sesión No. 13, 3 de agosto de 2016, Acta 015 contenida en **Anexo 2-1-15**

Sesión No. 14, 10 de agosto de 2016, Acta 016 contenida en **Anexo 2-1-16**

Sesión No. 15, 28 de septiembre de 2016, Acta 017 contenida en **Anexo 2-1-17**

Sesión No. 16, 30 de noviembre de 2016, Acta 018 contenida en **Anexo 2-1-18**

Sesión No. 17, 14 de diciembre, Acta 020 contenida en **Anexo 2-1-19**

78. La Comisión se instaló en el Salón Zamora del edificio José María Vargas, sede administrativa de la Asamblea Nacional, el primer día del mes de marzo de 2016, a las 9:00 a.m., bajo la presidencia del Diputado Jorge Millán, con la asistencia de los Diputados Stalin González (vicepresidente), Ismael García, José Gregorio Noriega, Elio Serrano, Julio Chávez, Oscar Ronderos, Leonardo Regnault y los diputados invitados Germán Ferrer y Ramón López. Seguidamente la Comisión designó al Dr. Paulo De Oliveira De Jesus como secretario, luego de la votación correspondiente. Las deliberaciones de la Comisión se iniciaron con una exposición del diputado Jorge Millán, en la que manifestó que no ha habido voluntad del gobierno para tratar el problema eléctrico que se agrava cada día más, afectando a la población, y que la mejor demostración de ello es la negativa reiterada del ciudadano Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica a comparecer ante la Comisión designada al efecto. En principio, estaba

prevista su comparecencia el día 26 de febrero de 2016, fecha inicial prevista para la instalación de la comisión. Sin embargo, a solicitud del PSUV la comparecencia del ministro se postergó para el primero de marzo de 2016. El ministro Motta Domínguez no atendió esta **primera invitación** a acudir ante la Comisión Mixta. Se dejó constancia en acta de la **primera inasistencia** del Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica ante la comisión mixta (**Anexo 2-1-1**). El Diputado Millán leyó la carta remitida por el ciudadano Ministro excusándose de comparecer y mencionando que se sujeta al cronograma acordado con la Vicepresidencia de la República y la Directiva de la AN, El oficio con la respuesta del Ministro está contenido en el **Anexo 2-2**. Seguidamente, el presidente de la comisión, Jorge Millán, dio el derecho de palabra al Ing. Winston Cabas, presidente de la Comisión Eléctrica del Colegio de Ingenieros de Venezuela (CIV), quien presentó un informe acerca de la situación del sistema eléctrico Venezolano, documento contenido en el **Anexo 2-3** de este informe. De la intervención del invitado anteriormente mencionado se concluye que de acuerdo con los análisis realizados por el CIV la crisis eléctrica venezolana tiene un carácter estructural y no coyuntural con cinco causales: a) Politización del sector eléctrico, b) Modelo de gestión inadecuado, c) Sistema de generación deficitario, d) Corrupción y e) Excesiva centralización.

79. En la segunda sesión ordinaria, efectuada el día nueve (09) de marzo en el salón Francisco de Miranda del Palacio Federal Legislativo, se aprobó un cronograma de visitas a algunas plantas y centrales hidroeléctricas del país. En este sentido se realizó el envío de una comunicación al Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica M/G Luis Motta Domínguez con el objeto de que enviara un informe pormenorizado de la situación técnica, financiera, administrativa y laboral del sector eléctrico de Venezuela (**Anexo 2-4**), además de autorizar a los miembros de la Comisión a ingresar en las centrales de generación Simón Bolívar (Guri), Manuel Piar (Tocoma), India Urquí (El Sitio), La Raisa, Josefa Joaquina Bastidas (Tacoa) y Planta Centro (**Anexo 2-5**). Se recibió comunicación del Ministro (**Anexo 2-6**), indicando que las autorizaciones son competencia del presidente del estado mayor eléctrico, Vice-presidente de la República, Aristóbulo Istúriz. El día 16 de marzo de 2016, la presidencia de la Comisión instruyó el envío de las comunicaciones para la solicitud de información y el acceso a las centrales al Vicepresidente de la República, en su condición de Presidente del estado Mayor Eléctrico (**Anexo 2-7**), comunicaciones que no recibieron respuesta.

También en la sesión se contó con la presentación del Ing. Iñaki Rousse y el Ing. Leopoldo Batista en representación del Grupo Ricardo Zuloaga⁹, documento contenido en el **Anexo 2-8**, quienes señalaron como desacertado el modelo centralizado con valoración de la estructura empresarial en “pirámide invertida” que actualmente sigue el sector eléctrico e indicaron como causales de la crisis eléctrica a la falta de planificación, las bajas tarifas y la sobreexplotación del embalse de Guri ante una alta indisponibilidad termoeléctrica. Así mismo, mostraron preocupación por el sistema eléctrico de la capital por tener fuerte

⁹ <http://www.soberania.org/wp-content/uploads/El-Grupo-Ricardo-Zuloaga-a-la-Asamblea-Nacional-2-de-febrero-de-2016.pdf>

dependencia del sistema interconectado, cargas muy altas y emplear en la transmisión cables subterráneos que requieren mantenimiento predictivo. Finalizaron la exposición con una serie de sugerencias de corto y mediano plazo entre las que se encontraban el cambio del huso horario a -4GMT, la reapertura de la información y un plan de mantenimiento agresivo.

80. En la tercera sesión ordinaria, de fecha 30 de marzo de 2016, los integrantes de la Comisión aprobaron modificar el cronograma de visitas, estableciendo como nueva fecha para dirigirse a Guri el 8 de abril de 2016; invitar a comparecer a las empresas contratadas por el Estado para desarrollar proyectos eléctricos en los últimos años, y enviar comunicaciones a los órganos judiciales de Brasil y Estados Unidos de América para que se establezca una cooperación con la Asamblea Nacional en lo concerniente a las investigaciones relativas a la actuación de empresas que han participado la expansión del Sistema Eléctrico Nacional. En conformidad, la presidencia de la Comisión instruyó el envío de comunicaciones a la embajada de los Estados Unidos de América (**Anexo 2-9**) solicitando cooperación del Fiscal del Distrito Sur de Nueva York, quién se encuentra analizando información sobre potenciales irregularidades en los registros bancarios de dieciocho bancos suizos que le fueron otorgados por la Oficina Federal de Justicia de Suiza. En estos registros existe evidencia de potenciales delitos cometidos por ciudadanos venezolanos, compañías estatales y funcionarios públicos de Venezuela relacionados con la crisis eléctrica que vive el país. La comunicación a la embajada de Estados Unidos fue contestada.

A la misma sesión asistieron como invitados el Ing. Arturo Arenas, quién caracterizó el consumo y facturación del sistema eléctrico venezolano y los representantes del Centro de Orientación en Energía (COENER), ingenieros Carlos Lee, César Quintini y Víctor Poleo, quienes indicaron que más que una reforma resultaba necesaria la elaboración de una nueva ley eléctrica (**Anexo 2-10**).

81. La secretaría de la comisión cursó invitaciones a los exministros Alí Rodríguez, Jesse Chacón, Héctor Navarro y al expresidente de Corpoelec Argenis Chávez (**Anexo 2-11**). Sólo el exministro Héctor Navarro compareció ante la Comisión en su cuarta sesión ordinaria de fecha 6 de abril de 2016, en donde inició su intervención recordando la obligación jurídica que tienen los funcionarios públicos de asistir a las interpelaciones de la Asamblea Nacional. El ministro Navarro reconoció que el fenómeno climático “El Niño” es antiguo y previsible en la planificación eléctrica, consideró al dragado de la represa del Guri como un paliativo a la crisis. Señalo que fue él, el promotor del cambio del huso horario en el año 2008 por razones fisiológicas, no económicas ni energéticas, debido a un estudio que indicaba mayor nivel de aprendizaje en los niños que inician la jornada académica con suficiente luz natural. Ante las interrogantes que se presentaron en la sesión en cuanto a la ejecución de los proyectos, dijo no haber manejado los contratos directamente y haber hecho denuncias con respecto a los equipos instalados en la Planta Guarenas, ya que no parecían nuevos. El ministro entregó un reporte con los proyectos de inversión

previstos en 2013 para atender la demanda en años subsiguientes, documento contenido en el **Anexo 2-12**. Ninguna de las restantes invitaciones fue contestada por los funcionarios.

82. El día viernes 8 de abril de 2016, el presidente de la Comisión, Dip. Jorge Millán, acompañado por el secretario, Dr. Paulo De Oliveira, y los diputados Rachid Yasbek y Manuel González, realizaron una visita a la central hidroeléctrica Simón Bolívar (Guri), estado Bolívar. El jefe de seguridad informó al presidente de la Comisión que ninguno de los responsables de la central estaban disponibles para atender su visita, por lo que se les negó el acceso. Dicha actuación quedó registrada en el acta correspondiente. Visita a la central hidroeléctrica Simón Bolívar (Guri), Acta 006 contenida en **Anexo 2-1-6**.
83. En la quinta sesión ordinaria de la Comisión, efectuada el 13 de abril de 2016, se indicó la preparación de una comunicación al Banco de Desarrollo de América Latina (CAF) (**Anexo 2-13**) solicitando información acerca de los contratos suscritos con empresas del estado venezolano en lo concerniente al sector eléctrico. La CAF respondió que debido a sus estatutos la información de los contratos es confidencial y no puede ser divulgada (**Anexo 2-14**). Durante la sesión la secretaria de la Comisión presentó una serie de mapas que abordan la capacidad instalada y un gráfico que ilustra esa capacidad, así como la disponibilidad y la demanda eléctrica en Venezuela desde 1990 hasta 2016 (**Anexo 6-1**). Posteriormente el Lic. César Batíz (**Anexo 2-15**) realizó un resumen de las investigaciones sobre las irregularidades en los proyectos desarrollados por las empresas Derwick Associates y Ovarb de Venezuela (**Anexo 7-43**).
84. El Alcalde del municipio Diego Bautista Urbaneja del estado Anzoátegui, Gustavo Marcano (**Anexo 2-16**) denunció fallas y racionamiento de entre 6 y 8 diarias sin previa notificación en el municipio que representa. En base a las denuncias realizadas por el Lic. Batiz, se envió una comunicación al Ing. Rodolfo Sanz con una pregunta específica referente a las inversiones realizadas sobre las plantas eléctricas de SIDOR. Comunicación que no fue contestada (**Anexo 2-17**).
85. La presidencia de la comisión instruyó el envío de comunicaciones a las empresas contratistas que participaron en obras relacionadas del sector eléctrico: Derwick Associates, China Camc Engineering, Ovarb, Duro Felguera, Constructora Norberto Odebrecht, Elecnor de Venezuela, Energing Gas y Electricidad, Pacific Rim Energy, Inserven, Profit Corporation, Grupo TSK, Sinohydro de Venezuela, Alstom Power, Ferrostaal, Impsa Caribe, GMTE, China Machinery CMEC, Gamesa y Jantesa (**Anexo 2-18**). Se recibieron respuestas de todas las empresas con excepción de Ovarb, GMTE, Gamesa y Jantesa (**Anexo 2-19**).
86. El cronograma de comparecencias se inició en la sexta sesión ordinaria, realizada el día cuatro (04) de mayo de 2016 en el Palacio Legislativo, donde asistieron por **Derwick Associates** la Dra. Alejandra Hidalgo y el

Ingeniero Balmiro Villasmil, quienes resumieron los proyectos desarrollados sin indicar desembolsos ni montos contratados alegando el cumplimiento de las condiciones de confidencialidad firmadas con el cliente. En representación de **China Camc Engineering** asistió el Sr. Julio Peng quien resumió el costo y el avance de la planta Don Luis Zambrano, y por **Duro Felguera** el Sr. Dinno Di Ianni, quien a su vez resumió lo referido a la planta India Urquí. A las tres empresas (Derwick, CAMCE y Duro Felguera) se les solicitó información adicional mediante oficios (**Anexo 2-20**). Derwick entregó información en forma parcial sin incluir los detalles contractuales de sus proyectos, excepto que el costo medio de contratación fue 1.17US\$/MW (**Anexo 2-21**). China Camc Engineering consignó información parcial (**Anexo 2-22**), ya que no se obtuvo el detalle de los desembolsos. Duro Felguera contestó (**Anexo 2-23**) indicando que se encontraba preparando la información requerida por la comisión, sin embargo no se obtuvo respuesta.

87. En la sesión del día cuatro (04) de mayo de 2016 se hizo la presentación del proyecto de Ley Eléctrica por parte del Econ. Rafael Armando Meleán y el Abg. Ing. Simón Saturno. El Econ. Meleán señaló el objetivo de la propuesta de ley es garantizar un servicio eléctrico, técnica y comercialmente confiable, eficiente y que permita la sustentabilidad del servicio a largo plazo. Indicó que la mesa técnica que elaboró esta propuesta privilegió la necesidad de subsidios a sectores vulnerables y la posibilidad de incluir la participación privada. El Dr. Saturno, continuando con el punto mencionó los principios rectores del servicio eléctrico que definen la propuesta: calidad definida por normas técnicas, confiabilidad, eficiencia, transparencia, equidad, solidaridad, no discriminación, participación ciudadana, sostenibilidad ambiental y viabilidad económica y financiera del sector, las actividades y los agentes. Como otra característica del proyecto de ley destacó la creación de la Comisión Nacional de Electricidad, como Comisión Nacional de Electricidad que garantice la satisfacción de la demanda y la debida reserva. La presentación realizada por el Econ. Meleán y el Dr. Saturno está contenida en el **Anexo 2-24**.

88. Durante la séptima sesión ordinaria de la Comisión, realizada el día diez (10) de mayo de 2016 en la sala de reuniones de la oficina legislativa 2-1 del edificio Centro Mercantil, asistieron las empresas **Indigo Energy International**, que adquirió hace dos años a la empresa **Pacific Rim Energy**, cuyo presidente, Ing. Abdul Hady Ali indicó que Pacific rim Energy fue encargada de incorporar al sistema eléctrico nacional 1100 MW que habían sido entregados y cuyo estado de operatividad actual desconocía. Tras ofrecer datos generales fue invitado a regresar en una próxima sesión para entregar información detallada. El Ing. José Mosquera, Director de **Elecnor** presentó datos sobre la hidroeléctrica Masparro y sobre los proyectos que desarrollan actualmente: GRR-Sur y Juan Manuel Valdéz, habiendo sido esta última objeto de reubicación y variación en capacidad por parte del ente contratante. Por su parte, el Ing. Jaime Contreras, representante de **Energizing** aportó datos de las plantas Termobarrancas y Antonio José de Sucre. La información adicional solicitada de manera

escrita (**Anexo 2-25**). La información fue consignada por las empresas Indigo Energy International (**Anexo 2-26**), Elecnor (**Anexo 2-27**) y Energing (**Anexo 2-28**).

89. Las empresas Índigo Energy International y el Grupo TSK (España) sostuvieron una reunión pública, en presencia de los medios de comunicación, el día 18 de mayo de 2016, con el Presidente de la Comisión, Dip. Jorge Millán en vista de la necesidad de suspender la sesión ordinaria pautada para ese día por la falta de quórum. La empresa **Indigo Energy International** presentó información detallada, respecto a los montos, capacidades y tipo de combustible empleado en los proyectos: Alberto Lovera, Ezequiel Zamora, Josefa Camejo y San Diego de Cabrutica. El Sr. Manuel Ondina, Gerente General del **Grupo TSK** (España) aportó datos sobre los dos contratos que desarrolla la empresa: la subestación Tocomá y Guayana B (**Anexo 2-29**).
90. La octava sesión ordinaria, realizada el 25 de mayo de 2016 en el Salón Francisco de Miranda del Palacio Federal Legislativo, contó con la presencia de los Sres Jorge Faroh, Sergio Panicali, Helio Bispo, Marjorie Garbosa, Delfín España y Jorge Montoya en representación del **Consortio OIV-Tocomá** encargados de desarrollar la infraestructura de la hidroeléctrica Manuel Piar. Durante la presentación el Sr. Jorge Faroh resumió avances en términos porcentuales y evitó responder de manera concisa las dudas que se le plantearon. Indicó que otros contratistas debían realizar sus labores antes de poder culminar lo faltante. Se le solicitó al Consorcio OIV Tocomá el envío de la información presentada por escrito (**Anexo 2-30**). El Consorcio OIV consignó posteriormente a la Comisión la información detallada de la obra (**Anexo 2-31**). El Sr. Roberto Pérez, representante de **Inserven** mencionó los proyectos en los que han participado como subcontratista y entregó información sobre el proyecto de contratación directa que desarrollan (**Anexo 2-32**): Planta III en Barquisimeto. Así mismo, expresó que la empresa ha desarrollado labores de mantenimiento correctivo por fallas debidas al deterioro, sin haber encontrado hasta ahora muestras de que las mismas se deban a la presencia de animales o saboteo.
91. En la décima sesión, efectuada el día 1 de junio de 2016 se contó con la comparecencia de las empresas **Alstom Hydro**, responsables de la hidroeléctrica La Vueltoza, **Ferrostaal de Venezuela**, que fue contratada para desarrollar Tamare y Bacahaquero, ambos contratos terminados antes de tiempo por el contratante, y de **Impsa Caribe** responsable del montaje electromecánico de la hidroeléctrica Manuel Piar, que señaló la necesidad de avances en la infraestructura para ellos poder continuar con el montaje de las unidades y presentó como fecha estimada de culminación el año 2019. A las tres empresas se le solicitó entrega de información por escrito (**Anexo 2-33**). Alstom (**Anexo 2-34**), Ferrostaal (**Anexo 2-35**) Impsa (**Anexo 2-36**) entregaron posteriormente la información requerida a la Comisión.

92. Las empresas **Ovarb**, **Jantesa** y **GMTE** no pudieron ser localizadas. Las empresas **Gamesa** y **China Machinery CMEC** no disponen de representantes en el país. La empresa **Sinohydro** no asistió a la comparecencia por limitaciones logísticas y consignó información de manera física (**Anexo 2-37**). La empresa Profit Corporation no asistió a las invitaciones por considerar riesgoso el ambiente al haber concentraciones cercanas pautadas para la fecha en las cercanías del Palacio Legislativo.
93. Se cursaron invitaciones a Fedecámaras y Consecomercio (**Anexo 2-38**) para que expusieran los efectos técnicos y económicos del Plan de Administración de Cargas aplicado en el país. Las entidades gremiales Fedecámaras y Consecomercio asistieron el día 15 de junio a la décima sesión ordinaria de la Comisión, donde expusieron la incapacidad de pequeñas empresas para autogenerar energía, lo que limita su funcionamiento y les ocasiona pérdidas, obligándolas en muchos casos a cerrar definitivamente. El Sr. Francisco Martínez, presidente de Fedecámaras indicó que la empresa privada estaría dispuesta a invertir y colaborar en un posible modelo mixto del sector eléctrico.
94. La secretaría de la Comisión recibió por parte de la Comisión Permanente de Administración y Servicios el Proyecto de Ley Indemnización a Usuarios ante Fallas Eléctricas (**Anexo 2-39**). Se solicitó prórroga a la Presidencia de la Asamblea Nacional para la segunda discusión y presentación del informe correspondiente del Proyecto de Ley Indemnización a Usuarios ante Fallas Eléctricas (**Anexo 2-40**).
95. El día 27 de Junio 2016, la secretaría de la comisión cursó invitaciones (**Anexo 2-41**). al exministro de energía y expresidente de PDVSA, Rafael Ramírez a los exministros de energía eléctrica y expresidentes de Corpoelec Alí Rodríguez (segunda invitación), Jesse Chacón (segunda invitación), Hipólito Izquierdo y Argenis Chávez (segunda invitación), al exministro de planificación Jorge Giordani, y a los exviceministros María Gabriela González, Javier Alvarado y Nervis Villalobos. Sólo el Dr. Alí Rodríguez respondió declinando la invitación (**Anexo 2-42**).
96. El día 7 de julio de 2016, la secretaría cursó invitación al Sr. Ministro Motta Domínguez a comparecer ante la comisión mixta a través del Vicepresidente de la República Sr. Aristóbulo Istúriz, presidente del Estado Mayor Eléctrico (segunda invitación) (**Anexo 2-43**). Se invitaron a los exministros (**Anexo 2-44**) de energía eléctrica y expresidentes de Corpoelec Alí Rodríguez, Jesse Chacón, Hipólito Izquierdo y Argenis Chávez (tercera invitación), y a los exviceministros María Gabriela González, Javier Alvarado (segunda invitación) y Nervis Villalobos (segunda invitación). Sólo el Ministro Motta Domínguez respondió declinando la invitación (**Anexo 2-45**).
97. En la undécima sesión, efectuada el 7 de julio de 2016, el secretario de la comisión Dr. Paulo De Oliveira realizó la presentación del proyecto de Ley

Orgánica para el Sector Eléctrico. En el **Anexo 2-46** se incluye la presentación realizada.

98. El día 13 de julio de 2016, la secretaría de la comisión cursó invitaciones al a comparecer ante la comisión mixta a los exviceministros María Gabriela González (segunda invitación), Javier Alvarado (segunda invitación) y Nervis Villalobos (tercera invitación) Cartas de Invitación contenidas en el **Anexo 2-47**.
99. En la duodécima sesión, efectuada el día 13 de julio de 2016 se dejó constancia en acta de la **segunda inasistencia** del Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica ante la comisión mixta (**Anexo 2-1-14**). Seguidamente el secretario de la comisión Dr. Paulo De Oliveira realizó la presentación de la estructura del informe final de la comisión, la cual fue aprobada (**Anexo 2-48**).
100. En la décima tercera sesión, efectuada el día 3 de agosto de 2016 se discutió el proyecto de Ley Orgánica del Sector Eléctrico el cual fue aprobado. Para la presentación y primera discusión del proyecto de Ley Orgánica del Sector Eléctrico se acordó remitir un oficio a la Secretaría de la Asamblea Nacional con el articulado de la ley (**Anexo 2-49**), el informe económico (**Anexo 2-50**) y la exposición de motivos correspondiente (**Anexo 2-51**). Se cursó invitaciones a los miembros del consorcio Uriapari: Deproex, COSA, Y&V, Gerinsa y Inelmeca, inspectores de la obra Tocoma (**Anexo 2-52**). Se cursó una tercera invitación al ministro Motta Domínguez (**Anexo 2-53**).
101. En la décima cuarta sesión, efectuada el día 10 de agosto de 2016 se dejó constancia en acta de la **tercera inasistencia** del Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica ante la comisión mixta (**Anexo 2-1-16**). Se realizó la presentación de los miembros del consorcio Uriapari: Deproex y Inelmeca. Inelmeca consignó información por escrito (**Anexo 2-54**). A solicitud del Dip. Oscar Ronderos se solicitó la comparecencia conjunta de OIV e Impsa para dilucidar las contradicciones en cuanto a las razones que mantienen paralizada la obra Tocoma
102. Se cursó una comunicación a la empresa Coyne et Bellier respecto a la inspección de los equipos electromecánicos a ser construidos por la empresa Impsa (**Anexo 2-55**). No se obtuvo respuesta.
103. En la décima quinta sesión, efectuada el día 28 de septiembre de 2016 el Dip. Jorge Millán dio lectura a una carta enviada el 5 de agosto por los contratistas de la central Tocoma (OIV e Impsa) indicando su negativa a comparecer ante la comisión (**Anexo 2-36**). Las empresas aducen que ya toda la información fue enviada y consideran innecesario realizar aclaratorias adicionales. El Dip. Millán indicó que es deber de las empresas asistir ante la Asamblea Nacional cuantas veces sea necesario. El Dip. Millán propuso la realización de una sesión conjunta entre la Comisión Mixta para el Estudio de la Crisis Eléctrica en el País y la Comisión Permanente de Contraloría de la Asamblea Nacional. El Dip. Millán solicitó enviar comunicaciones a la Fiscalía y a la Contraloría General de la República para que informen a esta comisión mixta de aquellos casos que

se encuentren en investigación relacionados con el sector eléctrico. Las comunicaciones enviadas (**Anexo 2-37**) no obtuvieron respuesta.

104. En la décima sexta sesión, efectuada el día 30 de noviembre de 2016 se aprobó el inicio de la consulta pública de la Ley Orgánica del Sector Eléctrico aprobada en primera discusión por la plenaria de la Asamblea Nacional el 18 de octubre de 2016¹⁰.
105. En la décima séptima sesión, efectuada el día 7 de diciembre de 2016 se aprobó el informe final de la comisión mixta para el estudio de la crisis eléctrica en el país.

¹⁰ http://www.asambleanacional.gob.ve/uploads/documentos/doc_3dea0dee81ccfb8d20e5f84c024e6985be2af0e9.pdf

Capítulo 3 – Evolución histórica sector eléctrico de Venezuela

106. En este capítulo se realiza una descripción histórica general del sector eléctrico venezolano.
107. La estructura actual del sector eléctrico venezolano es producto de un largo proceso de transformación industrial que iniciado a finales del siglo XIX con la instalación de las primeras empresas privadas de servicio eléctrico.
108. En 1945 con la creación de la Corporación Venezolana de Fomento (CVF) se inició un proceso de estatización de la mayoría de las empresas existentes a nivel nacional, principalmente en las regiones con menor población, y que posteriormente quedarían unificadas en la Compañía Anónima de Administración y Fomento Eléctrico (CADAFE) en 1958. En 1961 se crea la empresa Electrificación del Caroní C.A. (EDELCA) con el objeto de desarrollar el potencial hidroeléctrico del río Caroní. Para 1998, la estructura del sector eléctrico era del tipo mixto donde empresas de capital privado como por ejemplo La Electricidad de Caracas (ELECAR) y Electricidad de Valencia (ELEVAL) coexistían con empresas de capital público como CADAFE y EDELCA, así como Energía Eléctrica de Venezuela (ENELVEN) y Electricidad de Barquisimeto (ENELBAR), ambas estatizadas en 1976. La situación del sector eléctrico hasta el año 1992 fue recogida en un libro publicado por William Ramírez¹¹.
109. Es importante indicar que la empresa petrolera nacional Petróleos de Venezuela (PDVSA) también posee una infraestructura eléctrica importante con diversos puntos de interconexión con los sistemas eléctricos de las empresas eléctricas de servicio público.
110. La evolución histórica de la electricidad en Venezuela se encuentra recogida en algunos textos de reciente publicación Algunas referencias a consultar son Tellería¹², Aller *et al*¹³, Arraiz Lucca¹⁴, En Quintini¹⁵ se presenta una caracterización general del sector eléctrico venezolano.
111. Los hitos históricos relevantes del sector eléctrico venezolano pueden ser consultados en detalle en el **Anexo 3**.

Autoridades del Sector Eléctrico/PDVSA 2002-2016

112. A continuación se mencionan los titulares de las principales instituciones del sector eléctrico. En la Figura 3-2 se muestran los periodos de actuación y los principales hitos históricos ocurridos en el lapso 2004-2016.

¹¹ William Ramírez, Diagnóstico del Sector Eléctrico Venezolano. Edición Particular. 1992.

¹² Rodolfo Tellería, *Historia del Desarrollo Eléctrico en Venezuela 1880-1998*, Edición particular, 2014

¹³ José Manuel Aller, *et al.* ACADEMIA NACIONAL DE LA INGENIERÍA Y EL HÁBITAT, LIBRO INTERACADEMICO, *PROPUESTAS SOBRE DESARROLLO ENERGÉTICO DE VENEZUELA*, Caracas Noviembre de 2013

¹⁴ Lucca, Rafael Arraiz. La Electricidad de Caracas: el desarrollo de una empresa de servicios, administrada por cuatro generaciones de gerentes venezolanos (1895), y el paso a otra de capital y gerencia globalizada (2000). Universidad Católica Andrés Bello, 2006.

¹⁵ Cesar Quintini, EL SISTEMA ENERGÉTICO VENEZOLANO: FUNDAMENTOS SOBRE EL SUMINISTRO ELÉCTRICO, Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat, Caracas - Venezuela Edición Digital Agosto 2013

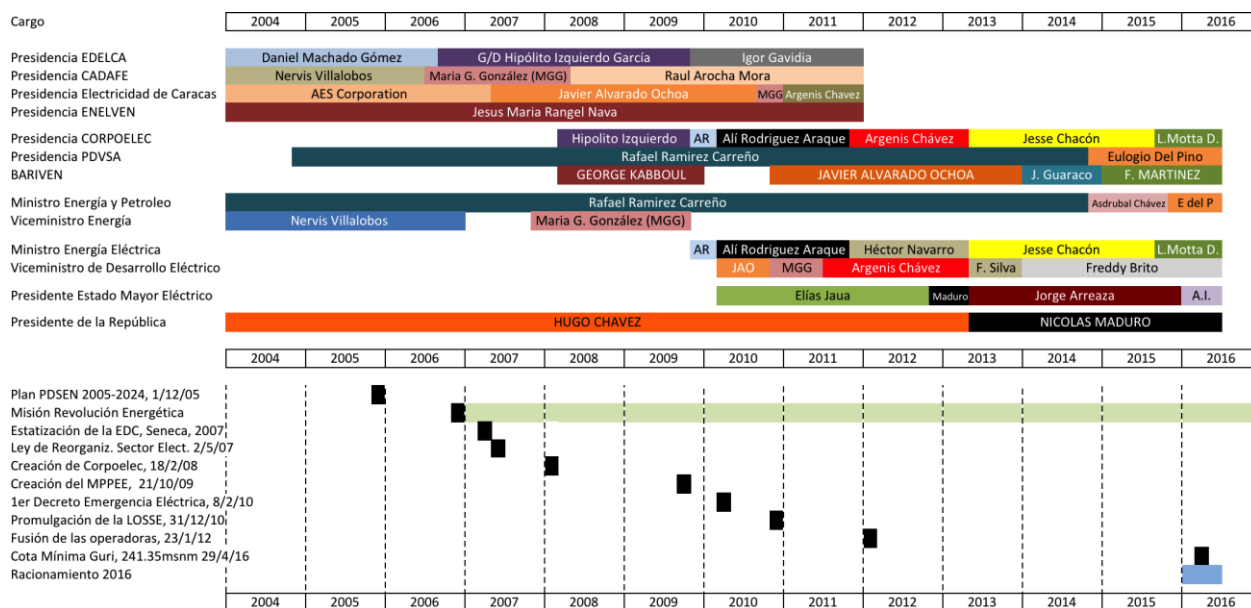


Figura 3-2 – Autoridades del sector eléctrico 2004-2015

Ministerio de Energía y Petróleo 1999-2016

Ministros:

- Alí Rodríguez Araque
- Álvaro Silva Calderón
- Rafael Ramírez Carreño
- Asdrúbal Chávez
- Eulogio del Pino

Directores Generales de Energía 1999-2001

- Víctor Poleo Uzcátegui
- José Luis Pacheco
- Nervis Villalobos

Viceministros de Energía 2001-2009

- Nervis Villalobos
- María Gabriela González

Ministerio de Energía Eléctrica

Ministros

- Ángel Rodríguez (28 de octubre de 2009-15 de enero de 2010)
- Alí Rodríguez Araque (15 de enero de 2010-25 de enero de 2012)
- Héctor Navarro (25 de enero de 2012-22 de abril de 2013)
- Jesse Chacón (22 de abril de 2013-21 de agosto de 2015)
- M/G Luis Motta Domínguez (21 de agosto de 2015-presente)

Viceministros de Desarrollo Eléctrico del MPPEE

- Javier Alvarado Ochoa (12 de febrero de 2010-27 de octubre de 2010)

- María Gabriela González (27 de octubre de 2010-13 de junio de 2011)
- Argenis Chávez (13 de junio de 2011-15 de mayo de 2012)
- Franco Silva (15 de mayo de 2012-21 de enero de 2014)
- Freddy Brito (21 de enero de 2014-presente)

Empresas operadoras: EDELCA

- Daniel Machado Gómez (2004-2006)
- Hipólito Izquierdo García (Septiembre de 2006-25 de noviembre 2009)
- Igor Gavidia (25 de noviembre de 2009-23 de enero de 2012)

Empresas operadoras: CADAFE

- Nervis Villalobos (2003-2006)
- María Gabriela González (6 de octubre de 2006-abril de 2008)
- Raúl Arocha Mora (15 de marzo de 2010-23 de enero de 2012)

Empresas operadoras: LA ELECTRICIDAD DE CARACAS

- Javier Alvarado Ochoa (mayo de 2007-27 de octubre de 2010)
- María Gabriela González (27 de octubre de 2010-13 de diciembre de 2010)
- Argenis Chávez (13 de diciembre de 2010- 23 de enero de 2012)

Empresas operadoras: ENELVEN

- Jesús Rangel Nava (2003-2011)

Corporación Eléctrica Nacional CORPOELEC

- Hipólito Izquierdo (18 de febrero de 2008-28 de octubre de 2009)
- Ángel Rodríguez (28 de octubre de 2009-11 de enero de 2010)
- Alí Rodríguez (11 de enero de 2010-6 de septiembre de 2011)
- Argenis Chávez (6 de septiembre de 2011-22 de abril de 2013)
- Jesse Chacón (22 de abril de 2013-21 de agosto de 2015)
- M/G Luis Motta Domínguez (21 de agosto de 2015)

Estado Mayor Eléctrico

- Elías Jaua (8 de febrero de 2010-10 de octubre 2012)
- Nicolás Maduro (10 de octubre de 2012-21 de abril de 2013)
- Jorge Arreaza (21 de abril de 2013-6 de enero de 2016)
- Aristóbulo Istúriz (6 de enero de 2016)

Capítulo 4 - Evolución Legal y Normativa del Sector Eléctrico

113. En este capítulo se realiza una descripción general del marco jurídico del sector eléctrico venezolano y su desarrollo en el contexto de las reformas institucionales y jurídicas llevadas a cabo en América Latina en las últimas tres décadas. Detalles sobre la evolución del marco jurídico del sector eléctrico pueden ser consultados en Coing¹⁶, Badell *et al*¹⁷, Aller, *et al*¹⁸, Acevedo¹⁹, De La Rosa²⁰ y Montenegro²¹. En el **Anexo 4** se presenta un análisis de la Evolución Legal y Normativa del Sector Eléctrico Venezolano.

114. Un resumen del marco jurídico vigente en el lapso 1999-2016 se presenta a continuación (Figura 4-1):

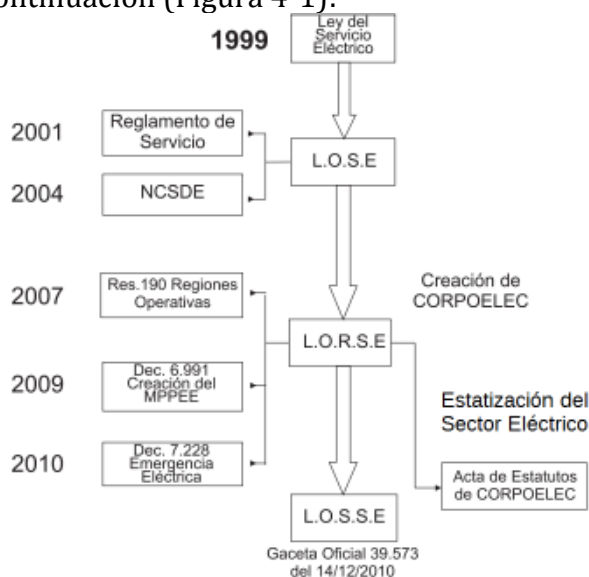


Figura 4-1- Evolución del Marco Legal del sector Eléctrico²².

115. En 1999, el gobierno de Hugo Chávez mediante un decreto con rango y fuerza de ley basado en la habilitación para legislar dada por el Congreso Nacional promulga, la primera Ley de Servicio Eléctrico²³ (LSE),

116. En diciembre de 2001 se promulga la Ley Orgánica del Servicio Eléctrico²⁴ (LOSE), para extender los plazos transitorios no cumplidos de la LSE de 1999 y darle carácter orgánico, manteniendo la misma estructura institucional prevista en la LSE del 1999.

¹⁶ Henri Coing, *Historia de la regulación eléctrica en Venezuela*, Universidad de Los Andes, Primera Edición, 2007.

¹⁷ Rafael Badell Madrid, David Quiroz Rendón y José Ignacio Hernández. *Régimen Jurídico del Servicio Eléctrico en Venezuela*. Edición particular. Caracas, 2002. p. 29-64

¹⁸ Jose Manuel Aller, *et al.* ACADEMIA NACIONAL DE LA INGENIERÍA Y EL HÁBITAT, LIBRO INTERACADEMICO, *PROPUESTAS SOBRE DESARROLLO ENERGÉTICO DE VENEZUELA*, Caracas Noviembre de 2013, p. 88-90, 136-140

¹⁹ Acevedo, R. ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DEL MARCO LEGAL DEL SERVICIO ELÉCTRICO VENEZOLANO EN EL PERÍODO 2000 AL 2010, *Gestión y Gerencia*, Vol. 5, no. 3, Dic., 2011.

²⁰ Marco Antonio de La Rosa, ANÁLISIS DE LA POLÍTICA REGULATORIA DEL SECTOR ELÉCTRICO VENEZOLANO ENTRE LOS AÑOS 1995-2005, Tesis de maestría en Ciencias Políticas, USB, 2006

http://www.uppusb.org/w3/files/publicaciones/Trabajos_de_Grado_de_Maestria/Marco_de_la_Rosa_TG_2006.pdf

²¹ Julio Montenegro, *Propuesta Técnico-Conceptual para un Marco Regulatorio del Sector Eléctrico en Venezuela*. Universidad Central de Venezuela. Tesis Doctoral. Caracas 2012.

²² Acevedo, R. ANÁLISIS DE LA EVOLUCIÓN DEL MARCO LEGAL DEL SERVICIO ELÉCTRICO VENEZOLANO EN EL PERÍODO 2000 AL 2010, *Gestión y Gerencia*, Vol. 5, no. 3, Dic., 2011

²³ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No 36.791 de fecha 21 de Septiembre de 1999

²⁴ Ley Orgánica de Servicio Eléctrico, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 5.568 (Extraordinario), del 31 de Diciembre de 2.001

117. La Constitución Nacional de la República Bolivariana de Venezuela aprobada en 1999 establece disposiciones para fortalecer la descentralización (Art. 4, 165). En particular, los servicios públicos domiciliarios como electricidad, agua potable y gas son competencia del Poder Público Nacional (Art. 156, Num. 29) y municipal (Art. 178, Num. 6).
118. La Comisión Nacional de Electricidad establecido por la LSE y la LOSE nunca fue constituido.
119. El reglamento general de la LSE se publicó en 2000²⁵.
120. El gobierno congeló las tarifas afectando severamente la viabilidad financiera y económica de las empresas operadoras. El pliego tarifario vigente a 2016 data de 2002.
121. En 2003 y 2004 se establecen el Reglamento de Servicio²⁶ y las Normas de Calidad de Servicio de Distribución de Electricidad (NCSDE)²⁷
122. En 2007, el gobierno nacional promulga la Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico (LORSE), que crea la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) y ordena la fusión de las empresas eléctricas existentes a la fecha²⁸.
123. Creación del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica²⁹ (MPPEE) en 2010
124. Ley Orgánica de Sistema y Servicio Eléctrico³⁰ (LOSSE) promulgada en diciembre de 2010 y que derogó la LOSE de 2001. cuyo modo de gestión se establece como *socialista*
125. Fusión de todas las operadoras en 2012³¹.
126. Decreto de Emergencia Eléctrica³² que permitió al denominado Estado Mayor Eléctrico y a Corpoelec adjudicar de forma directa y centralizada obras de generación eléctrica.
127. En 2016, en el marco del decreto de emergencia económica y estado de excepción³³, el gobierno establece medidas especiales en materia de electricidad bajo la justificación de la persistencia de efectos climáticos adversos.
128. El 8 de febrero de 2010 el presidente Hugo Chávez, mediante decreto N° 7.228³⁴, declaró el estado de emergencia sobre la Prestación del Servicio Eléctrico Nacional, en virtud de lo cual autorizó al Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica, para dictar por vía de excepción las medidas especialísimas que estime pertinentes, a fin de garantizar a la población el suministro de energía eléctrica.

²⁵ Reglamento General de la Ley del Servicio Eléctrico, Decreto N° 1.124, de fecha 13 de diciembre de 2.000, publicado en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 5.510 Extraordinario, de fecha 14 de diciembre de 2.000

²⁶ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 37.320. 18 de Noviembre 2003. Resolución 308 del Ministerio de Energía y Minas. "Reglamento de Servicio Eléctrico"

²⁷ Gaceta Oficial No. 5.730 (Extraordinario) del 13 de Septiembre de 2004, Resolución 205 del Ministerio de Energía y Minas. "Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad"

²⁸ Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela No 6.070. 23 de enero de 2012.

²⁹ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No 39.294. Octubre de 2009. Decreto 6.991. Creación del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica

³⁰ Ley Orgánica de Sistema y Servicio Eléctrico, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.573 del 14 de diciembre de 2010

³¹ Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela No 6.070. 23 de enero de 2012.

³² Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.363, *Op. Cit.*

³³ Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela No 6227. 13 de mayo de 2016.

³⁴ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.363, *Op. Cit.*

Capítulo 5 - La planificación en el sector eléctrico de Venezuela a partir de 1999

129. En este capítulo se describen en forma resumida los distintos planes de expansión de generación y transmisión que se han elaborado a partir de 1999. Los planes fueron desarrollados por los órganos rectores (Ministerio de Energía y Petróleo y Ministerio de Energía Eléctrica) en conformidad con el marco jurídico vigente al momento de su publicación.
130. Para la evaluación de la gestión técnica y administrativa de los actores del sector eléctrico es menester verificar si las obras efectivamente ejecutadas se ajustaron o no a los lineamientos establecidos en los planes previamente establecidos. De este modo dicho análisis comparativo permitirá determinar si los contratos firmados se corresponden con las estimaciones financieras realizadas por dichos planes. Se identifican tres planes sectoriales:

Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PDSEN 2005-2024)

131. Documento publicado en 2004 por el Ministerio de Energía y Petróleo³⁵. Se establecieron los lineamientos técnicos y administrativos para la instalación de nueva generación eléctrica y la expansión de los sistemas de transporte de electricidad, con el objeto de atender el crecimiento de la demanda eléctrica nacional para los subsiguientes 20 años (desde 2005 hasta 2024). En el **Anexo 5** se presenta un análisis detallado acerca del cumplimiento de los lineamientos establecidos en el PDSEN.

Plan Maestro Socialista para el Rescate y Desarrollo del Sistema Eléctrico (PMRSEN 2010-2030)

132. Documento publicado en 2010 por el Ministerio de Energía Eléctrica (MPPEE) y Corpoelec³⁶. Se presenta un diagnóstico integral de la situación del sector eléctrico una vez unificado en una única operadora. En dicho plan se establecen los costos referenciales para la expansión del sistema de generación a partir de 2010.

Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PDSEN 2013-2019)

133. Documento publicado en 2013 por el Ministerio de Energía Eléctrica³⁷, se establecieron los lineamientos para la instalación de nueva generación eléctrica y la expansión de los sistemas de transporte de electricidad, con el objeto de atender el previsible crecimiento de la demanda eléctrica nacional para el mediano plazo (hasta 2019). En este plan, se hace énfasis en el reforzamiento del sistema de transmisión requerido para evacuar la energía a ser producida por las diversas centrales instaladas o en proceso de construcción del Sistema Eléctrico Nacional.
134. Otros planes nacionales o sectoriales que se refieren al sector eléctrico son

³⁵ A pesar que este documento fue divulgado internamente, no ha sido hecho público por el MPPEE,

³⁶ A pesar que este documento fue divulgado internamente, no ha sido hecho público por el MPPEE,

³⁷ Disponible en: <http://mppee.gob.ve/planes/>

- Plan Nacional Simón Bolívar 2007-2013³⁸
- Plan de la Patria 2013-2019³⁹
- Plan Estratégico Institucional del MPPEE 2013-2019⁴⁰
- Plan Estratégico MIBAM 2006-2010

³⁸ Disponible en <http://www.mppeuct.gob.ve/el-ministerio/politicas/leyes-y-planes/proyecto-nacional-simon-bolivar-primer-plan-socialista-pps>

³⁹ Publicado en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No 6.118 Extraordinario, 4 de diciembre de 2013. Disponible en <http://www.gobiernoonline.gob.ve/home/archivos/PLAN-DE-LA-PATRIA-2013-2019.pdf>, Documento completo con exposición de motivos en: http://www.asambleanacional.gob.ve/uploads/botones/bot_90998c61a54764da3be94c3715079a7e74416eba.pdf

⁴⁰ Disponible en: <http://mppee.gob.ve/planes/>

Capítulo 6 - Evaluación de la gestión técnica y administrativa del Sector Eléctrico

135. El consumo de energía eléctrica en Venezuela, del mismo modo que en muchos países desarrollados, ha tenido un crecimiento extraordinario. El consumo per cápita de electricidad pasó de 32kWh en 1936⁴¹ a 3416kWh per cápita en 1998⁴². Este importante crecimiento es explicado en buena parte por el aumento de la cobertura del servicio que pasó de 40% en 1940⁴³ a 99% en 2000⁴⁴. Este resultado se debe a dos factores primordiales. En primer lugar, la política de estado de inversión en infraestructura eléctrica de transmisión y generación así como la electrificación de extensas zonas rurales llevada adelante por CADAFE. El papel de la CVG y EDELCA en el desarrollo hidroeléctrico en el bajo Caroní iniciado en los años cincuenta fue de tal magnitud que permitió garantizar una importante reserva de energía eléctrica y su correcto transporte para la sociedad venezolana hasta bien introducido el siglo XXI.
136. Un segundo factor que explica el crecimiento del sector eléctrico venezolano reside en el carácter empresarial del servicio eléctrico, principalmente en las grandes ciudades: Caracas, Maracaibo, Valencia y Barquisimeto. Esta visión empresarial permitió aprovechar las economías de escala, cubrir los costos del servicio y las rentabilidades de las empresas eléctricas. Empresas que dispusieron de un régimen tarifario adecuado para la inversión de los recursos necesarios en infraestructura asegurando la continuidad de servicio y a fin de cuentas, la viabilidad del negocio eléctrico.
137. Entonces, a diferencia de otros países cuyos sistemas eléctricos se han construido con el esfuerzo económico de sus ciudadanos (la tarifa), en Venezuela se logró constituir un sistema eléctrico de gran capacidad y holgura con un esfuerzo económico compartido entre los aportes del estado y la sociedad.
138. A continuación se realizará un análisis sobre el desempeño del sistema eléctrico venezolano a partir del inicio de la década de los ochenta del siglo pasado hasta el presente. En la Tabla 6-1 se muestran los parámetros característicos del sector eléctrico en tres momentos diferenciados: 1983⁴⁵, 1998⁴⁶ y 2013⁴⁷.

Desempeño del Sistema Eléctrico en el período 1983-1998

139. En el final de los años setenta, la expansión del sistema de generación se encontraba en plena fase de construcción. Las centrales termoeléctricas Planta Centro (2000MW), Ramón Laguna (680MW) y Ampliación Tocoa (1200MW) se estaban instalando en el norte del país. En el sur, la ejecución de las etapas II y III de Guri permitieron en 1986 elevar la capacidad de la central a 10000MW.

⁴¹ Rodolfo Tellería, *Op. Cit.*, p. 62

⁴² Oficina de Operación de Sistemas Interconectados, *Informe Anual 1998*, p. 49

⁴³ Henri Coing, *Historia de la regulación eléctrica en Venezuela*, Universidad de Los Andes, Primera edición, 2007. p.23

⁴⁴ <http://datos.bancomundial.org/indicador/EG.ELC.ACCS.ZS?locations=VE>

⁴⁵ Rodolfo Tellería, *Op. Cit.*, p. 162

⁴⁶ Rodolfo Tellería, *Op. Cit.*, p. 181

⁴⁷ MPPEE, Anuario Estadístico 2014, Cifras 2013

140. En 1983 el país contaba con 15 millones de habitantes. La capacidad instalada en generación era del orden de los 10000 MW que se encontraban completamente disponibles para atender la demanda máxima del sistema (4655MW).
141. Entre 1983 y 1998, la población tuvo un incremento del 52%, la capacidad de generación aumentó 107% y la demanda máxima anual del sistema subió 140%. Sin embargo, a pesar del importante salto en la demanda respecto a la capacidad instalada, la incorporación de la ampliación de Guri en 1986 aumentó holgura existente entre capacidad instalada y demanda.
142. A finales de 1998, la capacidad instalada de generación se encontraba en 19696 MW, con una disponibilidad de generación de potencia⁴⁸ de 14200MW (72%) que permitía atender una demanda máxima de 10854 MW con una importante *reserva operativa*⁴⁹, de 3346 MW⁵⁰.

Datos del Sistema Eléctrico de Venezuela		Año		
		1983	1998	2013
Población	miles	15247	23242	29786
Capacidad Instalada Total	MW	9955	19696	30291.3
Capacidad Instalada Térmica	MW	7273	7409	15301
Capacidad Instalada Hidráulica	MW	2682	12287	14990.3
Capacidad Disponible	MW	sd	14200	17456
Demanda Máxima Anual	MW	4655	10854	18696
Reserva Operativa	MW	sd	3346	-1240
Producción Total	TWh	39.65	79.43	132.68
Producción Hidroeléctrica	%	45.50%	72.90%	61.42%
Producción Termoeléctrica	%	54.50%	27.10%	38.58%
Consumo Facturado Total	TWh	31.38	59.57	86.87
Pérdidas de Energía	%	21%	25%	35%
Suscriptores	miles	2657	4220	6209
PIB	miles Bs de 1997	25,041,353	42,066,487	62,233,885
Consumo per Cápita	kWh/hab	2058.1	2563.0	2916.5
Producción per Cápita	kWh/hab	2600.5	3417.5	4454.4
Capacidad Inst. Per Cápita	MW/hab	0.65	0.85	1.02
Intensidad Energética Eléctrica	kWh/Bs (1997)	1.25	1.42	1.40

Tabla 6-1 Datos característicos del sector eléctrico en 1983, 1998 y 2013

143. Entre 1983 y 1998, la producción anual de energía eléctrica se duplicó al pasar de 39TWh a 79TWh. La producción de electricidad per cápita pasó de 2600kWh/hab a 3417kWh/hab (31%). El consumo de energía eléctrica per cápita pasó de 2058kWh/hab a 2563kWh/hab (24%). Las diferencias entre la energía producida y la energía consumida (facturada) revela un incremento en las pérdidas de energía eléctrica⁵¹ del

⁴⁸ En condiciones normales (sin racionamiento), la *disponibilidad de generación* en MW se define como la diferencia entre la suma de las capacidades reales de las unidades de generación operativas y la capacidad nominal del sistema de generación (instalada) en MW. La disponibilidad depende de muchos factores como el cumplimiento del plan de mantenimiento de las centrales, la disponibilidad de combustibles, las restricciones de transmisión y el despacho hidrotérmico. Cuando existe racionamiento, la disponibilidad de generación coincide con la demanda máxima servida.

⁴⁹ La *reserva operativa* se define como la diferencia entre disponibilidad de generación en MW del sistema eléctrico y la *demanda máxima del sistema*.

⁵⁰ Oficina de Operación de Sistemas Interconectados, *Op. Cit.*, p. 18

⁵¹ Energía eléctrica producida y que no es facturada a los usuarios finales por distintas causas: conexiones ilegales, contrabando o problemas administrativos.

20% al 25%. Nótese también que la intensidad energética aumentó de 1.25 kWh/Bs⁵² a 1.4 kWh/Bs (menos eficiente).

144. El perfil de producción hidro-térmico se modificó sustancialmente al pasar de 45:55% en 1983 a 73:27% en 1998. No obstante, para el año 1998 podría decirse que el sistema eléctrico poseía la *reserva operativa* suficiente para superar hasta tres años de ciclos climáticos adversos. Efectivamente en 1992 y 1997 se verificó la ocurrencia del *Fenómeno de El Niño*⁵³ causando problemas en las centrales hidroeléctricas de los países vecinos pero sin afectar significativamente el embalse de Guri. Sin embargo, ante los desafíos del nuevo milenio se hacía menester incorporar nueva generación para mantener la reserva operativa del sistema.

Desempeño del Sistema Eléctrico en el período 1998-2016

145. Al mes de agosto de 2016, no existen cifras oficiales acerca del desempeño del sector eléctrico en los años 2014, 2015 y primer semestre de 2016. Las cifras oficiales consolidadas más recientes corresponden al Anuario Estadístico del 2014 (Cifras de 2013). Sin embargo, la comisión mixta tuvo acceso a la información energética del sistema hasta el primer semestre de 2016. A continuación se describe en forma detallada las crisis de capacidad (potencia) y energía del sistema eléctrico venezolano.
146. Entre 1998 y 2013, la población tuvo un incremento del 28% y la capacidad de generación aumento 54%. En el mismo lapso la demanda máxima anual del sistema subió 72%, lo que demuestra que la nueva capacidad de generación instalada por la gestión de Hugo Chávez no acompañó debidamente el crecimiento de la demanda. La expansión de generación se realizó principalmente con la incorporación de plantas hidroeléctricas (Macagua y Caruachi) y centrales térmicas.
147. De acuerdo con el anuario estadístico del MPPEE⁵⁴ a finales de 2013, la capacidad instalada de generación se encontraba en 30427MW, con una disponibilidad de generación de 17456MW (63%) que permitía atender una demanda máxima de 18696MW⁵⁵ con una *reserva operativa negativa* de 1200MW (déficit). Esto significa que la demanda máxima se está atendiendo en condiciones de racionamiento debido a restricciones de distinta índole que se explicarán en el presente análisis. El racionamiento de la carga está ocurriendo a pesar que desde 2004 el gobierno ha desarrollado en nuevos proyectos generación en el orden de 13900MW.
148. Entre 1999 y 2013, la producción anual de energía eléctrica se duplicó al pasar de 79TWh a 133TWh. La producción de electricidad per cápita pasó de 3417kWh/hab a 4454kWh/hab (+30%). El consumo de energía eléctrica per cápita pasó de 2058kWh/hab a 2563kWh/hab (24%). Las diferencias entre la energía producida y la energía consumida

⁵² Unidad de producto en Bolívares a precios de 1997

⁵³ El Niño es un fenómeno climático o mejor, meteorológico (ver meteorología y climatología), erráticamente cíclico (3 a 5 años) que consiste en un cambio en los patrones de movimiento de las corrientes marinas en la zona intertropical provocando, en consecuencia, una superposición de aguas cálidas procedentes de la zona del hemisferio norte inmediatamente al norte del ecuador sobre las aguas de emersión muy frías que caracterizan la corriente de Humboldt; esta situación provoca estragos a escala zonal (en la zona intertropical) debido a las intensas lluvias, afectando principalmente a América del Sur, tanto en las costas atlánticas como en las del Pacífico, especialmente, en estas últimas.

⁵⁴ MPPEE, Anuario Estadístico 2014, Cifras 2013

⁵⁵ La demanda máxima requerida por el sistema corresponde a la suma de la demanda servida y el racionamiento.

(facturada) revela un incremento en las pérdidas de energía eléctrica⁵⁶ del 25% al 35%.

149. En la Figura 6-1 se observa el progresivo proceso de deterioro del sistema de generación de electricidad y su incapacidad estructural en atender el crecimiento de la demanda.

150. En las Figuras 6-1-1 a la 6-1-5 del **Anexo 6-1** se incluyen una serie de mapas que reflejan la situación del sistema eléctrico nacional para los años 1998, 2001, 2005, 2010 y 2013, en cuanto a la ubicación y magnitud de la capacidad instalada, la demanda máxima, la disponibilidad real y la reserva operativa disponible.

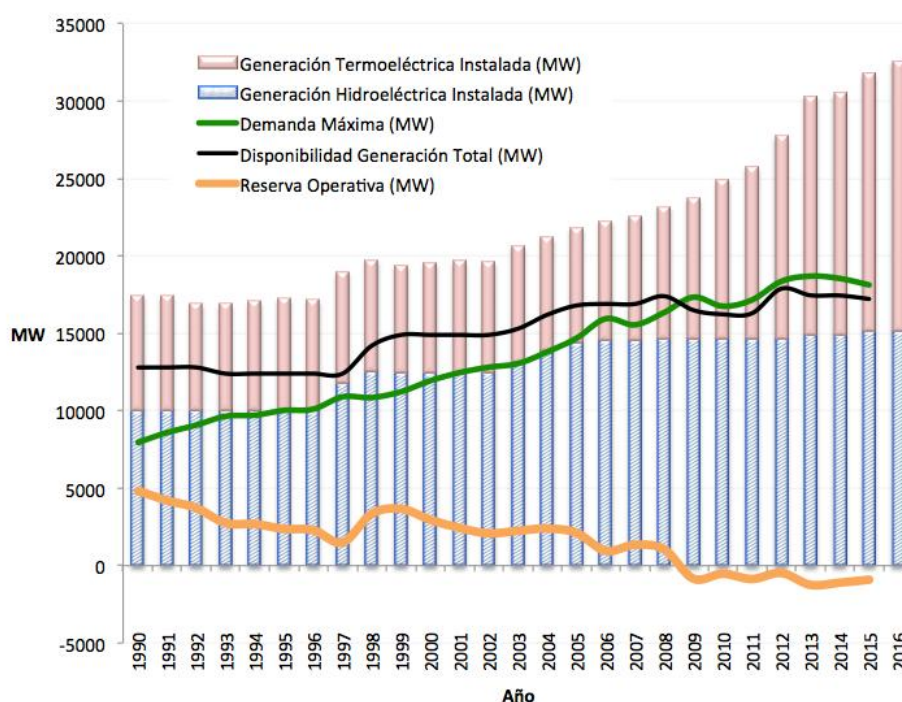


Figura 6-1 – Reserva Operativa, Demanda, Capacidad y Disponibilidad de Generación 1990-2016⁵⁷

151. A partir de 1990 se inicia un proceso de reducción del margen operacional, básicamente por un estancamiento en la expansión del sistema de generación y problemas de obsolescencia en las centrales existentes, la incorporación de la expansión de Macagua en 1997 permitió elevar circunstancialmente la reserva operativa del sistema. A partir de 1998 los márgenes operativos comienzan a reducirse hasta que a partir de 2009 se inicia un esquema operativo con racionamiento permanente con el objeto de mantener la reserva rodante y no sobrepasar de forma excesiva los límites operativos del sistema de transmisión.

Destrucción de la reserva operativa del sistema (Crisis de Capacidad de Generación)

⁵⁶ Energía eléctrica producida y que no es facturada a los usuarios finales por distintas causas: conexiones ilegales, contrabando o problemas administrativos.

⁵⁷ Datos de disponibilidad de generación (demanda servida) extraídos del Informe del Grupo Zuloaga a la Asamblea Nacional, pag. 15 (Anexo 2-8)

152. En 1998, la reserva operativa del sistema era de alrededor de 3400 MW, correspondiente al 35% de la demanda máxima nacional. En 2005, la reserva se había estrechado a 2113MW, correspondiente al 15% de la demanda máxima nacional. Entre 2009 y 2016 puede observarse que la reserva se había agotado y la condición de déficit es *permanente*. Al no existir el suficiente complemento de generación termoeléctrica, el operador del sistema se ha visto obligado a despachar y transportar la energía eléctrica producida en el bajo Caroní por el sistema troncal de transmisión mas allá de los límites de seguridad, colocando en riesgo la estabilidad del sistema⁵⁸. **En consecuencia puede observarse como en los últimos seis años la capacidad máxima de producción de energía eléctrica se ha estancado en el orden de 15000-17000MW.**

La Crisis de Energía Eléctrica de 2003 (La Primera del S. XXI)

153. La falta de inversión en nueva generación en el período 1990-2002 propició una crisis de energía en 2003. Siendo este un año muy seco (El Niño), los rigurosos esquemas operacionales de EDELCA obligaron a observar muy de cerca el comportamiento del embalse de Guri en vista que la cota podría acercarse a la zona de colapso para mediados de mayo de 2003. Para solventar el problema se hicieron esfuerzos por recuperar parte del parque termoeléctrico, se compró energía a Colombia y se llevó a cabo una campaña de racionalización en el consumo. Gracias a estas medidas y la incorporación en el sistema nacional de la central hidroeléctrica Caruachi, la cual aumento el margen de reserva en 2016MW, no fueron necesarios racionamientos de energía hasta que se presentó nuevamente el fenómeno de El Niño en 2009 y 2010. En 2003 la cota mínima del embalse llegó a 244.48msnm el 10 de mayo, 0.48 metros por encima del nivel de seguridad del embalse (244 msnm).
154. En 2004, el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PDSN 2005-2024) estableció los lineamientos generales para atender los requerimientos de potencia y energía para la expansión del sistema eléctrico como un todo (generación, transmisión y distribución) para los próximos 20 años. De acuerdo con el PDSN, en su escenario de pronóstico de demanda alto, se debió alcanzar una demanda máxima de 20000MW en 2011⁵⁹, situación que aún no ha ocurrido. En el PDSN se estableció el requerimiento de incorporar 1180MW por año para garantizar la cobertura de las condiciones de demanda máxima y preservar la reserva operativa del sistema. Durante el lapso 2004-2009, apenas se incorporaron de manera efectiva unos 500MW al año, por lo que la reserva operativa es prácticamente inexistente desde 2010. Toda esta situación de contracción en la capacidad operativa ha ocurrido a pesar de la instalación de grandes bloques de generación pero que no están en las condiciones operativas adecuadas.
155. Atender las disposiciones establecidas por la planificación indicativa para el lapso 2004-2009 eran absolutamente necesarias para evitar el

⁵⁸ Durante las horas de alta demanda 11:00am a 4:00 pm y 6:00 pm a 10:00pm, en algunas condiciones no es posible llevar en forma confiable toda esa potencia por las líneas de transmisión, ya que tienen un límite de seguridad técnico. Sin embargo, ese límite se ha sobrepasado hasta 1000 MW durante 10 horas, lo que no le permite soportar fallas y ha causado apagones que afectan varias zonas o estados en simultáneo.

⁵⁹ PDSN 2005-2024, *Op. Cit.* p. 37

déficit operacional que efectivamente ocurrió en 2010. El gobierno nacional no cumplió ninguno de estos lineamientos, al no incorporar suficiente capacidad de generación eléctrica para preservar la reserva operativa del sistema.

Violación de los límites técnicos de seguridad del sistema de transmisión (Crisis de Capacidad de Transmisión).

156. El sistema de transmisión en 765kV, 400kV y 230kV debe transportar la energía producida principalmente en las centrales hidroeléctrica en el Bajo Caroní a los centros de consumo localizados en el norte costero de Venezuela. La capacidad máxima de dicho sistema de transporte se encuentra limitado por restricciones de seguridad. Si se exceden dichos límites, cualquier contingencia en el sistema eléctrico puede producir un colapso que puede afectar varios estados o al país como un todo. En los últimos años los límites de transmisión se están excediendo prácticamente todos los días. Desde 2011 los límites de transmisión ha sido excedidos hasta en 2000MW⁶⁰.

La Crisis de Energía Eléctrica de 2010 (La Segunda del S. XXI)

157. La sequía del verano de 2010 (reincidencia cíclica de El Niño) tomó nuevamente de sorpresa⁶¹ a los responsables de un sistema eléctrico con demanda creciente y muy bajas inversiones en el lado de la oferta de generación eléctrica. Con la declaración de la emergencia eléctrica en 2010⁶² -de forma diferente al caso vivido en 2003- se inicia un proceso compulsivo de incorporación de nueva generación. Algunos proyectos contratados (muchos por adjudicación directa) ya se encontraban previstos en el PDSN con grandes retrasos. Sin embargo, otros proyectos no fueron debidamente planificados (proyectos sobrevenidos). La adjudicación directa ya se venía realizando previamente a la declaración de la emergencia debido a la laxitud de la Ley de Contrataciones Públicas en cuanto a algunas excepciones (acuerdos gobierno a gobierno).
158. Debe indicarse que ninguno de los proyectos de nueva generación contratados durante la emergencia contribuyó a paliar la crisis de 2010, por cuanto los tiempos de construcción sobrepasaron en su inmensa mayoría los 5-6 años, solapándose incluso con la tercera crisis del 2016.
159. La adopción de medidas de racionamiento (cierre de las empresas básicas), obligación a autogenerar a industriales y comerciales así como la imposición de multas a los consumidores ayudaron en alguna medida a disminuir el ritmo de caída en el nivel del embalse de Guri. En esta crisis la cota mínima fue 248.04 msnm el 11 de mayo de 2010, 4.08 metros por encima del nivel de seguridad del embalse (244 msnm).

Estancamiento en la producción de energía eléctrica (Crisis de Energía)

160. La insuficiente incorporación de generación térmica y las restricciones de transmisión han provocado, como se ha explicado

⁶⁰ Diario La Verdad, 4 de abril de 2011, pag. A8

⁶¹ El estado de emergencia se decreta sobre la base de un supuesto crecimiento inesperado de la demanda y a las condiciones extremas producidas por el fenómeno de El Niño.

⁶² Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.363, *Op. Cit.*

anteriormente, una situación de racionamiento de energía y potencia eléctrica permanente. En el caso del déficit de energía, la condición de crisis se encuentra asociada a la indisponibilidad de combustibles, falta de mantenimiento y las restricciones operativas de los embalses. Es evidente que el racionamiento de potencia en horas pico también contribuye en forma importante en el déficit energético. En la Figura 6-2 se muestra el comportamiento de la producción de la energía eléctrica en Venezuela en el lapso 1990-2016. Entre 1990-2009 la producción de energía eléctrica creció sostenidamente a una tasa promedio de +4.3% interanual. En 2010, la producción de energía se contrae un -6.5% para situarse en 116.7 TWh. Durante los años 2011, 2012 y 2013 la producción se recupera a una tasa de 4.3%, similar a la verificada entre 1990-2010. El máximo histórico se verifica en 2013 con 132,5TWh. Sin embargo a partir de 2014, la producción ha venido cayendo sostenidamente, -2,5% en 2014, -3,5% en 2015. En 2016 la caída esperada está entre -2,3% (122TWh) y -6% (117TWh), dependiendo de la disponibilidad termoeléctrica y el comportamiento de las lluvias en el segundo semestre. **En consecuencia puede observarse como en los últimos seis años la producción de energía eléctrica se ha estancado en el orden de 116-132TWh al año.**

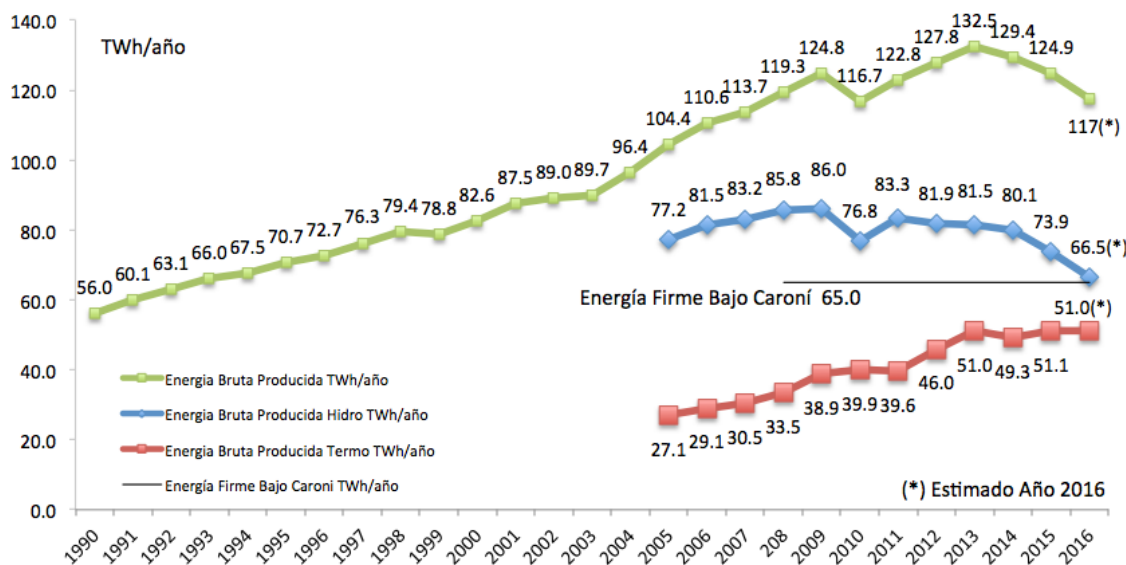


Figura 6-2 – Producción Bruta de Energía Eléctrica 1990-2016

161. Entre 1998 y 2013, la producción de energía eléctrica per cápita pasó de 3417kWh/hab a 4454kWh/hab. Sin embargo, en 2016 se espera que la producción per cápita se encuentre en el mismo orden de 1998 (3500kWh/hab).

162. Es importante notar que el perfil de producción hidro-térmico del país se modificó sustancialmente al pasar de 73:27% en 1998, 63:38% en 2013 y a 56:44% en 2016.

Planta	Capacidad MW	Energía GWh 2013	Factor de Planta
Juan Antonio Rodríguez (Peña Larga)	80	489	70%
Francisco de Miranda (Caruachi)	2196	13415	70%
Simón Bolívar (Gurí)	8851	49895	64%
Antonio José de Sucre (Macagua)	2930	15968	62%
Masparro	25	123	56%
Leonardo Ruíz Pineda (San Agatón/ Urib)	300	1018	39%
José Antonio Páez (Planta Páez/ Santo D	240	349	17%
Fabrizio Ojeda (La Vueltosa)	257	236	10%
Total Hidroeléctrica	14879	81493	63%
Pedro Camejo	300	2206	84%
José María España (Antes: Oscar August	450	2995	76%
Termozulia	1300	8209	72%
Santa Bárbara del Zulia	40	247	70%
Planta El Vigía	50	306	70%
Planta del Este	141.2	808	65%
Termobarrancas II	161.1	919	65%
Picure	132	643	56%
Turboven	40	193	55%
Argimiro Gabaldón	120	550	52%
Bajo Grande	90	411	52%
Planta Castillito	60.7	275	52%
Josefa Camejo	450	2026	51%
Santa Bárbara (PDVSA)	20	86	49%
Luisa Cáceres	367.2	1549	48%
Enelbar	130	541	48%
Barcazas Josefa Rufina y Margarita	340	1387	47%
Alfredo Salazar (Anaco)	300	1160	44%
Planta Táchira	267.4	968	41%
Alberto Lovera	300	1079	41%
Casigua	98.3	346	40%
La Raisa 180+100+170+315	395	1378	40%
Juan Bautista Arismendi	200	684	39%
Termocarabobo	720	2349	37%
Guanta	174	565	37%
Josefa Joaquina Sánchez Tacoa	1586	4929	35%
San Lorenzo	67.4	209	35%
Jusepín (PDVSA)	20	58	33%
Rafael Urdaneta	224.4	641	33%
Ramón Laguna	660	1809	31%
El Sitio	720	1878	30%
Planta Centro	2000	4659	27%
La Cabrera	322	604	21%
Planta Coro	146.2	253	20%
Antonio Nicolás Briceño	103.5	174	19%
Total Distribuidas	1290.2	1924	17%
San Timoteo (PDVSA)	100	148	17%
El Furrial	116	167	16%
Punto Fijo	179	255	16%
Guarenas	156	210	15%
Planta Ezequiel Zamora	150	158	12%
Planta Don Luis Zambrano	360	374	12%
San Diego de Cabrutica	150	94	7%
San Fernando (Apure)	90	52	7%
La Mariposa	45	17	4%
Total Térmica	15387.4	50507	37%
Subtotal (Hidroeléctrica + térmica)	30266.4	132000	50%
Parque Eólico Paraguana	25	86	39%
Parque Eólico Goajira	25	1.93	1%
Otras Fuentes Alternas	160.9	116.9	8%
Total Instalada	30427.3	132116.9	50%

Tabla 6-2 – Producción de Energía Eléctrica y Factores de Planta en 2013

163. La disponibilidad de energía del parque de generación eléctrico puede establecerse de forma referencial a través de los *factores de planta*⁶³ obtenidos a partir de la energía eléctrica bruta anual realmente inyectada a la red y de la capacidad nominal de generación instalada de cada planta. En la Tabla 6-2 se observa la producción de energía de cada planta del SEN

⁶³ El factor de planta es un parámetro que mide la disponibilidad de energía en una central a partir de la relación porcentual $100 \times \text{Energía Bruta Producida} / (8760 \times \text{Capacidad Nominal Instalada})$. Típicamente en centrales térmicas el factor de planta suele no exceder el 70%. Ello significa que debido a las paradas obligatorias para la realización de mantenimiento preventivo u otras consideraciones asociadas al despacho, el 30% de la energía disponible en la planta no es susceptible de ser producida. Cuando un factor de planta es muy bajo puede inferirse que a pesar de existir una capacidad instalada la planta posee restricciones que impiden evacuar su energía a la red como por ejemplo que la planta no sea despachada por razones económicas o problemas técnicos como el acceso al combustible o a la red de transmisión.

reportada al 2013 y su correspondiente factor de planta. Se observa claramente la predominancia de la generación hidráulica 62% respecto a la generación térmica 38%. Las plantas Juan Antonio Rodríguez (Peña Larga) con 70%, Francisco de Miranda (Caruachi) con 70%, Simón Bolívar (Gurí) con 64% y Antonio José de Sucre (Macagua) con 62% contribuyeron significativamente a la provisión de energía durante 2013 con factores de planta superiores al 60%. La central hidráulica con menor disponibilidad de energía en 2013 fue Fabricio Ojeda (La Vueltona) que a pesar de contar con 257MW instalados solo pudo producir 236GWh para un factor de planta de apenas 10%.

164. Las plantas térmicas con mayor disponibilidad de energía para el SEN fueron Pedro Camejo con 86%, José María España (Antigua OAM) con 76% y Termozulia con 70%. Llama la atención el bajo desempeño de las centrales turbovapor: Tocoa con 35%, Rafael Urdaneta con 33%, Ramón Laguna con 31% y Planta Centro con 27%. La participación en la producción de energía de las centrales turbogas instaladas en el marco de la emergencia es particularmente bajo: Guarenas con 15%, El Furrial 16%, San Digo de Cabrutica con 8% y San Timoteo 17%. El parque de grupos electrógenos (1290MW) solo ha podido contribuir con 1924GWh para un factor de planta muy bajo de 17%.

La Crisis de Energía Eléctrica de 2016 (La Tercera del S. XXI)

165. La sequía del verano de 2016 (reincidencia cíclica de El Niño) encontró nuevamente (por tercera vez) a los responsables Corpoelec sin condiciones técnicas para atender la demanda sin acudir al racionamiento energético. Esta vez, a diferencia de las dos crisis anteriores (2003 y 2010), la demanda de energía venía decreciendo progresivamente (132.5TWh en 2013, 129.4TWh en 2014 y 125TWh en 2015). Nuevamente, el origen de la crisis esta en la incapacidad de incorporar generación térmica suficiente al despacho.
166. Desde 2014, debido a la indisponibilidad de la generación térmica, sólo 6500-7000MW de los 17800MW instalados (36%) se encontraban realmente disponibles para atender la demanda. En particular, llama la atención que la alta indisponibilidad de las centrales turbo vapor en el estado Zulia, Carabobo y Vargas. El Colegio de Ingenieros de Venezuela⁶⁴ a través de su comisión eléctrica hizo la advertencia de falta de termoelectricidad oportunamente a inicios de 2014 (**Anexo 6-2**).
167. El ministro Jesse Chacón advirtió al Presidente Maduro en el punto de cuenta 017-2015 (**Anexo 6-3**) presentado el 16 de mayo de 2015 la necesidad de tomar medidas para la recuperación de la generación térmica requerida para afrontar la disminución previsible de la generación hidroeléctrica en el Bajo Caroní en el verano de 2016.
168. Sin embargo, ninguna acción fue tomada en cuanto al reforzamiento del parque térmico por lo que se procedió a la sobreexplotación del embalse de Guri durante 2015. En lugar de preservar el embalse ante la realidad que se estaba en presencia de segundo año de El Niño y que las previsiones indicaban que el verano de 2016 continuaría siendo muy seco,

⁶⁴ <http://www.civ.net.ve/noticia/ingenieros-recomiendan-culminar-las-centrales-termoelectricas-ante-posible-sequia-por-el-nino>

el gobierno optó por no realizar los racionamientos preventivos requeridos. Es importante resaltar el hecho que en diciembre de 2015 se realizaron las elecciones al parlamento venezolano, evento que pudo condicionar esta decisión operativa.

169. Como resultado de la inadecuada operación del embalse en 2015, el gobierno se vio obligado a realizar un racionamiento compulsivo de energía y potencia en los primeros seis meses del año 2016 con el objeto de preservar en lo posible los niveles del embalse hasta el comienzo del nuevo ciclo de lluvias. Las restricciones de energía eléctrica a los ciudadanos, inéditas en el país, consistieron en la paralización casi total del sector público y las industrias básicas de Guayana, el racionamiento de hasta ocho horas en sectores residenciales (excepto Caracas y Nueva Esparta) y limitaciones en los horarios del sector comerciales y educativo. No obstante, a pesar de las medidas tomadas y la importante merma del consumo industrial producto de la recesión económica, el nivel del embalse alcanzó la cota mínima histórica 241.35msnm el 29 de abril de 2016, a sólo 1.35 metros del límite de funcionamiento de la Casa de Maquinas II (240msnm), con lo cual se colocó en riesgo la integridad de la central hidroeléctrica. En la Figura 6-4 se observa el comportamiento del nivel del embalse de Guri 2003-2016. Se indican los tres momentos clave de las crisis de 2003, 2010 y 2016. Nótese que la severidad de la crisis del 2016 fue mayor a la experimentada en 2010.

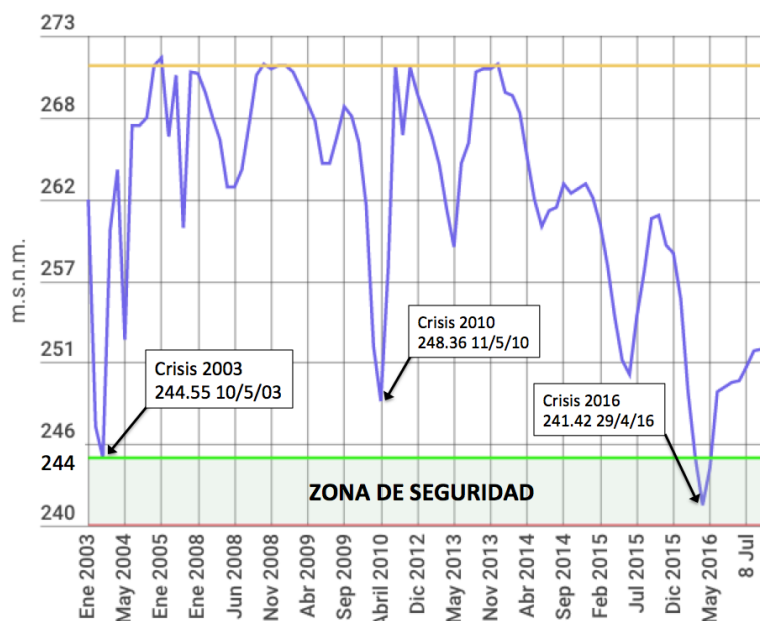


Figura 6-4 – Comportamiento de la cota del embalse de Guri 2003-2016

170. En 2016, Corpoelec ha anunciado en su portal de internet⁶⁵ la instalación 2.935 MW nuevos en el lapso 2013-2015 en plantas como: India Urquía 360MW, la unidad 1 de Don Luis Zambrano 180MW, unidad 1 de Fabricio Ojeda 257MW en 2013, la unidad 1 de Antonio José de Sucre 170MW en 2014 y la unidad 2 Don Luis Zambrano 180MW, la unidad 3 Fabricio Ojeda 257MW y la unidad 2 Antonio José de Sucre 170MW en

⁶⁵ <http://www.corpoelec.gob.ve/generaci%C3%B3n>

2015. No obstante, Corpoelec indica que la capacidad instalada total en generación es **24000MW**, numero sensiblemente inferior al reportado en el anuario estadístico del MPPEE mas reciente (2013), 30427 MW.

171. Para el primer semestre de 2016, conforme la información recabada por la comisión mixta de las entrevistas con las empresas, se tiene conocimiento de una capacidad total instalada total se encuentra en 32940MW, de los cuales 17800MW están instalados en termoelectricidad y 15135MW en centrales hidroeléctricas. En fase de construcción se encuentran 3900MW adicionales de generación eléctrica. De las centrales en construcción destacan Tocoma 22160MW (2019) y completar tres centrales termoeléctricas: Juan Manuel Valdez 350MW, El Sitio 360MW y Ezequiel Zamora 170MW. En la Figura 6-5 se observa la situación actual del parque de generación eléctrico.

172. No obstante, a pesar de todos los anuncios asegurando la instalación de nueva generación térmica la demanda ha continuado cayendo por falta de oferta. La demanda de potencia máxima registrada en el primer semestre de 2016 fue 16967MW lo que representa una caída de -9,2% respecto a 2013 y -6,4% respecto a 2015. En la Figura 6-6 puede observarse el comportamiento de la demanda entre enero de 2011 y julio de 2016.

2015 Reserva y Capacidad de Generación Eléctrica Instalada

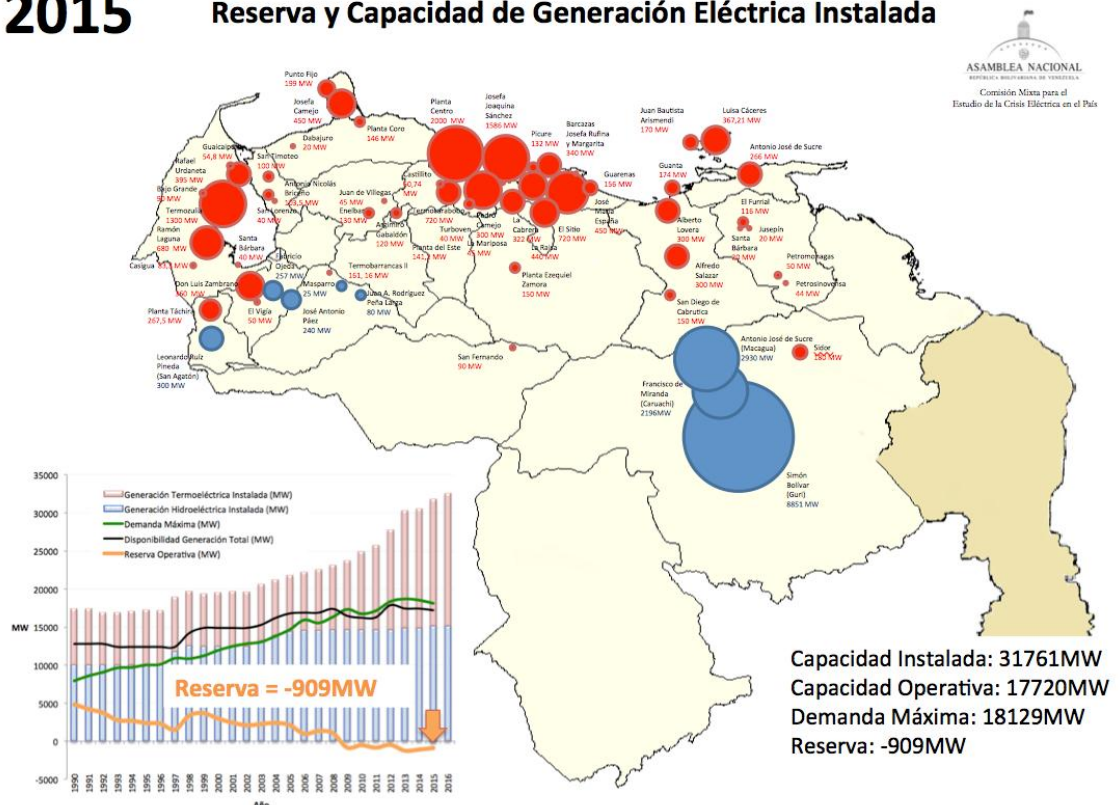


Figura 6-4 – Reserva Operativa, Demanda, Capacidad de Generación en Diciembre de 2015

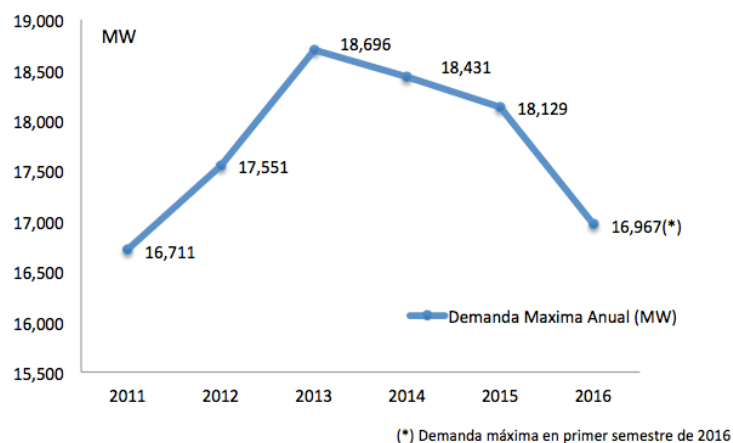


Figura 6-6 – Demanda Máxima Anual 2011-2016

Desincorporación masiva de las centrales turbovapor por falta de mantenimiento.

173. El sistema eléctrico nacional disponía en 2013 de tres grandes centrales turbovapor: Tocoa con 1546MW, Planta Centro con 2000MW y Ramón Laguna con 660MW, para un total de 4206MW. La disponibilidad de estas centrales era clave para lograr un despacho hidrotérmico equilibrado y seguro. El factor de planta asociado a todas las centrales turbo vapor existentes en el país se encontraba en 2013 en el orden del 30%, es decir solo un tercio de la energía de diseño de las centrales fue producida. Dicho factor, ya muy bajo para entonces, revelaba la progresiva falta de atención en mantener operativas las centrales turbovapor. Históricamente, Planta Centro ha tenido un muy bajo desempeño que explica la baja disponibilidad. No obstante, Corpoelec ha invertido ingentes recursos para su repotenciación a través de la participación de la Unión Eléctrica de Cuba sin resultados efectivos.
174. La disponibilidad de energía en las centrales turbovapor bajó de 30% en 2013 a 28,6% en 2014 y 17% en 2015. En 2016, a pesar de haber incorporado una nueva unidad de 600MW en Planta Centro, la disponibilidad de energía se encuentra en apenas en 12.88%. Es decir, en estos primeros seis meses sólo se han generado realmente 2260 GWh de los 17540 GWh teóricamente producibles representando una caída de 40% respecto al mismo período de 2015.
175. La drástica caída en la disponibilidad de generación térmica a vapor se explica en el abandono de las rutinas de mantenimiento preventivo y correctivo de las centrales existentes. Esta peligrosa decisión operativa coloca en riesgo la estabilidad del sistema cuya responsabilidad descansa ahora en la disponibilidad de algunas decenas de pequeñas unidades de generación pero con requerimientos de mantenimiento superiores a los requeridos por las centrales turbovapor de gran tamaño. En este caso, las economías de escala requeridas mantener en funcionamiento 7000MW en pequeñas unidades a gas/diesel se hacen mucho más exigentes que las que se requerirían para mantener en funcionamiento las tres grandes centrales

turbovapor existentes en el país, que lamentablemente se encuentran inoperativas y sin un plan de recuperación en el horizonte.

Sobreexplotación de la Central Hidroeléctrica Simón Bolívar (Guri)

176. El déficit de energía eléctrica de origen térmico ha llevado al operador del sistema a sobreexplotar el embalse del Guri⁶⁶, con el objeto de mitigar los racionamientos de energía. En la Figura 6-3 se observa claramente como a partir de 2004, la energía producida en TWh supera ampliamente los valores de energía promedio y energía firme de diseño del embalse (45.65TWh). La excepción se observa en el año 2010, que correspondió a un año seco similar al 2003.

177. El manejo irresponsable del embalse se observa en la transición entre 2009 y 2010. La indisponibilidad térmica obligo a producir durante 2009, un máximo histórico de 55TWh⁶⁷ con la consecuencia obvia en la caída de las cotas del embalse que no podrían ser recuperadas en un año seco como lo fue el 2010.

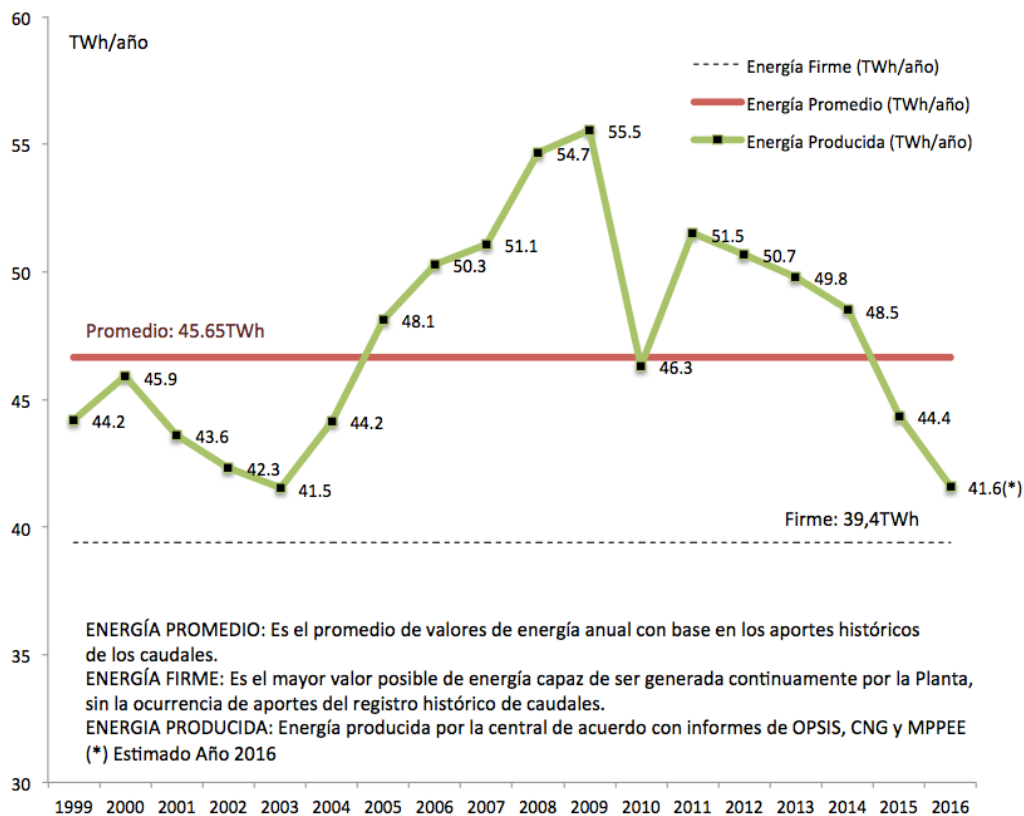


Figura 6-3 – Producción de la Central Hidroeléctrica Simón Bolívar Guri 1999-2013

178. Entre 2011 y 2014 se evidenció una recuperación de la demanda. Debido a las restricciones en la generación térmica, el embalse fue operado más allá de su energía de diseño promedio y principalmente en 2014 (Año inicial de El Niño) que conllevó la disminución drástica de los aportes de

⁶⁶ Entendiéndose como sobreexplotación, extraer energía de la central hidroeléctrica más allá de la Energía Firme. La Energía Firme se define como el mayor valor posible de energía capaz de ser generada continuamente por la central hidroeléctrica sin la ocurrencia de déficit, en el caso de repetirse los más bajos aportes del registro histórico de caudales (típicamente 3 años, para el caso del Guri).

⁶⁷ Los informes de OPSIS de 2008 y 2009 no indican cuál fue la producción neta de Guri en dichos años, sólo se indica que la generación hidroeléctrica total del bajo Caroní tuvo un incremento en 2008 de 7% respecto a 2007 y de 1% entre 2008 y 2009. Los valores de producción de 2008 y 2009 de Guri se han estimado conforme a dichos incrementos utilizando como base el año 2007.

Guri al Sistema Eléctrico Nacional en 2015, propiciando la tercera crisis energética de la Venezuela del Siglo XXI.

179. Como consecuencia, cuando los aportes de las lluvias bajan de forma importante, el sistema hidroeléctrico no ha acumulado suficiente agua para hacer frente a las sequías prolongadas propiciando los racionamientos masivos experimentados en 2010 y 2016.

Desinversión en el sistema de Transmisión

180. El desarrollo de las centrales de generación hidroeléctrica del Bajo Caroní y de la región andina, y de grandes centrales de generación termoeléctrica en el centro y occidente del país, exigió la construcción articulada de una red de transmisión que hizo posible el transporte de grandes volúmenes de electricidad desde dichas centrales hacia los centros de consumo, de manera confiable y segura. Ese sistema de 800 kV, 400 kV y 230 kV ha permanecido prácticamente estancado en los últimos quince años y por tanto resulta insuficiente para manejar, de manera confiable, los necesarios flujos de electricidad asociados al crecimiento de la demanda que se deriva del incremento poblacional registrado en ese periodo. Por el contrario, la improvisación con la cual se han incorporado obras de generación hace que muchas de ellas no puedan ser aprovechadas⁶⁸.
181. Nótese el crecimiento del sistema de transmisión en el lapso 1998⁶⁹-2014⁷⁰ fue inferior al crecimiento de la producción de energía. El sistema de 765kV pasó de 2083km en 1998 a 2247km en 2014 (+7.8%). En el sistema de 400kV se pasó de 2949km en 1998 a 4434km en 2014 (+50.3%). En el sistema de 230kV se pasó de 5840km en 1998 a 7739km en 2014 (+32%). En este lapso la producción de energía paso de 79.4TWh (1998) a 130TWh en 2014 (64%). Es evidente el estancamiento en el sistema troncal en 765kV, incapaz de transportar las expansiones de generación en el Bajo Caroní a los centros de consumo en el norte-costero del país.
182. La obsolescencia de los equipos, falta de mantenimiento, repuestos y medios ha provocado un aumento importante de las interrupciones en la red de transmisión. Por ejemplo el Índice de Severidad utilizado por Opsis para evaluar la disponibilidad del sistema de transmisión revela un crecimiento del 1000% ente 2004 y 2009⁷¹. A partir de 2010, no se disponen de cifras en cuanto a este indicador ante el hecho que el Centro Nacional de Despacho no hace público sus informes anuales.
183. El deterioro del sistema de transmisión se evidencia comparando el numero de apagones (blackouts) de gran magnitud que han afectado al país en los últimos años.

⁶⁸ Grupo Ricardo Zuloaga, A LA NACIÓN VENEZOLANA LA CRISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO (JUNIO 2012). Disponible en: <http://www.lossinluzenlaprensa.com/a-la-nacion-venezolana-la-crisis-del-sector-electrico/>

⁶⁹ Informe Anual de OPSIS, 1998, p. 16

⁷⁰ Anuario Estadístico del MPEEE 2014, p.19

⁷¹ Aminta Villegas, José Aller, Paulo de Oliveira - De Jesus, Miguel Martínez Lozano, Hernán Díaz, Luisa Salazar, Juvencio Molina y Marco González, La USB ante la Crisis del Sector Eléctrico Venezolano, Universidad Simón Bolívar, 5 de febrero de 2010.

	Fecha	Afectación
2014 Venezuela	27/06/2014	11 estados
2013 Venezuela	02/12/2013	15 estados
2013 Venezuela	03/09/2013	18 estados
2013 Venezuela	27/02/2013	8 estados
2013 Venezuela	13/02/2013	8 estados
2011 Venezuela	07/04/2011	7000MW
2008 Venezuela	29/04/2008	10 estados
1997 Venezuela	26/08/1997	75% territorio nacional
1993 Venezuela	30/10/1993	18 estados

Tabla 6 - 3 - Apagones de gran magnitud ocurridos en Venezuela

184. En la Tabla 6-3, se observa que a partir de 2008 ocurrieron al menos ocho apagones de gran magnitud (afectando al menos ocho estados) mientras que en los años noventa solo ocurrieron dos eventos de gran magnitud.

Colapso del Sistema de Distribución y Comercialización

185. El Estado Venezolano estableció a partir de 1959 un ambicioso plan de electrificación del país, logrando a mediados de los años 90 una cobertura superior al 98% de la población. En algunas ciudades como Caracas y Maracaibo se lograron indicadores de calidad del servicio comparables a los estándares internacionales de los países del primer mundo. Sin embargo, la situación se ha revertido y el sistema de distribución se encuentra colapsado. Los tiempos de reposición del servicio eléctrico se han incrementado sustancialmente. En 1998 el tiempo de reposición del servicio después de una falla (TPR) paso de una media de 60 minutos a hasta 988 minutos en 2012⁷².

186. Al igual que ocurre con los inventarios de partes y repuestos para el sistema de transmisión, las unidades regionales de distribución también carecen de la dotación necesaria para atender con oportunamente las averías que cada vez ocurren con mayor frecuencia a nivel nacional.

187. Es publico y notorio que el personal de mantenimiento de Corpoelec enfrenta dificultades para trasladarse a los diferentes sitios donde son requeridos ya que la flota está deteriorada y las unidades que aún funcionan se encuentran en estado de precariedad con riesgo para sus usuarios y los mismos obreros deben pagar el combustible para poder movilizarlas, sin contar que el personal, en muchas regiones, no cuenta con las herramientas para realizar el trabajo y hacen las reparaciones en condiciones de riesgo para su integridad física⁷³.

Carácter estructural de la crisis eléctrica

188. A partir de la declaración de la emergencia eléctrica en febrero de 2010⁷⁴ la sociedad venezolana ha sido expuesta a un racionamiento de electricidad *permanente* y que se ha venido acentuando en la medida en que el sistema de generación, transmisión y distribución de electricidad ha sido incapaz de atender el crecimiento de la demanda eléctrica,

⁷² Anuario Estadístico del MPEEE 2012

⁷³ Grupo Ricardo Zuloaga, A LA NACIÓN VENEZOLANA LA CRISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO (JUNIO 2012). Disponible en: <http://www.lossinluzenlaprensa.com/a-la-nacion-venezolana-la-crisis-del-sector-electrico/>

⁷⁴ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.363, *Op. Cit.*

crecimiento por cierto mucho menor al esperado debido a la recesión económica.

189. Si bien es cierto que desde los inicios la década de los noventa se hizo patente la necesidad de reestructurar el sector eléctrico para asegurar la suficiente oferta de energía para la creciente demanda del país, dichos cambios solo comenzaron a configurarse tardíamente con la promulgación del marco jurídico de 1999. No obstante, el inmovilidad del primer período de gobierno de Hugo Chávez (1999-2005) hizo de la Ley Orgánica de Servicio Eléctrico letra muerta y por lo tanto todos los esfuerzos de apertura del sector naufragaron.
190. En este sentido, la evidente falta de inversión en el sector se comenzaba a perfilar como una *crisis estructural* de oferta para el mediano plazo.

Inexistencia de una política energética integral

191. La interdependencia ente el sector hidrocarburos y el sector eléctrico hace que las políticas públicas a adoptar por parte del Estado en cada uno de los subsectores afecte el sistema energético como un todo. La reserva de dominio del Estado en el negocio petrolero está jerarquizado y primado por la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela (Art. 12, 302 y 303). La búsqueda de la maximización del ingreso por venta de hidrocarburos en el mercado internacional se ha priorizado con respecto a la garantía de suministro de energía requerida por los ciudadanos y sus empresas para desarrollarse y contribuir al crecimiento de la economía nacional. Esta discriminación negativa ha hecho que el mercado interno de energía haya sido relegado históricamente a un segundo plano y sea un sistema completamente disfuncional. En este sentido, la sobrevaluación de la moneda local, la infravaloración del gas natural, la imposición de subsidios a los combustibles líquidos y las tarifas de la energía ha liquidado cualquier posibilidad de racionalizar el uso de la energía con gran impacto en la balanza de pagos del país.
192. En los últimos años, los subsidios y a las ineficiencias en todos los centros de transformación de la cadena de valor de la industria nacional (refinerías, mejoradores, procesadores de gas, sistema eléctrico, uso final) se han traducido en grandes pérdidas económicas para las empresas energéticas (PDVSA y CORPOELEC) que tienen actualmente comprometida su viabilidad económica. Como resultado, empresas públicas improductivas como PDVSA y CORPOELEC trasladan sus ineficiencias al estado quién tiene que financiar -mediante el señoreaje del Banco Central de Venezuela- los déficits que se traducen indefectiblemente en una inflación crónica y creciente.
193. Los órganos rectores y reguladores en materia energética (MENPET y MPPEE) han fracasado en su mandato legal de garantizar la sostenibilidad económica y ambiental de sus sectores. La fusión de roles (regulador-regulado) y la segmentación de las responsabilidades en hidrocarburos y electricidad ha hecho que Venezuela no cuente con una matriz energética creíble por cuanto ninguno de los dos entes responsables

posee un sistema de información robusto⁷⁵ que permita establecer un diagrama de flujo energético detallado en el que se identifiquen las pérdidas en cada uno de los subprocesos y de este modo determinar un sistema de precios que reflejen tales ineficiencias. La supuesta protección del usuario final al no trasladar los precios reales de la energía se convierte en el peor de los mundos: servicio energético no confiable y entorno macroeconómico desequilibrado por la inflación. Esta inacción por parte de los entes rectores ante el desbocamiento de las empresas energéticas también ha afectado los compromisos internacionales de la República en la atención del Cambio Climático. En este sentido, a pesar que las emisiones de CO₂ de Venezuela son pequeñas en forma global respecto a los grandes países desarrollados, las emisiones per cápita son muy superiores a la media mundial, lo que refleja un mal manejo de nuestro sector energético.

194. El desacople existente entre la política energética del estado, la política energética aplicada por el MENPET y el MPPEE, ha conllevado en estos últimos diez y seis años a la realización de grandes inversiones en el sector generación de electricidad, utilizando tecnologías inadecuadas y de inviable aplicación por falta de suministro de combustible, situación completamente previsible por cuanto el mandato de PDVSA (y su regulador el MENPET) se ha diluido en acciones que poco o nada tienen que ver con el sector energético (alimentos, agricultura, construcción de viviendas, etc.).

195. Dicha situación fue oportunamente advertida por los gremios profesionales, las universidades y academias venezolanas. En 2002 la Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat⁷⁶ denunció la falta de una política energética integral (**Anexo 6-4**) para atender correctamente la primera crisis eléctrica que habría de ocurrir en el verano de 2003:

"(...)dispersión en la aplicación de recursos, consecuencia de la reiterada ausencia de una Política Energética Integral, ha derivado en la crisis (eléctrica) que ya es del dominio público"

Voces de la sociedad venezolana que han alertado sobre la Crisis Eléctrica

196. El Colegio de Ingenieros de Venezuela ha realizado reiterados pronunciamientos públicos^{77 78} respecto a las causas y posibles soluciones de la crisis energética.

197. Desde 2003 se han realizado pronunciamientos de profesionales venezolanos con amplia experiencia en el sector eléctrico como Pezzella⁷⁹ (**Anexo 6-5**), Pérez Mibelli⁸⁰ (**Anexo 6-6**), Quintini⁸¹ (**Anexo 6-7**) Matas

⁷⁵ Los anuarios estadísticos del MENPET (PODE) y del ministerio de energía eléctrica son poco creíbles y se publican hasta con 5 años de retraso. Tanto PDVSA como CORPOELEC adolecen de un sistema de información energético propio, aunque la ley de eficiencia energética obliga a la conformación de centros de gestión energética que lleven dichas estadísticas. Adicionalmente el Centro Nacional de Despacho se encuentra en apagón informativo desde 2010.

⁷⁶ Academia Nacional de la Ingeniería y el Hábitat, Declaración sobre la Situación del Suministro Eléctrico Nacional, 2002.

⁷⁷ [http://www.civ.net.ve/noticia/falta-de-mantenimiento-a-plantas-de-generacion-ocasionan-problemas-del-servicio-electrico-dijo-el-ing-winston-cabas-](http://www.civ.net.ve/noticia/falta-de-mantenimiento-a-plantas-de-generacion-ocasionan-problemas-del-servicio-electrico-dijo-el-ing-winston-cabas)

⁷⁸ <http://www.civ.net.ve/noticia/situacion-electrica-en-el-pais-es-grave-no-se-tomaron-medidas-necesarias-dijo-presidente-de-comision-electrica-nacional-del-civ-ing-winston-cabas>

⁷⁹ Silvana Pazzella, Guri al Borde del Colapso, Veneconomía, Vol. 20, No. 7, Abril de 2003 .

⁸⁰ Carlos Pérez Mibelli, CAVEINEL, Situación y Tendencias de la Industria Eléctrica, VI Congreso de Instalaciones Eléctricas, Codelectra, 7 de octubre de 2004.

⁸¹ Cesar Quintini, SUMINISTRO ELÉCTRICO EN VENEZUELA: SITUACIÓN Y PERSPECTIVAS, 2005.

Axpe⁸² (**Anexo 6-8**), Lara *et al*⁸³ (**Anexo 6-9**), Hernández⁸⁴ (**Anexo 6-10**). Los trabajadores del sector eléctrico⁸⁵ (**Anexo 6-11**) y la Universidad de Carabobo⁸⁶ (**Anexo 6-12**) también hicieron declaraciones. La Universidad Simón Bolívar resumió el carácter estructural y energético de la crisis en una declaración realizada en febrero de 2010 (**Anexo 6-13**):

“La crisis actual del sector eléctrico venezolano es estructural. Durante varios años los especialistas alertaron a las autoridades sobre la necesidad de realizar las inversiones indispensables para el crecimiento del sector eléctrico, conocido y planificado por entes públicos y privados de gran prestigio y competencia. Cuando la desinversión se une a una política de centralización y estatización del sector, sin resolver los graves problemas en las áreas claves de generación, transmisión y distribución, el pronóstico es reservado en lo que se refiere a la productividad y bienestar de la sociedad venezolana. La crisis que se visualizó durante el 2008 se continuará profundizando durante los próximos años a menos que se resuelvan los problemas estructurales de inversión, seguimiento, gerencia, eficacia y eficiencia, y se lleve a cabo a un proceso educativo de la población para realizar un uso racional del recurso energético”⁸⁷.

El crecimiento de la demanda eléctrica y el Fenómeno del Niño no fue inesperado

198. El gobierno ha justificado la declaración de la emergencia de 2010 a un *aumento inesperado de la demanda* y al *Fenómeno de El Niño (Sequia)* su manifiesta incapacidad en proveer la energía eléctrica necesaria a la sociedad venezolana.
199. El Fenómeno climatológico de El Niño es una condición erráticamente cíclica (3 a 5 años) y por lo tanto de previsible ocurrencia en un lapso de planificación a 20 años. En el caso de Venezuela, la climatología adversa (muy seca) no puede esgrimirse como una justificación válida para una declaratoria de emergencia eléctrica por cuanto *siempre ha existido* un sistema de generación termoeléctrico alternativo que permite complementar de forma efectiva la falta de agua en las centrales hidroeléctricas hasta por tres años consecutivos (energía firme). De hecho la capacidad instalada en termogeneración en 2016 (16700MW) es *superior* a la suma de todas las centrales hidroeléctricas del país (14879MW).
200. En 2016, en el marco del decreto de emergencia económica y estado de excepción⁸⁸, el gobierno estableció medidas especiales en materia de electricidad bajo la justificación de la persistencia de efectos climáticos adversos. Se han vuelto a justificar las medidas de racionamiento en las consecuencias del Fenómeno de El Niño. Sin embargo, esta vez, a pesar que las condiciones objetivas del embalse eran mucho mas desfavorables que en 2010, no se decretó una emergencia eléctrica como la de 2010 que

⁸² Andrés Matas Axpe, Situación del Sector Eléctrico, JORNADAS PENSAR EN VENEZUELA, Colegio de Ingenieros de Venezuela 27, 28 y 29 de marzo de 2008

⁸³ Miguel Lara, Gustavo González, Iñaki Rouse, Jorge Pirela y Víctor Poleo. Crisis eléctrica: tragedia que une a los venezolanos. Abril de 2010.

⁸⁴ Nelson Hernández, Situación del Sistema Eléctrico Nacional. Febrero de 2010.

⁸⁵ FETRAELEC, INFORME DEL SERVICIO ELÉCTRICO Y LA CRISIS: VISIÓN DESDE LOS TRABAJADORES, noviembre de 2012.

⁸⁶ Universidad de Carabobo, Escuela de Ingeniería Eléctrica, Propuestas para enfrentar la crisis del sector eléctrico venezolano. Febrero de 2010.

⁸⁷ Aminta Villegas, José Aller, Paulo de Oliveira, Miguel Martínez, Hernán Díaz, Luisa Salazar, Juvencio Molina y Marco González, La USB ante la Crisis del Sector Eléctrico Venezolano, Universidad Simón Bolívar, 5 de febrero de 2010.

⁸⁸ Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela No 6227. 13 de mayo de 2016.

permitiera adjudicar directamente grandes obras de generación. En todo caso, el decreto de excepción permitiría contratar estudios y asesorías internacionales para la recuperación de los ecosistemas asociados a la generación hidroeléctrica.

201. En las resoluciones 073⁸⁹, 074⁹⁰ y 076⁹¹ del MPPEE que establecían las restricciones de consumo y las correspondientes multas a los usuarios residenciales, comerciales e industriales en 2011 se indicaba en sus considerandos lo siguiente:

Que, en relación con el Producto Interno Bruto, el consumo de energía eléctrica de la población en nuestro país, es más alto que el promedio de América Latina, lo que indica un patrón de consumo ineficiente, que Pueblo y Gobierno deben revertir.

Que la demanda de energía eléctrica nacional ha experimentado en los últimos años un crecimiento excesivo muy superior a los requerimientos reales de energía eléctrica, acentuándose aún más en el presente año con un incremento superior al siete por ciento.

Que, pese a las importantes inversiones realizadas para satisfacer el crecimiento de la demanda, desde el momento en que cesaron las medidas para el ahorro de energía aplicadas durante 2010, se ha registrado un repunte excesivo en el consumo de electricidad, lo cual exige al Ejecutivo Nacional el establecimiento de estrategias y lineamientos que promuevan el uso eficiente de la Energía Eléctrica.

202. Los valores de demanda máxima y consumo de energía eléctrica registrados en 2010 y años subsiguientes se encontraban dentro de los rangos estimados y previstos por la planificación del sector eléctrico. En consecuencia la demanda ocurrida en 210 no fue en absoluto inesperada. En el **Anexo 6-14** se incluye una discusión acerca de los estudios prospectivos de demanda eléctrica realizados desde inicios de la década de los noventa y los resultados obtenidos⁹². En consecuencia, dichos valores no debieron constituir sorpresa alguna y en modo alguno justificar la declaratoria de la emergencia eléctrica. Nótese que después de un importante incremento en la producción de 79TWh/año en 1998 a 125TWh/año en 2010, en los últimos seis años subsiguientes (2010-2016), el consumo de energía eléctrica en Venezuela se ha estancado entre 120 y 135 TWh/año, cuando según las previsiones PDSSEN⁹³ el consumo de energía eléctrica en el 2016 debió ubicarse en el orden de 150 a 170 TWh/año.

La caída de la facturación industrial y comercial y el mito del usuario residencial derrochador

203. La facturación del sector industrial y comercial ha caído sostenidamente a partir de la declaratoria de la emergencia en 2010, -2.7% entre 2009 y 2013. Por otra parte, el sector residencial ha crecido

⁸⁹ Resolución 073 Gaceta Oficial N° 39.694 del 13 de junio de 2011

⁹⁰ Resolución 074 Gaceta Oficial N° 39.694 del 13 de junio de 2011

⁹¹ Resolución 076 Gaceta Oficial N° 39.694 del 13 de junio de 2011

⁹² De Oliveira-De Jesus, Paulo. Presente y Futuro del Sistema Eléctrico Ha fallado la planificación?, Revista Gerencia y Energía, Universidad Simón Bolívar, 2012

⁹³ MPPEE, del Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2005-2024

sostenidamente a un 9% interanual desde 2005 hasta 2013. Sin embargo, este crecimiento no implica que las ineficiencias puedan ser endosadas al sector residencial.

204. Respecto al patrón de consumo ineficiente, ciertamente el índice de intensidad energética eléctrica Venezuela en 2011 referido al consumo de energía eléctrica por unidad del producto interno bruto en América Latina, colocaba a Paraguay en el primer lugar con 1,10 kWh/US\$ y Venezuela de tercer lugar con 0,67 kWh/US\$, superior a la intensidad promedio de la región 0,53 kWh/US\$⁹⁴. Sin embargo, el consumo por unidad de producto de Venezuela se debe fundamentalmente un sector gubernamental y un parque industrial (nacionalizado) en Guayana cuyo consumo de energía es intensivo y altamente ineficiente cuyo aporte a la productividad nacional es negativo (empresas deficitarias). Resulta entonces indebido y poco ajustado a la realidad endosar a los sectores residenciales, comerciales e industriales en general (no intensivo) la ineficiencia global del sistema eléctrico venezolano.
205. La participación del sector residencial en la facturación pasó efectivamente de 24% en 2005 a 40% en 2013. Por otra parte, la participación del sector no-residencial en la facturación cayó de 75% en 2006 a 60% en 2013, lo que revela una importante contracción en el sector productivo del país. Como las pérdidas han sido crecientes estos años conviene revisar la participación del sector residencial y no-residencial en la producción total de energía eléctrica. La participación del sector residencial en la energía total producida pasó de 16% en 2005 a 25% en 2013. Por otra parte, la participación del sector no-residencial en la producción cayó de 54% en 2006 a 39% en 2013.
206. En este sentido la participación del sector residencial en la matriz total en 2005 y en 2013 ha sido completamente secundaria (16% y 25% respectivamente) lo que desmonta el mito del gubernamental acerca del carácter derrochador de la población venezolana. Por lo tanto, la aplicación de costosas campañas publicitarias del tipo “Soy consciente, consumo eficiente” dirigida al sector residencial es un despropósito por cuanto el grueso de la ineficiencia se encuentra en el sector no-residencial y la energía no facturada.

Operación inadecuada del sistema hidro-térmico

207. La operación inadecuada del embalse del Guri -debido a la indisponibilidad de las plantas termoeléctricas- ha hecho que la existencia o no de déficit de energía eléctrica este supeditada cada verano a la severidad de la sequía, cuando en el pasado existía suficiente reserva para soportar varios años de climatología adversa. Desde 2001 no se cumple con el criterio de diseño hidrotérmico que permite atender la demanda con seguridad.

Déficit de combustibles para el parque termoeléctrico

208. Para 2013, la producción de energía termoeléctrica eléctrica se están destinando unos 130 mil barriles de diesel al día, 26 mil barriles de fueloil al día y 650 millones de pies cúbicos de gas al día (650MMPCD). En virtud

⁹⁴ Anuario Estadístico del MPPEE 2011, p. 61

que las centrales turbo vapor se encuentran mayoritariamente fuera de servicio el consumo de fueloil se ha reducido de forma importante. El consumo de gas se encuentra en el orden de 770 millones de pies cúbicos de gas al día y el consumo de diesel en el orden de 130 mil barriles al día.

209. Las restricciones de energía en algunas de las centrales termoeléctricas se debe al déficit de combustibles. Muchas de las centrales recientemente instaladas se planificaron para consumir gas natural como combustible primario. No obstante debido a la indisponibilidad de gas en el país, Corpoelec se ha visto obligado a reconvertir algunas de las centrales e instalar facilidades para almacenamiento de combustible líquido. La utilización masiva de combustibles líquidos aumenta significativamente los ciclos de mantenimiento y eleva la indisponibilidad de los equipos. La falta de mantenimiento provoca adicionalmente una merma en la vida útil del parque de generación.
210. El parque termoeléctrico actual exige al menos 1500MMPCD para producir 50TWh/año. Actualmente el consumo de las plantas se encuentra en un 10% de la producción total de gas del país (7600MMPCD) y un 50% del gas destinado por PDVSA al mercado interno (1600MMPCD). El aumento de la disponibilidad de gas para las centrales termoeléctricas compite con el gas requerido por el sector industrial y petroquímico que se encuentra claramente disminuido. La incorporación de las empresas básicas de Guayana va a aumentar los requerimientos de gas para el mercado interno. Sin embargo, la producción total de gas se encuentra mayoritariamente asociada a la producción petrolera que ha mostrado signos de declinación en los últimos años, por lo que los requerimientos de gas para el mercado interno deberán ser suplidos por la explotación del gas no asociado o libre.

Incumplimiento del plan de expansión previsto para el sector eléctrico

211. En 1999, las empresas operadoras existentes habían realizado sus estudios prospectivos de demanda identificando los proyectos de generación y transmisión requeridos. La Ley de 1999 y 2001 estableció reglas claras para que las inversiones en el sector ser realizaran de forma racional garantizando el acceso seguro y confiable a los usuarios.
212. Sin embargo, la acción de gobierno en el lapso 1999-2007 en cuanto al sector eléctrico fue paralizar la aplicación del marco regulatorio, congelar las tarifas cuya consecuencia inmediata fue el diferimiento y paralización los proyectos de generación y transmisión en curso y previstos. Cuando la reserva operativa se agota en 2009 y las interrupciones de gran magnitud (apagones) aumentan el gobierno reacciona centralizando el sector en una única empresa (Corpoelec) quien conjuntamente con PDVSA (empresa con fines distintos al ofrecer servicio público de electricidad) reactivan proyectos hasta con diez años de retraso.
213. Algunos de los proyectos previstos en el plan de expansión de generación (PDSEN 2005-2014) se licitan y se empiezan a construir. No obstante algunos de ellos poseen cambios de alcance de gran magnitud no considerados en el proceso de planificación. Por otra parte, la emergencia eléctrica de 2010 permitió adjudicar un importante número de plantas termoeléctricas que no estaban previstas en el plan de expansión, por

- ejemplo Barcazas Tocoa, Termocarabobo, Guarenas, Picure y Sidor. En el **Anexo 5** se incluye una discusión detallada acerca del cumplimiento de las directrices de la planificación establecidas en el PDSN 2005-2024.
214. La ejecución de proyectos fuera del proceso natural de expansión ha provocado muchos imprevistos que debieron ser solucionados en las fases de visualización, ingeniería conceptual y básica, como por ejemplo falta de facilidades de gas y agua así como la red de transmisión requerida para evacuar la energía.
215. Otro aspecto a destacar es que el proceso de planificación que se encuentra en ejecución actualmente –recogidos en el PDSN 2013-2019⁹⁵ y en el Plan Estratégico del MPPEE 2013-2019⁹⁶- se encuentra soportado en los lineamientos del denominado Plan de la Patria 2013-2019⁹⁷. Sin embargo, al plan de la patria al estar basado del modelo de gestión socialista (rechazado por los venezolanos en el referendo consultivo de 2007) su aplicación tiene visos de inconstitucionalidad. En tal sentido, la aplicación de los lineamientos de los planes vigentes del sector eléctrico ha resultado completamente fallida por cuanto los pocos indicadores que da a conocer el MPPEE muestran que el desempeño se deteriorado significativamente.

Cancelación de los proyectos Hidroeléctricos en el Alto Caroní

216. Es importante destacar que el PDSN 2005-2024 descartó la expansión de la generación hidroeléctrica en el estado Bolívar aun cuando EDELCA identificó en 2007⁹⁸ un potencial de al menos 50TWh en las cuencas del Alto Caroní, los ríos Paragua, Caura, Suapure y Cuchivero⁹⁹.
217. Es bien conocido que el exministro de Planificación Jorge Giordani defendió públicamente el desarrollo del Alto Caroní¹⁰⁰. Sin embargo, a raíz de la primera crisis energética (2003), Giordani cambió de postura cuestionando los desarrollos del Alto Caroní y recomendando la cancelación de todos los proyectos hidroeléctricos, decisión finalmente tomada en 2009 por el exministro de Energía Eléctrica Alí Rodríguez¹⁰¹.
218. No obstante, a pesar de la prohibición ministerial, en el PDSN 2013-2019 se incluye el de la Central Hidroeléctrica El Chorrin (rio Cuchivero) que debería aportar 380MW en 2018.
219. En 2015, como antesala a la tercera crisis energética (2016), el ministro Jesse Chacón admite que la cancelación de los proyectos hidroeléctricos en el Alto Caroní fue un error y anuncia el inicio de la

⁹⁵ Disponible en: <http://mppee.gob.ve/planes/>

⁹⁶ Disponible en: <http://mppee.gob.ve/planes/>

⁹⁷ Publicado en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No. 6.118 Extraordinario, 4 de diciembre de 2013.

Disponible en <http://www.gobiernoonline.gob.ve/home/archivos/PLAN-DE-LA-PATRIA-2013-2019.pdf>.

Documento completo con exposición de motivos en:

http://www.asambleanacional.gob.ve/uploads/botones/bot_90998c61a54764da3be94c3715079a7e74416eba.pdf

⁹⁸ CVG EDELCA, (2007), Estimación de los requerimientos de generación del sistema eléctrico nacional a mediano y largo plazo, dirección de planificación, División de Planificación de Sistemas Eléctricos, Departamento de Planificación de Generación, Informe interno

⁹⁹ El desarrollo hidroeléctrico de los ríos del Estado Bolívar fue debidamente estudiado por Edelca a partir de 1960. Se identificaron los siguientes posibles desarrollos: Tayucay 2450MW (Caroni), Aripichí 1200MW (Caroni), Eutobarima 2450MW (Caroni), Salto Pará 3900MW (Caura), Atures 1750MW (Orinoco), El Chorrin 340MW (Cuchivero), La Calceta 300MW (Cuchivero), El Temblador 160MW (Suapure) y Auraima 1200MW (Paragua).

¹⁰⁰ <http://www.voltairenet.org/article120967.html>

¹⁰¹ Publicado en el diario el Mundo, 02/11/2009. Disponible en <http://www.guia.com.ve/noti/51704/ali-rodriguez-en-venezuela-no-hay-espacio-para-mas-hidroelectricas-erika-hidalgo-lopez>

ingeniería conceptual de la central hidroeléctrica Tayucay esperando que entre en servicio en 2024¹⁰².

Cancelación del proyecto Orimulsión como sustituto del Fuel Oil en centrales Turbovapor.

220. La Faja Petrolífera del Orinoco posee inmensas reservas de crudos extrapesados. Desde finales de los años ochenta, INTEVEP y PDVSA desarrollaron a partir de los crudos de la faja un combustible alternativo de bajo costo susceptible de ser utilizado en centrales termoeléctricas turbovapor. En su momento, la empresa productora y comercializadora de la orimulsión logró firmar algunos contratos internacionales para el suministro de combustible. En tal sentido, la reconversión a orimulsión de varias centrales turbovapor venezolanas como Ramón Laguna y Planta Centro también estuvo planteada. Sin embargo, el gobierno nacional decide suspender la producción de orimulsión en 2003 como parte de la estrategia de certificación y valorización de los hidrocarburos de la Faja del Orinoco¹⁰³.

La Fallida Opción Nuclear

221. El 26 de noviembre del 2008 se firma en Caracas el “Convenio entre el Gobierno de República Bolivariana de Venezuela y el Gobierno de la Federación de Rusia sobre la Cooperación en el Área del Uso de Energía Nuclear con fines Pacíficos”¹⁰⁴. En octubre de 2010, en el marco de la segunda crisis energética, Hugo Chávez anunció un acuerdo con Rusia para la construcción de una Central Nuclear¹⁰⁵. Si bien los años setenta el Ministerio de Energía y Minas estudió la factibilidad de instalar una central nuclear en el centro del país, a partir de 2005 cuando el gobierno comienza a estudiar la posibilidad de incorporar 4000MW de generación nuclear a largo plazo¹⁰⁶. De hecho el PMSRSEN 2010-2030 consideró un balance de energía para el lapso 2022-2030 con una participación de la energía nuclear de 7 a 31TWh/año¹⁰⁷. No obstante, el accidente de central nuclear de Fukushima en Japón acaecido el 11 de marzo de 2011 hizo que el gobierno nacional suspendiera el 15 de marzo de 2011 los acuerdos con Rusia en materia nuclear.

La autogeneración como estrategia de gestión de demanda.

222. Ante la incapacidad del gobierno en asegurar el servicio eléctrico a todos los usuarios, se ha adoptado desde la declaratoria de la emergencia en 2009 la obligación de *autogeneración*¹⁰⁸ por parte de los grande usuarios sectores comerciales e industriales como medida de mitigación de la crisis eléctrica. Es decir, el gobierno ha utilizado la autogeneración como herramienta de gestión de demanda abdicando de su deber contractual de

¹⁰² <http://www.avn.info.ve/contenido/inicia-ingenier%C3%ADa-conceptual-nueva-hidroel%C3%A9ctrica-tayucay-para-optimizar-administraci%C3%B3n-gu>

¹⁰³ www.pdvsa.com/interface.sp/database/fichero/article/525/2.PDF

¹⁰⁴ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela número 39.170 de 4 de mayo de 2009

¹⁰⁵ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela número 39.558 de 23 de noviembre de 2010

¹⁰⁶ <http://www.avn.info.ve/contenido/generaci%C3%B3n-electricidad-energ%C3%ADa-nuclear-ahorrar%C3%ADa-al-pa%C3%ADs-mil-millones-d%C3%B3lares-al-a%C3%B1o>

¹⁰⁷ PMSRSEN, pag. 31

¹⁰⁸ Autogeneración: Proceso mediante el cual un usuario genera energía eléctrica para suplir parcial o totalmente los requerimientos de sus instalaciones.

suministrar energía eléctrica los usuarios comerciales e industriales con el pretexto maximizar la entrega de energía eléctrica al sector residencial y gubernamental. Estas medidas de carácter coercitivo y discriminatorio se establecen en varias resoluciones del MPPEE con base en el art. 47 de la LOSSE¹⁰⁹. Las resoluciones N° 076¹¹⁰ de 2011 y 035¹¹¹ de 2013 establecen horarios mínimos específicos para la autogeneración¹¹² (Art. 6) y la obligatoriedad de los grandes usuarios en instalar facilidades de generación (Art. 7)¹¹³. Todos los autogeneradores con capacidad superior a 2MW deben poseer una conexión a la red de servicio público (en caso que esta exista).

223. La autogeneración es una *opción* que poseen los grandes usuarios o consumidores de electricidad (habilitados por ley para autogenerar) con el objeto de cubrir sus necesidades energéticas ante varias condiciones:

- El usuario habilitado utiliza la autogeneración como respaldo ante fallas en la red de servicio público cubriendo la demanda eléctrica de las cargas críticas.
- El usuario habilitado utiliza la autogeneración en forma permanente para la producción de electricidad y calor (cogeneración, en este caso) para cubrir la demanda eléctrica y térmica del usuario comercial y/o industrial.
- El usuario habilitado está aislado. No existe red de servicio público y por lo tanto autogenera para cubrir su demanda eléctrica.

En los casos anteriores debe indicarse que el despacho de la autogeneración es voluntaria y su dimensionamiento dependerá de los requerimientos técnicos y económicos cada proceso productivo.

224. Efectivamente, de acuerdo con la LOSSE (Art. 47)¹¹⁴, en condiciones de emergencia, los autogeneradores con mas 2MW podrían quedar a disposición del despacho del sistema eléctrico. Esto se deduce, por cuanto en condiciones de excepción (de corta duración), la insuficiencia en la oferta de generación puede complementarse de forma extraordinaria con la capacidad de generación perteneciente a los grandes usuarios, entendiéndose que dichos usuarios no estarían en condiciones de operar durante la situación excepcional.

225. No obstante, la obligación de instalar autogeneración en cargas concentradas mayores a 100 kVA y definir una ventana de tiempo *permanente* de autogeneración contraviene el marco legal vigente, por cuanto dichas acciones no se circunscriben a las acciones de emergencia o excepción establecidos en el Art. 47 de la LOSSE¹¹⁵ sino como medida de gestión de demanda ante la condición de déficit permanente de energía y potencia en el sistema eléctrico nacional.

¹⁰⁹ Ley Orgánica de Sistema y Servicio Eléctrico , Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.573 del 14 de diciembre de 2010

¹¹⁰ Resolución 076 Gaceta Oficial N° 39.694 del 13 de junio de 2011

¹¹¹ Resolución 035 Gaceta Oficial N° 40.236 del 26 de agosto de 2013

¹¹² Las instalaciones de autogeneración de las instituciones del Sector Privado deberán ponerse en funcionamiento en los horarios de mayor demanda del Sistema Eléctrico Nacional, que se comprende entre 11:00 y 16:00 y entre 18:00 y 22:00 horas

¹¹³ Se obliga a que instalaciones de cargas concentradas superiores a 100 kVA deberán instalar capacidad de autogeneración antes del 31 de diciembre de 2011

¹¹⁴ Ley Orgánica de Sistema y Servicio Eléctrico , Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.573 del 14 de diciembre de 2010

¹¹⁵ Ley Orgánica de Sistema y Servicio Eléctrico , Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.573 del 14 de diciembre de 2010

226. Adicionalmente, dichas medidas son contradictorias y antieconómicas con respecto al plan de desarrollo del sistema eléctrico nacional (LOSSE, Art. 21):
- Promueven la instalación en todos los grandes usuarios de una capacidad de generación con todas sus facilidades (subestación, tanques de almacenamiento de combustible, etc.) que permanecerá permanentemente ociosa por cuanto su operación no obedece a los criterios productivos de los usuarios (eficiencia, confiabilidad, etc.) sino a la necesidad gubernamental de preservar el consumo residencial en desmedro del consumo de los sectores productivos en condiciones de déficit.
 - Matriz de generación de energía eléctrica ineficiente al incentivar la utilización de grandes cantidades de combustibles líquidos en generación de pequeña escala. El costo de producción global del sistema de generación hidro-térmico (gas natural) es sensiblemente menor al costo de producción a base de combustibles líquidos. Al estar dichos combustibles líquidos altamente subsidiados por el estado, estos representan una pérdida importante para las refinerías. La utilización de líquidos para la generación de energía eléctrica debería estar reservado a condiciones de respaldo (backup).
 - Representan un problema ambiental (gases tóxicos) y de seguridad (transporte de combustibles líquidos) para las poblaciones donde se encuentran emplazados los usuarios comerciales y residenciales.

Medidas de Ahorro Energético, Uso Racional y Eficiente de la Energía

227. La LOSSE en su artículo 18 define Uso Racional y Eficiente de la Energía Eléctrica (UREE) así:

Uso eficiente de la energía: Para la operadora y prestadora del servicio es el aprovechamiento máximo del potencial de cada unidad de energía primaria en la producción de energía eléctrica. Para los usuarios consiste en sacar el mayor provecho posible a cada unidad de energía recibida, mediante el uso de equipos tecnológicos y hábitos de consumo adecuados, utilizando menos cantidad de electricidad para la satisfacción de sus necesidades.

Uso racional de la energía: Es el uso consciente de la energía utilizando sólo la necesaria para la satisfacción de las necesidades de cada usuario o usuaria, lo que contribuye con el mejor aprovechamiento de los recursos energéticos.

228. Los niveles óptimos de eficiencia y racionalidad en el uso de la energía se determinan sobre la base de maximización de los beneficios económicos de la sociedad como conjunto: máximo bienestar social equivalente al mínimo costo social. En tal sentido, una reducción compulsiva del consumo, mediante la coacción, amenaza de suspensión del servicio y la imposición de multas desproporcionadas no necesariamente conllevan que el nivel de consumo se corresponda al de máxima productividad o aprovechamiento.
229. Las providencias administrativas que se aplican para lograr la reducción coercitiva del consumo eléctrico, acción encubierta bajo el eufemismo de *ahorro energético* no derivan en la eficiencia del sistema

como conjunto, sino únicamente para lograr un equilibrio subóptimo entre oferta y demanda con severas restricciones de capacidad en el sistema de generación y transporte de electricidad. Es menester, recalcar aquí que los niveles de intensidad energética globales de Venezuela se encuentran extrapolados por las ineficiencias de los sectores público e industria manejados por el gobierno. Un ejemplo de ineficiencia que afecta los indicadores globales lo constituyen las empresas básicas de Guayana cuyo alto consumo no se corresponde con su productividad. En tal sentido, la reducción compulsiva del consumo a nivel residencial, comercial e industrial privado produce una mejora en los indicadores energéticos globales. Por lo contrario, las restricciones de energía eléctrica en las empresas han contribuido a una caída significativa de la productividad en los últimos tres años.

230. En el marco de la emergencia eléctrica de 2010, el gobierno mediante la resolución 009 del MPPEE¹¹⁶ reguló la reducción *obligatoria* del consumo de energía eléctrica de aquellos usuarios sujetos a las tarifas de servicios generales residenciales cuya demanda asignada excediera los 25 kVA, en un veinte por ciento (20%). En cuanto a las personas jurídicas del sector privado, las resoluciones N° 076¹¹⁷ de 2011 y 035¹¹⁸ de 2013 indicaban que aquellos usuarios cuya demanda asignada fuera mayor a 1MVA, deberían realizar acciones para mantener una reducción de al menos un diez por ciento (10%) de su consumo mensual con respecto al año 2009. Aquellos que no cumplieran dichos lineamientos estarían sujetos al pago de multas o a la suspensión del servicio.
231. La aplicación de dichos lineamientos energéticos entre 2010 y 2016, utilizando como año base de referencia el año 2009 constituye un completo despropósito, por cuanto no permite de forma alguna la expansión de la capacidad productiva de las empresas. Es un sinsentido esperar que las empresas crecieran y aumentasen sus volúmenes de producción manteniendo el consumo eléctrico estancado en 90% de lo consumido en 2009 debido al cumplimiento de una providencia administrativa.
232. Otro aspecto que conviene resaltar es el referido a las limitaciones a la colocación de avisos luminosos en las grandes ciudades (Resolución 73). La consecuencia inmediata fue que para ahorrar (racionar) una muy pequeña cantidad de energía, las principales ciudades terminaron sumergidas en la mas absoluta oscuridad (por cuanto el alumbrado público también fue descuidado) y a merced de la delincuencia. En consecuencia, la vida económica y comercial de las ciudades se ha desvanecido con la puesta del sol, contribuyendo esta inactividad en alguna medida al desplome de los indicadores económicos del país.

Resultados de las Medidas de racionamiento en el primer semestre de 2016

233. En primer semestre de 2016 (verano) el Ejecutivo Nacional aplicó restricciones especiales para disminuir compulsivamente el consumo energético de tipo eléctrico. La severidad de la situación se constata a

¹¹⁶ La Resolución N° 009 entró en vigencia a partir de su publicación en Gaceta Oficial N° 39.366 de fecha 11 de febrero de 2010

¹¹⁷ Resolución 076 Gaceta Oficial N° 39.694 del 13 de junio de 2011

¹¹⁸ Resolución 035 Gaceta Oficial N° 40.236 del 26 de agosto de 2013

partir de una serie de acciones extremas e inéditas, como lo han sido el racionamiento compulsivo de hasta ocho horas diarias de electricidad a nivel nacional, la suspensión de actividades en escuelas y liceos, la paralización total de las empresas básicas de Guayana, la limitación en el horario de funcionamiento del sector comercial y la inoperatividad de la Administración Pública que llegó a laborar sólo diez horas por semana. En la Tabla 6-4 se muestra el consumo eléctrico nacional en las primeras 20 semanas de los años 2011-2016. Puede observarse que la reducción del consumo entre 2015 y 2016 no superó el 6%, aproximadamente unos 3000GWh. Debe tenerse en cuenta, que no solo la aplicación del plan de racionamiento especial explica la caída del consumo de electricidad. La recesión económica actual se manifiesta con una caída generalizada de las actividades productivas y del consumo de la energía en general (electricidad, gas, gasolina, diesel, etc.).

234. En tal sentido, puede indicarse que los efectos del plan de racionamiento especial fueron limitados desde el punto de vista técnico pero importantes desde el punto de vista económico al profundizar la recesión en los sectores objeto de restricciones energéticas.

Consumo Nacional Eléctrico en GWh Semana 1 a Semana 20					
2011	2012	2013	2014	2015	2016
46,208	47,626	51,717	50,302	49,109	46,179

Tabla 6-4 – Consumo de Energía Eléctrica Nacional, primeras 20 semanas

235. En cuanto a las empresas básicas de Guayana las reducciones en el consumo durante el verano de 2016 no fueron significativas, apenas 397GWh, por cuanto dichas empresas ya se encontraban con un muy bajo consumo de energía eléctrica. En la Tabla 6-5 se muestra el consumo eléctrico de Sidor, Alcasa y Venalum en las primeras 20 semanas de los años 2011-2016.

Consumo Eléctrico en GWh (Sidor, Alcasa, Venalum) Semana 1 a Semana 20					
2011	2012	2013	2014	2015	2016
4,117	3,181	2,713	2,069	1,862	1,465

Tabla 6-5 – Consumo de Energía Eléctrica Sidor, Alcasa y Venalum, primeras 20 semanas

236. El consumo de conjunto de Sidor, Alcasa y Venalum de 2016 respecto a 2015 decreció en 20%. Es importante resaltar, que la condición de racionamiento y/o inoperatividad en estas empresas es permanente desde 2010. Situación que se ha venido agudizando en los últimos años al pasar el consumo eléctrico de 4117GWh en 2011 a 1465 en 2016 (-64.4%).
237. En cuanto a las limitaciones a la actividad comercial y gubernamental en las grandes ciudades durante el verano de 2016, las medidas tomadas constituyeron un fracaso ya que la reducción obtenida fue muy pequeña, lo que contrasta con las grandes pérdidas económicas producidas. Por ejemplo, la Tabla 6-6 muestra el consumo eléctrico de la ciudad de Caracas (Región Capital) en los primeras 20 semanas de los años 2011-2016.

Consumo Eléctrico en GWh (Región Capital)					
Semana 1 a Semana 20					
2011	2012	2013	2014	2015	2016
4,935	5,133	5,506	5,422	5,295	4,946

Tabla 6-6 – Consumo de Energía Eléctrica Región Capital, primeras 20 semanas

238. A pesar de la aplicación de las resoluciones disminución obligatoria del 10% del consumo respecto a los valores de 2009 (resolución 076), autogeneración de centros comerciales (resolución 035), limitaciones de los horarios de funcionamiento del sector comercio, paralización casi total de las escuelas y de las oficinas públicas apenas se logró una reducción efectiva del consumo de 6.5% (349GWh) en la región capital en las primeras 20 semanas, uno de los principales centros de consumo del país.

Impacto económico del racionamiento de energía

239. El déficit crónico del SEN posee un impacto importante sobre la productividad nacional. La participación del sector industrial y comercial ha venido perdiendo importancia en el balance eléctrico, al mismo tiempo que el sector residencial y las pérdidas han aumentado ostensiblemente. Por ejemplo, el consumo de la región Guayana ha caído estrepitosamente al pasar de 3400MW en 2009 a 1600MW en 2014, niveles similares a 1980.

240. De acuerdo con algunos analistas la restricción total de energía entre 2010 y 2015 se encuentra en el orden de 60TWh, debido fundamentalmente a la desincorporación de las empresas básicas de Guayana¹¹⁹. Según CEDICE¹²⁰, la energía no servida en Guayana entre 2008 y 2014 fue de 17TWh con impacto económico total de 49000MMUS\$. El impacto medio en el PIB es del orden de 2% asumiendo un costo de la energía no servida de 2.8US\$/kWh. Sin embargo, dicho valor debe tomarse con reserva ya que el aporte al PIB de las empresas básicas a plena capacidad es limitado debido a que su intensidad energética eléctrica alta (mucho consumo eléctrico y baja productividad).

MPPEE ni regula ni fiscaliza el sector eléctrico

241. El Ministerio de Poder Popular para la Energía Eléctrica (MPPEE), fue creado el 21 de Octubre de 2009¹²¹ como nuevo órgano rector del sector eléctrico nacional, en sustitución del ministerio de Energía y Petróleo quién venía ejerciendo históricamente dicho rol. La motivación esgrimida para la creación de un nuevo ministerio fue la siguiente:

“Que en la profundización en la construcción del socialismo se hace indispensable la creación de un órgano ministerial cuyas competencias estén orientadas a la optimización en la eficacia del servicio de energía eléctrica (...) así como la rectoría en materia de incentivos de políticas de energía eléctrica.”

¹¹⁹ Jose Aguilar en declaraciones a La Verdad. Disponible en: <http://www.laverdad.com/economia/73903-jesse-chacon-es-el-ministro-con-mas-rationamientos.html>

¹²⁰ El Gasto Publico en el Sector Eléctrico Venezolano 1999 – 2013, Publicado por el Observatorio de Gasto Público de CEDICE, Agosto de 2013. Disponible en <http://cedice.org.ve/observatoriogastopublico/wp-content/uploads/2015/10/GASTO-P%C3%9ABLICO-EN-EL-SECTOR-ELECTRICO.pdf>

¹²¹ Decreto N°. 6.991, Gaceta Oficial N°. 39.294 del 28 6991de Octubre de 2009. El Art. 3 del Decreto 6991 eliminó las atribuciones del Ministerio de Energía y Petróleo en electricidad.

242. Los objetivos a cumplir trazados para el nuevo ministerio son:
- Lograr la eficacia y eficiencia del Sistema Eléctrico Nacional.
 - Reestructurar la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) creada en 2007.
243. Las competencias establecidas para el nuevo ministerio en el decreto de creación y posteriormente en la Ley Orgánica del Servicio y Sistema Eléctrico (LOSSE)¹²² Art. 27 se enumeran a continuación:
- Regulación, formulación y seguimiento de políticas públicas
 - Estudio de mercado y fijación de precios del servicio de electricidad. Fiscalizar el ejercicio económico y la ejecución presupuestaria del operador y prestador del servicio, haciendo seguimiento y control a sus planes de inversión.
 - Formular el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional y velar por su ejecución.
 - Formular el plan de previsión de contingencias y dirigir su aplicación.
 - Promover el aprovechamiento de fuentes alternativas de energía.
 - Prevención de la contaminación del medio ambiente.
 - Impulsar el uso racional y eficiente de la energía eléctrica.
 - Dictar las normas de calidad que regirán las actividades del Sistema Eléctrico Nacional para la prestación del servicio y las normas para su fiscalización. Dar respuesta oportuna y adecuada a los reclamos de los usuarios.
 - Propiciar la participación de los trabajadores y trabajadoras del operador y prestador del servicio, para la formulación de las políticas y planes del sector eléctrico. Incentivar la organización de los usuarios, capacitarlos y asistirlos a los fines de otorgar la habilitación administrativa para ejercer las funciones inherentes a la prestación del servicio eléctrico.
 - Crear y mantener un sistema de información del sector eléctrico, que permita establecer los registros necesarios de las actividades del Sistema Eléctrico Nacional. Informar oportunamente a los usuarios y a las organizaciones del Poder Popular, sobre el desarrollo de las actividades del Sistema Eléctrico Nacional para la prestación del servicio y elaborar publicaciones periódicas del sector.
244. Entre 2009 y 2016 han pasado por el MPPEE un total de cinco ministros: Ángel Rodríguez, Alí Rodríguez, Héctor Navarro, Jesse Chacón y Motta Domínguez. De acuerdo con las obligaciones legales anteriormente enumeradas y los resultados públicos y notorios de la gestión, se observan importantes incumplimientos que deben ser asumidos por los responsables del ministerio, a saber:

¿Mejóro la eficiencia y la calidad del sector eléctrico con la reorganización del sector?

¹²² Ley Orgánica de Sistema y Servicio Eléctrico, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.573 del 14 de diciembre de 2010

245. En cuanto a la gestión técnica del Sistema Eléctrico Nacional, para el momento en que promulga la ley de reordenación del sector eléctrico con la creación de CORPOELEC- en 2007 y la creación el ministerio en 2009, las pérdidas de energía totales del sistema se encontraban en 27% y 30%, respectivamente. Es decir sólo 80.7 TWh de los 116.7TWh producidos en 2009 se facturaron. Esta diferencia (35.7TWh) corresponde básicamente las pérdidas técnicas del sistema y a las pérdidas debido al hurto de energía (conexiones ilegales) y a fallas administrativas (falta de contadores, errores en la estimación de la demanda). A finales de 2013, el nivel de pérdidas totales de energía **aumentó a 35%** (45.9TWh), es decir sólo 86.3 TWh de los 131.6 TWh producidos en 2013 se facturaron. Un aumento de las pérdidas de 35.7 a 45.9TWh en apenas 4 años (28%) revela que desde la creación del MPPEE **empeoraron** los indicadores de eficiencia del SEN. Debe tenerse en cuenta que tal magnitud de pérdidas de energía es similar al esfuerzo realizado por la totalidad de la generación térmica disponible o de la central de Guri en atender el consumo nacional.
246. Los indicadores de calidad y cobertura también se han deteriorado significativamente a partir de la reorganización realizada en 2007. Los racionamientos como se ha indicado en este informe se han convertido en práctica habitual en todas las regiones del interior del país, y en algunas zonas como Guayana el consumo de energía retrocedió a niveles que no se observaban desde 1980. La frecuencia de fallas y el tiempo requerido para recuperar el servicio también se han deteriorado drásticamente por la falta de inversión en la red eléctrica en nuevos equipos que reemplacen los equipos obsoletos así como la falta de mantenimiento.

El MPPEE y Corpoelec desconocen el balance energético del sector eléctrico

247. Los indicadores energéticos que debe suministrar Corpoelec al MPPEE para ser incluidos en sus Anuarios Estadísticos son poco confiables. Corpoelec no dispone de un balance energético detallado que permita determinar la eficiencia de los procesos de generación, transmisión, distribución y comercialización por separado. Por ejemplo, el MPPEE no reporta las pérdidas técnicas detalladas del SEN sencillamente por que Corpoelec no dispone de dicha información.

Estructura Organizacional de Corpoelec.

248. La Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) fue creada mediante la Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico en 2007¹²³. La creación de esta nueva empresa fue prevista en dos etapas: una primera (2007-2012) donde todas las empresas involucradas en la prestación del servicio en Venezuela se convirtieron en filiales de CORPOELEC, y una segunda etapa (2012-presente) en que dichas empresas se fusionaron en una única entidad. La puesta en funcionamiento de CORPOELEC no ha estado exenta de divergencias en cuanto a la visión y la operación de procesos medulares y de apoyo organizacional. CORPELEC es producto de la unificación de catorce empresas que operaban de manera independiente, en diferentes ámbitos de acción y con

¹²³ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No 38.736. Julio de 2007. Decreto N° 5.330, con Rango, Valor y Fuerza de Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico (LORSE).

distintas filosofías empresariales. La empresa fue intervenida en mayo de 2013 por el MPPEE por una junta presidida por el ministro Jesse Chacón¹²⁴. La intervención cesó el 8 de abril de 2014¹²⁵. A finales de 2014 se planteó la necesidad de establecer un modelo de funcionamiento que promueva la gobernabilidad de la empresa en pro de la consecución de los objetivos estratégicos de la Corporación¹²⁶. Uno de los aspectos contemplados fue la revisión e implantación de la estructura organizativa de CORPOELEC cuyo plan de trabajo fue aprobado en febrero de 2014, actualmente esta estructura se encuentra en proceso de ajuste y revisión. Con la entrada del ministro Motta Domínguez se nombra una nueva junta directiva el 26 de agosto de 2015¹²⁷. Por lo tanto puede indicarse que desde su fundación en 2007, Corpoelec no ha tenido una estructura estable. En la Figura 6-7 se muestra la estructura de la empresa en agosto de 2014. En el **Anexo 6-15** se incluye la estructura detallada de la empresa de acuerdo a un proyecto realizado por el PNUD en 2014.

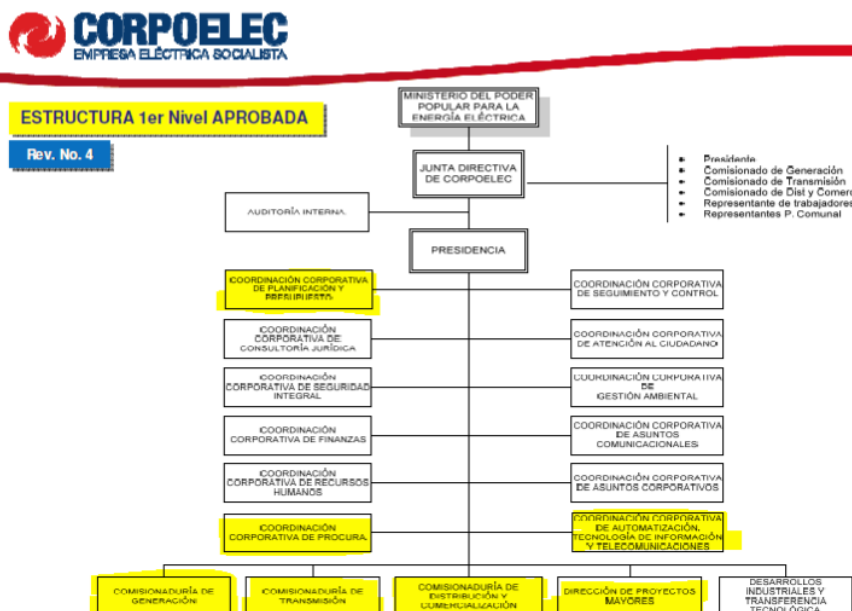


Figura 6-7 - Estructura de Corpoelec aprobada en agosto de 2014¹²⁸

249. Cada una de las áreas medulares (generación, transmisión y distribución) posee un gerente general (anteriormente denominado comisionado). La estructura de la gerencia de distribución consta de veinticuatro sub-gerencias (anteriormente denominados sub-comisionado), una gerencia de distribución/comercialización por estado. En la Figura 6-8 se observa la estructura de la gerencia de distribución/comercialización.

250. El 17 de febrero de 2012, el auditor interno de Corpoelec envía una comunicación a la Presidencia de Corpoelec (PC-CAI-O-002-2012, **Anexo 6-**

¹²⁴ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 40.168. 16 de mayo 2013.

¹²⁵ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 40.389. 8 de abril 2014.

¹²⁶ Establecidos en el Art 2. de la LORSE: "Se crea la sociedad anónima Corporación Eléctrica Nacional S.A., adscrita al Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo, como una empresa operadora estatal encargada de la realización de las actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de potencia y energía eléctrica."

¹²⁷ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 40.732. 26 de agosto 2015.

¹²⁸ Disponible en

<https://info.undp.org/docs/pdc/Documents/VEN/CI%202013%20MPPEE%202014%20Diagn%C3%B3stico%20inicial%20FINAL.pdf>

16) haciendo un análisis acerca del desempeño del sistema de control interno y la estructura organizacional de la Corporación. A pesar que la Corporación tenía cinco años en funcionamiento, el auditor da cuenta de las siguientes debilidades: La Corporación Eléctrica Nacional

- No posee Código de ética y Conducta.
- No cuenta con un plan estratégico¹²⁹.
- No dispone de plan operativo anual.
- No dispone de reglamento interno que defina la estructura, organización y funcionamiento de la empresa.
- No cuenta con manual de organización en el que se definan los niveles de adscripción, líneas de mando, jerarquía, autoridad y responsabilidad.
- Carece de un manual descriptivo de cargos.
- No posee mapa de procesos para la ejecución de cada una de las actividades medulares.
- No se han dictado políticas para gestionar el recurso humano.
- No dispone de un plan de capacitación.
- No dispone de Manuales de Normas y Procedimientos.
- No dispone de un sistema integrado de indicadores asociados a los distintos procesos.
- No dispone de políticas para el manejo y la seguridad de la información.
- No dispone de un plan estratégico comunicacional.
- No dispone de mecanismos de autoevaluación.
- No dispone de instrumentos para la gestión de proyectos.

251. En 2009 el MPPEE inicia un proceso de fortalecimiento de Corpoelec mediante un apoyo de 200MMUS\$ del Banco Interamericano de Desarrollo (BID)¹³⁰ que debió culminar en diciembre 2014. No se conocen los resultados de dicho proyecto. PNUD y CAF también ejecuto algunos proyectos de fortalecimiento institucional a través del MPPEE¹³¹. Sin embargo, debe indicarse que debido a la confusión de roles existente, las decisiones empresariales (técnicas y financieras) que debe tomar la junta directiva de Corpoelec se encuentran solapadas por la existencia del Viceministerio de Inversiones Finanzas y Alianzas Estratégicas quien asume competencias de operador y no de ente rector.

El MPPEE no cumple cabalmente funciones de regulación y fiscalización.

252. Se observa una fusión de roles de política, regulación, fiscalización y operación del sector. La designación de una misma persona para los cargos de ministro/viceministro (reguladores) y presidente/vicepresidente de la empresa operadora (regulado) desvirtúa la acción del viceministerio de Servicio Eléctrico y las direcciones encargadas de realizar las actividades

¹²⁹ Corpoelec no cuenta con un plan estratégico. Sin embargo, el MPPEE si cuenta con un plan estratégico 2013-2019 vinculado a los lineamientos del plan de la patria. Disponible en <http://mppee.gob.ve/planes/>

¹³⁰ <http://www.mefbp.gob.ve/images/pdf/Fichas/fortalecimiento-corpoelec.pdf>

¹³¹ <http://www.ve.undp.org/content/venezuela/es/home/presscenter/articles/2015/08/19/pnud-en-venezuela-presenta-proyecto-de-apoyo-a-la-gesti-n-financiera-del-mppee-ante-nuevas-autoridades.html>. Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), CI/013/MPPEE/2014 Metodología V.5.1, Diagnóstico de métodos y procesos, a partir del intercambio de experiencias exitosas para el fortalecimiento de la unidad de estimación de costos. Disponible en: <https://info.undp.org/docs/pdc/Documents/VEN/CI%20013%20MPPEE%202014%20Metodolog%C3%ADa%20CORPOELEC%20v5%201.pdf>

de regulación y fiscalización. El MPPEE posee una estructura disfuncional donde varios viceministerios y direcciones se solapan en competencias regulatorias. Por ejemplo, la definición del pliego tarifario y la retribución de las inversiones del operador se diluye entre la dirección estudios eléctricos (dependiente del viceministerio de servicio eléctrico) y un Viceministerio de Finanzas, Inversiones y Alianzas Estratégicas.

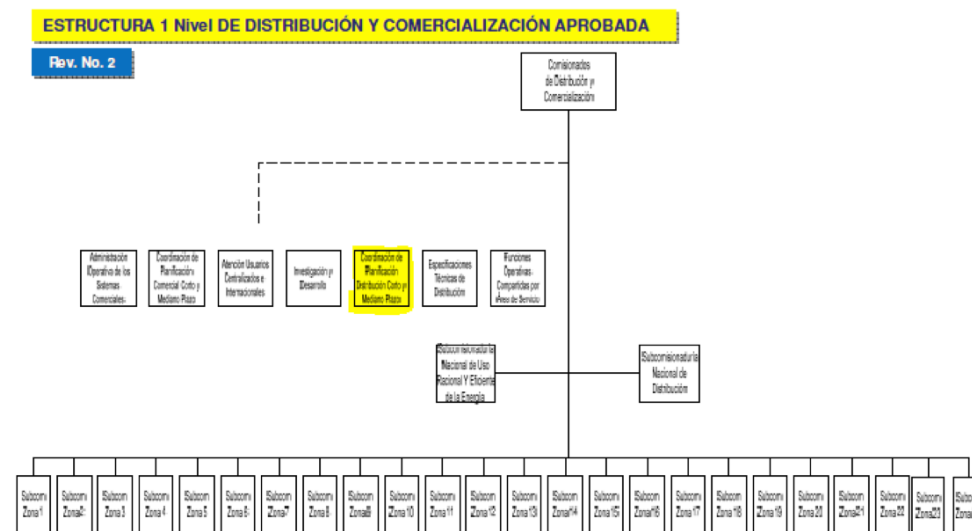


Figura 6-8 - Estructura de la Gerencia de Distribución/Comercialización de Corpoelec

MPPEE inviabiliza comercial y financieramente a Corpoelec.

253. El MPPEE al no realizar los estudios de mercado que le competen y hacer los ajustes tarifarios correspondientes ha provocado la insolvencia económica del operador. El congelamiento de las tarifas por consideraciones políticas populistas, para subsidiar en la práctica el 80% del costo del servicio, hace que Corpoelec sea inviable y dependiente de los créditos adicionales parciales que apruebe la Asamblea Nacional y así para poder cubrir los crecientes déficits operacionales en moneda local. Adicionalmente, los requerimientos de capital en divisas para la adecuación y expansión del sistema quedan supeditados al aporte de fondos parafiscales como el Fonden, Fondo Chino, etc., los cuales se encuentran ya exhaustos o comprometidos.
254. En consecuencia, el subsidio del servicio eléctrico se realiza a través de la recapitalización de Corpoelec a través de asignaciones del Ejecutivo Nacional (via MPPEE) y no a través el Fondo de Subsidios establecidos, lo que implica un fraude a la Ley Orgánica de Servicio y Sistema Eléctrico.
255. La inexistencia de un flujo de caja que permita remunerar adecuadamente a los trabajadores y realizar las labores operativas habituales (mantenimiento, cobranza) ha provocado la salida de la empresa de personal calificado que ha requerido años de formación y el abandono por falta de mantenimiento de la flota vehicular y de los activos en todos los procesos medulares de la empresa.
256. El ejercicio simultáneo de cargos directivos en CORPOELEC y el MPPEE por parte de la misma persona ocasiona severos conflictos de

interés que promueven la corrupción, afectan el modelo de negocio e inviabilizan el ejercicio empresarial de la operadora. La falta de flujo de caja de Corpoelec ha llevado al MPPEE a financiar actividades de mantenimiento, ingeniería y formación que deben ser responsabilidad de la operadora. Al ser CORPOELEC un ente adscrito al MPPEE, no se posee la independencia gerencial suficiente para llevar adelante un modelo empresarial sostenible sin acudir al auxilio del estado.

El MPPEE no ha velado por el cumplimiento del PDSEN.

257. El MPPEE ha cumplido parcialmente con la elaboración de los planes de desarrollo (PDSEN). Sin embargo, el MPPEE ha fallado en su responsabilidad de velar cumplimiento y ejecución cabal de dichos planes adecuadamente. El hecho que se hayan gastado 42000MMUS\$ en expansión de generación y transmisión entre 2004 y 2015, cuando el PDSEN 2005-2024 indicó que dicho costo debería ser de 15000MMUS\$, constituye un desfaldo a la nación que debe ser asumida por los exministros Rodríguez, Navarro, Chacón y Domínguez como responsables de fiscalizar el uso de los recursos públicos. La inacción regulatoria, al ser estos responsables juez y parte interesada, fiscalizadores y contratantes de obras con sobreprecio debe ser investigada a profundidad.

El MPPEE ha sido negligente al no tener un plan de previsión de contingencias.

258. La crisis de 2016, como se ha documentado en este informe, era previsible por cuanto, a sabiendas que el Fenómeno de El Niño es cíclico y previsible, el MPPEE no previó ningún plan de contingencia para reforzar la generación térmica requerida para no afectar la demanda. En febrero de 2016, la Asamblea Nacional exhorto al ministro informar acerca de dicho plan, solicitud que no fue contestada.

El MPPEE no ha incentivado la incorporación de energías alternativas.

259. Los precios de la energía primaria y secundaria impuestos por el MPPEE y el MENPET, al ser altamente subsidiados, inviabilizan cualquier proyecto de energías alternativas a menos que se justifique a partir del costo de oportunidad de los combustibles potenciales que se podrían liberar al mercado internacional. Como estos posibles beneficios lo obtendría PDVSA y no la empresa de servicio Corpoelec, cualquier proyecto basado energías alternativas es inviable y condenado al fracaso. Las iniciativas de energía eólica de Paraguaná y La Goajira, no han producido la energía que corresponde a la calidad de los vientos ante la imposibilidad de realizar los mantenimientos correspondientes. Adicionalmente, la LOSSE¹³² prohíbe que cualquier empresa privada incursione en el mercado de generación (incluido la generación alternativa) por lo que dichas iniciativas solo están reservadas al estado venezolano.

MPPEE descuida el ambiente.

¹³² Ley Orgánica de Sistema y Servicio Eléctrico, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.573 del 14 de diciembre de 2010

260. Ante el déficit de gas natural para las plantas térmicas, se ha decidido utilizar diesel como energía de sustitución. Existen también 1300MW en generación distribuida (motores) cuyo único combustible es diesel. Adicionalmente, el MPPEE ha obligado a las cargas concentradas a generar localmente con motores a diesel. La utilización masiva del diesel para generación en régimen permanente (y no eventualmente como respaldo ante falla en el suministro) conlleva un importante problema de emisiones de gases tóxicos y contaminación sonora que afecta la sociedad. La mala calidad del diesel, no apropiado para la generación en muchos tipos de centrales, ha provocado el deterioro de los activos y la emisión de partículas. La utilización de motores para la generación eléctrica ha requerido una logística para la sustitución de los aceites dieléctricos que muchas veces son depositados de forma inapropiada.
261. En cuanto a la política de mitigación de emisiones de CO₂, existe una completa descoordinación entre el MPPEE y el Ministerio de Ecosocialismo, por cuanto en la conferencia COP21 de noviembre de 2015, Venezuela presentó un compromiso de reducción de emisiones en 20% para 2030 sin especificar como el sector energético eléctrico debería contribuir para el logro de dicha meta.

MPPEE promueve el uso racional y eficiente de una energía eléctrica casi gratuita.

262. La promoción del uso racional y eficiente de la energía se ha realizado a través de costosas campañas publicitarias que apelan a la concientización en el uso de un recurso (casi) gratuito. Sin embargo, estos subsidios generalizados impiden que la población valore positivamente (económicamente) la adquisición de equipos eficientes y mucho menos se aplique alguna racionalidad en el uso. En tal sentido, que los esfuerzos realizados en este ámbito se circunscriben en realizar donaciones o intercambios de equipos ineficientes por otros más eficientes. No obstante, al observar los sobrepuestos registrados en la adquisición de los bombillos ahorradores de muy corta vida útil, resulta evidente que si esas inversiones se hubiesen realizado en generación eficiente de larga vida útil (ciclo combinado) los beneficios para la sociedad hubiesen sido mayores.

El MPPEE no hace cumplir los reglamentos vigentes de Calidad.

263. El servicio eléctrico esta sujeto a interrupciones de carácter fortuito¹³³ (fallas), que deben ser localizadas y reparadas en tiempo perentorio. Estas interrupciones no deben confundirse con los racionamientos (con o sin notificación) debido a la incapacidad del operador de satisfacer la demanda en un momento dado. Tampoco las fallas recurrentes deben asociarse directamente al sabotaje. Las acciones humanas para interrumpir el sistema eléctrico intencionalmente son generalmente simultaneas y localizadas en varios puntos críticos que deben estar resguardados. El éxito de tales acciones dependerá de la

¹³³ Las fallas del sistema pueden ocurrir por la acción del hombre (accidental), de animales y actividades atmosféricas (descargas). En cuanto a estas últimas, los sistemas eléctricos deben ser protegidos con parrayos y cables de guarda, por lo que la salida de un sistema eléctrico por la caída de un rayo tiene una baja probabilidad siempre y cuando esté bien mantenido.

redundancia del sistema en mantener el servicio ante la salida de operación de uno o varios elementos.

264. Debido a la falta de mantenimiento, la desprofesionalización y la falta de medios (vehículos, repuestos, herramientas) cada vez resulta más difícil localizar y reparar las fallas en los equipos de generación, transmisión y distribución. Los reglamentos de servicio¹³⁴ y calidad¹³⁵ vigentes prevén severas sanciones económicas a la empresa de servicio cuando los parámetros de calidad y servicio exceden un umbral regulatorio. Adicionalmente, el costo de la energía no servida debe ser resarcida a los usuarios y en caso que las fallas provoquen daños a los equipos del usuario, la empresa operadora está obligada a indemnizar dichos daños. El MPPEE ha sido ineficaz en hacer cumplir la reglamentación vigente.

Participación de los trabajadores y el llamado poder popular en el sector eléctrico.

265. El sector eléctrico moderno está altamente tecnificado. El MPPEE y Corpoelec requiere de recursos humanos competentes y con comprobadas calificaciones y credenciales. Para ello es fundamental que las universidades formen profesionales y técnicos de calidad, y que la empresa utilice indicadores de gestión que permitan valorar el desempeño y el mérito de los trabajadores para promocionarlos y que vayan tomando responsabilidades de mayor envergadura. El principal valor de la empresa está en su recurso humano. En Corpoelec y el MPPEE ha sucedido todo lo contrario. Existe una premisa falsa que por ser “trabajador socialista comprometido con el partido de gobierno” ya se tienen las competencias suficientes para realizar gestiones técnicas especializadas.
266. Existe la creencia en el gobierno, y en particular en el MPPEE que cualquier miembro de la comunidad puede ser adiestrado en muy poco tiempo para realizar actividades de carácter profesional y técnico que compete a la operadora de servicio eléctrico. Esto ha causado que el llamado poder popular acometa la ejecución de obras de electrificación sin la planificación requerida y sin atender debidamente las normas técnicas de calidad y seguridad de la operadora. Por esta razón, los accidentes y fallecimientos por intervención de redes de distribución han aumentado significativamente, no para sabotear al Sistema Eléctrico Nacional como quieren hacer ver los responsables del MPPEE, sino que algunos de los que recibieron dicha instrucción básica se sintieron con la capacidad de realizar conexiones a la red o manipular equipamiento eléctrico con consecuencias que pueden ser fatales.

Clientelismo político en el MPPEE

267. El clientelismo político ha minado la nómina del MPPEE. El personal de la dirección general del ministerio competente en electricidad en 1999 paso de una centena de trabajadores en 1999 a más de 1000 trabajadores en el MPPEE. Existen además fundaciones adscritas al MPPEE sin misión

¹³⁴ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 37.320. 18 de Noviembre 2003. Resolución 308 del Ministerio de Energía y Minas. “Reglamento de Servicio Eléctrico”

¹³⁵ Gaceta Oficial No. 5.730 (Extraordinario) del 13 de Septiembre de 2004, Resolución 205 del Ministerio de Energía y Minas. “Normas de Calidad del Servicio de Distribución de Electricidad”

clara como Fundelec que poseen una nómina de 500 trabajadores que ni cumplen competencias ministeriales ni cumplen obligaciones como operadores. Adicionalmente, la participación de miembros activos de la Fuerza Armada Nacional en cargos de dirección técnica ha contribuido a la ingobernabilidad del sector y al deterioro del clima laboral. Las relaciones laborales se encuentran supeditadas a la subordinación y el control político de los gerentes medios, que actúan como comisarios políticos de las distintas tendencias que existen en el partido de gobierno.

268. Mención especial tiene la imposición por parte del convenio Cuba-Venezuela de más de 3000 profesionales cubanos, muy bien pagados en divisas, con poca experiencia en sistemas eléctricos de gran escala como el venezolano y que desplazaron en buena medida a los profesionales venezolanos que se formaron por muchos años en áreas muy especializadas.

MPPEE no es transparente.

269. Al Corpoelec no disponer de un sistema de recolección de información robusto, ni de indicadores de gestión, los anuarios estadísticos del MPPEE que reflejan el desempeño de la operadora presentan resultados globales incompletos, contradictorios y poco confiables. La no existencia de indicadores confiables en Corpoelec se inhibe la rendición de cuentas y la valoración de las tomas de decisión de carácter gerencial. El MPPEE ha tratado a través de la plataforma SUCRE¹³⁶ desarrollada por Fundelec dar respuesta a este requerimiento. Sin embargo, Fundelec no tiene acceso a las fuentes de información, ni mucho menos a los sistemas electrónicos que recolectan los datos, lo que hace que el sistema SUCRE sea inefectivo y poco confiable.
270. El MPPEE no ha informado oportunamente acerca de la situación del Sistema Eléctrico contraviniendo la LOSSE¹³⁷. Desde el 10 de noviembre de 2010 el MPPEE eliminó la página web del Centro Nacional de Despacho y ha prohibido la publicación y divulgación de los informes anuales, semanales, mensuales y anuales de la institución. La motivación de dicha decisión está en el ocultamiento del deterioro progresivo de los indicadores y tratar de cambiar la matriz de opinión pública a través de propaganda y el engaño. Por ejemplo, la utilización del Fenómeno del Niño en época de lluvias para justificar los racionamientos por restricciones de transmisión.
271. Los balances energéticos se publican hasta con tres años de retraso (anuarios estadísticos del MPPEE) presentan cifras inexactas y de dudosa credibilidad. La memorias y cuentas del MPPEE presentan información fragmentada y con poca transparencia.
272. De acuerdo con Transparencia Venezuela (**Anexo 6-17**), los análisis realizados a la Memoria y Cuenta del Ministerio de Energía Eléctrica 2015, “demuestran importantes deficiencias en el cumplimiento de las metas fijadas por los entes adscritos al MPPEE, Se observaron irregularidades como proyectos con adelantos financieros pero sin avance físico,

¹³⁶ Sistema Uniforme para el Control y Regulación de la Electricidad, Gaceta Oficial No. 40.093 del 22 de enero de 2013

¹³⁷ Art. 27, Num. 33 Informar oportunamente a los usuarios y a las organizaciones del Poder Popular, sobre el desarrollo de las actividades del Sistema Eléctrico Nacional para la prestación del servicio y elaborar publicaciones periódicas del sector.” Ley Orgánica de Sistema y Servicio Eléctrico, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.363

inconsistencia en el número de proyectos presupuestados, falta de rendición de cuentas, aportes financieros de otros entes a proyectos del MPPEE sin detalles de ejecución presupuestaria, proyectos con recursos asignados pero que se encuentran paralizados, proyectos que no se inician pero que elevan presupuesto, proyectos con recursos distintos pero metas similares.

Criminalización de los técnicos, investigadores y académicos que opinan en el tema eléctrico

273. Al no existir ninguna fuente oficial fidedigna que refleje la realidad del sector eléctrico, el gobierno ha utilizado sus órganos represores para hostigar los técnicos, ingenieros¹³⁸, investigadores y académicos¹³⁹ que opinan en el tema eléctrico, muchos de ellos miembros de gremios profesionales como el Colegio de Ingenieros de Venezuela. Se utiliza el Art. 108 de la LOSSE¹⁴⁰ para declarar que toda la información del sector eléctrico es confidencial y puede afectar la seguridad del estado.

Fragmentación de la política energética del Estado

274. La creación del MPPEE en lugar de mejorar la situación del sector eléctrico en 2009 la empeoró ostensiblemente. No existe ningún indicador técnico o comercial que haya mejorado con respecto a la situación previa a su creación.

275. El principal elemento que explica tal despropósito, es que la creación de un ministerio de energía “particular, eléctrica” fragmentó la visión integral que se debe tener del sector energético. En tal sentido, a título de ejemplo, un elemento que explica el colapso eléctrico reside en la incompetencia¹⁴¹ del ministro de electricidad en decidir (planificar) todo lo relativo a los combustibles requeridos por las plantas termoelectricas. Un MPPEE cuyas indicaciones de expansión son dependientes de la decisiones que toma el ministro de petróleo (cuyas prioridades están por ejemplo, en maximizar la renta y no necesariamente garantizar la seguridad de energía eléctrica de los ciudadanos) está predestinado a fracasar.

Modificación Tardía del Huso Horario

276. Es importante indicar que el gobierno nacional restableció el huso horario (UTC -4:00GMT) a partir del 1 Mayo 2016, por lo que se adelanta 30 minutos en la hora de Venezuela¹⁴². La Asamblea Nacional en el acuerdo del 18 de febrero exhortó al Ejecutivo Nacional realizar el ajuste de huso horario como medida importante para enfrentar la crisis. Estas medidas fueron recomendadas oportunamente por las Academias Nacionales¹⁴³, el Grupo Zuloaga¹⁴⁴ y la Universidad Simón Bolívar¹⁴⁵.

¹³⁸ <http://www.elimpulso.com/noticias/regionales/luis-vasquez-corro-recluido-en-el-sebin-por-declarar-sobre-tesis-en-el-guri>

¹³⁹ <http://www.eluniversal.com/economia/130926/cicpc-cita-a-declarar-a-especialistas-electricos>

¹⁴⁰ Revelación de información confidencial: Artículo 108. Cualquiera que indebidamente y con perjuicio para la República, haya revelado secretos concernientes a la seguridad del Sistema Eléctrico Nacional, bien sea comunicando o publicando los documentos, u otras informaciones concernientes al sistema, será castigado con prisión de ocho a dieciséis años.

¹⁴¹ Que no tiene competencia en otra materia que no sea electricidad

¹⁴² Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela Extraordinaria N° 6224, del 1 de mayo de 2016.

¹⁴³ <http://prof.usb.ve/benjamin/Elec.htm>

¹⁴⁴ <http://www.soberania.org/wp-content/uploads/El-Grupo-Ricardo-Zuloaga-a-la-Asamblea-Nacional-2-de-febrero-de-2016.pdf>

¹⁴⁵ Aminta Villegas, José Aller, Paulo de Oliveira, Miguel Martínez, Hernán Díaz, Luisa Salazar, Juvencio Molina y Marco González, La USB ante la Crisis del Sector Eléctrico Venezolano, Universidad Simón Bolívar, 5 de febrero de 2010.

277. La Academia Nacional de Ingeniería y Hábitat ya había consignado en 2013 ante el MPPEE un estudio acerca de la necesidad de ajustar el huso horario. La Oficina de Presupuesto y Organización del MPPEE, contestó el 22 de julio de 2013 (**Anexo 6-18**) indicando que la solicitud de la academia no contenía suficientes elementos cuantitativos y cualitativos para tomar tal decisión. Sin embargo, el gobierno, adoptó muy tardíamente dicho cambio en mayo de 2016.

Recomendación

278. La creación del MPPEE impidió la ejecución de una política energética coherente. La imposibilidad que el MPPEE pueda regular en el ámbito de las energías primarias y secundarias fósiles lo inhabilita para la regulación del sistema eléctrico de forma integral. En este sentido, la comisión mixta recomienda la eliminación del MPPEE y que la rectoría del sector eléctrico se restituya en el MENPET.

Empresa única operadora y prestadora del servicio eléctrico: CORPOELEC

279. La Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico (LORSE)¹⁴⁶ creó Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) en 2007. La LORSE dió un plazo de tres años para que se procediera a la fusión de las empresas operadoras existentes en el país¹⁴⁷ en una única persona jurídica¹⁴⁸. La fusión se hizo efectiva en 2012¹⁴⁹. De acuerdo con las LOSSE¹⁵⁰ Art. 31 las principales obligaciones para Corpoelec como ente adscrito del MPPEE son:

- Ejecutar las inversiones necesarias para la expansión, mejoramiento, operación y mantenimiento de las instalaciones, a fin de garantizar la prestación del servicio eléctrico en las condiciones óptimas requeridas y de conformidad con el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional.
- Prestar el servicio eléctrico bajo los criterios de *confiabilidad, eficiencia, calidad, equidad, solidaridad, no discriminación, transparencia, sustentabilidad económica y financiera*, cumpliendo las normas técnicas de instalación, operación y de seguridad.
- Suministrar oportunamente al órgano rector la información técnica y financiera requerida para las actividades de control, regulación y fiscalización
- Atender toda nueva solicitud de servicio, aumento o disminución de la capacidad de suministro o retiro del servicio.
- Atender, solucionar y dar respuesta oportuna y adecuada a los reclamos de los usuarios. Compensar a los usuarios, los daños causados como consecuencia de fallas en la prestación del servicio eléctrico, de acuerdo con lo que establezcan las normas de calidad y servicio.
- Realizar la medición, lectura, facturación, cobro y demás notificaciones inherentes a la prestación del servicio eléctrico.
- Suspender el servicio eléctrico en caso de incumplimiento de contrato.
- Velar por la operación, mantenimiento y expansión del alumbrado público a nivel nacional.

280. Entre 2007 y 2016 han pasado por la dirección de Corpoelec un total de seis presidentes: Hipólito Izquierdo, Ángel Rodríguez, Alí Rodríguez, Argenis Chávez, Jesse Chacón y Luis Motta Domínguez. De acuerdo con las obligaciones legales anteriormente enumeradas y los resultados públicos y notorios de la gestión, se observan importantes incumplimientos que deben ser asumidos por los responsables de Corpoelec:

- Corpoelec no ha sido capaz de atender el crecimiento de la demanda de potencia y energía de Venezuela. No ha ejecutado cabalmente el Plan de

¹⁴⁶ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.572. Diciembre de 2010. Documento de Constitución-Estatutaria de la Corporación Eléctrica Nacional, S.A. (CORPOELEC)

¹⁴⁷ Las empresas agrupadas en Corpoelec son Energía Eléctrica de Venezuela S.A., (ENELVEN), Empresa Nacional de Generación C.A., (ENAGEN), Compañía de Administración y Fomento Eléctrico S.A. (CADAFE), CVG Electrificación del Caroní C.A., (CVG-EDELCA), Energía Eléctrica de la Costa Oriental del Lago C.A., (ENELCO), Energía Eléctrica de Barquisimeto S.A. (ENELBAR), Sistema Eléctrico del Estado Nueva Esparta C.A. (SENECA)

¹⁴⁸ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No 38.736. Julio de 2007. Decreto N° 5.330, con Rango, Valor y Fuerza de Ley Orgánica de Reorganización del Sector Eléctrico

¹⁴⁹ Gaceta Oficial Extraordinaria de la República Bolivariana de Venezuela No 6.070. 23 de enero de 2012.

¹⁵⁰ Ley Orgánica de Sistema y Servicio Eléctrico, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.573 del 14 de diciembre de 2010

Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PDSN) establecido en la LOSSE. Las inversiones necesarias y previstas por el PDSN para la expansión, mejoramiento, operación y mantenimiento del sistema no han sido debidamente ejecutadas, presentan grandes sobrecostos y retrasos. Los sistemas de transmisión y distribución no poseen capacidad firme y se encuentran sin reserva. Los transformadores se encuentran mayoritariamente con factores de utilización superiores al 80%. Esta falta de firmeza implica que cualquier mantenimiento programado implique la desconexión de grandes bloques de energía.

- Contrariando el PDSN, Corpoelec realizó importantes desembolsos en proyectos no previstos en la planificación, obras que poco han contribuido a cubrir los requerimientos de generación y transporte de energía eléctrica del país. En consecuencia, prestación del servicio Eléctrico se ha venido deteriorando progresivamente.
- La prestación del servicio Eléctrico se está realizando con muy baja *confiabilidad*, bien sea por las recurrentes fallas de suministro asociadas a la falta de mantenimiento o a los racionamientos debido a la imprevisión de los operadores del sistema. El aumento progresivo de las interrupciones demuestran una falta absoluta de cultura de mantenimiento preventivo. La potencia promedio interrumpida entre 2010 y 2013 se ubicó entre 725 y 445MW¹⁵¹.
- El sistema eléctrico se ha hecho cada año mas *ineficiente*, al pasar las pérdidas totales de energía de 25% en 1999 a 35% en 2013. La *baja calidad* del servicio eléctrico está provocando el deterioro de los equipos tanto del SEN como de los artefactos de los usuarios. Se observa *falta de equidad y discriminación* cuando por razones de índole político-partidistas se procede a realizar racionamientos prolongados en la mayoría de los estados del interior, mientras que en la ciudad de Caracas se mantiene una relativa estabilidad en el servicio eléctrico.
- Opacidad y *falta de transparencia*. Los contratos de las obras públicas poseen acuerdos de confidencialidad. Inexistencia de indicadores de gestión, rendición de cuentas y procedimientos de buenas prácticas de ingeniería. En el caso de los proyectos se constata la inobservancia generalizada de los procedimientos y las buenas practicas de ingeniería. En el caso de Corpoelec y el Ministerio de Energía eléctrica la militarización de los cuadros gerenciales promueve la desaparición de los indicadores de gestión. La opacidad y la aplicación de criterios militares y políticos, antes que gerenciales inviabilizan la gestión técnica de la empresa operadora
- La prestación del servicio es completamente se encuentra en permanente déficit desde el punto de vista económico y financiero contraviniendo el principio de sostenibilidad establecido en la Ley.
- Entre Corpoelec y el MPPEE existe una asimetría de información que afecta la calidad de los informes anuales que se deben elaborar para la evaluación del desempeño del prestador del servicio (anuarios estadísticos, memorias y cuentas). Por otra parte Corpoelec no cuenta con un sistema de información confiable que permita caracterizar el comportamiento energético de cada una de sus actividades medulares.

¹⁵¹ MPPEE, Anuarios Estadístico 2014 (Cifras 2013) p. 78

En el momento actual, Corpoelec desconoce cual es la proporción de las ineficiencias (pérdidas de energía) entre las causas técnicas (calentamiento de los equipos) y las causas no técnicas (hurto de energía, conexiones ilegales, errores administrativos).

- Corpoelec no esta atendiendo debidamente las solicitudes de servicio. En su condición de prestador único (monopolio) ejerce acciones de abuso de mercado al obligar a los usuarios que soliciten proyectos de electrificación a costear los activos eléctricos de las redes primarias y secundarias de distribución que deben ser suministradas por la operadora y cuyo costo debe ser cubierto por las tarifas correspondientes.
- Corpoelec no esta atendiendo los reclamos de los usuarios ante las constantes interrupciones del servicio eléctrico. Mucho menos está resarcando económicamente los daños producidos por la entrega de un producto técnico fuera de los parámetros de calidad establecidos en los reglamentos de calidad y de servicio.
- Corpoelec ha sido completamente ineficaz en medir la energía que efectivamente entrega a los usuarios. Esta situación es caldo de cultivo para la corrupción generalizada en cuanto la asignación de demandas contratadas sin los correspondientes medidores. Según Corpoelec, el 50% de los usuarios registrados no disponen de contador de energía (aproximadamente tres millones de contadores). La consecuencia de esta acción es la subfacturación de energía eléctrica que compromete la viabilidad económica de la empresa.
- La resistencia de Corpoelec ha suspender el servicio a los usuarios en condición de mora ha provocado una baja efectividad en la cobranza de la energía facturada.
- Es público y notorio el reclamo generalizado de las alcaldías por el incumplimiento de Corpoelec en cuanto al mantenimiento y la expansión del alumbrado público. El aumento de la criminalidad en las grandes ciudades ha sido promovido por la desatención del alumbrado público.

Obsolescencia tecnológica de Corpoelec

281. Los ingenieros que laboran en Corpoelec no poseen herramientas tecnológicas para la realización de los análisis técnicos requeridos para la planificación, operación y mantenimiento del sistema así como las herramientas para la gestión comercial, facturación, cobranza, etc. Las licencias de software especializado llevan años vencidas y se encuentran desactualizadas. Las plataformas de información geográfica se encuentran desactualizadas. El personal técnico no cuenta con los implementos de seguridad requeridos para la ejecución de labores de mantenimiento preventivo y correctivo.

Modelo de Gestión de Proyectos de Corpoelec

282. Hasta el año 2007 el Sector Eléctrico Nacional (SEN) estuvo caracterizado por ser de propiedad mixta, con presencia de operadores públicos y privados. En principio, las catorce empresas involucradas en la prestación del servicio en Venezuela se convirtieron en filiales de

CORPOELEC. Debido a que estas empresas operaban de manera independiente y en diferentes ámbitos de acción, el proceso de creación de CORPOELEC dio lugar a divergencias en cuanto a la visión y la operación de procesos medulares y de apoyo en la organización. Uno de los principales problemas está en la falta de estandarización en las gerencias de planificación y proyectos.

283. De acuerdo con la LOSSE Art. 4, el modelo de gestión que debe regir el sector eléctrico se califica de “socialista”. Dicho modelo no se encuentra desarrollado en el articulado de la LOSSE ni en la Constitución de la República Bolivariana de Venezuela. En la práctica, la gestión de los proyectos ejecutados por Corpoelec ha sido completamente inadecuada. De acuerdo con las entrevistas realizadas con los expertos que asistieron ante la comisión mixta, a continuación se enumeran los elementos que permiten concluir en la inviabilidad del modelo de gestión socialista aplicado por Corpoelec en cuanto a electrificación.
284. Al ser CORPOELEC un ente adscrito al MPPEE no posee la independencia gerencial requerida para la correcta valoración de los proyectos de expansión de acuerdo con las condiciones reales de financiamiento.
285. Los alcances de los contratos de ingeniería, procura y construcción son modificados constantemente inviabilizando la ejecución de los proyectos. La decisión de alterar intempestivamente la ubicación de un proyecto de generación, atenta contra las buenas practicas la ingeniería y coloca en riesgo la viabilidad del proyecto. Los alcances de las plantas Tamare, Cumaná y Guiria fueron alterados en varias oportunidades.
286. Otorgamiento de contratos por adjudicación directa a empresas sin experiencia como el caso de la empresa Derwick en las centrales Guarenas, Raisa, Sidor, Furrial y Las Morochas.
287. Inobservancia de las buenas practicas de la ingeniería: muchos de los proyectos realizados fuera de los planes previstos se hicieron sin los debidos estudios de visualización, ingeniería conceptual y básica. Como resultado, los proyectos IPC se encontraron con grandes dificultades de implantación debido a la falta de previsión en cuanto al suministro de combustible y agua desmineralizada así como la evacuación de la energía a los sistemas de transmisión.
288. Ejecución presupuestaria deficiente. Corpoelec no garantizan el flujo de caja requerido por los contratistas para que se cumplan los cronogramas establecidos en sus obras.
289. Inobservancia de las buenas practicas gerenciales en la contratación de grandes obras. Una practica común en las contrataciones IPC (llave en mano, ingeniería procura y construcción) es que los equipos mayores son adquiridos directamente por el Coropelec a los fabricantes. En las contrataciones llevadas a cabo, los equipos mayores no fueron adquiridos por Corpoelec con los fabricantes (Guascor, MTU, Siemens, General Electric, Pratt and Whitney, Rolls Royce y Solar). Dichos equipos fueron adquiridos mediante triangulaciones realizadas por las empresas contratistas con proveedores en el mercado secundario (equipos nuevos o usados, sin

garantía) . El retraso en los pagos a las contratistas afectó en buena medida todos los cronogramas establecidos.

290. Inobservancia de las buenas practicas de la ingeniería: muchos de los proyectos realizados fuera de los planes previstos se hicieron sin los debidos estudios de visualización, ingeniería conceptual y básica. Como resultado, los proyectos IPC se encontraron con grandes dificultades de implantación debido a la falta de previsión en cuanto al suministro de combustible y agua desmineralizada así como la evacuación de la energía a los sistemas de transmisión.

Conflicto de interés y Corrupción

291. Existe una duplicación de roles entre los directivos del MPPEE y Corpoelec. El ejercicio simultáneo de cargos en CORPOELEC y el MPPEE ocasiona severos conflictos de interés, que propician la corrupción (el que fiscaliza también contrata) que afectan el modelo de negocio e inviabilizan el ejercicio empresarial de la operadora. Al ser CORPOELEC un ente adscrito al MPPEE, no se posee la independencia gerencial suficiente para llevar adelante un modelo empresarial sostenible sin acudir al auxilio del estado.

Suspensión de la Investigación y Desarrollo en Corpoelec

292. Se requieren recursos para la investigación y el desarrollo de soluciones a los problemas y desafíos del sector eléctrico. En el marco de la crisis del 2010, las filiales solventes de Corpoelec (ELECAR, SENECA, ENELVEN, ELEVAL etc.) pudieron utilizar los fondos de la LOCTI (Ley Orgánica de Ciencia y Tecnología) para financiar proyectos específicos con las universidades nacionales (públicas y privadas) y de esta forma atender las necesidades de investigación y desarrollo de la industria eléctrica. Una vez conformada Corpoelec en 2012, al ser esta deficitaria, dejó de pagar el aporte de 1% de los ingresos brutos al fondo de investigación que corresponde según la LOCTI, lo cual es un fraude a la Ley por parte de la junta directiva de Corpoelec. Importantes proyectos no pudieron ser culminados lo que ha menoscabado la capacidad de la Corporación en resolver atender este tipo de acciones. En este sentido, las facturas LOCTI de las universidades aun reposan en las cuentas por pagar de Corpoelec desde 2010 causando un grave daño institucional. También debe tenerse en cuenta que los créditos fiscales de las facturas emitidas por las universidades fueron utilizados por Corpoelec para disminuir sus desembolsos por concepto de Impuesto al valor agregado.

293. Por otra parte, Corpoelec ha tratado de resolver su déficit de masa crítica (necesidad profesionales bien formados competentes para solucionar problemas) utilizando pasantes de las universidades nacionales en actividades deben ser ejercidas por profesionales habilitados según la Ley de Ejercicio Profesional. Los pasantes en general, son utilizados entonces como mano de obra gratuita, sin acceso a los comedores, seguros y sin paga alguna por su estadía en la empresa.

Resultados financieros del Sector Eléctrico: Déficit crónico

294. De acuerdo con la memoria y cuenta del MPPEE de 2014 y 2015, los resultados financieros del sector eléctrico (Tabla 6-6) muestran como los ingresos por venta de energía representan una pequeña fracción de los costos y gastos de operación.
295. En 2014 y 2015, las ventas de energía solo cubrieron el 17 y 24% del los gastos operacionales, respectivamente. Lo que conlleva a la necesidad de grandes transferencias gubernamentales para cubrir los déficit de nómina, seguros, insumos, etc., situación que se ha exacerbado con el paso del tiempo debido al cada vez mayor nivel inflacionario.
296. Las pérdidas financieras se establecen a partir de los balances presentados en la Tabla 6-7. Los resultados operacionales se encuentran en el orden de -40000MMBsF y -60000MMBsF en los ejercicios 2015 y 2014, respectivamente. El resultado operativo de CORPOELEC ha representado entre 4 y 8% anual del gasto público nacional. En medio de un entorno con inflación superior a 150% para 2015 y 500% para 2016 este déficit crecerá de manera significativa. Es menester indicar, que los balances auditados de CORPOELEC no se han hecho públicos desde su creación en 2010.
297. El déficit operacional sería aun mayor si el combustible requerido por las centrales térmicas no estuviese altamente subsidiado en moneda local. Por ejemplo, si el combustible líquido y gaseoso requerido por las plantas se pagara su precio internacional (un costo de oportunidad para PDVSA), Corpoelec debería desembolsar un aproximado de 3,200MMUS\$ al año¹⁵². Esta claro que la distorsión en los precios del combustible y las tarifas de uso final arroja como resultado el consumo masivo líquidos que son muy costosos respecto a otras fuentes de energía primaria.
298. Si se actualiza el balance operacional con el gasto real en combustible a tasa de cambio DIPRO y DICOM a julio de 2016, el déficit operacional se eleva en 32,000MMBs y 2,080,000MMBs, respectivamente. Es decir, en estas circunstancias las tarifas vigentes en 2016 solo podrían recuperar el 1% del costo operacional de Corpoelec a tasa DICOM. Es menester enfatizar que una empresa verticalmente integrada como Corpoelec posee una estructura de gasto (operacional y capital) intensiva en divisas. Es revelador que si el balance operacional reconociera el valor del mercado de los combustibles primarios utilizados, solo el 1% del gasto total de la empresa podría ser recuperado con las tarifas actuales y el 99% restante debería ser obtenido a la empresa por la vía de las asignaciones ordinarias y extraordinarias aprobadas por la Asamblea Nacional u otras vías.
299. En 2014, el MPPEE inicia un Estudio para el Fortalecimiento Institucional del Despacho del Viceministerio de Finanzas, Inversiones y Alianzas Estratégicas financiado por la CAF. Los objetivos del estudio son la definición y desarrollo de un modelo de gestión para fortalecer su rol como órgano rector en materia de finanzas e inversiones del sector eléctrico. En este caso, el MPPEE pareciera abdicar del uso de la tarifa -cuya responsabilidad reposa en el Viceministerio de Desarrollo Eléctrico- como mecanismo básico para lograr la estabilidad y sostenibilidad del sector. De este modo Corpoelec se encuentra desprovista de la suficiente autonomía financiera para ejercer su actividad comercial y empresarial.

¹⁵² Correspondientes al costo internacional de 120 mil barriles diarios de combustibles líquidos y 800 millones de pies cúbicos día de gas natural.

300. Para 2015, las transferencias gubernamentales de recursos alcanzaron los Bs 32,387MMBs y en 2014 fueron Bs 23,924MMBs. Dichas asignaciones debieron realizarse directamente al fondo de subsidios establecido en la LOSE como complemento a la base tarifaria. No obstante, dichos aportes no están claramente indicados en las memorias y cuentas del MPPEE. De hecho en la memoria de 2015, se indica que el fondo de subsidios solo disponía de 200MMBs, cifra insignificante en comparación con los niveles de gasto de la empresa. Adicionalmente, el déficit acumulado en los ejercicios de estos últimos años constituyen una pesada deuda que deberá ser asumida por la república a través de créditos adicionales a ser aprobados por la Asamblea Nacional.

CORPORACIÓN ELÉCTRICA NACIONAL, SA (CORPOELEC)
ESTADO DE RESULTADOS
(Expresado en Bolívares)

CUENTA	CIERRE AÑO 2015	CIERRE AÑO 2014
Ingresos de Financieros:		
Venta Bruta de Bienes		
Venta Bruta de Servicios	18.600.600.921	14.175.410.109
Otros Ingresos de Operación	270.944.871	228.015.485
Ventas Netas	18.871.545.793	14.403.425.594
Costo de Ventas de Bienes y Servicios	78.497.179.629	90.227.694.508
Resultado Bruto (Utilidad Bruta en Operación)	-59.625.633.836	-75.824.268.913
Gastos de Operación:		
Gastos Generales y de Administración	15.763.398.543	8.579.778.513
Resultado de Operación (Utilidad en Operación)	-75.389.032.379	-84.404.047.426
Otros Ingresos y Egresos:		
Ingresos:	33.387.075.501	25.865.612.299
Transferencia y Donaciones	32.775.568.980	23.924.061.000
Ingresos por operaciones Financieras	611.506.521	1.941.551.298
Egresos:	2.568.826.912	2.242.642.752
Otros Gastos	2.568.826.912	2.242.642.752
Depreciación y Amortización	2.568.826.912	2.242.642.752
Resultado antes del Impuesto Sobre la Renta	-44.570.783.790	-60.781.077.879
Impuestos Directos		
RESULTADO NETO DEL EJERCICIO Bs.	-44.570.783.790	-60.781.077.879

Cifras Estimadas al Cierre del Ejercicio Económico – Financiero año 2015
Fuente: Información suministrada por CORPOELEC

Tabla 6-7 Estado de Resultados Corpoelec 2014 y 2015

Recursos otorgados al Sector Eléctrico 1999-2015

301. La cuantificación de los recursos económicos gestionados por el sector eléctrico en los últimos quince años debería realizarse mediante la revisión crítica y detallada de si el marco tarifario ha sido suficiente para sostener la operación y la expansión de las empresas de servicio eléctrico asegurando la eficiencia y la calidad del servicio.

302. No obstante, los resultados operacionales desnudan que la venta de energía posee un impacto marginal en las finanzas de CORPOELEC. En tal sentido, los recursos que se han manejado deben ser determinados a partir del *gasto público en el sector eléctrico* agregando todos los recursos aportados por el financiamiento internacional adquirido por la república (BID, CAF, etc.), las asignaciones ordinarias y extraordinarias de la Asamblea Nacional, los aportes de PDVSA, los fondos parafiscales y paralelos (Fonden, Fondo Chino, Fondespa, etc.). El gobierno nacional no ha suministrado a la comisión mixta de la Asamblea Nacional la información requerida para realizar el control del gasto público en el sector eléctrico. El gobierno tampoco ha presentado en sus memorias y cuentas un balance lo suficientemente completo y claro que permita

- vincular el gasto realizado con las obras efectivamente construidas y en funcionamiento.
303. De los informes operacionales de PDVSA se tiene conocimiento que el Convenio Cuba-Venezuela (Misión Revolución Energética) ha aportado unos 6317MMUS\$¹⁵³. PDVSA ha asignado directamente al sector eléctrico unos 11600MMUS\$¹⁵⁴.
304. El endeudamiento externo con la CAF y el BID al 2016 se encuentra en el orden de los 5380MMUS\$ de los cuales 3050MMUS\$ están destinados a Tocoma¹⁵⁵, 1300MMUS\$ a la modernización de la Casa de Maquinas No. 2 de Guri¹⁵⁶, Termozulia III¹⁵⁷, 250MMUS\$ al cable sublacustre del Lago de Maracaibo, 60MMUS\$ a Termozulia II, 250MMUS\$ a un proyecto de fortalecimiento institucional en Cadafe¹⁵⁸ y Corpoelec¹⁵⁹. Desde 2001 los fondos extrapresupuestarios FONDESPA, FONDEN, FONDO CHINO, Independencia, etc. han manejado un total 121,028MMUS\$¹⁶⁰. Varios proyectos para el sector eléctrico se han ejecutado con los fondos parafiscales a través del Denominado Fondo Eléctrico. Sin embargo, dichos fondos se manejan con total opacidad y no existen informes públicos con las inversiones realizadas en forma detallada. Estos fondos han realizado inversiones en sectores eléctricos de otros países cuyo detalle tampoco es conocido.
305. Los aportes en divisas al sector eléctrico por parte de PDVSA y el endeudamiento con los bancos multilaterales estaría en el orden de 23.3MMUS\$. (estos montos no incluyen asignaciones de la Asamblea Nacional y ingresos tarifarios).
306. Algunos esfuerzos de cuantificación han sido realizados por el Observatorio de Gasto Público de CEDICE¹⁶¹. Las asignaciones por venta, presupuesto ordinario y créditos adicionales se ubican en 35000MMUS\$ para el período 1999-2013. Los recursos manejados a través de PDVSA y los fondos parafiscales se encontrarían en el orden de 17175MMUS\$ y 15000MMUS\$, respectivamente. Estos desembolsos suman un total de 67,175MMUS\$ recibidos en el lapso 1999-2013.
307. Otros estudios independientes, como los realizados por el Grupo Ricardo Zuloaga, cifran en 85,724MMUS\$ los montos recibidos por el sector eléctrico en el lapso 1999-2013 lo que contrasta con los 48,250MMUS\$¹⁶² recibidos en el periodo 1950-1998¹⁶³.

Reducción de 83% en ingresos reales de Corpoelec por concepto de facturación.

¹⁵³ Informe de Gestión de PDVSA 2015, pag. 92

¹⁵⁴ Informe de Gestión de PDVSA 2015, pag. 92

¹⁵⁵ <http://www.mefbp.gob.ve/images/pdf/Fichas/central-hidroelectrica-tocoma.pdf>

¹⁵⁶ <http://www.mefbp.gob.ve/images/pdf/Fichas/maquinas-guri.pdf>

¹⁵⁷ <http://www.mefbp.gob.ve/images/pdf/Fichas/planta-termozulia.pdf>

¹⁵⁸ <http://www.mefbp.gob.ve/images/pdf/Fichas/proyecto-participa.pdf>

¹⁵⁹ <http://www.mefbp.gob.ve/images/pdf/Fichas/fortalecimiento-corpoelec.pdf>

¹⁶⁰ Informe de Gestión de PDVSA 2015, pag. 92

¹⁶¹ El Gasto Público en el Sector Eléctrico Venezolano 1999 – 2013, Publicado por el Observatorio de Gasto Público de CEDICE, Agosto de 2013. Disponible en <http://cedice.org.ve/observatoriogastopublico/wp-content/uploads/2015/10/GASTO-PUBLICO-EN-EL-SECTOR-ELECTRICO.pdf>

¹⁶² Precios de 1997.

¹⁶³ GRUPO RICARDO ZULOAGA, LA CRISIS DEL SECTOR ELÉCTRICO (Actualización Septiembre de 2013), Disponible en: <http://www.lossinluzenlaprensa.com/anexo-las-obras-y-sus-costos/>

308. Entre 1999 y 2015, Corpoelec recibió ingresos por concepto de facturación un total 115 millardos de BsF nominales. La agregación de los ingresos recibidos en 16 años corresponden a 12.4 millardos de BsF (26500MMUS\$) a precios de 1997. Sin embargo debe tomarse en cuenta que a pesar que el mercado eléctrico se ha expandido un 55% en este período, el ingreso real de la empresa por facturación **ha caído realmente 83%** al pasar de facturar en términos reales 962MMBs en 1999 a facturar 181MMBsF en 2015. En la Figura 6-9 se observa el claramente la disminución muy acentuada del ingreso real de Corpoelec por ventas de energía eléctrica.

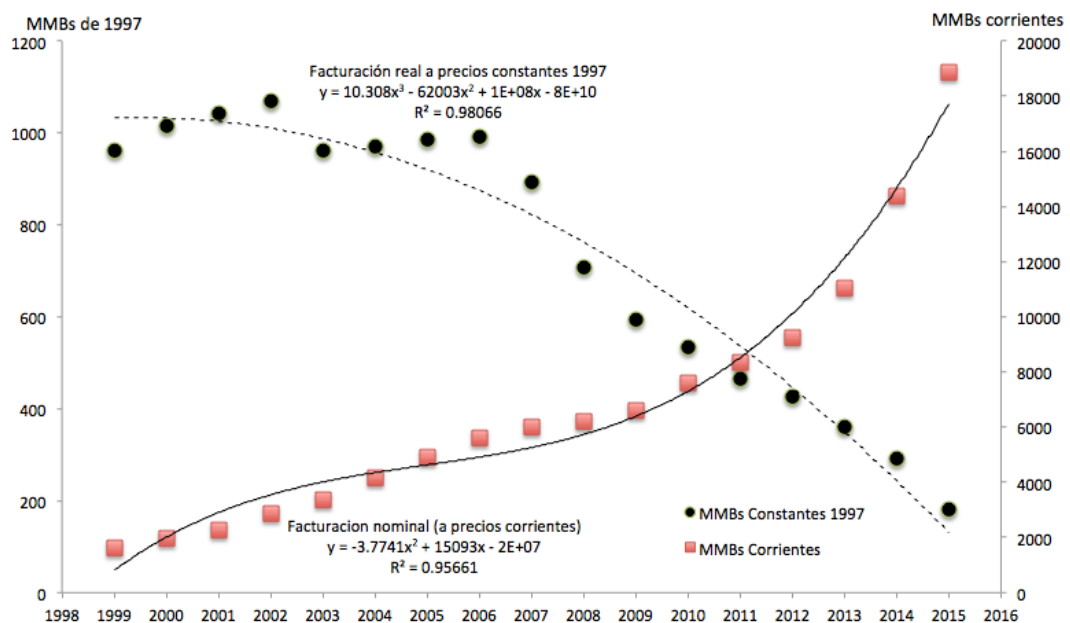


Figura 6-9 – Facturación CORPOELEC 1999-2015¹⁶⁴

309. Es importante notar que de los montos facturados solo una porción es efectivamente recaudada. En 2013, la efectividad de la cobranza fue 74%.

Rezago tarifario

310. Entre 1999 y 2013, las tarifas eléctricas se mantuvieron prácticamente inalteradas¹⁶⁵ como parte de una política de Estado que busca garantizar el acceso al servicio a los usuarios de más bajos recursos, pero que ha dificultado que el sector mantenga por sí solo sus gastos corrientes (el pago de nómina, el mantenimiento de los sistemas de generación, transmisión y distribución y los costos operativos del SEN) o sus gastos de capital (inversiones en generación, transmisión y distribución, e inversiones en la plataforma operativa) por lo que los organismos encargados del funcionamiento del SEN han necesitado de las transferencias de fondos provenientes del Estado, PDVSA y financiamiento internacional. Además, la estructura tarifaria escalonada y diferenciada de las empresas regionales que se venía aplicando dificultaba la facturación y

¹⁶⁴ Datos de facturación en Bolívares Fuertes tomados de CAVEINEL y Anuarios estadísticos del MPPEE

¹⁶⁵ Las tarifas vigentes en 2016 se establecieron en Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No 37.415 del 3 de abril de 2002. Se han realizado recientemente algunos ajustes en factores como el Cargo por Ajuste de Combustible y Energía (CACE) y el Factor de Ajuste de Precio (FAP), en el marco de la denominada Banda Verde para quienes consuman fuera de unos márgenes pre-establecidos para cada región del país.

la gestión de las cobranzas una vez instalada CORPOELEC por cuanto cada empresa disponía de un sistema comercial diferente. En este sentido, recientemente Corpoelec se encuentra realizando esfuerzos para unificar su plataforma comercial.

311. Si bien el precio de venta promedio ha subido en media un 944% entre 1999 y 2015, **en términos reales presentó una caída de 86%** por cuanto la inflación acumulada en estos últimos 16 años supera el 6300% (ver Figura 6-10). La caída de las tarifas en términos reales ha sido un factor que ha dificultado los planes de racionalización y concientización acerca del consumo de electricidad, pues los usuarios de alto consumo no se ven afectados en su presupuesto por los precios, debido al bajo costo del servicio.

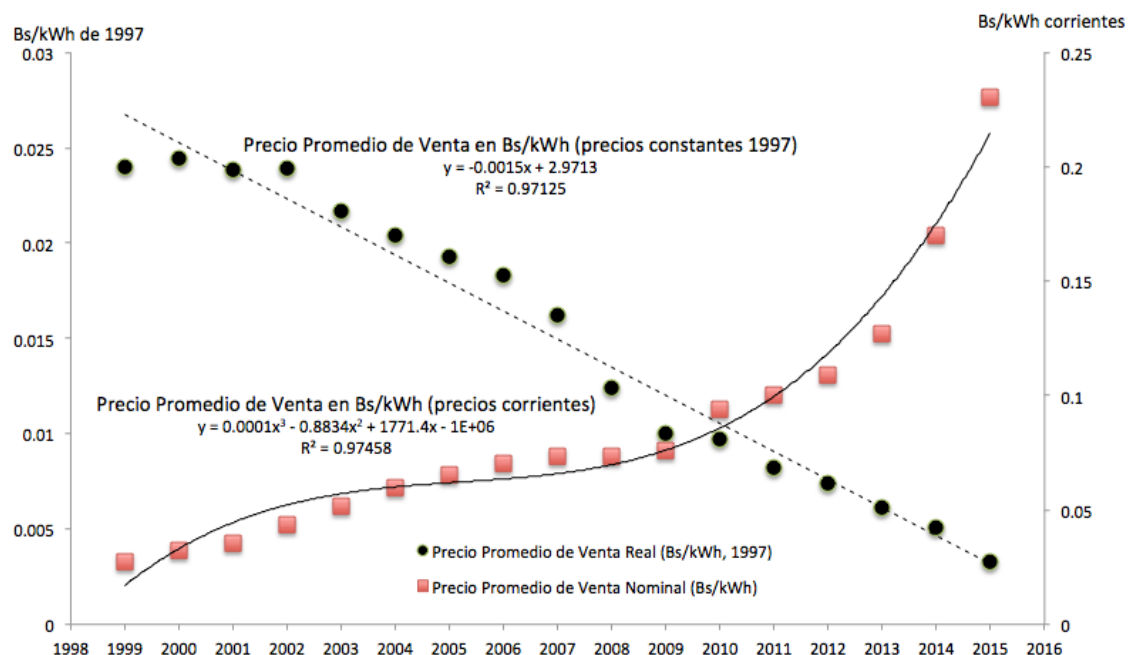


Figura 6-10 – Precio promedio del venta de energía eléctrica 1999-2015¹⁶⁶

312. Actualmente, las tarifas aplicadas por CORPOELEC no llegan a cubrir los costos asociados a la generación, transmisión y distribución de la energía eléctrica en el SEN, lo que se ha traducido en insuficiencias presupuestarias que se reflejan en un deterioro del servicio.

Deudas pendientes

313. Todos los ejercicios de Corpoelec y las ex operadoras han sido deficitarios desde 2010. En este sentido, se han acumulado compromisos en moneda nacional y extranjera (deuda comercial) en orden de 20,000 MMUS\$ y 66,000MMBs (aproximadamente 4 años de ventas). Estas magnitudes no incluyen el impacto de la renovación del contrato colectivo a ser firmado en 2016 y que lleva cinco años vencido.
314. Con el BID y la CAF, Corpoelec posee compromisos en obras eléctricas que se encuentran en el orden de 5380MMUS\$ de los cuales

¹⁶⁶ Valores nominales y constantes expresados en Bolívares Fuertes.

3050MMUS\$ están destinados a Tocoma¹⁶⁷, 1300MMUS\$ a la modernización de la Casa de Maquinas No. 2 de Guri¹⁶⁸, Termozulia III¹⁶⁹, 250MMUS\$ a un proyecto de fortalecimiento institucional en Cadafe¹⁷⁰ y Corpoelec¹⁷¹.

Gestión Técnica y Comercial Ineficiente

315. La ineficiencia técnica y comercial se encuentra en progresivo aumento. En la Figura 6-11 se observa el comportamiento de las pérdidas del sistema desde 1999. Desde la conformación de Corpoelec en 2007, las pérdidas de energía aumentaron de 28% en 2009 a 34.5% en 2013. En 2013, del 65% de la energía que factura solo se recauda el 70%. Por lo tanto, globalmente sólo el 45% de la energía neta producida es recaudada.

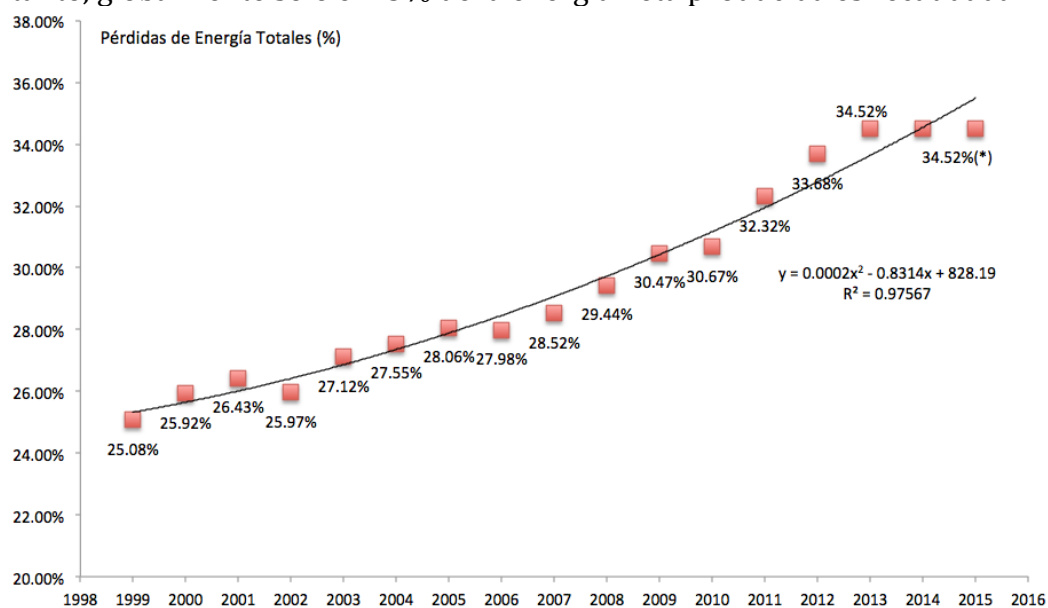


Figura 6-10 – Pérdidas de energía eléctrica en el SEN 1999-2015¹⁷²

El MPPEE, Corpoelec y el ambiente

316. Las intervenciones sobre las cuencas por explotación de recursos, consumo humano y uso en actividades económicas tienen influencia en la operación y vida útil de los sistemas hidroeléctricos. La cuenca del Caroní se ha visto afectada por un aporte de sedimentos de las actividades mineras y de tala y de quema. Para el diseño y mantenimiento de las represas y plantas resulta fundamental conocer las condiciones hidrológicas y meteorológicas. Para 2008 EDELCA disponía de una red conformada por 131 estaciones entre hidrométricas (medición de caudal), pluviométricas (registro de precipitaciones) y limnológicas (condiciones físico- químicas del agua). Sin embargo, en 2016 cerca del 47% de las estaciones están fuera de servicio, trayendo como consecuencia

¹⁶⁷ <http://www.mefbp.gob.ve/images/pdf/Fichas/central-hidroelectrica-tocoma.pdf>

¹⁶⁸ <http://www.mefbp.gob.ve/images/pdf/Fichas/maquinas-guri.pdf>

¹⁶⁹ <http://www.mefbp.gob.ve/images/pdf/Fichas/planta-termozulia.pdf>

¹⁷⁰ <http://www.mefbp.gob.ve/images/pdf/Fichas/proyecto-participa.pdf>

¹⁷¹ <http://www.mefbp.gob.ve/images/pdf/Fichas/fortalecimiento-corpoelec.pdf>

¹⁷² Valores nominales y constantes expresados en Bolívares Fuertes.

desinformación e intensificación de la crisis energética. Las causas del deterioro de la red de estaciones son múltiples:

- Politización de las actividades técnicas.
- Falta de mantenimiento y abandono por dificultades de acceso, ya que del parque aéreo de Corpoelec de 10 unidades sólo queda operando un helicóptero.
- Centralización de las decisiones a nivel corporativo.
- Falta de sustitución de equipos obsoletos.
- Carencia de repuestos.
- Falta de capacitación al personal.
- Escasez de reactivos en los laboratorios para las pruebas químicas.
- Vencimiento de software de análisis.
- Acumulación y manejo inadecuado de desechos.

317. Un caso resaltante del deterioro y falta de mantenimiento es la rotura del colector Caroní II (tubería de 60 pulgadas) que recogía aguas servidas del sector oeste de Puerto Ordaz y las depositaba en la planta de tratamiento de Los Olivos, que hoy en día se drenan al embalse Macagua creando una contaminación importante por coliformes fecales afectando el funcionamiento de los filtro de las centrales Macagua II y III, lo que obliga a un mantenimiento más frecuente o a la pérdida de capacidad de generación.

318. Otro aspecto importante lo constituye el crecimiento de vegetación en los corredores de servicio de las líneas, que coloca en riesgo la operatividad y mantenimiento del sistema, ya que el uso de fuego en actividades agrícolas o en la quema de basura puede generar incendios en la vegetación que de extenderse y llegar a las líneas de transmisión dejarían sin fluido eléctrico a varios estados del país, considerando que más del 65% de la oferta de energía eléctrica se origina en los complejos hidroeléctricos del Caroní, a más de 700 Km de sus principales consumidores.

319. En 1999 se instaló el Sistema de Detección de Descargas Eléctricas Atmosféricas para seguir el comportamiento de las mismas y evitar que la actividad atmosférica afecte la transmisión eléctrica. No obstante, en 2016 este sistema se encuentra completamente desmantelado.

320. En 2016, en marco del decreto de estado de excepción se instruyó la contratación de asesoría internacional para la recuperación de los ecosistemas involucrados en la generación hidroeléctrica del país, lo que acaba por reconocer la destrucción por parte de CORPOLEC de la capacidad técnica que dispuso EDELCA en el diagnostico y mantenimiento de dichos ecosistemas.

321. Otro aspecto importante es la falta de coordinación entre el ministerio rector en ambiente (Ecosocialismo) y los ministerios de petrleo y energía eléctrica (MENPET y MPPEE) en lo referente al plan de reducción de emisiones de efecto invernadero en el marco de los convenios internacionales que ha firmado la República. En la Conferencia de Cambio Climático de París de noviembre de 2015 (COP21), el Plan de Mitigación (Contribuciones Previstas Nacionalmente Determinadas, INDC siglas en

- inglés) presentado por Venezuela¹⁷³ se establece un compromiso de reducir en 20% las emisiones previstas de acuerdo al escenario tendencial para 2030 (330 millones de Toneladas de CO₂ equivalente al año). Es decir la mitigación consistiría en adoptar medidas con el objeto de lograr una reducción efectiva de 66 millones de Toneladas de CO₂ equivalente en 2030.
322. No obstante llama la atención que el escenario tendencial utilizado por Venezuela en su INDC se realizó con información estimada por el Banco Mundial¹⁷⁴ de forma independiente. Debe tenerse en cuenta que no existe información confiable al respecto por cuanto Venezuela tiene una mora de 17 años en la realización del inventario de emisiones por parte del Ministerio de Ecosocialismo¹⁷⁵.
323. El Ministerio de Ecosocialismo al no tener acceso a un inventario actualizado y a la situación real de matriz energética global y eléctrica nacional -responsabilidad del MENPET y el MPPEE- no incluyó en el INDC la composición estimada de las emisiones en Venezuela por sector. De acuerdo con los datos del Banco Mundial en 2013 las emisiones totales de Venezuela se situaban en el orden de 180 millones de Toneladas de CO₂ equivalente al año. De acuerdo con el Anuario Estadístico del MPPEE de 2013, las emisiones del sector eléctrico se encontraban en el orden de 33 millones de Toneladas de CO₂ equivalente al año, aproximadamente un 18% del total número que debe tomarse con reserva ya que no incluye la generación de electricidad y vapor en la industria petrolera.
324. Como medidas de mitigación para cumplir la meta de 20% al 2030, el INDC de Venezuela enumeró varias de las políticas aplicadas en los últimos años como la sustitución de bombillos, construcción de la central hidroeléctrica Tocoma, medidas de concientización en uso racional y eficiente de la energía, todas ellas resultantes en sonoros fracasos. La disminución anunciada por el INDC para la mitigación de las emisiones por el venteo y quema de gas metano en el norte de Monagas por la industria petrolera es completamente irrisorio en comparación con los compromisos adquiridos.
325. En este sentido, la reducción anunciada por Venezuela se establece sobre premisas falsas como lo es disponer de un inventario de emisiones desfasado y poco creíble así como no tener una matriz energética con el rigor estadístico requerido. Las políticas aplicadas en tiempos recientes no han contribuido a mitigar en forma alguna las emisiones. Mas bien, la política de entrega de energía subsidiada a costos irrisorios ha contribuido al aumento de las ineficiencias.
326. El ajuste de los subsidios a los combustibles primarios utilizados en la generación de electricidad con el objeto de lograr una matriz de generación eficiente, racionalizar el consumo de energía mediante el envío

¹⁷³ Contribuciones Previstas Nacionalmente Determinadas de la República Bolivariana de Venezuela para la lucha contra el Cambio Climático y sus efectos Disponible:

[http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Venezuela/1/Venezuela%20Diciembre%202015%20\(final\).pdf](http://www4.unfccc.int/Submissions/INDC/Published%20Documents/Venezuela/1/Venezuela%20Diciembre%202015%20(final).pdf)

¹⁷⁴ Disponible en: <http://data.worldbank.org/topic/climate-change?locations=VE>

¹⁷⁵ El inventario de emisiones de Venezuela más reciente es de 1999 y la primera comunicación se realizó en 2005. Documento disponible en: <http://unfccc.int/resource/docs/natc/vennc01.pdf>. El proyecto para elaborar la segunda comunicación se inició en 2012 y debió culminar en 2015. No obstante, hasta agosto de 2016 no se había publicado.

http://www.undp.org/content/dam/venezuela/docs/Proyectos/undp_ve_proyecto_44318_niveldelmar_83237-PRODOCFIRMADO.pdf

de señales económicas adecuadas que moderen el uso irracional e ineficiente de la energía eléctrica y el aprovechamiento que debe dársele al gas arrojado (generación eléctrica, por ejemplo) constituyen materias pendientes en el que el MPPEE no ha contribuido en absoluto.

Situación Laboral en Corpoelec

Clientelismo, subordinación, control político e insatisfacción laboral.

327. El clientelismo político ha minado la nómina del CORPOELEC. En 2004, las catorce empresas del sector agrupaban 24000 trabajadores, activos y jubilados. Corpoelec posee en 2016 un total 50000 trabajadores entre activos y jubilados. Ayudó en buena medida a este crecimiento la incorporación de los trabajadores tercerizados en contratistas.
328. Las relaciones laborales han estado supeditadas a la subordinación y el control político de los gerentes medios, que actúan como comisarios políticos de las distintas tendencias que existen en el partido de gobierno. Mención especial tiene la imposición por parte del convenio Cuba-Venezuela de más de 3000 profesionales cubanos, muy bien pagados en divisas, con poca experiencia en sistemas eléctricos de gran escala como el venezolano y que desplazaron en buena medida a los profesionales venezolanos que se formaron por muchos años en áreas muy especializadas
329. En 2010, del mismo modo que ocurrió con las empresas estatizadas en Guayana, el presidente Chávez otorgó a los trabajadores un rol protagónico en la gestión de la nueva empresa de servicio público bajo el concepto del *control obrero*. En todos los órganos de la nueva empresa se constituyó un consejo de trabajadores. Bajo este esquema, el ministro Alí Rodríguez aprobó un contrato colectivo que trató de homologar todos los beneficios de existían en las operadoras existentes para el personal técnico y obrero. Como resultado se firmó un contrato colectivo muy oneroso inicialmente, que catapultó los salarios de los trabajadores no cualificados en desmedro de los profesionales y gerentes ya que el contrato privilegiaba a sectores con poca cualificación, sin tomar en cuenta su contribución en el aumento de la productividad y la eficiencia de la empresa.
330. Como resultado de la aplicación del control obrero, varios trabajadores con poca cualificación fueron nombrados comisionados y subcomisionados expulsando los gerentes técnicos de sus cargos. Inmediatamente se observó que los pocos indicadores de gestión técnica y comercial que se publicaban en el MPPEE comenzaron a deteriorarse rápidamente debido a la impericia, la insatisfacción laboral y desprofesionalización. Adicionalmente, se establecieron algunas mafias y corruptelas que chantajeaban a los usuarios que requerían acceso al servicio eléctrico, por cuanto los inventarios de Corpoelec estaban exhaustos obligando a los interesados a adquirir por su propia cuenta los equipos necesarios para la conexión al sistema.
331. A pesar que se tomaron algunas medidas correctivas para el desmontaje del control obrero por parte de Argenis Chávez, como por ejemplo el nombramiento de personal técnico competente en algunas direcciones, la congelación del contrato colectivo (que lleva seis años

vencido) ha colocado en 2016, 10 de las 12 escalas en el nivel de salario mínimo y ha destruido el poder adquisitivo de los ingenieros y técnicos. En 2016, con una inflación en los primeros ocho meses en el orden del 400%, las escalas del nuevo contrato colectivo se encuentran ya desfasadas.

332. No existe plan de carrera para los profesionales técnicos y administrativos ya que el ascenso se realiza por filiación política partidista y no por mérito o credenciales. Es clara y notoria en las regiones la utilización de los pocos vehículos que funcionan para actividades proselitistas. Los bajos salarios y la progresiva pérdida de beneficios (caja de ahorro, seguros de salud, acceso a vivienda y vehículo, etc.) desincentivan al personal calificado. La distorsión de un clima laboral en la que las tomas de decisión se realizan bajo condicionamiento político y no en la efectividad y la productividad ha provocado una deserción masiva del tejido técnico formado en las exoperadoras que ha terminado migrando a la empresa privada o hacia el exterior. Mas recientemente, un número importante de trabajadores, algunos en cargos técnicos de gran importancia, fueron despedidos de la empresa debido a su participación en la promoción del referendo revocatorio establecido en la Constitución.

Recomendación

333. En este sentido, ante la condición de improductividad, inviabilidad económica y financiera de Corpoelec y la demostración empírica del fracaso del denominado “modelo de gestión socialista” establecido en la ley vigente que rige el sector eléctrico, la comisión mixta recomienda la redacción de un nuevo proyecto de Ley Orgánica del Sector Eléctrico que ordene la reestructuración del sector eléctrico con base en los principios de calidad, confiabilidad, eficiencia, transparencia, equidad, solidaridad, no discriminación, participación ciudadana, sostenibilidad ambiental, y viabilidad económica y financiera.

Capítulo 7 – Estimación de Costos de Instalación en los Proyectos de Expansión de del Sector Eléctrico Nacional 2005-2015

334. En este capítulo, se analiza la información contractual y desembolsos realizados en los proyectos de expansión de generación y transmisión en el período 2005-2015 a partir de la información pública disponible y de la documentación suministrada por las empresas contratistas a la comisión mixta. En tal sentido, los montos contratados por cada proyecto se comparan con sus costos referenciales, determinando de este modo las diferencias entre lo previsto en el PDSEN y lo realmente contratado en cada proyecto.
335. La estimación de los *costos referenciales*¹⁷⁶ en facilidades eléctricas es una tarea compleja por cuanto debe tomar en cuenta las particularidades tecnológicas y las condiciones de implantación en el ámbito local. En general, los costos pueden agruparse por tecnología. Sin embargo dentro de cada categoría pueden existir variaciones de relevancia. En el proceso de expansión del sistema de generación y transmisión de un país como Venezuela, los condicionantes locales se conocen previamente. La decisión por parte de un órgano planificador acerca de la implantación de las centrales de generación y las líneas de transmisión se debe realizar con una antelación de varios lustros. La fluctuación de los precios de las tecnologías dependerá de las economías de escala y la inflación internacional. En este sentido, los órganos planificadores, Ministerio de Energía y Petróleo y Ministerio de Energía Eléctrica han publicado oportunamente sus planes de expansión y los costos referenciales correspondientes de acuerdo a la realidad nacional e internacional. Estos costos referenciales serán utilizados en este informe para valorar si los proyectos de generación y transmisión ejecutados en el lapso 2005-2015 se encuentran dentro de los rangos aceptables según las estimaciones realizadas por el propio Estado Venezolano a través de sus ministerios. Es importante notar que la metodología de asignación de costos referenciales utilizada en este informe se ajusta a las metodologías aplicadas recientemente por el MPPEE según se desprende de un estudio realizado por el PNUD a finales de 2014¹⁷⁷.
336. En este capítulo se presenta la metodología y los resultados de la estimación de los costos de la expansión realizada al Sistema Eléctrico Nacional en el período 2005-2015.

Metodología de Evaluación de los Costos de Instalación de la Nueva Generación Eléctrica.

337. La estimación de los costos asociados a las obras de generación ejecutadas en el lapso 2005-2015 y su comparación con los costos de referencia previstos por la planificación del Sector Eléctrico atiende los

¹⁷⁶ Los costos referenciales de construcción o instalación (Overnight Investment Costs) expresados en US\$ por kilovatio instalado (kWe) se refieren a la inversión realizada en nuevas facilidades, sin incluir los intereses y los flujos de capital posteriores a la instalación. No incluyen los gastos asociados a operación y mantenimiento.

¹⁷⁷ Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo (PNUD), CI/013/MPPEE/2014 Metodología V.5.1, Diagnóstico de métodos y procesos, a partir del intercambio de experiencias exitosas para el fortalecimiento de la unidad de estimación de costos. Disponible en: <https://info.undp.org/docs/pdc/Documents/VEN/CI%20013%20MPPEE%202014%20Metodolog%C3%ADa%20CORPOELEC%20v5%201.pdf>

siguientes criterios, dependiendo de la información disponible para cada proyecto:

338. Con el objeto de establecer una base de comparación que tenga en cuenta el año de contratación de proyecto y los costos referenciales correspondientes, los montos contratados en moneda extranjera y en moneda nacional serán expresados en una moneda única, dólares, a precios del año base 2005. Para ello se ajustaran los precios en dólares conforme al indicador CPI¹⁷⁸. En la Figura 7-0-1 se muestran los índices de precios en moneda extranjera para el período 2005-2015.
339. Los porciones de los contratos en moneda nacional se ajustarán utilizando las tasas de cambio vigentes al momento de la firma de cada contrato y serán ajustados por inflación al año base (2005).
340. Es importante tomar en cuenta que la sobrevaluación de la moneda nacional puede en algunos periodos impactar la magnitud de las contrataciones y desembolsos. En este sentido, las diferencias entre los costos totales y los costos referenciales en moneda extranjera deben analizarse considerando el anclaje del tipo de cambio en períodos de inflación elevada. Esto se evidencia en algunos casos, como los proyectos hidroeléctricos, en la necesidad de pedir créditos adicionales en moneda nacional a la Asamblea Nacional para cubrir las modificaciones contractuales producidas por variaciones del índice de precios al consumidor (IPC)¹⁷⁹. En la Figura 7-0-1 se muestran los índices de precios en moneda nacional para el período 2005-2015. En tal sentido, cuando sea posible y con el objeto de verificar desviaciones en los desembolsos respecto a los montos contratados en moneda nacional, se hará un ajuste a precios de 2005 para las comparaciones correspondientes.

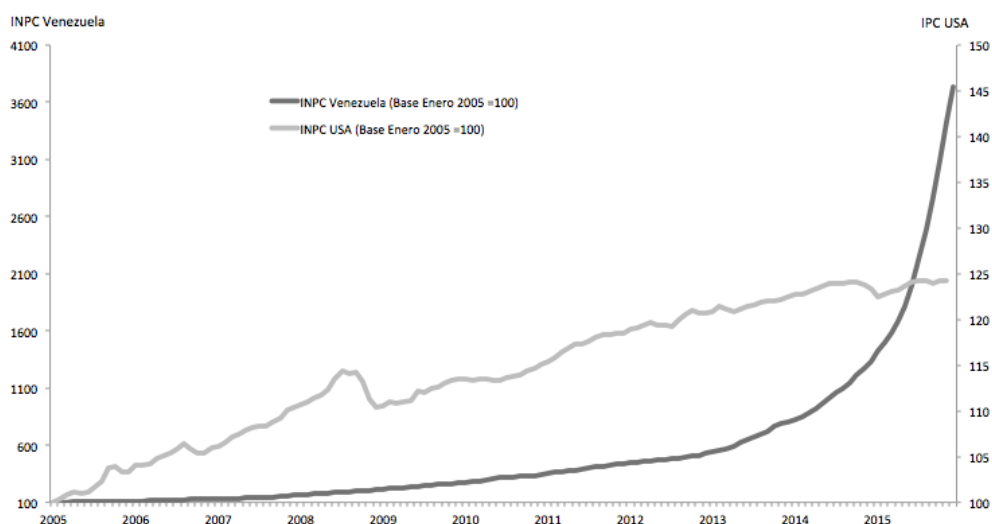


Figura 7-0-1 Índices de precios en dólares y bolívares, período 2005-2015

Valoración económica de los proyectos de generación eléctrica (2005-2016).

¹⁷⁸ U.S. Consumer Price Index, <http://www.bls.gov/cpi/>

¹⁷⁹ Índice del Precios al Consumidor, Banco Central de Venezuela, <http://www.bcv.org.ve>

341. Los costos totales y particulares de cada proyecto se compararán con los costos referenciales indicados por el Plan de Desarrollo del sector Eléctrico Nacional (PDSEN 2005-2024) y el Plan Maestro Socialista para el Rescate del Sector Eléctrico (PMSPRSEN 2010-2030) para la expansión de la generación eléctrica y transmisión.
342. Para la determinación del costo promedio referencial de generación se han tomado en cuenta las capacidades y las inversiones previstas para el escenario de crecimiento de la demanda alto del Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PDSEN 2004-2015). De acuerdo con la Ley Orgánica de Servicio Eléctrico de 2001¹⁸⁰ (Art. 13) que se encontraba vigente al momento de publicarse el plan, se establecen que las recomendaciones deben tomar en cuenta los requerimientos estimados de incorporación de capacidad de generación y la cartera de proyectos de expansión del sistema de transmisión:

Artículo 13. El Ministerio de Energía y Minas, con el apoyo de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica y del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico, formulará el Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional, el cual tendrá carácter indicativo. El Plan de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional se enmarcará dentro de la estrategia establecida en el Plan de Desarrollo Económico y Social, estará en concordancia con los lineamientos de política económica y energética del Estado, y contendrá al menos las políticas de desarrollo del sector, la estimación de la demanda eléctrica para las diferentes regiones del país, **los requerimientos estimados de incorporación de capacidad de generación, la cartera de proyectos de expansión del sistema de transmisión** y los lineamientos orientados a impulsar el uso racional de la electricidad y la prestación del servicio eléctrico en zonas aisladas y deprimidas, considerando el aprovechamiento de las fuentes alternas de energía. El Ministerio de Energía y Minas, con el apoyo de la Comisión Nacional de Energía Eléctrica, determinará la duración del Plan y su período de revisión, hará su seguimiento y tomará las medidas a su alcance para asegurar la normal ejecución del mismo.

Costo Unitario Referencial Promedio de Generación

343. De acuerdo con el PDSEN, para lapso comprendido entre 2005 y 2016, se estimó para el *escenario de demanda alto* una inversión total de **10476MMUS\$**, a precios de 2005 (Ver Tabla 7-0-1) correspondiente a la instalación de **13089 MW** en nueva capacidad de generación (Ver Tabla 7-0-2). Esto corresponde un costo unitario referencial promedio de **800 US\$ por kilovatio efectivo instalado, kWe**¹⁸¹ a precios de 2005. El costo unitario referencial promedio ajustado a precios de 2015 es **996 US\$ por kilovatio efectivo instalado, kWe**.

¹⁸⁰ Ley Orgánica de Servicio Eléctrico (LOSE), Gaceta Oficial N°. 5.568 Extraordinario de fecha 31 de diciembre de 2001

¹⁸¹ PDSEN 2005-2024, p.85

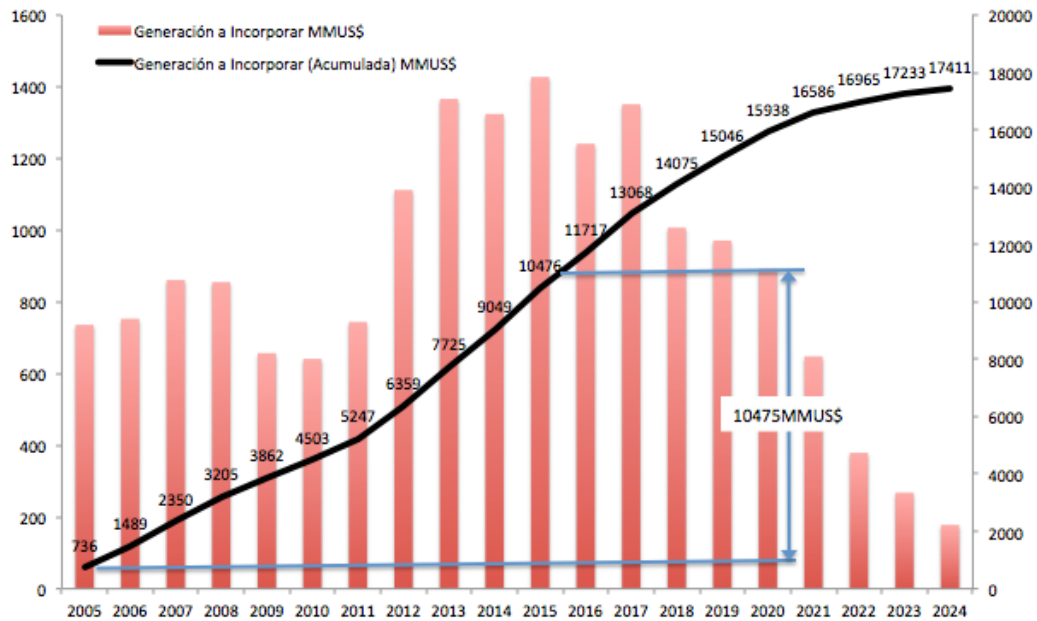


Tabla 7-0-1 Inversión estimada por el PDSEN 2005-2024 en MMUS\$ (Escenario Alto)¹⁸²

	REGION CAPITAL	REGION LARENSE	REGION INSULAR	REGION ZULIANA COSTA ORIENTAL	REGION ZULIANA COSTA OCCIDENTAL	REGION ORIENTAL	REGION CENTRAL	REGION OCCIDENTAL	REGION GUAYANA	TOTAL
2005									360	360
2006		80			150		300	300	180	1 010
2007	180	40	120			300	600	539		1 779
2008				900		600				1 500
2009					450	150				600
2010		150	80		200	450		300		1 780
2011				300						300
2012							600	600	432	1 632
2013	300			150		300		300	1 296	2 346
2014					450				432	882
2015	450					450				900
2016			80		450					530
2017	450	150		300		300		450		1 650
2018			80		450					530
2019	450	150		300	300	300	300			1 800
2020								150		150
2021		300	80	150	150	900				1 580
2022	300		80		450	1 050	450			2 330
2023		150	80	150				300		680
2024										0
	2.130	1.020	600	2.250	3.050	4.800	2.850	2.939	2.700	22.339

Tabla 7-0-2 Nueva capacidad de generación en MW estimada por el PDSEN 2005-2024 (Escenario Alto)¹⁸³

Costo Unitario Referencial por Tecnología de Generación

344. Para la determinación del costo referencial de cada proyecto de generación se han tomado en cuenta el tipo de tecnología (ciclo simple, combinado, vapor, motogeneración a diesel, eólica e hidroeléctrica) establecidos en el Plan Maestro Socialista para el Rescate y Desarrollo del Sistema Eléctrico 2010-2030 (PMSRSEN), publicado por el Ministerio de Energía Eléctrica en 2010¹⁸⁴. Los precios utilizados corresponden al año base 2005:

- Grupos Electrógenos: 800US\$/kWe,
- Turbo Gas Ciclo Simple: 475US\$/kWe,

¹⁸² PDSEN 2005-2024, p.45

¹⁸³ Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, PDSEN 2005-2024, p.85

¹⁸⁴ Costos referenciales de acuerdo con el Plan Maestro Socialista para el Rescate y Desarrollo del Sistema Eléctrico 2010-2030. p. 230, MPPEE, Corpoelec 2010. Precios ajustados al 2005.

- Turbo Gas Ciclo Combinado: 920US\$/kWe
- Turbo Vapor: 900US\$/kWe,
- Centrales Hidráulicas: 1350US\$/kWe
- Eólica, 1000US\$/kWe

345. Los costos referenciales Incluyen inspección, gerencia, IVA, ingeniería e imprevistos. En los imprevistos es importante considerar que los proyectos de Ingeniería Procura y Construcción (IPC, sin incluir los equipos mayores) poseen un componente en moneda nacional importante, cuya sobrevaluación puede afectar la estructura de costos de los proyectos en divisas equivalentes. En el caso particular de las centrales hidroeléctricas, el componente en monda local es importante. En este sentido, el costo referencial utilizado (1350US\$/kWe), coincide con los costos finales ejecutados en la construcción de la Central Hidroeléctrica de Caruachi.

346. En el marco del estudio de costos contratado al PNUD por parte del MPPEE/Corpoelec¹⁸⁵, el costo unitario asociado a centrales turbogas en ciclo simple es de 475US\$/kWe lo que se encuentra en el orden de magnitud establecido en este informe. En el **Anexo 7-0-1** se incluye un ejemplo de cálculo detallado del costo unitario de acuerdo con la metodología aplicada por la Coordinación Corporativa de Planificación y Presupuesto de Corpoelec.

347. Los costos referenciales indicados por el PMSRSEN se encuentran dentro de los rangos costo de construcción de generación por tecnología (overnight construction costs) presentados por la Agencia Internacional de la Energía en su publicación *Projected Costs of Generating Electricity 2005 edition*¹⁸⁶.

¹⁸⁵ Programa de las Naciones Unidas para el Desarrollo, CI/013/MPPEE/2014 Metodología V.5.1, Diagnóstico de métodos y procesos, a partir del intercambio de experiencias exitosas para el fortalecimiento de la unidad de estimación de costos. Disponible en: <https://info.undp.org/docs/pdc/Documents/VEN/CI%20013%20MPPEE%202014%20Metodolog%C3%ADa%20CORPOELEC%20v5%201.pdf>. pag. 26

¹⁸⁶ OECD, AENNEA, IEA, *Projected Costs of Generating Electricity 2005 edition*, <https://www.oecd-neo.org/ndd/pubs/2005/5968-projected-costs.pdf>

Resultados Generales de los Costos en Nueva Generación

348. En este informe, se han considerado para evaluación un total de **cuarenta y dos (42)** proyectos de generación eléctrica de servicio público¹⁸⁷ contratados por la Corporación Venezolana de Guayana, Petróleos de Venezuela (PDVSA) y Corpoelec y sus empresas filiales en el período 2005-2015¹⁸⁸. En la Tabla 7-0-3 se observan los **42** proyectos de generación ejecutados y en ejecución al 2016.

Proyecto 2005-2016	Condición al 2016	Licitación?	Planificada?	Tecnología	Acuerdo	Capacidad Contratada	Capacidad Instalada	Capacidad por constr pendiente	Costo
									MM\$ p. 2005
1 Tocoma	En construcción	SI	SI			2160	0	2160	\$8,644.00
2 Misión Rev. Energética	Instalada	NO	NO		Cuba	1007	1007	0	\$4,400.00
3 TermoCentro, IndiaUrquia, Sit	Instalada Parcial	NO	SI			1080	720	360	\$1,960.20
4 Bachaquero-Tamare	En construcción	SI	SI			500	350	150	\$1,693.79
5 Juan Manuel Valdez CIGMA	Abandonada	NO	SI			0	0	0	\$2,122.60
5 Juan Manuel Valdez CIGMA	Instalada Parcial	NO	SI			700	350	350	\$789.58
6 Planta Cumana AJDS	Reubicada en Guiria	NO	SI		España	0	0	0	\$1,330.78
6 Planta Cumana AJDS	Instalada	NO	SI			350	350	0	\$212.03
7 TermoCarabobo, El Palito	Instalada	NO	NO			772	720	52	\$938.82
8 Planta Centro 6	Instalada	NO	NO			600	600	0	\$1,212.79
9 Fabricio Ojeda La Vueltoza	Instalada	NO	SI			514	514	0	\$517.33
10 TermoZulia II	Instalada	NO	SI			470	470	0	\$637.41
11 TermoZulia III	Instalada	SI	SI			450	450	0	\$913.51
12 TermoZulia IV	Instalada	NO	NO			150	150	0	\$119.83
13 Guarenas I Y II GRR	Instalada	NO	NO			156	156	0	\$235.20
14 Raisa I	Instalada	NO	SI			180	180	0	\$212.27
15 Raisa II	Instalada	NO	SI			100	100	0	\$115.65
16 Raisa III	Instalada	NO	SI			170	130	40	\$174.82
17 Raisa IV y V	En construcción	NO	NO			315	0	315	\$434.96
18 Picure	Instalada	NO	NO			140	132	8	\$96.85
19 EDC SUR Charallave	En construcción	NO	NO			136	0	136	\$222.30
20 Juan Bautista Arismendi	Instalada	NO	NO			170	170	0	\$295.25
21 Barinas 1	Instalada	NO	NO			100	0	100	\$162.96
22 Sidor A y B	Instalada Parcial	NO	NO			360	180	180	\$334.77
23 Josefa Camejo	Instalada	NO	SI			450	450	0	\$315.51
24 Alberto Lovera	Instalada	NO	SI			300	300	0	\$252.41
25 San Diego de Cabrutica	Instalada Parcial	NO	SI			300	150	150	\$288.22
26 Ezequiel Zamora	Instalada Parcial	NO	SI			320	150	170	\$276.50
27 Luis Zambrano El Vigia	Instalada	NO	SI			570	470	100	\$842.21
28 Barcazas Tacoa	Instalada	NO	NO			340	340	0	\$475.78
29 Expansión Argimiro Gabaldon	Instalada	NO	SI			40	40	0	\$51.98
30 Alfredo Salazar	Instalada	NO	SI			90	90	0	\$77.55
31 La Cabrera	Instalada Parcial	NO	SI			320	320	0	\$511.29
32 Ampliación Luisa Caceres A.	Instalada	NO	SI			135	135	0	\$76.82
33 Expansion Planta 3 Lara	Instalada Parcial	NO	SI			90	45	45	\$84.35
34 Termobarrancas	Instalada	NO	SI			170	170	0	\$95.34
35 Tachira GRR	Instalada	NO	SI			60	60	0	\$31.16
36 Guanta GRR	Instalada	NO	NO			34	34	0	\$10.68
37 El Vigia GRR	Instalada	NO	NO			50	50	0	\$47.59
38 Ureña	Instalada	NO	NO			50	0	50	\$52.88
39 Parque Eólico Goajira	Instalada Parcial	NO	SI		Argentina	75.6	25.2	50.4	\$171.80
40 Parque Eólico Paraguana	Instalada Parcial	NO	SI			100	75	25	\$158.57
41 Masparro	Instalada	SI	SI			25	25	0	\$40.00
42 Antonio Nicolas Briceño	Instalada	NO	NO			103.5	103.5	0	\$118.34
CS: Ciclo Simple, CC: Ciclo Combinado, CV: Vapor, GD: Generación Distribuida, E: Eólica, H: Hidroeléctrica						14203.1	9761.7	4441.4	

Total a precios 2005
Total a precios 2015

\$ 31,756.69
\$ 39,465.64

Tabla No. 7-0-3 – Proyectos de Generación Eléctrica Evaluados

349. El costo total de los proyectos de nueva generación eléctrica en el lapso 2005-2015 fue de **39465MMUS\$** (a precios de 2015), correspondientes a un total de **14203MW** instalados. El costo promedio por kW instalado resultante es **2778US\$ por kWe** (precios del 2015), **2.8**

¹⁸⁷ Los proyectos para autoabastecimiento de energía eléctrica de PDVSA no están incluidos y se analizarán de forma separada.

¹⁸⁸ La comisión mixta no tuvo acceso a los contratos realizados, por cuanto el Ministerio de Energía Eléctrica no contestó las solicitudes información por parte de la Asamblea Nacional. La información referente al monto contratado se ha obtenido por distintas vías: información suministrada por las empresas e información divulgada por órganos del estado a través de los medios electrónicos.

veces (180%) el costo medio previsto por el PDSEN para el lapso comprendido entre 2004 y 2015 (**996US\$/kWe** a precios de 2015). Se observa una diferencia de **25381MMUS\$** con respecto a los costos referenciales indicados en el PDSEN.

350. De acuerdo con la información recibida por la comisión mixta sólo cuatro (4) de los 42 proyectos analizados fueron adjudicados bajo un proceso de licitación conforme a la legislación vigente. Los proyectos adjudicados mediante licitación son Tocoma, Tamare/Bachaquero, Termozulia III y Masparro.

351. Diez y seis (16) de los 42 proyectos evaluados no se encontraban previstos en el PDSEN, correspondientes a 4303MW, 8991MMUS\$, un 30% de total instalado.

Resultados de la Evaluación Proyecto por Proyecto.

352. Los análisis técnicos y económicos presentados en este informe para cada uno de los proyectos evaluados presentan cierto grado de incertidumbre por cuanto el Ejecutivo Nacional se ha atendido la solicitud de la asamblea Nacional de suministrar la información requerida para que la comisión mixta pueda realizar la investigación.

353. Los análisis y las conclusiones presentadas se basan en elementos de convicción obtenidos de la información suministrada y entregada por los participantes en las sesiones de la comisión mixta y los documentos públicos disponibles. Los resultados obtenidos permitirán realizar las recomendaciones correspondientes. En la Tabla 7-0-4 se encuentran los resultados proyecto por proyecto.

Proyecto 2005-2016	Condición al 2016	Licitación?	Planificada según PDSN 2005-2024	Tecnología	Capacidad Contratada MW ISO	Costo Real Reportado por MPPEE Millones US\$ (2005)	Costo Referencial según PDSN Millones US\$ (2005)	Diferencia entre costo real y previsto MMS	Desviación Porcentual %	Costo por kWe instalado \$/kWe (2005)	Costo Referencial (PDSN) por kW instalado \$/kWe (2005)
1 Tocoma	En construcción	SI	SI		2160	\$8,644.00	\$2,916.00	\$5,728.00	196.43%	\$4,001.85	\$1,350.00
2 Misión Rev. Energética	Instalada	NO	NO		1007	\$4,400.00	\$805.60	\$3,594.40	446.18%	\$4,369.41	\$800.00
3 TermoCentro, IndiaUrquia, Sit	Instalada Parcial	NO	SI		1080	\$1,960.20	\$993.60	\$966.60	97.28%	\$1,815.00	\$920.00
4 Bachaquero-Tamare	En construcción	SI	SI		500	\$1,693.79	\$460.00	\$1,233.79	268.22%	\$3,387.58	\$920.00
5 Juan Manuel Valdez CIGMA	Abandonada	NO	SI		0	\$2,122.60		\$2,122.60			
6 Planta Cumana AID5	Instalada Parcial	NO	SI		700	\$789.58	\$332.50	\$457.08	137.47%	\$1,127.97	\$475.00
6 Planta Cumana AID5	Reubicada en Guiria	NO	SI		0	\$1,330.78		\$1,330.78			
6 Planta Cumana AID5	Instalada	NO	SI		350	\$212.03	\$166.25	\$45.78	27.53%	\$605.79	\$475.00
7 TermoCarabobo, El Palito	Instalada	NO	NO		772	\$938.82	\$366.70	\$572.12	156.02%	\$1,216.09	\$475.00
8 Planta Centro 6	Instalada	NO	NO		600	\$1,212.79	\$540.00	\$672.79	124.59%	\$2,021.32	\$900.00
9 Fabricio Ojeda La Vueltoza	Instalada	NO	SI		514	\$517.33	\$693.90	-\$176.57	-25.45%	\$1,006.48	\$1,350.00
10 TermoZulia II	Instalada	NO	SI		470	\$637.41	\$432.40	\$205.01	47.41%	\$1,356.20	\$920.00
11 TermoZulia III	Instalada	SI	SI		450	\$913.51	\$414.00	\$499.51	120.66%	\$2,030.03	\$920.00
12 TermoZulia IV	Instalada	NO	NO		150	\$119.83	\$71.25	\$48.58	68.18%	\$798.85	\$475.00
13 Guareñas I Y II GRR	Instalada	NO	NO		156	\$235.20	\$74.10	\$161.10	217.41%	\$1,507.68	\$475.00
14 Raisa I	Instalada	NO	SI		180	\$212.27	\$85.50	\$126.77	148.27%	\$1,179.27	\$475.00
15 Raisa II	Instalada	NO	SI		100	\$115.65	\$47.50	\$68.15	143.47%	\$1,156.49	\$475.00
16 Raisa III	Instalada	NO	SI		170	\$174.82	\$80.75	\$94.07	116.50%	\$1,028.37	\$475.00
17 Raisa IV y V	En construcción	NO	NO		315	\$434.96	\$149.63	\$285.34	190.70%	\$1,380.84	\$475.00
18 Picure	Instalada	NO	NO		140	\$96.85	\$66.50	\$30.35	45.65%	\$691.82	\$475.00
19 EDC SUR Charallave	En construcción	NO	NO		136	\$222.30	\$64.60	\$157.70	244.12%	\$1,634.55	\$475.00
20 Juan Bautista Arismendi	Instalada	NO	NO		170	\$295.25	\$80.75	\$214.50	265.64%	\$1,736.79	\$475.00
21 Barinas 1	Instalada	NO	NO		100	\$162.96	\$47.50	\$115.46	243.07%	\$1,629.59	\$475.00
22 Sidor A y B	Instalada Parcial	NO	NO		360	\$334.77	\$171.00	\$163.77	95.77%	\$929.91	\$475.00
23 Josefa Camejo	Instalada	NO	SI		450	\$315.51	\$213.75	\$101.76	47.61%	\$701.13	\$475.00
24 Alberto Lovera	Instalada	NO	SI		300	\$252.41	\$142.50	\$109.91	77.13%	\$841.35	\$475.00
25 San Diego de Cabrutica	Instalada Parcial	NO	SI		300	\$288.22	\$142.50	\$145.72	102.26%	\$960.73	\$475.00
26 Ezequiel Zamora	Instalada Parcial	NO	SI		320	\$276.50	\$152.00	\$124.50	81.91%	\$864.06	\$475.00
27 Luis Zambrano El Vigia	Instalada	NO	SI		570	\$842.21	\$524.40	\$317.81	60.60%	\$1,477.55	\$920.00
28 Barcasas Tacca	Instalada	NO	NO		340	\$475.78	\$282.63	\$193.15	68.34%	\$1,399.35	\$831.25
29 Expansión Argimiro Gabaldon	Instalada	NO	SI		40	\$51.98	\$19.00	\$32.98	173.59%	\$1,299.54	\$475.00
30 Alfredo Salazar	Instalada	NO	SI		90	\$77.55	\$42.75	\$34.80	81.39%	\$861.63	\$475.00
31 La Cabrera	Instalada Parcial	NO	SI		320	\$511.29	\$152.00	\$359.29	236.38%	\$1,597.80	\$475.00
32 Ampliación Luisa Cáceres A.	Instalada	NO	SI		135	\$76.82	\$64.13	\$12.69	19.79%	\$569.02	\$475.00
33 Expansión Planta 3 Lara	Instalada Parcial	NO	SI		90	\$84.35	\$42.75	\$41.60	97.30%	\$937.19	\$475.00
34 Termobarrancas	Instalada	NO	SI		170	\$95.34	\$80.75	\$14.59	18.07%	\$560.83	\$475.00
35 Tachira GRR	Instalada	NO	SI		60	\$31.16	\$28.50	\$2.66	9.34%	\$519.34	\$475.00
36 Guanta GRR	Instalada	NO	NO		34	\$10.68	\$16.15	-\$5.47	-33.85%	\$314.22	\$475.00
37 El Vigia GRR	Instalada	NO	NO		50	\$47.59	\$23.75	\$23.84	100.38%	\$951.82	\$475.00
38 Ureña	Instalada	NO	NO		50	\$52.88	\$50.00	\$2.88	5.76%	\$1,057.58	\$1,000.00
39 Parque Eólico Goajira	Instalada Parcial	NO	SI		75.6	\$171.80	\$75.60	\$96.20	127.25%	\$2,272.55	\$1,000.00
40 Parque Eólico Paraguana	Instalada Parcial	NO	SI		100	\$158.57	\$100.00	\$58.57	58.57%	\$1,585.74	\$1,000.00
41 Masparró	Instalada	SI	SI		25	\$40.00	\$33.75	\$6.25	18.52%	\$1,600.00	\$1,350.00
42 Antonio Nicolás Briceño	Instalada	NO	NO		103.5	\$118.34	\$86.03	\$32.30	37.55%	\$1,143.35	\$831.25

CC: Ciclo Simple, CC: Ciclo Combinado, CV: Vapor, GD: Generación Distribuida, E: Eólica, H: Hidroeléctrica

	Capacidad Contratada MW ISO	Costo Real Reportado por MPPEE Millones US\$	Costo Referencial según PDSN Millones US\$	Diferencia entre costo real y previsto Millones US\$	Desviación Porcentual %	Costo Real por kWe instalado \$/kWe	Costo Referencial (PDSN) por kW instalado \$/kWe
TOTAL	14203	31,756.6¹	11,332.9¹	20,423.7¹	180%	2,235.90	797.9¹
TOTAL	14203	39,465.6²	14,084.0²	25,381.6²	180%	2,778.66	991.6²

¹ Valores a precios constantes de 2005

² Valores a precios constantes de 2015

Tabla No. 7-0-4 – Resumen de Inversiones en generación en el lapso 2005-2015 – Proyecto por Proyecto

354. Del total contratado en nueva generación (14203MW) se encuentran instalados 10011MW (70%) y en fase de construcción 4192MW(30%). Debe indicarse que del total en construcción no se incluyen dos proyectos en ciclo combinado 1000MW (Cigma en Guiria y Antonio José de Sucre en Cumaná) que se contrataron por 2122MMUS\$ y 1330MMUS\$, respectivamente. Sin embargo, se desconoce si se realizaron las actividades de ingeniería y la procura de los equipos mayores. Los proyectos finalmente construidos en esas locaciones poseen alcances y contratistas diferentes a lo establecido originalmente.

355. Un total de 30 de los 42 proyectos evaluados poseen posibles diferencias entre lo previsto por el PDSN y lo finalmente contratado superiores al 50%. Doce (12) proyectos poseen diferencias inferiores al 50%. Tomando en cuenta las condiciones particulares de cada proyecto (impacto de la inflación, inclusión de otros activos como subestaciones y líneas eléctricas en el alcance, etc.), la comisión mixta sugiere revisar exhaustivamente **todos** los contratos asociados a las 42 obras analizadas.
356. Los costos de las obras construidas y en construcción obtenidos son superiores a los costos referenciales establecidos por el Plan Nacional de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2005-2024.
357. En un informe interno de Corpoelec, elaborado por la Coordinación de Administración de Control de Proyectos se establecen las condiciones contractuales y de avance físico de las obras de generación eléctrica hasta junio de 2011 (**Anexo 7-0-2**). En dicho informe se confirman los resultados presentados en este capítulo.

Avance de las Obras de Generación Proyecto por Proyecto.

358. En la Tabla 7-0-5 se encuentran los avances de las obras proyecto por proyecto. Se indican también los periodos de tiempo y los funcionarios públicos mas relevantes entre 2005 y 2016.

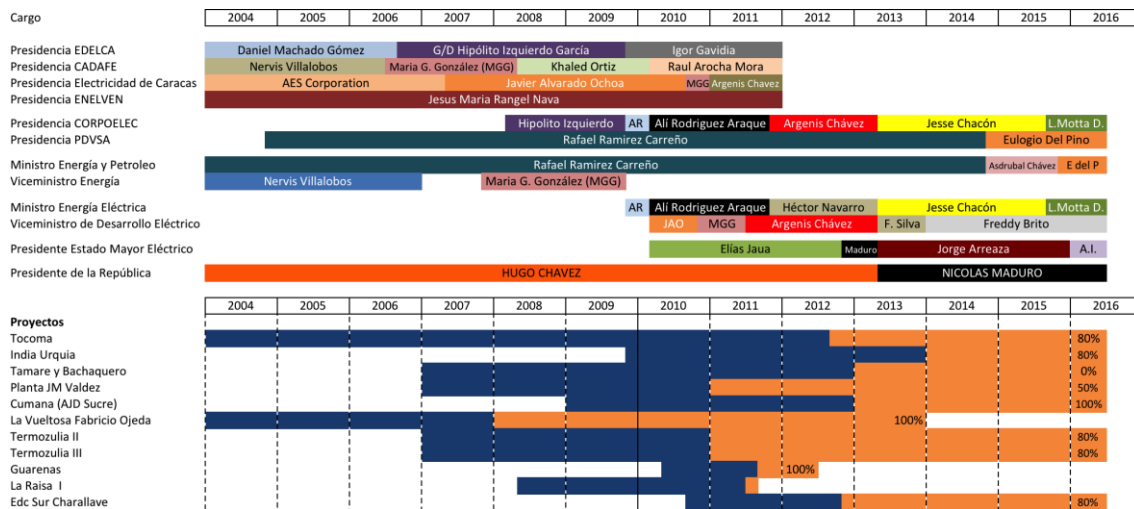


Tabla No. 7-0-5 – Resumen de ejecución obras de generación con retrasos

Valoración de los proyectos de Transmisión.

359. De acuerdo con un informe interno de Corpoelec¹⁸⁹ (**Anexo 7-0-2**) para el período 2008-2014 se verificaron un total de 29 proyectos de transmisión por **3085MMUS\$**. En el PDSN se establecen 34 proyectos entre 2008-2014 por **1048MMUS\$**¹⁹⁰ (Figura 7-0-1). En este caso se observa un diferencial de **2037MMUS\$** (194%) que debe ser explicado.

¹⁸⁹ Proyectos Estructurantes de Generación y Transmisión Ampliados 2008-2014, elaborado por la Coordinación de Administración de Control de Proyectos, 2011

¹⁹⁰ PDSN 2005-2024, p.61 No incluye Ingeniería, inspección e impuestos.

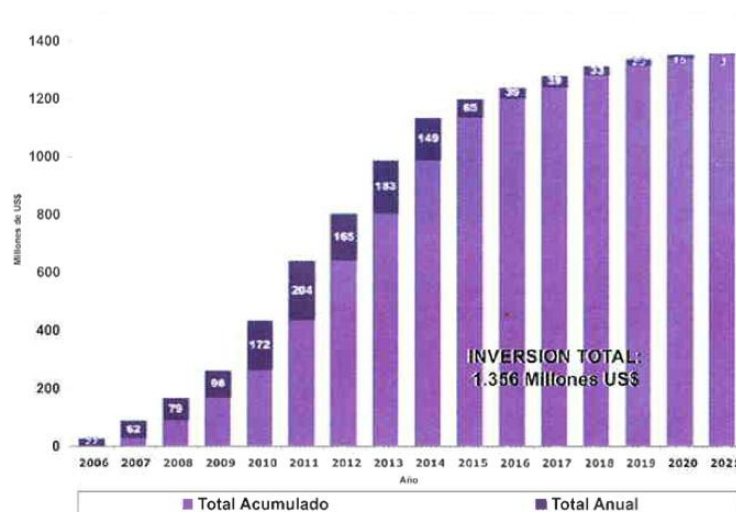


Figura 7-0-1 – Inversión en Transmisión según el PDSN 2005-2024

360. Adicionalmente, la lista de 29 proyectos de la cartera de transmisión del PDSN para el lapso 2008-2014¹⁹¹ es diferente a la lista de 34 proyectos reflejado por Corpoelec en su Informe Ejecutivo¹⁹². El crecimiento del sistema de transmisión en el lapso 2008¹⁹³-2014¹⁹⁴ fue: en líneas 765kV de 2083km a 2247km (7.8%), en líneas 400kV de 3606km a 4434km (22,9%), en líneas 230kV de 5794km a 7739km (33%) y en líneas 115kV de 13366km¹⁹⁵ a 13591km (1.6%). En este lapso el crecimiento de la capacidad instalada paso de 23155MW (2008) a 30427MW en 2014 (31%).

Costo total de las obras de expansión del sistema de generación y transmisión del Sistema Eléctrico Nacional 2005-2015

361. La **inversión total** en la expansión de los sistemas de Generación y Transmisión entre 2005 y 2015 es de **42550MMUS\$**¹⁹⁶. El PDSN 2005-2024 prevé una inversión para tal fin de **14915MMUS\$**, por lo que se verifica una diferencia de **27635MM\$** no justificados en activos eléctricos.

¹⁹¹ PDSN 2005-2024, p.57-60 No incluye Ingeniería, inspección e impuestos.

¹⁹² CORPOELEC, Proyectos Estructurantes de Generación y Transmisión Ampliados 2008-2014, elaborado por la Coordinación de Administración de Control de Proyectos P. 28-39

¹⁹³ Informe Anual de OPSIS, 2008, p. 16

¹⁹⁴ Anuario Estadístico del MPEEE 2014, p.19

¹⁹⁵ Anuario Estadístico del MPEEE 2010, p.39

¹⁹⁶ Corresponde solo a obras de expansión de generación y transmisión (nuevos activos), no incluye proyectos de repotenciación de generación y refacción de líneas de transmisión o subestaciones. Tampoco incluye obras de expansión y refacción del sistema de distribución.

Proyecto No. 1

CENTRAL HIDROELECTRICA MANUEL PIAR – TOCOMA (2160MW, 2300MW)

362. La Central Hidroeléctrica de Tocoma es una obra del Gobierno Nacional contemplada el desarrollo hidroeléctrico integral de la cuenca del Bajo Caroní. Esta obra prevé la instalación de diez turbinas Kaplan de 216MW, para un total de 2160MW con una producción de energía promedio anual de 12100GWh. En el proyecto Tocoma la ingeniería básica, las obras civiles, electromecánicas, la subestación eléctrica y la inspección fueron contratadas de forma separada. La adjudicación de las obras civiles y electromecánicas se realizó mediante licitaciones públicas internacionales. A continuación se enumeran las principales empresas y consorcios involucrados en el proyecto Tocoma:
363. Obras civiles: **Consorcio OIV**¹⁹⁷ integrado por las constructoras: **Odebrecht**¹⁹⁸ (un 50% de participación) fundada en 1944, **Impregilo**¹⁹⁹ (italiana, con un 40%) fundada en 1989 y **Vinccler**²⁰⁰ (venezolana, con un 10%), fundada en 1956. Fabricación y montaje electromecánico: **Industrias Metalúrgicas Pescarmona, IMPSA** (Argentina)²⁰¹, fundada en 1907. Subcontratación del montaje: **HPC Venezuela (Hitachi)**²⁰². Inspección, **Consorcio Uriaparí: Consultores Occidentales S.A. (COISA)**²⁰³, fundada en 1971, **Deproex C.A.**²⁰⁴, fundada en 1974, **Gerencia de Ingeniería S.A. (GERINSA)**²⁰⁵, fundada en 1980, **Ingenieros Electricistas y Mecánicos (INELMECA)**²⁰⁶, fundada en 2004, **Y&V Ingeniería y Construcción, C.A.**²⁰⁷ fundada en 1985. Ingeniería Conceptual y Básica: **Consorcio DECOYNE**²⁰⁸: **COSA, DEPROEX, INELMECA y COYNE ET BELLIER**. Subestación Eléctrica: **TSK Ingeniería y Sistemas de Venezuela**²⁰⁹. Inspección construcción de equipo electromecánico: **COYNE ET BELLIER (TRACTEBEL)**²¹⁰
364. Contratante: De 2002 a 2008 CVG Electrificación del Caroni (EDELCA). De 2008 al presente: CORPOELEC
365. Capacidad contratada: 2160MW. Sin embargo, la tecnología desarrollada por la empresa IMPSA permitiría que cada una de las diez turbinas tipo Kaplan puedan generar 230MW, para un total de 2300MW.
366. Fecha de finalización de obra prevista en contrato: en 2002 se anunció que la obra estaría concluida en 2011. En los pliegos de

¹⁹⁷ <http://www.odebrecht.com/es/nueva-usina-hidroelectrica-en-venezuela>

¹⁹⁸ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/421582>

¹⁹⁹ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/467926>

²⁰⁰ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/411888>

²⁰¹ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/300289>, <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/197132>

²⁰² <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/361689>

²⁰³ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/421866>

²⁰⁴ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/409646>

²⁰⁵ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/431977>

²⁰⁶ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/410591>

²⁰⁷ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/414170>

²⁰⁸ http://mcenlinea.snc.gob.ve/reportes/datos_basicos?mostrar=INF&p=3&rif=J314405330

²⁰⁹ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/446188>

²¹⁰ <http://www.tractebel-engie.com/referencias/tocoma-dam-and-hydroelectric-power-project-2/>

contratación de IMPSA y OIV se estipuló la conclusión de la obra en septiembre de 2014. Fecha de Conclusión prevista en 2016: Según cronograma actual se espera concluir la obra en 2019.

Aspectos contractuales

367. El 28 de abril de 2002, el presidente Hugo Chávez en su programa Aló Presidente No. 102 anunció la contratación de la Central Hidroeléctrica Tocoma por un total de **2076MMUS\$**²¹¹. Indicó que la construcción de la obra duraría un total de nueve años (2011)²¹². El presidente Chávez anunció en esa oportunidad que las obras civiles y electromecánicas así como la procura de los equipos mayores iban a ser licitadas próximamente²¹³.

Obras preliminares

368. Entre 2002, CVG Edelca contrató obras preliminares²¹⁴: exploración geológica y construcción de ataguías. Entre 2003 y 2006 se inician las primeras excavaciones del aliviadero, los rellenos de presa y la casa de máquinas. No se tiene conocimiento cuales fueron las contratistas adjudicadas ni los montos en moneda nacional y extranjera de este contrato.

Pliegos de Licitación Obras Civiles y Electromecánicas

369. Las obras civiles y electromecánicas fueron licitadas por separado. En 2004 se culminan de los pliegos de contratación de las obras civiles (licitación pública internacional LG-CEPR-001/15) y electromecánicas (licitación pública internacional 3.1.104.001.03).

Contrato de Obras Civiles: Consorcio OIV Tocoma

370. En octubre de 2006²¹⁵ se realizó una licitación pública internacional²¹⁶ para las ingeniería de detalle y la construcción de las obras civiles (**Anexo 2-1-10 - Acta CMECEP010**) coordinada por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). El Consorcio OIV fue adjudicado en enero de 2007 con la mejor oferta que ascendió a un total de **968MMUS\$**²¹⁷ (**Anexo 7-1-1**). La empresa francesa TRACTEBEL (Coyne et Bellier) fue contratada en 2006 por Edelca para la provisión de asistencia técnica en la elaboración de los pliegos de licitación así como la inspección del plan ambiental del proyecto. En 2007, las obras civiles (ingeniería de detalle, procura y construcción) fueron contratadas al ganador de la licitación, Consorcio OIV. De acuerdo con el BID, el costo total del proyecto en 2006 era de **3061MMUS\$** cuya distribución se presenta en la Tabla 7-1-

²¹¹ Revista No 374 del Colegio del Ingenieros de Venezuela, Octubre de 2011

²¹² <http://www.todochavez.gob.ve/todochavez/4093-alo-presidente-n-102>

²¹³ <https://www.youtube.com/watch?v=l89TtWqR9c>, min 24:20

²¹⁴ Las obras preliminares consistieron básicamente en las primeras exploraciones geológicas, la construcción de las oficinas de campo y vías de acceso, el primer desvío del río Caroní (Agosto del 2002) y la construcción de las ataguías.

²¹⁵ <http://www.hydroworld.com/articles/2007/01/consortium-named-to-build-venezuelas-2160-mw-tocoma.html>

²¹⁶ En la licitación pública internacional (LG-CEPR-001/15) fueron preclasificados un total de siete empresas o consorcios: 1) Consorcio ICAVI (Constructora Vialpa, S.A. de Venezuela e ICA de México), 2) Camargo Correa, 3) Consorcio OIV, 4) Consorcio Caroní (Astaldi y Ghella de Italia), 5) Andrade Gutierrez de Barsil, 6) Vinci Construction Grands Projets de Francia, y un consorcio que no presento oferta formado por Dragados de España, Dycvensa y Dell'Acqua de Venezuela.

²¹⁷ <http://www.hydroworld.com/articles/2007/03/venezuela-confirms-us970-million-contract-to-build-2160-mw-tocoma.html>

1. Las obras civiles estimadas son del orden **1083MMUS\$** y los equipos electromecánicos en el orden de **539MMUS\$**. No se tiene conocimiento de las cantidades contratadas en moneda nacional y extranjera de este contrato.

Cuadro II-1 Costos y Financiamiento (US\$ millones)

Item	Descripción	BID	LOCAL	TOTAL	%
1.	Ingeniería, Administración y Auditoría	0,570	426,976	427,546	13,97%
1.1	Ingeniería y Supervisión	0,000	198,675	198,675	6,49%
1.2	Administración	0,000	228,301	228,301	7,46%
1.3	Auditoría Externa	0,470	0,000	0,470	0,01%
1.4	Evaluación Medio Término y Final	0,100	0,000	0,100	0,00%
2.	Costos Directos	577,991	1.117,588	1.695,579	55,38%
2.1	Obras Civiles Principales	573,855	226,470	800,325	26,15%
2.2	Otras Obras Civiles	0,000	283,805	283,805	9,27%
2.3	Equipos Electromecánicos	0,000	539,704	539,704	17,63%
2.4	Sistema de Transmisión	0,000	33,324	33,324	1,09%
2.5	Plan de Manejo Ambiental y Social	4,136	34,285	38,421	1,26%
3.	Aranceles	0,000	98,557	98,557	3,22%
4.	Sin Asignación Específica	171,439	342,109	513,548	16,78%
4.1	Imprevistos	45,769	109,386	155,155	5,07%
4.2	Escalamiento	125,670	232,723	358,393	11,71%
5.	Gastos Financieros	0,000	325,629	325,629	10,64%
5.1	Intereses	0,000	284,139	284,139	9,28%
5.2	Comisión de compromiso	0,000	41,490	41,490	1,36%
5.3	Comisión de inspección y vigilancia	0,000	0,000	0,000	0,00%
	TOTAL	750,000	2.310,859	3.060,859	100,00%
	% de participación	24,50%	75,50%	100,00%	

Tabla 7-1-1 – Distribución de Costos Proyecto Tocoma (BID, VE-L1003)

Contrato Obras Electromecánicas (IMPSA)

371. En abril de 2006 se realizó una licitación pública internacional, coordinada por la CAF, para las obras electromecánicas²¹⁸ en las que participaron cinco empresas²¹⁹. De las cinco empresas precalificadas sólo tres empresas enviaron el modelo físico a la *École Polytechnique Fédérale de Laussane* (EPFL) en la que IMPSA fue la mejor valorada con un registro de 94.99%.

372. La buena pro fue notificada a la empresa IMPSA en marzo de 2007. Su propuesta económica fue un 60% más económica. En marzo de 2007 debió comenzar la fase electromecánica. Sin embargo debido a indisponibilidad de financiamiento, la fase electromecánica solo se inició en enero de 2008 (Once meses de retraso). De acuerdo con el cronograma establecido en el pliego de licitación (**Anexo 7-1-2**), los anclajes de las primeras seis turbinas debieron instalarse durante 2007.

373. En diciembre de 2007 se firma el contrato de financiamiento con CAF y en enero de 2008 se firma el contrato de construcción, suministro e instalación del equipamiento electromecánico por **451MMUS\$**. La propuesta de IMPSA fue un 60% más económica que el segundo oferente.

²¹⁸ CVG Edelca decidió licitar las obras electromecánicas y civiles por separado. Existen diferentes tipos de contratación de obras de esta magnitud: Asociaciones Público-Privadas (PPP), Empresas de Propósito Especial (SPC), Ingeniería, Procura y Construcción (EPC), Equipamiento llave en mano (Turn-key), Suministro, montaje y puesta en marcha, etc.. En este caso, el consorcio OIV Tocoma fue contratado bajo la figura de EPC e IMPSA fue contratada bajo la figura de Suministro, montaje y puesta en marcha. Es claro que el cumplimiento de los cronogramas del responsable electromecánico (montaje y puesta en marcha) son dependientes del cumplimiento del cronograma de la contratista civil.

²¹⁹ En la licitación pública internacional (3.1.104.001.03, Julio 2004) fueron preclasificados un total de cinco empresas o consorcios: 1) Consorcio CNMEG (China National Machinery & Equipment Corporation, Dongfang Electrical Machinery, Harbin Electrical Machinery), 2) Consorcio Equipos Electromecánicos-Tocoma (Alstom Brazil, Alstom Power Hydro, Voith Siemens Hydro Power Generation), 3) Consorcio GECl-GEES-Marubeni (GE Canada, GE Energy, Marubeni Corporation), 4) Consorcio Tocoma J-E (Hitachi LTD, Vatech Escher Wyss GMBH, Vatech Hydro GMBH, Sumitomo Corporation, Mitsui & Co. Ltd.) y 5) IMPSA (Industrias Metalúrgicas Pescarmona).

De acuerdo con IMPSA (**Anexo 2-1-11 - Acta CMECEP011**) este contrato es de flujo de caja positivo, es decir la contratista no ofreció ningún tipo de financiamiento. En agosto de 2016, el monto actualizado del contrato en divisas es **1150MMUS\$** y en moneda local **2258MMBs** (**Anexo 7-1-3**).

Financiamiento Internacional

374. En Julio 2004, la Corporación Andina de Fomento (CAF) otorgó un **primer** préstamo por **300MMUS\$²²⁰** (**Anexo 7-1-4**)
375. El Banco Interamericano de Desarrollo otorgó un **primer** préstamo de **750MMUS\$** (VE-L1003²²¹, 14/11/2006, **Anexo 7-1-5**) para cubrir la contratación de las obras civiles.
376. En abril de 2007, la CAF otorgó un **segundo** préstamo de **600MMUS\$²²²** (**Anexo 7-1-6**) para cubrir la contratación de la construcción y montaje de los equipos electromecánicos.
377. En octubre de 2009, el BID otorga un **segundo** préstamo de **800MMUS\$** para concluir la obra, (VE-L1026²²³, 20/10/2009, **Anexo 7-1-7**). Con este préstamo, el BID ha otorgado un total de 1550MMUS\$ al proyecto Tocoma. En el documento complementario del BID justifica el préstamo adicional de la siguiente forma (**Anexo 7-1-7**)²²⁴:

“En 2005 el costo total del proyecto se estimó en US\$3.061 millones, calculados con precios base de diciembre de 2003. Sobre este presupuesto, el BID aprobó el financiamiento de US\$750 millones, en tanto el saldo de US\$2.311 millones provendría de financiamiento de contrapartida local. Como parte de esta contrapartida local la Corporación Andina de Fomento (CAF) aporta al financiamiento recursos por US\$900 millones. Desde su aprobación a la fecha, **el proyecto ha presentado un importante aumento de su presupuesto**. Este incremento no está asociado a una mayor cantidad o variación de la obra física, dado que el diseño no ha sufrido ninguna modificación de relevancia, sino **fundamentalmente al impacto de la inflación de las monedas de pago**, con especial incidencia en el componente de **moneda local**. Según la documentación proporcionada por el Ejecutor, con precios de diciembre de 2008 el costo del proyecto asciende a un equivalente a **US\$4.301,6 millones**, lo cual representa un 40% adicional al presupuesto original, calculado éste a precios de diciembre de 2003.”

Esta explicación implicaría que al no existir un cambio de alcance en la obra que justificase la erogación adicional, las divisas adicionales otorgadas por el BID estarían siendo vendidas al Banco Central de Venezuela a tasa de cambio fija para obtener moneda local para el pago de compromisos afectados por la inflación. Esto permite inferir que parte del pago de compromisos en moneda local (salarios del personal, alquileres, transporte, cemento, etc.) fueron financiados en divisas con un importante sobrecosto si se comparan con los precios referenciales internacionales.

378. En octubre de 2010, la CAF otorga un **tercer** préstamo de **600MMUS\$²²⁵** (**Anexo 7-1-8**). Con este préstamo, la CAF ha otorgado un total de **1500MMUS\$** al proyecto Tocoma.

²²⁰ [https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2004/07/caf-aprueba-recursos-a-venezuela-por-US\\$-300-millones](https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2004/07/caf-aprueba-recursos-a-venezuela-por-US$-300-millones)

²²¹ <http://www.iadb.org/es/proyectos/project-information-page.1303.html?id=ve-11003>

²²² [https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2007/04/US\\$-600-millones-para-la-central-hidroelectrica-manuel-piar-tocoma](https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2007/04/US$-600-millones-para-la-central-hidroelectrica-manuel-piar-tocoma)

²²³ <http://www.iadb.org/es/proyectos/project-information-page.1303.html?id=ve-11026>

²²⁴ <http://idbdocs.iadb.org/wsdocs/getdocument.aspx?docnum=2022763> pag.2

²²⁵ <https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2010/10/usd-700-millones-para-proyectos-en-venezuela>

379. Hasta 2010, la CAF y el BID han otorgado **3050MMUS\$** en préstamos para la obra Tocoma. CORPOELEC indica en su pagina web que el costo de la obra en 2010 se encontraba en el orden de **5996MMUS\$²²⁶** (**Anexo 7-1-9**). Este valor equivale **2775US\$** por kWe instalado muy superior al costo referencial de 1350US\$/kWe (Caruachi).
380. El elevados montos de contratación en el proyecto de Tocoma fue oportunamente advertido en un Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (**Anexo 7-0-2**, p20) como un valor elevado (2924US\$/kW) que debería ser revisado.

Desembolsos realizados por Corpoelec al Consorcio OIV

381. El consorcio OIV indicó en su comparecencia ante la comisión mixta (**Anexo 2-1-11 - Acta CMECEP011**) que el monto total ejecutado en moneda extranjera desde enero 2007 hasta diciembre de 2015 fue **1142MMUS\$**. El componente en moneda nacional, según desglose incluido en el **Anexo 7-1-10** ascendió a **15969MMBs**. Los desembolsos en moneda nacional realizados por Corpoelec al Consorcio OIV Tocoma -a las tasas de cambio vigentes para el momento del pago- representan un total de **3642MMUS\$**. El Consorcio OIV indicó por escrito (**Anexo 7-1-11**) que las cuentas pendientes por cobrar al mayo de 2016 ascendían a **155.2MMUS\$** y **5493.2MMBs**, **549.3MMUS\$** a tasa oficial 10Bs/US\$). Por lo tanto, desembolso total previsto a la contratista OIV es del orden de **1297MMUS\$** en moneda extranjera y **21466.2MMBs** en moneda nacional equivalente a **4191.2MMUS\$**.

Desembolsos realizados por Corpoelec a IMPSA

382. IMPSA suministró información por escrito acerca de los montos contratados actualizados al 2016, el flujo de caja hasta 2019 y los montos pendientes por cobrar en moneda nacional y extranjera. En agosto de 2016, el monto actualizado del contrato en divisas es **1150MMUS\$** y en moneda local **2258MMBs**. Las ventas totales al 2016 es de **840.27MMUS\$** y **173.58MMBs** correspondientes a ingresos por concepto de contrato básico, formula escalatoria y mayor permanencia. Desembolsos previstos 2016-2019: **288.4MMUS\$** y **1561MMBs**. La deuda total pendiente es **60.6MMUS\$** (72% registrada) y **640MMBs** (86% registrada) (**Anexo 7-1-3**). Sin embargo, IMPSA aseguró en su exposición ante la comisión mixta que el cumplimiento del cronograma para instalar las turbinas restantes hasta 2019, requerirá una renegociación del contrato, por cuanto el contrato no prevé que la contratista financie los retrasos de la obra (**Anexo 2-1-11 - Acta CMECEP011**).
383. El costo total de las obras electromecánicas Incluyendo los desembolsos hasta 2019 es de **1164MMUS\$** (1150MMUS\$ en divisas y 2258MMBs en moneda local a una tasa ponderada de 161Bs/US\$).

²²⁶ <http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/central-hidroel%C3%A9ctrica-manuel-piar-en-tocoma>

Avance de las obras civiles

384. El contrato con Consorcio OIV contempla la ingeniería de detalle y la infraestructura. Para diciembre de 2015 las obras civiles tienen un avance físico de 98%. Es importante indicar que el avance físico de las obras civiles estaban en 96% en enero de 2013, por lo que la obra solo avanzó 2% en tres años (**Anexo 7-1-12**, Lámina 56).

Avance de las obras electromecánicas

385. El contrato con la empresa IMPSA contempla la provisión de diez turbinas Kaplan, reguladores de potencia, diez generadores de 230 MVA y otros equipos. En el contrato se estableció un cronograma de 178 meses, comenzando en enero de 2008 y concluyendo en septiembre de 2014. De acuerdo con IMPSA, para diciembre de 2015 el avance de la obra se encuentra en 84,3% para la fase de ingeniería de fabricación, faltando algunos manuales, casi 100% para la procura, 71% para la fabricación de componentes y 32% para la instalación, ubicando el avance físico total del contrato en 77.35%. El sistema de control, fue contratado a destiempo, en el año 2012 y muestra un avance del 40.21%. IMPSA alega que los equipos en su mayoría ya se encuentran fabricados y en espera de ser instalados. Sin embargo, el contratista electromecánico no ha podido instalar las turbinas restantes ya que los pozos no han sido liberados por la contratista civil. Si se liberan los pozos el montaje total puede concluir en 2019 (**Anexo 2-1-11 - Acta 011**).

Paralización de las obras a partir de 2014

386. Las obras civiles y electromecánicas se encuentran sin inspección desde diciembre 2014, fecha en que el contrato con el Consorcio Uriapari culminó (**Anexo 2-1-15 - Acta 015**).

387. Preguntas de la Comisión Mixta a OIV Tocoma e Impsa

Referente a la Central Tocoma, la comisión realizó las siguientes preguntas a las empresas contratistas (Oficio CMECEP-087, Anexo 2-30, Oficio CMECEP-097, Anexo 2-33):

¿Cuál es el cronograma de avance?

¿Cuáles son las inversiones específicas realizadas?

¿Cuáles son los desembolsos del contrato que han recibido?

¿Cuál es el monto que se les adeuda?

¿Indique un listado de las obras pendientes y cuáles son los requisitos que prelan su realización?

Respuesta: OIV Tocoma suministró toda la información solicitada (Anexo 2-31, Anexo 7-1-10). Impsa suministró toda la información solicitada (Anexo 2-36, Anexo 7-1-11). La empresa OIV Tocoma aduce que el avance de obra civil se encuentra en 96% y desconoce las causas por las obras electromecánicas no avanzan. La empresa IMPSA aduce que un tercero (OIV Tocoma) responsable de la obra civil no ha liberado los pozos correspondientes. Ambas empresas (OIV Tocoma e Impsa) fueron citadas nuevamente a la Asamblea Nacional. Las empresas enviaron el 5 de agosto una respuesta conjunta (Anexo 2-36) indicando que se negaban a comparecer nuevamente ante la Comisión Mixta por cuanto consideraban

que ya habían entregado toda la información requerida para culminar la investigación. No obstante, el 25 de agosto Impsa comunica a la comisión que debido a las interferencias de un tercero (contratista civil OIV Tocoma) no se ha liberado el pozo correspondiente a la Turbina 3. Es importante recalcar que pareciera que hacia agosto de 2016 se están ejecutando algunas labores sin la inspección correspondiente.

Análisis Técnico y Económico

388. **Restricciones de información:** La comisión los contratos firmados en 2002, 2007, en 2008 y sus extensiones referidos al proyecto Tocoma por cuanto la fuente oficial (MPPEE) se ha negado a suministrar información a la Asamblea Nacional. Ante esta limitación, la información se ha recibido a partir de la interpelación de las empresas contratistas. La estimación del costo de la obra al 2016 se realiza con base a montos contractuales y los desembolsos conocidos tanto en moneda extranjera como en moneda nacional y las equivalencias correspondientes conforme a la tasa de cambio vigente para el momento en que se hicieron los desembolsos. A continuación la Tabla 7-1-2 presenta la discriminación de los costos conocidos del proyecto Tocoma:

	Año	Dólares	Bolívares		Total MM\$
		MM\$	MMBs	MM\$	
Contrato Base	2002	2076			
Obras Civiles	2007-2015	968	15969	3642	4610
Obras Civiles Adic.	2015	329	5493	549	878
Obras Electromecánicas	2008	451			
Obras Electromecánicas Adic.	2016	698	2258	14	1164
		4522	21462	4205	8727

Tabla 7-1-2 – Costos nominales aproximados de las obras realizadas en el proyecto Tocoma

389. **Costos totales estimados para la central Tocoma (ingeniería, obras civiles y electromecánicas).** Los costos totales ajustados a precios de 2005 se encuentran en el orden de **4453MMUS\$** para el componente en dólares y **15969MMBs** para el costo global que incluye expresamente los desembolsos en moneda nacional. Nótese que el costo de la central Caruachi 2160MW -concluida y en operación- está en el orden de **2916MMUS\$** a precios del 2005²²⁷. Es claramente notoria la diferencia entre los recursos efectivamente requeridos por Caruachi en el lapso 1998-2006 y los recursos que se han invertido en Tocoma entre 2002 y 2016, independientemente de las dificultades para el cálculo del valor en dólares del desembolso en bolívares.

390. **Contrato Civil:** El contratista OIV recibió 1300MM\$ y 15969MMBs para la ejecución de la obra civil. Los montos en divisas entregados a la obra civil son claramente desproporcionados. Son superiores a los entregados al contratista electromecánico cuyo componente importado es

²²⁷ Central Hidroeléctrica de Caruachi, 2160MW de similar alcance al de Tocoma. Construida por el Consorcio DRAVICA entre 1997-2006. Presupuesto al 2001: 2130MMUS\$. Presupuesto al 2005: 2916MMUS\$. Proyecto financiado por el BID (VE0084 500MMUS\$), Nordic Investment Bank (60MMUS\$), CAF (100MMUS\$) <http://www.iadb.org/es/proyectos/project-information-page.1303.html?id=ve0084>, [https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2002/11/otorgados-US\\$-100-millones-para-concluir-obras-civiles-del-proyecto-electrico-caruachi-en-venezuela/?parent=17721](https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2002/11/otorgados-US$-100-millones-para-concluir-obras-civiles-del-proyecto-electrico-caruachi-en-venezuela/?parent=17721)

mayoritario. Debe explicarse con detalle como la aplicación de ajuste de precios (formula escalatoria) por la depreciación de la moneda local permitió que el BID haya otorgado un préstamo adicional de 900MMUS\$. En cuanto a los costos en moneda local, se observa en los valores suministrados por la contratista civil (OIV) poseen un efecto importante de la inflación durante el lapso 2007 al 2016. Los desembolsos en bolívares suman un total **15969MMBs**. Estos valores en moneda local equivalentes en divisas también están desproporcionados. Aunque la sobrevaluación de la moneda local puede explicar parte del sobrecosto es evidente que el costo de la obra civil se encuentra completamente fuera de rango.

391. **Contrato Electromecánico:** En noviembre de 2012, el contrato con IMPSA fue recalculado de **451MMUS\$** a **1150MMUS\$** correspondiente a un 154%. Debe explicarse con detalle como la aplicación de ajuste de precios (formula escalatoria) de un proyecto en divisas permitió tal incremento en los precios. El hecho que la CAF haya otorgado un préstamo adicional de 600MM\$ para llevar el contrato de IMPSA de 451MMUS% en 2008 a 1150MMUS\$ en 2016 debe ser aclarado.

392. **Impacto económico del retraso de la obra:** La construcción de la central se inició en 2002 y debió entrar plenamente en servicio en diciembre de 2011 según lo anunciado por Hugo Chavez. En el mejor de los casos, suponiendo que en 2017 se reinician las obras y cumpliendo con el cronograma establecido por IMPSA, la central podría operar plenamente a finales de 2020, por lo que se verifica un retardo de 9 años respecto a la fecha de firma del contrato inicial anunciada por el presidente Hugo Chávez en 2002. El retraso en la puesta en funcionamiento de la central ha obligado a la incorporación creciente de combustibles líquidos en el despacho térmico, combustibles producidos en refinerías de PDVSA o importados del mercado internacional. El costo de oportunidad estimado debido al retraso de ocho años en la construcción de Tocoma se encuentra en el orden de **16000MMUS\$²²⁸**, ocho veces el costo original de la obra. El costo de oportunidad debe entenderse como los recursos económicos que hubiese obtenido el estado de la venta del combustible líquido quemado en las centrales termoeléctricas en lugar de despachar oportunamente la central hidroeléctrica según el plan previsto. En la Figura 7-1-1 se muestra la distribución del costo de oportunidad entre 2008 y 2020.

²²⁸ Costo de oportunidad correspondiente a 117TWh hidroeléctricos no generados entre diciembre de 2011 y diciembre de 2019 (Ocho años). El costo de oportunidad de energía de sustitución fue determinado asumiendo una energía firme de 13TWh (2300MW, factor de planta 0.6), un despacho térmico de 660 millones de barriles con diesel o fueloil, utilizando los precios de la cesta petrolera venezolana entre 6/2011 y 7/2016. Para el lapso entre 6/2016 y 12/2020 se asumió que el costo promedio de los primeros seis meses de 2016 (31,15US\$/bbl) se mantuvo constante hasta 2020. Se utilizó conversión OLADE: 1 barril equivalentes de petróleo = 1,61MWh x eficiencia térmica. Eficiencia térmica =30%.

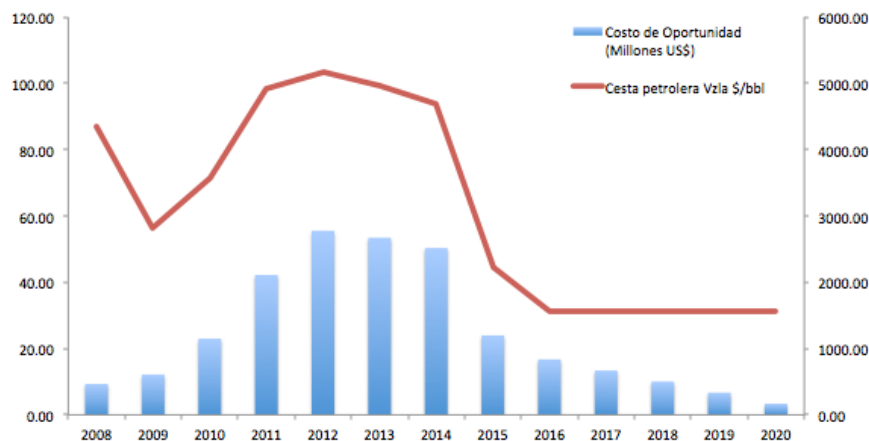


Figura 7-1-1 – Precio referencial de los combustibles líquidos y costo de oportunidad asociado a la no incorporación de Tocoma según los planes originales.

393. **Gestión del proyecto:** La falta de coordinación entre el ente contratante (CVG Edelca y Corpoelec) y las contratistas quedó en evidencia después de las comparecencias del Consorcio Uriapari, Consorcio OIV y la empresa IMPSA ante la comisión mixta. Los lapsos establecidos en el pliego de licitación de las obras electromecánicas no se pudieron cumplir debido a los retrasos en la consecución del financiamiento por parte de Edelca. Las obras electromecánicas se iniciaron con un año después de la buena pro. La contratista OIV alega que su avance de obra está muy avanzado. Realmente dicho avance está estancado en 96% desde 2012. Sin embargo, el contratista electromecánico aduce interferencias por parte del contratista civil en cuanto no ha liberado los pozos para proceder al montaje. Los problemas en la ejecución del proyecto por parte del ente contratante y la falta de flujo de caja en moneda nacional pueden estar en el origen de la ralentización de las obras. Debe tomarse en consideración que un retraso aproximado de 5 años para ambos contratistas posee un impacto en la estructura de costos del proyecto en moneda local, que seguramente requerirá fondos adicionales para su culminación. No obstante, la magnitud de los desembolsos en moneda nacional no es relevante, por cuanto no debería impedir la culminación de la obra.

394. **¿Qué hace falta para concluir la obra?** Actualmente, según cronograma de IMPSA 2016-2019, se requieren desembolsar **300MMUS\$** para culminar las obras electromecánicas que se encuentran paralizadas. Dicho monto adicional debería estar cubierto por el financiamiento de la CAF (prestamos 2 y 3) que asciende a 1200MMUS\$ de los cuales 900MM\$ presumiblemente ya han sido desembolsados para los pagos a IMPSA. De acuerdo con el inspector de la obra, Consorcio Uriapari/Deproex, las facilidades requeridas para exportar la energía de Tocoma al sistema eléctrico nacional presentan un alto grado de avance. De acuerdo con el inspector de la obra, Consorcio Uriapari/Inelmeca, la instalación de los servicios auxiliares (BOP, balance of plan) de la primera unidad así como de las restantes nueve unidades por parte de IMPSA no debería tener contratiempos por cuanto la obra civil se encuentra ejecutada en un 98%. (**Anexo 2-1-15 – Acta 0015**). En este caso, Corpoelec debe instruir al contratista civil para que libere los pozos correspondientes a las unidades 3-10 y así para proceder al montaje y las pruebas correspondientes.

395. **Deuda contraída por Corpoelec hasta 2026:** La CAF y BID otorgaron entre 2004 y 2010 un financiamiento total en moneda extranjera de **3050MMUS\$** para el proyecto Tocoma. Lo lapsos medios son 18 años. La magnitud de este financiamiento hubiese permitido cubrir el 100% del costo de Caruachi (proyecto con alto componente en moneda local) en el lapso 1998-2006 que contó con un financiamiento del orden de **650MMUS\$** por parte de ambos entes multilaterales. El retraso en la entrada de servicio de la central Tocoma penaliza la amortización de las deudas contraídas con el BID y la CAF. Los aportes totales del BID y la CAF (**3050MMUS\$**) están muy por encima de los montos en divisas con los que las contratistas OIV y IMPSA ganaron sus respectivas licitaciones. Estos elementos discordantes hacen presumir una posible sobreinversión en moneda extranjera que debe ser explicada ya que una buena parte de la inversión es realizada en moneda local (concreto, transporte, maquinaria, personal, etc.). Es conocido por la comisión mixta que al menos en una ocasión, debido a la creciente inflación y la falta de disponibilidad presupuestaria en bolívares, el ente contratante tuvo que recurrir a la aprobación de créditos adicionales por parte de la Asamblea Nacional²²⁹. Por esta razón se observa que los montos en dólares con los que las empresas ganaron sus licitaciones debieron ser suficientes para adquirir los componentes importados y el pago de la utilidad a las empresas. En consecuencia, se sugiere a la Comisión de Contraloría de la Asamblea Nacional así como la Contraloría y Fiscalía General de la República abrir una investigación para determinar las responsabilidades a que hubiere lugar.

Conclusión: La Central Hidroeléctrica Manuel Piar (Tocoma) presenta a julio de 2016 un avance físico de 98% y 76% en las obras civiles y electromecánicas, respectivamente. El costo total estimado para central pasó de **2096MMUS\$** en el primer contrato anunciado por Hugo Chávez en 2002 lo cual fue superado con creces durante el desarrollo de la obra.. Para concluir la obra se requieren de al menos **300MMUS\$** que se encuentran previstos en el tercer financiamiento otorgado por la CAF a este proyecto. El tiempo transcurrido y los préstamos no previstos otorgados por parte de la banca multilateral permite aseverar que este proyecto se ha gestionado de forma improvisada por parte del gobierno nacional con un alto costo sobre el erario público por cuanto los recursos adeudados (3050MMUS\$) deberán ser asumidos por la república teniendo en cuenta que la central no podrá producir energía en forma inmediata. La construcción de la central Tocoma se inició en 2002 y debió entrar plenamente en servicio en diciembre de 2011. En el mejor de los casos, cumpliendo con el cronograma vigente, la central podría operar plenamente en 2020, por lo que se verifica un retardo de 8 años respecto a la fecha anunciada por el presidente Hugo Chávez en 2002. El costo de oportunidad debido al retraso de ocho años en la construcción de Tocoma se encuentra en el orden de **16000MMUS\$**, ocho veces el costo original de la obra. No obstante, la entrada en operación

²²⁹ En junio de 2015 la Asamblea Nacional aprobó crédito adicional por Bs. 1961 millones para Tocoma. <http://www.asambleanacional.gob.ve/noticia/show/id/11811>. Crédito Adicional publicado en la Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 6.183 Extraordinario, de fecha 02/06/2015, destinado a dar continuidad a la ejecución del Proyecto "Central Hidroeléctrica Tocoma, por la cantidad de Un Mil Novecientos Sesenta y Un Millones de Bolívares (Bs. 1.961.000.000).

en 2019 es optimista por cuanto la obra se encuentra desde 2014 sin inspector y por lo tanto se presume que está paralizada.

IMPESA alega que los equipos en su mayoría ya se encuentran fabricados y en espera de ser instalados. Sin embargo, el contratista electromecánico no ha podido instalar las turbinas restantes ya que los pozos no han sido liberados por la contratista civil. La contratista civil (Consortio OIV) no ha explicado ante la comisión las razones por las cuales el avance de la obra se encuentra estancado en 96% desde 2011. Debido a las contradicciones que han incurrido ambas empresas, la comisión mixta solicitó que ambas empresas comparecieran simultáneamente ante la Asamblea Nacional. Las empresas enviaron una comunicación conjunta indicando que no asistirían ante la AN por cuanto consideraban que habían entregado toda la información relevante. Sin embargo, en una comunicación posterior a la AN la empresa IMPESA sigue justificando las demoras en la instalación de las turbinas en las interferencias realizadas por el consorcio OIV (**Anexo 2-1-17 - Acta 0017, Anexo 7-1-13**). El Inspector de la obra hasta 2014 (Inelmeca) considera que los retrasos de la obra son atribuibles a las interferencias del contratista civil que no ha liberado los pozos correspondientes para la instalación de las turbinas. En cualquier caso se observa una deficiente gestión de proyecto por parte de Corpoelec al permitir la existencia de dichas contradicciones con el agravante que la obra se encuentre sin inspección desde 2014.

La responsabilidad política y administrativa en la ejecución de esta obra es transversal a todos los responsables que han ejercido la presidencia de EDELCA y Corpoelec desde 2002. **En consecuencia, se sugiere a la Comisión de Contraloría de la Asamblea Nacional así como la Contraloría y Fiscalía General de la República abrir una investigación para determinar las responsabilidades a que hubiere lugar.**

Proyecto No. 2 - Misión Revolución Energética

Contratista: Unión Eléctrica de Cuba, Convenio-Cuba Venezuela

397. El Convenio Integral Cuba-Venezuela, fue firmado en el año 2000 como parte de los mecanismos de colaboración entre ambos países, enmarcados en la experiencia Misión Revolución Energética de Cuba. La misión Revolución Energética venezolana se inició el 17 de noviembre de 2006 por el Presidente Hugo Chávez siendo ejecutada por el Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo y financiado por PDVSA (Anexo 7-2-1). Hasta 2015 se habían invertido **6323MMUS\$**²³⁰ distribuidos tal como se muestra en la Figura 7-2-1.



Figura 7-2-1 – Inversión en la Misión Revolución Energética 2006-2015

398. Entre 2006-2015, en el marco la Misión Revolución Energética se realizaron actividades de consultoría y formación en eficiencia energética y se procedió a sustituir las lámparas incandescentes por 180.2 millones de bombillos ahorradores²³¹. A partir de 2010 se inició la instalación de *generación distribuida*²³² hasta alcanzar 1008MW en 2015. No se conocen actividades e inversiones adicionales en el marco de esta Misión.

399. De la Figura 7-2-1, se puede observar que hasta 2009 se había invertido un total de 1348MMUS\$. Estos montos serían para cubrir la adquisición de 129,2 millones de bombillos ahorradores y el pago de las programas de formación y las asesorías técnicas en eficiencia energética al gobierno de Cuba. Sin embargo, llama la atención que durante el lapso 2010-2014 se invirtieron 4975MMUS\$ adicionales sin que exista especificación alguna en qué se invirtió este monto durante los años 2010²³³, 2011²³⁴, 2012²³⁵, 2013²³⁶ y 2014²³⁷. De acuerdo con la Memoria y

²³⁰ Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus Filiales, INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2014, p. 257.

²³¹ MPPPE, Anuario Estadístico 2010, p.13

²³² De acuerdo con las definiciones internacionales, la generación distribuida, también conocida como generación in-situ, generación embebida, generación descentralizada, generación dispersa o energía distribuida, consiste básicamente en la generación de energía eléctrica por medio de muchas pequeñas fuentes de energía en lugares lo más próximos posibles a las cargas. Al estar los grupos electrógenos mencionados emplazados en subestaciones existentes, dicha definición no aplica. Ver Ackermann, T., Andersson, G., & Söder, L. (2001). Distributed generation: a definition. Electric power systems research, 57(3), 195-204.

²³³ Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus Filiales, INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2010

²³⁴ Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus Filiales, INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2011

²³⁵ Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus Filiales, INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2012

²³⁶ Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus Filiales, INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2013

²³⁷ Petróleos de Venezuela S.A. (PDVSA) y sus Filiales, INFORME DE GESTIÓN ANUAL 2014

Cuenta del Ministerio de Petróleo y Minería de 2015, la misión Revolución Energética aportó 141MMUS\$ al proyecto Tocoma²³⁸.

400. El parque de generación distribuida está constituido por motores de combustión interna, cuya vida útil es limitada, mayormente se instalan en arreglos que van desde 6 unidades hasta 60 unidades. Dichos sistemas están concebidos para aportar potencia durante un intervalo de tiempo corto de 12 a 24 horas, por lo que su factor de carga²³⁹ no supera el 30%. El parque de generación distribuida consta de los siguientes equipos fabricados en Europa:

- SCANIA: fabricante de grupos electrógenos de origen europeo (Suecia) bajo el control del grupo Volkswagen y con ensambladoras en Brasil. Le corresponde el 47% de la capacidad total instalada
- MTU: fabricante de grupos electrógenos de origen europeo (Alemania) actualmente bajo el control del grupo DaimlerChrysler. Le corresponde el 25% de la capacidad total instalada
- GUASCOR: fabricante de grupos electrógenos de origen europeo (Español), dedicados a la fabricación de motores alternativos diesel y gas, aplicados en equipos propulsores y auxiliares marinos, plantas de cogeneración y trigeneración y grupos electrógenos. Le corresponde el 18% de la capacidad total instalada
- SDMO: fabricante de origen europeo (Francés) son parte del grupo Kohler, dedicados a la fabricación de grupos electrógenos, generadores y motobombas. Le corresponde el 8% de la capacidad total instalada
- VOLVO: fabricante de origen europeo (Suecia). Le corresponde 1,7% del parque de generación distribuida.
- CYMASA: fabricante de origen europeo (Español), dedicados a la fabricación de plantas de cogeneración y grupos electrógenos. Le corresponde 1,5% del parque de generación distribuida.

401. Para el momento en que se inicia la adquisición de generación distribuida en el marco de la Misión Revolución Energética (2010), ya existía en el país unos 284MW previamente instalados en el mismo tipo de tecnología. No obstante, de acuerdo con los anuarios estadísticos del MPPEE, dichos equipos han venido bajando su disponibilidad, En 2010, un total de 842MW de generación se encontraban disponibles de los 1077MW instalados en el país (78%). Cinco años después, en 2015, la capacidad total instalada subió a 1293MW, sin embargo sólo se encontraban disponibles unos 300MW (23%).

²³⁸ Ministerio de Petróleo y Minería, Memoria y Cuenta, 2015, p.306

²³⁹ El factor de carga es la relación existente entre la demanda máxima y la demanda promedio durante un intervalo de tiempo dado, en este caso un año.

Año	Capacidad Instalada		Desempeño		
			Potencia promedio	Energía	Disponibilidad
	MW	GWh/año	MW	GWh/año	%
2009	545.8	1482.2	s.d.	s.d.	-
2010	1077.9	2927.1	842.2	2287	78.13%
2011	1065.8	2894.3	793.9	2156	74.49%
2012	1221.2	3316.3	831.1	2257	68.06%
2013	1290.2	3503.7	684.2	1858	53.03%
2014	1290.2	3503.7	s.d.	s.d.	-
2015	1293.2	3511.8	300.0	788.4	23.20%

Tabla 7-2-1 – Disponibilidad de la Generación Distribuida 2010-2015^{240 241}
242 243

402. En la Tabla 7-2-1, puede observarse el desempeño de estos generadores en el tiempo. La obsolescencia de los equipos, falta de mantenimiento y la complicada logística del transporte y acceso al combustible líquido pueden explicar la situación. Sin embargo, no se disponen de reportes oficiales al respecto.

Análisis Técnico y Económico

403. De acuerdo con las memorias del Ministerio de Energía y Petróleo, Energía Eléctrica e Informes de gestión anual de PDVSA, el lapso 2006-2015 realizó una inversión de total de **6323MMUS\$** en el marco de la Misión Revolución Energética.

404. La inversión corresponde a la adquisición total de 180.2 millones de bombillos ahorradores, asesorías, cursos de formación y a la instalación de 1008MW en generación distribuida (grupos electrógenos). Es importante destacar que el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional PDSEN 2005-2024 no contemplaba la instalación de generación distribuida como parte de la estrategia de expansión de generación del país.

405. La procura de los bombillos ahorradores no fue realizada directamente entre PDVSA y los fabricantes, fungiendo como intermediario principal la Unión Eléctrica de Cuba

406. La procura de los equipos no fue realizada directamente entre PDVSA y los fabricantes MTU (Alemania), Guascor (España), Scania (Suecia), SDM (Francia), Volvo (Suecia) y Cymasa (España). Fueron comprados a través del convenio Cuba-Venezuela, fungiendo como intermediario principal la Unión Eléctrica de Cuba.

407. Se desconoce la magnitud de la inversión en asesorías y formación realizados por el gobierno de Cuba en el ámbito de la eficiencia energética. Sin embargo, siendo las actividades de asesoría y docencia soportadas por el pago de honorarios profesionales, y teniendo en cuenta la magnitud de las inversiones realizadas, se considera que dichas actividades deberían haber tenido un impacto marginal en la inversión total. Por otra parte, es público y notorio que los planes de sustitución de bombillos se hizo de forma voluntaria por lo que no debieron existir desembolsos en divisas para este tipo de actividades.

²⁴⁰ MPPPE, Anuario Estadístico 2010

²⁴¹ MPPPE, Anuario Estadístico 2011

²⁴² MPPPE, Anuario Estadístico 2012

²⁴³ MPPPE, Anuario Estadístico 2014 (Cifras 2013)

408. Asumiendo un costo referencial para los bombillos ahorradores de 4US\$ la unidad y un costo referencial de acuerdo con el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional (PDSEN) de 800US\$ por kW instalado en equipos de generación, el valor de reemplazo de los 182 millones de bombillos ahorradores adquiridos está en el orden de 720MMUS\$ y el valor de reemplazo de los 1008MW instalados en generación se encuentra en el orden de 805MMUS\$, para un total de **1525MMUS\$**, por lo que observa una diferencia no justificada en activos de **6323MMUS\$-1525MMUS\$=4797MMUS\$** para el lapso comprendido entre 2006-2015.

Hipótesis

409. Hipótesis 1: El costo unitario pagado por cada bombillo ahorrador estuvo en el orden de **10US\$** la unidad. El costo de instalación en generación distribuida estimado fue de orden de 4400US\$/kWe, 5.5 veces (446%) el valor referencial suministrado por el Plan de Desarrollo Eléctrico Nacional (PDSEN) 2005-2024 (800US\$/kWe).
410. Hipótesis 2: Los precios de los equipos se ajustan a los costos referenciales y las asesorías y programas de formación costaron 4797MMUS\$.
411. Hipótesis 3: Combinación de las hipótesis 1 y 2.
412. Actualmente, al 2016, sólo están disponibles y en servicio 300MW de los 1300MW originalmente instalados (1008MW en la misión Revolución Energética y 292MW instalados por Corpoelec y las ex-operadoras). La disponibilidad de los equipos cayó de 78% en 2010 a 23% en 2015. No se conocen las causas de la indisponibilidad, sin embargo se presume dificultades en el acceso al combustible, falta de mantenimiento, la sobreutilización y obsolescencia de los equipos.
413. **En el proyecto Revolución Energética se instalaron 1007MW en generación distribuida cuya disponibilidad al 2016 no supera el 23%. También se adquirieron 180 millones de bombillos ahorradores. El monto total del gasto fue 6323MMUS\$, con un costo de referencia de 1525MMUS\$ por lo que se observa una diferencia no justificada en activos de 4797MMUS\$ para el lapso comprendido entre 2006-2015. Esta diferencia entre el monto contratado y el previsto por el PDSEN hace presumir una posible sobreinversión que debe ser explicada. En consecuencia, se sugiere a la Comisión de Contraloría de la Asamblea Nacional así como la Contraloría y Fiscalía General de la República abrir una investigación para determinar las responsabilidades a que hubiere lugar.**

Proyecto No. 3 – INDIA URQUIA (El Sitio, Termocentro) 1080MW

- 414. Contratista: DURO FELGUERA²⁴⁴ (España)
- 415. Contratante: Electricidad de Caracas, Corpoelec
- 416. Capacidad contratada: 4xSGT180MW + 2XST180MW
Ciclo Combinado 1080MW ISO

Características de la central

- 417. Planta India Urquí en Municipio Paz Castillo, Santa Lucía. Central planificada para tres ciclos combinados de 540MW cada uno. Contrato actual con Duro Felguera corresponde a la Ingeniería, Procura y Construcción de dos bloques de generación de 540 MW, c/u, total 1.080 MW operando a gas en ciclo combinado, incluye subestaciones y líneas de interconexión en 230 KV asociadas. Proyecto de expansión de generación previsto en los planes de La Electricidad de Caracas. Proyecto considerado en el PDSEN 2005-2024. En 2016, la planta cuenta con cuatro turbinas de 180MW en Ciclo Simple con una capacidad instalada total de 720MW con una generación disponible de 620MW y se espera cerrar un ciclo en octubre de 2016 (Anexo 2 – Acta CMPECEP007).

Aspectos contractuales

- 418. Presupuesto: 2178MMUS\$²⁴⁵, (Anexo 7-3-1). No se tiene conocimiento de las cantidades contratadas en moneda nacional y extranjera de este contrato.
- 419. Financiamiento: Fondo Chino, FONDEN, Corpoelec
- 420. Fecha firma de contrato: Mayo de 2009
- 421. Fecha de finalización de obra prevista en contrato: Diciembre de 2013
- 422. Inauguración: 4x180MW instalados en Septiembre de 2013,
- 423. Cierre del primer ciclo para octubre 2016
- 424. Cierre del segundo ciclo: sujeto a disponibilidad presupuestaria

Avance de las obras

- 425. La planta está operando con gas desde enero de 2015. El avance del proyecto en aproximadamente en 80%. El monto del contrato permite cerrar dos ciclos e incluye las parcelas adicionales, así como la planta de pre-tratamiento con capacidad suficiente para la ampliación y fijó el avance del primer ciclo en 95%, el de segundo en 68% (Anexo 2 – Acta CMPECEP007). Existen retrasos de pagos que afectan el cumplimiento de los plazos del proyecto.

426. Preguntas de la Comisión Mixta a Duro Felguera

Referente a la Planta Termocentro, la comisión realizó las siguientes preguntas (Oficio CMECEP-069, Anexo 2-20):
¿Cuál es el costo promedio estimado del megavatio de generación de este proyecto (primeros dos ciclos)?

²⁴⁴ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/242991>

²⁴⁵ http://www.dfdurofelguera.com/recursos/doc/area_del_inversor/Informacion_general/10592_464620099266.pdf

¿Cuál es el costo aproximado de la ampliación (tercer ciclo)?

¿Duro Felguera ha contratado funcionarios o exfuncionarios públicos vinculados al sector eléctrico venezolano durante los lapsos que han tenido negocios con la República Bolivariana de Venezuela? De ser afirmativa la respuesta indique con quienes, los montos desembolsados y las razones por las cuales eso ha ocurrido.

Respuesta: Duro Felguera respondió (Anexo 2-23) el 27 de julio de 2016 que se encontraba preparando la respuesta formal a las preguntas de la comisión. Al cierre de este informe final la comisión aún no había recibido respuesta de la empresa.

Análisis Técnico Económico

427. El costo ajustado de esta obra a precios del 2005 es **1920MMUS\$**. El costo referencial para los ciclos combinados en el PDSN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030 está en el orden de 920US\$/kWe a precios de 2005, para un total de **993MMUS\$** para 1080MW, lo que implica una diferencia de **966MMUS\$** con respecto al monto ajustado y un diferencial de 97%. Debe tenerse en cuenta que esta obra posee algunas facilidades previstas para la construcción de un tercer bloque de 500MW además de algunas obras no contempladas en los costos referenciales de generación como la subestación eléctrica y las líneas de interconexión. El retraso en la entrega de esta obra, según lo expuesto por representantes de Duro Felguera ante la comisión mixta, puede deberse a la falta de disponibilidad presupuestaria. El impacto del retardo de 36 meses en el costo total del proyecto es desconocido.
428. El elevado costo del proyecto El Sitio fue oportunamente advertido en un Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p5). Se establece que el valor del kW instalado es elevado (2274US\$/kW) y que debería ser revisado.

Proyecto No. 4 - Termoeléctrica Bachaquero y Tamare, Termozulia V (1062MW)

429. Contratista: Ferrostaal Ind. Projects GmbH/ Ferrostaal Lda para la gerencia de proyecto, ingeniería y procura internacional y Ferrostaal Procon²⁴⁶ de Venezuela, C.A. para la construcción y montaje electromecánico (hasta el 01/01/2013 en Bachaquero, hasta 27/07/2012 en Tamare).
430. Ente Contratante: ENELVEN, PDVSA
431. Capacidad contratada 4x170MWISO (STG)+2x191MWISO (ST)= 1062MW ISO.
432. Fuente de financiamiento: FONDO CHINO, FONDEN, CORPOELEC
433. Fecha firma de contrato: Julio 2008
434. Entrega de obra prevista según contrato: 30 de marzo de 2014
435. Condición actual: Bachaquero en construcción. Tamare abandonada.

Características de la central

436. Empresa Ferrostaal adjudicada por licitación en Julio de 2007 para IPC de dos plantas de 500MW en ciclo combinado a un costo de 730MMEuros (**Anexo 7-4-1**). Esta licitación no incluye el suministro de los equipos mayores: 4 turbinas a gas de 170MW c/u y dos turbinas a vapor de 191MW c/u fabricadas por Siemens. Dos de los generadores fueron reparados en 2011 por Siemens por reportar daños en la resina interna. En marzo de 2010 el proyecto Tamare se reubica en el área del otro proyecto, Bachaquero, tras no haber logrado la desocupación de los pisatarios. En marzo de 2012 el contratante ordenó la suspensión de los trabajos, tras cumplirse 120 días de suspensión, se dio la terminación anticipada al contrato para la construcción de Tamare. En enero de 2013 el contratante ejerció su derecho a terminar unilateralmente los contratos para la construcción de Bachaquero. En ambos casos, las suspensiones tuvieron origen en el cambio de entre contratante de ENELVEN a PDVSA lo cual afectó el cronograma y la gestión del contrato. Bachaquero fue reactivada en 2013. La central Tamare fue abandonada y sus equipos mayores se encuentran almacenados. En consecuencia, en el caso de Tamare los trabajos de ingeniería y buena parte de la procura y la construcción se han perdido.

Contratación y Presupuesto ejecutado.

437. De acuerdo con la información suministrada por el contratista Ferrostaal en su comparecencia ante la comisión (**Anexo 2 - Acta CMECEP00X**), los desembolsos corresponden al 100% de la ingeniería, al 100% de la procura y al 55,4% del total del contrato. El costo del IPC ejecutado por Ferrostaal (**Anexo 7-4-2**) para Tamare **218.6MM€**, **51.6MMUS\$** y **355.9MMBs**, para Bachaquero **210MM€**, **48.5MMUS\$**, **385,7MMBs**. El total del costo del IPC para ambos proyectos es **1015MMUS\$** considerando tasas de cambio 2,15Bs/US\$ y a 1.33US\$/€ para 2007. De acuerdo con la Memoria y Cuenta del MPPEE del 2011 el costo de este proyecto era del orden **4433MMBs**, equivalente a

²⁴⁶ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/418459>

1030MMUS\$ a tasa oficial de 4.3Bs/US\$²⁴⁷. El costo total de la obra incluyendo los equipos mayores adquiridos por PDVSA sería de **1832MMUS\$**²⁴⁸. El elevado costo de este proyecto fue oportunamente advertido en un Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p3). El informe de Corpoelec establece que el valor del kW instalado es elevado (1761US\$/kW) y que debería ser revisado.

438. De acuerdo con los resúmenes de los estados financieros de PDVSA, emitidos para la colocación de los Bonos PDVSA 2021 y 2022, se indica que en los años 2008, 2009 y 2010, PDVSA depositó 420MMUS\$ en cuentas de Ferrostaal en Europa (Anexo 7-4-3).

Situación en 2014

439. Según información oficial en la pagina de PDVSA (Anexo 7-4-4).

“La Planta Termoeléctrica de Bachaquero, ubicada en la Costa Oriental del Lago (Zulia), entraría al Sistema Eléctrico Nacional con un turbogenerador en agosto de 2015, anunció el ministro del Poder Popular para el Petróleo y Minería, Asdrúbal Chávez, en visita de inspección realizada al complejo. La planta de Bachaquero, constituida por tres turbogeneradores, estará alimentada por una línea de gas de 22 kilómetros, cuyo origen de producción es la Planta Lago I: “Este gasoducto tiene que estar listo en julio de 2015 para que en agosto podamos aportar 175 megavatios en línea con el primer motor”, aseguró el ministro del Petróleo. El segundo turbogenerador o unidad, con capacidad de 175 MW, entraría en sistema en octubre de 2015; estimó el ministro Chávez, quien aclaró que para finales del próximo año Bachaquero estaría aportando en total 350 megavatios. Adicional contará con un turbogenerador Siemens de 150 MW para cierre de ciclo en fase II. El total de capacidad de generación de la Termoeléctrica de Bachaquero será de 500 MW”.

440. De acuerdo con las declaraciones del ex ministro Asdrúbal Chávez se infiere que la instalación de la central Bachaquero fue contratada nuevamente por cuanto el contrato con Ferrostaal fue rescindido en enero de 2013. La comisión remitió un cuestionario al ex ministro Chávez sobre la posible nueva contratación y la fecha prevista para su puesta en servicio (Anexo 7-4-5).

441. **Preguntas de la Comisión Mixta a Ferrostaal** a las instalaciones objeto de estudio. En este sentido, las conclusiones presentadas en este informe se basan en la información pública acerca del sector eléctrico disponible, la correspondencia enviada a la secretaría de la comisión y de la información suministrada por los invitados que efectivamente comparecieron ante la comisión

Diagnóstico del Sector Eléctrico de Venezuela

442. En los últimos 17 años, el sistema eléctrico ha sufrido tres momentos críticos: 2003, I

Referente a las plantas Bachaquero y Tamare, la comisión realizó las siguientes preguntas (Oficio CMECEP-098, Anexo 2-33):

²⁴⁷ Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica, Memoria t Cuenta 2011, p. 336

²⁴⁸ Resumen Ejecutivo Junio 2011, Coordinación de Administración y Control de Proyectos de Corpoelec, p. 19.

¿Cuáles son los montos de los desembolsos recibidos y el porcentaje de ejecución?

Listado detallado de los equipos procurados y lugares de consignación

Respuesta: Detalle de los desembolsos y los equipos procurados en Anexo 2-35

Análisis Técnico Económico

443. El costo ajustado a precios del 2005 de los gastos efectuados en este proyecto (adquisición por parte de PDVSA de equipos mayores a Siemens y contratación de IPC por 1062MW ISO a Ferrostaal) es **1693MMUS\$**. No obstante, debido a los múltiples cambios de alcance en la ejecución del contrato, según información pública divulgada por PDVSA y el Ministerio de Energía y Petróleo sólo se podrá construir una central en ciclo combinado de 531MW ISO en Bachaquero cuyo valores referenciales (PDSSEN) a precios de 2005 es del orden de **460MMUS\$**. Se desconoce el destino del restante equipamiento mayor (1 turbina a vapor y 2 turbinas a gas) así como todo el material y equipamiento adquirido por Ferrostaal para este proyecto y que se encuentra bajo custodia de PDVSA. Se observa una importante diferencia de **1233MMUS\$ (268%)** respecto al costo referencial en el PMSRSEN 2010-2030 para los ciclos combinados en 2005. Este diferencial no incluye los gastos adicionales incurridos por PDVSA en reactivar la construcción de Bachaquero en 2013, los cuales son desconocidos.
444. En este proyecto, se observó una administración del contrato inadecuada por parte de PDVSA al no cumplir los procedimientos requeridos en la ejecución de proyectos de esta magnitud. La expansión de generación en la Costa Oriental estaba prevista en el PDSSEN 2004-2025 y los proyectos de ingeniería conceptual y de ingeniería básica fueron debidamente ejecutados por Enelven para posteriormente proceder a la licitación de las obras. La decisión de alterar intempestivamente la ubicación de un proyecto de generación, atenta contra las buenas practicas la ingeniería y coloca en riesgo la viabilidad del proyecto. La contratista IPC, en su exposición indicó que la terminación de contrato no se basó en fallas imputables a la gestión de la contratista Ferrostaal sino a factores absolutamente dependientes del contratante como la imposibilidad de despejar el terreno de la obra y nacionalizar los equipos. Lamentablemente, las autoridades de PDVSA no comparecieron ante la comisión para explicar las razones de la culminación anticipada de los contratos.
445. **La proyecto Tamare y Bachaquero, concebido originalmente para producir 1000MW en ciclo combinado tuvo modificaciones mayores en su alcance durante la fase de construcción. Como consecuencia, la empresa Ferrostaal Procon ejecutora de la ingeniería de detalle, la procura y la construcción le fue rescindido en 2010 su contrato anticipadamente debido a factores imputables a PDVSA como por ejemplo la imposibilidad de despejar el terreno de la obra y realizar la nacionalización de los equipos. Como resultado, del proyecto original de 1000MW solo se construirá la planta 500MW en Bachaquero que en julio de 2016 aún no se encuentra en servicio. No**

se conoce si el proyecto Tamare será concluido y el destino de los equipos mayores adquiridos. Se observa un diferencial de 1233MMUS\$ (268%) en infraestructura eléctrica que debe ser explicado. En consecuencia, se sugiere a la Comisión de Contraloría de la Asamblea Nacional así como la Contraloría y Fiscalía General de la República abrir una investigación para determinar las responsabilidades administrativas a que hubiere lugar.

Proyecto No. 5 – Planta Juan Manuel, Guiria

- 446. Contratista: PDVSA (2007-2010), ENI (2010-2012), ELECNOR²⁴⁹ (2012-Presente)
- 447. Contratante: PDVSA GAS
- 448. Capacidad contratada: 900MW en Ciclo Combinado en Cumana (2007-2010), 700MW en ciclo simple (2012-Presente)
- 449. Fecha firma de contrato ElecNor: 1-10-2012
- 450. Fecha de finalización de obra según contrato: 2016
- 451. Situación actual: 350MW en 2016, 350MW en construcción

Alcance Original

- 452. El proyecto consistió en la construcción de la infraestructura de generación requerida para incorporar, el mercado interno y el gas proveniente de los desarrollos de Costa Afuera del Oriente del país. Abarcaba las siguientes instalaciones: generación de Energía eléctrica (900 MW Güiria y 450 MW en Cumaná). La inversión estimada es de **371MMUS\$** de dólares y se estima que el proyecto culmine en el año 2012. Al 31 de diciembre de 2007 y 2006, el saldo de las obras en progreso es aproximadamente **170MMUS\$** y **33MMUS\$**, respectivamente²⁵⁰. De acuerdo con la página oficial de Corpoelec²⁵¹, la Planta Juan Manuel Valdez, localizada en el Municipio Valdez en Guiria consistió en la construcción de una central termoeléctrica en Ciclo Combinado de aprox. 900 MW en Ciclo Combinado cuyos equipos principales son: 4 turbogas, 4 calderas de recuperación de calor, turbovapor, condensador de superficie, transformadores, sistemas de media y baja tensión, entre otros., incluye la construcción de 1 Subestación de 230 Kv. y otra 230/34.5, 18 km. de circuitos de transmisión de 230 y 34.5 KV., S/E 400KV y 2 L/T 400 KV Furrial-Güiria. Presupuesto: **2250MMUS\$**. Período de Ejecución: Desde: Agosto 2007, hasta: Julio 2014, (Anexo 7-5-1).

Memorándum con ENI

- 453. En enero de 2010, PDVSA y ENI suscribieron un Memorandum de Entendimiento para el desarrollo a futuro de una Planta Termoeléctrica en Ciclo Combinado de aproximadamente 1000 MW de capacidad, en el Complejo Industrial Gran Mariscal de Ayacucho (CIGMA) ubicado en la ciudad de Güiria, estado Sucre²⁵². En el marco de este Memorando de Entendimiento, ENI asumiría la construcción y el financiamiento de esta Planta, para la cual ya dispone de la ingeniería básica necesaria, estimándose el inicio de la construcción a partir del segundo semestre del año 2010 (Anexo 7-5-2).

Contrato con ELECNOR

- 454. La empresa ELECNOR compareció ante la comisión mixta en la Sesión del día 10 de mayo de 2016 (Anexo 2- ACTA0008). El primero de

²⁴⁹ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/311491>

²⁵⁰ PDVSA, Información Financiera y Operacional Al 31 de diciembre de 2007, p. 39

²⁵¹ <http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/planta-termoele%C3%A9ctrica-juan-manuel-valdez-cigma-y-sus-obras-de-transmisi%C3%B3n-asociadas>

²⁵² http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/salaprensa/readnew.tpl.html&newsid_obj_id=8351&newsid_temas=1

octubre de 2012, el proyecto fue reactivado con la contratación de la empresa ELECNOR para instalación de cuatro turbogeneradores de 175MW en ciclo simple para un total de 700MW. El contratista informó que en el alcance original, Elecnor fue contratada para construir una central termoeléctrica en Cumaná de 1000MW y que PDVSA decidió trasladar a Guiria. El presupuesto del proyecto es: 261MMEur, 411MMUS\$, 878MMBs. A la tasa de cambio vigente al 2012 4.3BS/US\$, 1.3US\$/Eur, el presupuesto equivalente es **955MMUS\$** (Anexo 7-5-3).

455. **Preguntas de la Comisión Mixta a Elecnor**

Referente a la Planta José Manuel Valdez, la comisión realizó las siguientes preguntas (Oficio CMECEP-068, Anexo 2-25):

¿Cuáles son las inversiones específicas realizadas?

¿Cuál es el costo promedio estimado del megavatio de generación de este proyecto?

¿Cuáles son las razones técnicas aportadas por el cliente para el cambio de ubicación y la reducción de capacidad de la planta?

Respuesta: Elecnor respondió (Anexo 2-27) que las inversiones en esta planta son 261MMEur, 411MMUS\$, 878MMBs. No indicó el costo medio en \$ por MW de la obra.

Las razones esgrimidas para cambiar la ubicación de la planta son: PDVSA requería instalar una planta de 1500MW en Guiría para el proyecto CIGMA y que Corpoelec había recibido dos turbogeneradores de 170MW c/u que serían instalados en Cumaná. No se indicó la razón por la cual se disminuyó la capacidad contratada de 1000MW Ciclo Combinado a Ciclo Simple 700MW.

Análisis Técnico y Económico

456. En 2007, Corpoelec anunció un proyecto de 900MW en ciclo combinado en Guiria y 450MW en Cumaná. De acuerdo con los informes financieros de PDVSA, dicho proyecto recibió recursos en 2006 y 2007. La empresa ELECNOR fue contratada en 2012 para desarrollar el proyecto de ciclo combinado 1000MW en Cumaná. Durante la construcción fue notificada de un cambio de alcance por lo que la central fue trasladada a Guiría y una disminución de la capacidad contratada de 700MW en ciclo simple. De acuerdo con la información oficial este proyecto a recibido presupuestos por **2250MMUS\$** (2007) y **955MMUS\$** (2012) equivalentes a un total de **2908MMUS\$** a precios de 2005. Se desconocen los desembolsos del proyecto. Se desconoce el destino de los equipos mayores adquiridos en la primera contratación del proyecto.

457. El costo del proyecto ejecutado por Elecnor al 2012 fue **955MMUS\$** equivalentes a un total de **789MMUS\$** a precios de 2005. El costo referencial del ciclo simple, según el PDSN 2005-2024 es de **332MMUS\$** a precios del 2015, por lo que se observa una diferencia del orden de **2576MMUS\$** (137%) que debe ser explicada. El elevado costo de este proyecto fue oportunamente advertido en un Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p8). Se establece que el valor del kW instalado es elevado (1975US\$/kW) y que debería ser revisado.

458. La decisión de alterar intempestivamente la ubicación y capacidad del proyecto atenta contra las buenas prácticas de la ingeniería y coloca en riesgo la viabilidad del proyecto provocando un daño patrimonial a la República.

Proyecto No. 6 – Planta Cumaná Antonio José de Sucre

- 459. Contratista: ELEC NOR²⁵³-IBERDROLA²⁵⁴ (2009-2012),
ENERGING²⁵⁵ (2012-2016)
- 460. Contratante: EDELCA, PDVSA, CORPOELEC
- 461. Capacidad contratada: 1000MW, 350MW
- 462. Fecha firma de contrato: Energing 6/2012
- 463. Fecha de finalización de obra según contrato: 2016
- 464. Inauguración: Concluida Fase I 350MW
- 465. Obra planificada PDSEN 2005-2014? Si
- 466. Presupuesto 2004-2012: 1472MMUS\$
- 467. Presupuesto 2012-2016: 166MMUS\$, 377MMBs (2012),
equivalente a 253MMUS\$

Características de la central

- 468. Alcance Original (2004-2012): Ingeniería, Procura y Construcción de la Central de Generación Termoeléctrica de Ciclo Combinado de 1000 MW (ISO) Antonio Jose de Sucre, cuyos equipos principales son: 4 Turbogeneradores a gas y 2 Turbogeneradores a vapor, con generación temprana²⁵⁶ (Anexo 7-6-1).
- 469. Alcance (2012-2016): Ingeniería, Procura y Construcción “Central Termoeléctrica Antonio José De Sucre, Instalación de Dos (02) Unidades s de Generación Marca General Electric Modelo 7FA De Capacidad 170 Mw Cada Una Para Un Total de 340 MW (ISO). Fase I”. Cumaná- Estado Sucre

Contratos previos 2009-2012

En el marco de los acuerdos entre España y Venezuela, se firmó un contrato con Iberdrola y Elecnor²⁵⁷ para construir una central eléctrica de ciclo combinado (de gas natural) con capacidad para 1.000MW en ciclo combinado en la ciudad de Cumaná (Anexo 7-6-2). Iberdrola Ingeniería participaría en un 60% y Elecnor con un 40% en esta construcción. El contrato tiene un valor de unos 1400MMUS\$. Los firmantes del contrato fueron el presidente de PDVSA Gas, Ricardo Coronado, el presidente de Iberdrola Ingeniería y Construcción, Ramón de Miguel, y el director internacional de Desarrollo Energético de Elecnor, Germán Junquera. La empresa ELEC NOR informó a la comisión mixta (Anexo 2- ACTA0008) el cambio de alcance en este proyecto. La planta fue reubicada en Guiria y su capacidad fue disminuida a 700MW en ciclo simple.

Contrato con Energing 2012-2016

- 470. La empresa Energing asistió a la Sesión del día 10 de mayo de 2016 (Anexo 2- ACTA0008). Energing indicó que se ejecutaron los proyectos Antonio José de Sucre de capacidad 340 MW, generando actualmente 300 MW, con una inversión de **166MMUS\$, 377MMBs** (2012), equivalente a

²⁵³ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/311491>

²⁵⁴ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/410694>

²⁵⁵ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/253884>

²⁵⁶ <http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/planta-termoel%C3%A9ctrica-antonio-jose-de-sucre-y-sus-obras-de-transmisi%C3%B3n-asociadas>

²⁵⁷ https://www.iberdrola.es/webibd/corporativa/iberdrola?IDPAG=ENMODULOOPRENSA&URLPAG=/gc/prod/en/comunicacion/notasprensa/090729_NP_02_IING_CCVenezuela.html

253MMUS\$, Posee cuentas por cobrar en el orden de **61MMUS\$ y 153MMBs** (Anexo 7-6-3).

471. Preguntas de la Comisión Mixta a Energing

Referente a la Planta Antonio José de Sucre, la comisión realizó las siguientes preguntas (Oficio CMECEP-070, Anexo 2-25):

¿Cuáles son las inversiones específicas realizadas?

¿Cuál es el costo promedio estimado del megavatio de generación de este proyecto?

¿Cuáles son las razones técnicas y logísticas que conllevaron a incrementar la inversión?

Respuesta: Respuesta Energing en Anexo 2-29.

Análisis Técnico y Económico

472. En 2009, en el marco de los acuerdos gobierno a gobierno entre Venezuela y España se contrató con Iberdrola y Elecnor un proyecto de 1000MW en ciclo combinado en Cumaná.

473. El elevado costo del proyecto fue oportunamente advertido en un Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p20). El informe de Corpoelec establece que el valor del kW instalado es elevado (1960US\$/kW) y que debería ser revisado. Se desconoce si dicha inversión fue reorientada o traspasada al proyecto existente en Guiría.

474. De acuerdo con la información oficial, este proyecto fue contratado²⁵⁸ en 2009 por **1472MMUS\$** equivalentes a un total de **1380MMUS\$** a precios de 2005. Se desconocen los desembolsos del proyecto. Se desconoce el destino de los recursos utilizado en la primera contratación del proyecto.

475. Durante la construcción, el ente contratante (PDVSA) realizó un cambio de alcance por lo que la central de Cumaná fue trasladada a Guiría con una disminución de la capacidad contratada a 700MW en ciclo simple. Posteriormente el proyecto de la planta Cumaná fue reactivado en 2012 mediante un nuevo contrato IPC (sin equipos mayores) con la empresa Energing.

476. El contrato firmado en 2012 con la empresa Energing para la instalación de 350MW en ciclo simple fue de **253MMUS\$** equivalentes a un total de **212MMUS\$** a precios de 2005. El costo referencial del ciclo simple, según el PDSN 2005-2024 es de **166MMUS\$** a precios del 2015, por lo que se observa un diferencial del orden de **45MMUS\$** (27%), valor conservador tomando en cuenta que el IPC no incluyó la adquisición de los equipos mayores.

477. **La proyecto termoeléctrico de Cumaná tuvo modificaciones mayores en su alcance durante la fase de construcción. La capacidad total a instalar bajo de 1000MW en ciclo combinado a 350MW en ciclo simple. Esto presupone que el estado venezolano realizó una posible sobreinversión de 1330MMUS\$ en infraestructura eléctrica que debe ser explicada. En consecuencia, se sugiere a la Comisión de**

²⁵⁸ <http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/planta-termoel%C3%A9ctrica-antonio-jose-de-sucre-y-sus-obras-de-transmisi%C3%B3n-asociadas>

Contraloría de la Asamblea Nacional así como la Contraloría y Fiscalía General de la República abrir una investigación para determinar las responsabilidades administrativas a que hubiere lugar.

Proyecto No. 7 – Planta TermoCarabobo

478. Contratista: Sinohydro China²⁵⁹
479. Contratante: PDVSA
480. Fuente de Financiamiento: Fondo Chino
481. Capacidad contratada: 4x193MW Siemens, 772MW Ciclo Abierto
482. Fecha firma de contrato: 2012
483. Fecha de finalización de obra según contrato: 2014
484. Inauguración: Concluida
485. Obra planificada PDSEN 2005-2014? No
486. Presupuesto 2012: 1116MMUS\$²⁶⁰ (Anexo 7-7-1)
487. Presupuesto a precios de 2005: 938MMUS\$US\$, 1215US\$/kWe
488. Costo referencial PDSEN 2005-2024: 366MMUS\$, 475US\$/kWe
489. Situación actual de la central: operativa a gas.
490. La empresa Sinohydro China no compareció ante la comisión mixta.
491. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **572MMUS\$** a precios del 2005 (**156%**) que debe ser debidamente justificado.

Proyecto No. 8 – Planta Centro 6

492. Contratista: China Machinery Engineering Corporation²⁶¹
493. Contratante: Corpoelec
494. Fuente de Financiamiento: Fondo Chino
495. Capacidad contratada: 600MW Vapor
496. Fecha firma de contrato: 2013
497. Fecha de finalización de obra según contrato: 2016
498. Inauguración: Concluida
499. Obra planificada PDSEN 2005-2014? No
500. Presupuesto 2012: 1465 MMUS\$²⁶² (Anexo 7-8-1)
501. Presupuesto a precios de 2005: 1212MMUS\$, 2200US\$/kWe
502. Costo referencial PDSEN 2005-2024: 540MMUS\$, 900US\$/kWe,
503. Situación actual de la central: operativa a gas.
504. La empresa China Machinery Engineering Corporation fue invitada pero no compareció ante la comisión mixta.
505. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **672MMUS\$** a precios del 2005 (**125%**) que debe ser debidamente justificado.

²⁵⁹ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/536972>

²⁶⁰ http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/salaprensa/readnew.tpl.html&newsid_obj_id=11903&newsid_temas=1

²⁶¹ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/462645>

²⁶² <http://www.avn.info.ve/contenido/gobierno-invertir%C3%A1-m%C3%A1s-4900-millones-para-incrementar-generaci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-2015>

Proyecto No. 9 – Central Hidroeléctrica Fabricio Ojeda – La Vueltona

- 506. Contratista: Alstom²⁶³
- 507. Contratante: CADAPE, CORPOELEC
- 508. Fuente de Financiamiento: FONDESPA, BANDES BRASIL, FONDEN
- 509. Capacidad contratada: 514MW
- 510. Fecha firma de contrato: 11/5/2003
- 511. Fecha de finalización de obra según contrato: 10/2007
- 512. Inauguración: 3/2015
- 513. Obra planificada PDSEN 2005-2014? SI
- 514. Presupuesto 2015: 640 MMUS\$²⁶⁴ (Anexo 7-8-1)
- 515. Presupuesto a precios de 2005: 517MMUS\$
- 516. Costo referencial PDSEN 2005-2024: 693MMUS\$
- 517. Sobrecosto estimado precios del 2005: -176MMUS\$ (-25%)

Características de la central

- 518. Central hidroeléctrica ubicada en la confluencia de los estados Barinas, Mérida y Táchira, con dos turbinas tipo Francis de 257 MW cada una y toda la infraestructura necesaria para albergar una tercera unidad de igual capacidad de generación, dos subestaciones y dos líneas de transmisión. (ANEXO 2 - ACTA-0011).

Aspectos contractuales

- 519. El 11 de Mayo 2003, a 20 años del inicio de los desarrollos hidroeléctricos Uribante-Caparo en la Región Andes, la filial Desurca de Cadafe y la Gobernación del Estado Táchira llevaron a buen término el contrato para la ejecución de las ingenierías civil y electro-mecánica de la Central Hidroeléctrica La Vueltona. El contrato base se realizó por 160MMUS\$²⁶⁵. Esta obra estaba prevista para entrega en 37 meses (22/9/2004 a 22/10/2007). El Fondespa aportó 40MMUS\$²⁶⁶
- 520. En junio de 2011 la obra presentaba dos prorrogas, un atraso de 44 meses y se habían realizado ocho addendums al contrato y el costo se había escalado a 220MMUS\$ con un avance de obra del 85%. Se facturaron 144MMUS\$ y se hicieron desembolsos por 98MMUS\$ (Anexo 7-9-1, pag 30).
- 521. De acuerdo con Corpoelec el costo del proyecto al 2012 fue 361MMUS\$²⁶⁷ (Anexo 7-9-2).
- 522. Alstom compareció ante la comisión el día 01 de junio de 2016 indicando que el costo total de la obra al 2015n fue 528MMUS\$ y 242MMBs, equivalentes a 640MMUS\$ a tasa de cambio 2.15Bs/US\$. Este monto incluye las facilidades para la instalación de un tercer equipo de generación y el sistema de transmisión (ANEXO 2 - ACTA-0011). El contratista Alstom indicó que en abril de 2015 las dos turbinas (Unidad 2 y

²⁶³ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/377333>

²⁶⁴ <http://www.avn.info.ve/contenido/gobierno-invertir%C3%A1-m%C3%A1s-4900-millones-para-incrementar-generaci%C3%B3n-el%C3%A9ctrica-2015>

²⁶⁵ CADAPE, Contrato 2003-0078-6100 suscrito el 11/05/2003, un lapso de ejecución de 37 meses, Construcción de la central hidroeléctrica Fabricio Ojeda (La vueltona) y sus obras asociadas ubicadas en el desarrollo Camburito-Caparo para el Proyecto Uribante Caparo, 22-09-2004, 12-02-2013

²⁶⁶ PDVSA Información Financiera y Operacional Año 2007, p.99

²⁶⁷ <http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/central-hidroel%C3%A9ctrica-fabricio-ojeda>

3) estaban completamente operativas. Esto indica que la obra completa se entregó con 97 meses de atraso.

523. Preguntas de la Comisión Mixta a Alstom

Referente a la Central Fabricio Ojeda, la comisión realizó las siguientes preguntas (Oficio CMECEP-095, Anexo 2-33):

¿Cuáles son las inversiones específicas realizadas?

Respuesta: Detalle de inversiones en Anexo 2-34

Análisis Técnico Económico

524. El costo del proyecto La Vueltona a precios de 2005 es del orden de **517MMUS\$** correspondiente a 1000US\$ por kW instalado. Esta magnitud es inferior al costo referencial al 2005 utilizado en este estudio para comparar centrales hidráulicas (PDSEN 2005-2024, Caruachi, 1350/kWe). Sin embargo llama la atención la gran cantidad de adendas y prorrogas que han hecho que el costo original se haya triplicado a lo largo de 11 años, 134 meses. El hecho que el financiamiento principal fue provisto por el Bandes de Brasil y que la obra hay sido finalmente concluida permite inferir que buena parte de los pagos fue realizado. De acuerdo con un Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p18) se indica que los retrasos se deben a falta de pago por parte de Corpoelec. En el **Anexo 7-47**, se incluye un informe de la Comisión Permanente de Contraloría de la Asamblea Nacional en el que se incluye un análisis de la contratación de esta obra.

Conclusión

525. La central Fabricio Ojeda (La Vueltona) 514MW debió ser construida en 37 meses por **160MMUS\$** (2003-2007). Finalmente la central fue terminada 132 meses después triplicando su costo inicial: **640MMUS\$** en 2015 (**517MMUS\$** a precios del 2005). Se sigue realizar una investigación exhaustiva de las causas que originaron las numerosas modificaciones de contrato realizadas durante la ejecución del proyecto, principalmente durante la gestión de Nervis Villalobos como presidente de CADAPE.

Proyecto No. 10 – TermoZulia II

526. Contratista: Jantesa²⁶⁸, Inelectra²⁶⁹²⁷⁰, Sener (España), Covenca²⁷¹, Onica²⁷²
527. Contratante: ENELVEN, CORPOELEC
528. Fuente de Financiamiento: FONDO CHINO, FONDEN, CORPOELEC
529. Capacidad contratada: 470MW
530. Fecha firma de contrato: 2006
531. Fecha de finalización de obra según contrato:: 2010
532. Inauguración: 2013
533. Obra planificada PDSEN 2005-2014? SI
534. Presupuesto 2010: **551MMUS\$**²⁷³ (Anexo 7-10-1)
535. Presupuesto 2011: **748MMUS\$** (Anexo 7-0-1, p.17)
536. Presupuesto a precios de 2005: **637MMUS\$**
537. Costo referencial PMRSEN 2010-2030: **432MMUS\$** (ciclo combinado, a precios de 2005)
538. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **205MMUS\$** a precios del 2005 (**47%**) que debe ser debidamente justificado.

Características de la Central

539. Construcción de una planta de aprox. 470 MW en Ciclo Combinado cuyos equipos principales son: 2 turbogas, 2 calderas de recuperación de calor, 01 turbovapor, 1 condensador de superficie, 3 transformadores, sistemas de media y baja tensión, entre otros. Ingeniería, Procura y Construcción de dos (2) Subestaciones eléctricas (Termozulia II 230 kV y Palito Blanco 230/138 kV), una línea de transmisión a 230 kV con longitud de 32 km., y el desvío de líneas de transmisión a 138 kV a la nueva subestación Palito Blanco.

²⁶⁸ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/182491>

²⁶⁹ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/417229>

²⁷⁰ <http://www.inelectra.com/proyectos.php?t=generacion-potencia-sistemas-transmisi%C3%B3n-ciclo-termozulia-2>

²⁷¹ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/408874>

²⁷² <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/408874>

²⁷³ <http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/planta-termozulia-ii-y-sus-obras-de-transmisi%C3%B3n-asociadas>

Proyecto No. 11 – TermoZulia III

- 540. Contratista: Consorcio EIS²⁷⁴, INEMELCA²⁷⁵,
- 541. Contratante: ENELVEN, CORPOELEC
- 542. Fuente de Financiamiento: CAF²⁷⁶ (665MMUS\$, Anexo 7-11-1)
- 543. Capacidad contratada: 450MW (Anexo 7-11-2)
- 544. Fecha firma de contrato: 2007
- 545. Fecha de finalización de obra según contrato: 2010
- 546. Inauguración: 2013
- 547. Obra planificada PDSN 2005-2014? SI
- 548. Presupuesto 2011: 1072MMUS\$²⁷⁷ (Anexo 7-0-1, p.17)
- 549. Presupuesto a precios de 2005: **913MMUS\$**
- 550. Costo referencial PDSN 2005-2024: **414MMUS\$** (ciclo combinado, a precios de 2005)
- 551. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **499MMUS\$** a precios del 2005 (**120%**) que debe ser debidamente justificado.

Características de la Central

- 552. El elevado costo de este proyecto fue oportunamente advertido en un Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p20). El informe de Corpoelec establece que el valor del kW instalado es elevado (2384US\$/kW) y que debería ser revisado.

²⁷⁴ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/422530>

²⁷⁵ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/410591>

²⁷⁶ <https://www.caf.com/es/actualidad/noticias/2009/12/usd-339-millones-para-termozulia-iii/?parent=15187>

²⁷⁷ <http://www.corpoelec.gob.ve/generadores-de-termozulia-iii-llegaron-al-zulia>

Proyecto No. 12 – TermoZulia IV

- 553. Contratista: Eney Parts solutions²⁷⁸, PROENERGY SERVICES²⁷⁹, ENERGY SOLUTIONS²⁸⁰
- 554. Contratante: CORPOELEC
- 555. Financiamiento: Fondo Chino
- 556. Capacidad contratada: 150 MW
- 557. Fecha firma de contrato: 2009
- 558. Fecha de finalización de obra según contrato: 2010
- 559. Inauguración: 2010
- 560. Obra planificada PDSEN 2005-2014? NO
- 561. Presupuesto 2011: 135MMUS\$²⁸¹ (Anexo 7-12-1)
- 562. Presupuesto a precios de 2005: 119MMUS\$
- 563. Costo referencial PDSEN 2005-2024: 71MMUS\$ (ciclo abierto, a precios de 2005)
- 564. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **48MMUS\$** a precios del 2005 (**68%**) que debe ser debidamente justificado.

²⁷⁸ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/346831?mostrar=INF>

²⁷⁹ http://mncenlinea.snc.gob.ve/reportes/datos_basicos?mostrar=INF&p=3&rif=J294043151

²⁸⁰ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/475959>

²⁸¹ <http://www.avn.info.ve/contenido/planta-termozulia-iv-favorecer%C3%A1-30000-familias-generaci%C3%B3n-150-megavattios>

Proyecto No. 13 – Guarenas I y II (156MW)

- 565. Contratista: Derwick Associates²⁸²
- 566. Subcontratista: ProEnergy²⁸³
- 567. Contratante: La Electricidad de Caracas
- 568. Capacidad contratada 156MW²⁸⁴ (Anexo 7-13-1)
- 569. Fuente de financiamiento: FONDEN
- 570. Fecha firma de contrato: 11 de marzo de 2010
- 571. Fecha de inicio: 2 de julio de 2010
- 572. Fecha de finalización de obra según contrato: 30 de octubre de 2011
- 573. Inauguración: 29 de junio de 2012 (retraso nueve meses)
- 574. Obra planificada PDSEN 2005-2014? NO

Características de la central

- 575. Ubicada en antiguo estacionamiento de oficinas administrativas de ELEGUA. Equipos mayores: Turbinas a gas aeroderivativas (ciclo abierto) General Eléctric 2 LM 6000 + 2 LM2500+ con 156 MW en total (Anexo 7-13-2).

Aspectos contractuales

- 576. Equipos mayores comprados el 24 de febrero de 2010 a un costo de 99.5MMUS\$, mediante un contrato que incluía la adquisición de los equipos mayores para esta planta y la GRR- Sur en el estado Miranda²⁸⁵ El contrato IPC, sin incluir procura de equipos mayores, firmado en marzo de 2010 por tres turbinas (Guarenas I: 2x30MW+48MW) y un posterior addendum en julio del mismo año corresponde a la IPC de un equipo adicional (Guarenas II: 48MW). Monto total del contrato IPC: 171.1 MMUS\$²⁸⁶, donde 157MMBs son pasados a US\$ a tasa 2,60 Bs/US\$. El costo total proyecto fue 270.6MMUS\$. El Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p20) indica que el costo de este proyecto está en el orden de 256MMUS\$. Derwick Associates se reservó la información referente a los desembolsos y cuentas por pagar amparándose en la confidencialidad de los contratos.

577. Respuesta de Derwick a la Comisión Mixta

A la empresa Derwick se le solicitó información adicional en Oficio 072/2016 (Anexo 2-20) respecto a los costos del proyecto, si los equipos instalados eran usados. Derwick contesta (Anexo 2-21) que no puede suministrar información contractual debido a los convenios de confidencialidad. Sin embargo, Derwick indica que el costo medio de sus obras eléctricas fue 1.17US\$/MW, el cual se encuentra dentro de los rangos internacionales sin contar con el financiamiento que tuvo que realizar la empresa en cuanto que estuvieron hasta 4 años sin cobrar.

²⁸² <http://rncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/420401>

²⁸³ http://rncenlinea.snc.gob.ve/reportes/datos_basicos?mostrar=INF&p=3&rif=J294043151

²⁸⁴ <http://www.corpoelec.gob.ve/noticias/planta-guarenas-incorpor%C3%B3-156-mw-nuevos-al-sistema-el%C3%A9ctrico-nacional>

²⁸⁵ MPPEE, Informe de Auditoría Interna, MPPUAI-ID-CI-005-14, pag. 51, 2014.

²⁸⁶ MPPEE, Informe de Auditoría Interna, MPPUAI-ID-CI-005-14 pag 47, 2014

Análisis Técnico y Económico

578. De acuerdo con los documentos de la contratación, los dos equipos LM2500+ (2x30MW) fueron instalados completamente nuevos pero los equipos LM6000 (2x30MW) eran reconstruidos. El Ex ministro para el Poder Popular de la Energía Eléctrica señaló durante la comparecencia ante la Comisión Mixta para el Estudio de la Crisis Eléctrica, fecha 6 de abril de 2016 que en su momento había hecho denuncias por el uso de componentes que parecían usados en la construcción de la planta Guarenas (Anexo 2 - Acta 0004). El representante de Derwick reconoció ante la comisión mixta (Anexo 2 - Acta 0007) que el 20% de las plantas instaladas por su empresa en el país no eran nuevas y que pasaron por remanufactura cumpliendo con los requerimientos técnicos del cliente. La auditoría interna realizada MPPEE en 2014 encontró una de las turbinas de 48MW fuera de servicio con un daño importante en el rotor. A pesar estar previsto en el contrato, la central no tiene compresores de gas²⁸⁷. Desde el punto de vista operacional la planta estaba totalmente indisponible el 29 de junio de 2016.

579. Valoración de los activos contratados: El costo del proyecto a precios del 2005 es **235MMUS\$**. De acuerdo con el PDSN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo referencial al año 2005 de instalar 156 MW en un sistema de generación a ciclo abierto es **74 MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005), por lo que este diferencial debe ser debidamente justificado.

Conclusión

580. La central Guarenas I y II corresponde a un proyecto que no fue incluido en el plan de expansión previsto en el PDSN 2005-2024. Se contrató directamente como IPC (Ingeniería Procura y Construcción) sin haber realizado los estudios de factibilidad, ingeniería conceptual y básica. Tampoco se realizaron las licitaciones correspondientes. En consecuencia la obra tuvo grandes dificultades en la fase de instalación debido a las dificultades para evacuar la energía acceder al agua y el combustible gaseoso requerido. Corpoelec no realizó la procura directamente con el fabricante (General Electric). En consecuencia el intermediario (Derwick) instaló algunos equipos usados remanufacturados lo que incumple los procedimientos estandarizados por la industria eléctrica en los que a expansión del sistema de generación se refiere. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de 161MMUS\$ (217%).

²⁸⁷ MPPEE, Informe de Auditoría Interna, MPPUAI-ID-CI-005-14 pag 89-90, 2014

Proyecto No. 14 – La Raisia I (180MW)

- 581. Contratista: Derwick Associates²⁸⁸
- 582. Contratante: La Electricidad de Caracas
- 583. Capacidad contratada 180MW²⁸⁹ (Anexo 7-14-1)
- 584. Fuente de financiamiento: FCCV, FONDEN, CORPOELEC
- 585. Fecha firma de contrato: 28 de septiembre de 2009
- 586. Fecha de finalización de obra según contrato: 13 de junio de 2011
- 587. Inauguración: julio de 2011 (un mes de retraso)
- 588. Obra planificada PDSEN 2005-2014? Si

Características de la central

- 589. Central ubicada en terrenos de La Raisia en los Valles del Tuy Estado Miranda. Es parte del complejo generador Termocentro. Equipos mayores: Turbinas duales nuevas Pratt & Whitney 3 FT8 con 60 MW cada una para un total de 180 MW (Anexo 7-14-2).

Aspectos contractuales

- 590. El contrato IPC, sin incluir procura de equipos mayores ya que la misma fue realizada por Wellington, firmado el 28 de septiembre de 2009 un posterior addendum el 14 de mayo del siguiente año. Monto total del contrato IPC: 107.1 MMUS\$²⁹⁰, donde 53MMBs son pasados a US\$ a tasa 2,15 Bs/US\$ y 35MM Bs son pasados a US\$ a tasa 2,60 Bs/US\$. Aunque no se pudo acceder a documentación que revele costo asociado a la procura de equipos mayores, en el Resumen Ejecutivo de junio 2011 de la Coordinación de Administración y Control de Proyectos de Corpolec, página 18 se indica como monto total del contrato 242.28 MMUS\$ (Anexo 7-0-1, p18).

591. Respuesta de Derwick a la Comisión Mixta

A la empresa Derwick se le solicitó información adicional en Oficio 072/2016 (Anexo 2-20) respecto a los costos del proyecto, si los equipos instalados eran usados. Derwick contesta (Anexo 2-21) que no puede suministrar información contractual debido a los convenios de confidencialidad. Sin embargo, Derwick indica que el costo medio de sus obras eléctricas fue 1.17US\$/MW, el cual se encuentra dentro de los rangos internacionales sin contar con el financiamiento que tuvo que realizar la empresa en cuanto que estuvieron hasta 4 años sin cobrar.

Análisis Técnico y Económico

- 592. La auditoría interna realizada por el MPPEE en 2014 encontró una de las unidades se encuentra fuera de servicio desde septiembre de 2011 por un cortocircuito en los cables, dentro del cubículo de 13,8 Kv, de la sala de control de la turbina. Aún cuando el equipo estaba en garantía, la misma no se ejecutó pesar estar previsto en el contrato. La planta carece del sistema de pararrayos en las chimeneas de las unidades de generación y de la válvula de parada de emergencia (EDS), lo que implica un riesgo para los

²⁸⁸ <http://rncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/420401>

²⁸⁹ <http://www.corpoelec.gob.ve/noticias/m%C3%A1s-de-78000-familias-beneficiar%C3%A1-la-primer-etapa-de-planta-la-raisa>

²⁹⁰ MPPEE, Informe de Auditoría Interna, MPPUAI-ID-CI-005-14 pag 46, 2014

equipos y trabajadores ante posibles descargas atmosféricas y posibles cambios de presión en el suministro de gas²⁹¹.

593. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC, Derwick y equipos mayores, Wellington) a precios de 2005 es **212MMUS\$**. De acuerdo con el PDSN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 180 MW en un sistema de generación a ciclo abierto es **85.5MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005), por lo que el diferencial debe ser debidamente justificados.. De acuerdo al informe técnico de ASINCRO “Análisis, estrategia y rangos de negociación de la oferta presentada por Derwick para la instalación de 3 unidades PW FT-8 para la planta La Raisa”, la oferta del componente en dólares del contrato inicial de IPC era superior a las estimaciones del consultor (Asincro) en 55,37%²⁹².

²⁹¹ MPPEE, Informe de Auditoría Interna, MPPUAI-ID-CI-005-14 pag 65-68, 2014

²⁹² MPPEE, Informe de Auditoría Interna, MPPUAI-ID-CI-005-14 pag 28-29, 2014

Proyecto No. 15 – La Raisa II

- 594. Contratista: Derwick Associates²⁹³
- 595. Contratante: La Electricidad de Caracas
- 596. Financiamiento del proyecto: FCCV, Fonden, Corpoelec
- 597. Capacidad contratada 100MWISO
- 598. Fecha firma de contrato: 1 de junio de 2008
- 599. Fecha de finalización de obra según contrato: 30 agosto 2011
- 600. Obra planificada PDSEN 2005-2014? Si

Características de la central

- 601. Central ubicada en terrenos de La Raisa en los Valles del Tuy Estado Miranda. Es parte del complejo generador Termocentro. Equipos mayores: una turbina GE LMC6000PC y una GE LM6000PD más sistema de chillers (Anexo 7-15-1).

Aspectos contractuales

- 602. El contrato IPC, sin incluir procura de equipos mayores, firmado por un monto total del contrato de 90,11 MMUS\$²⁹⁴, donde 45MM Bs son pasados a US\$ a tasa de cambio 2,15 Bs/US\$ Aunque no se pudo acceder a documentación que revele costo asociado a la procura de equipos mayores, en el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p18) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **132MMUS\$**.

Análisis Técnico y Económico

- 603. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es 115MMUS\$. de acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 100 MW ISO en un sistema de generación a ciclo abierto es **47.5MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005).
- 604. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **68MMUS\$** a precios del 2005 (**143%**) que debe ser debidamente justificado.

²⁹³ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/420401>

²⁹⁴ MPPEE, Informe de Auditoría Interna, MPPUAI-ID-CI-005-14 pag 50, 2014

Proyecto No. 16 – La Raisa III

- 605. Contratista: GTME²⁹⁵, Vepica²⁹⁶
- 606. Subcontratista: INSERVEN²⁹⁷
- 607. Contratante: La Electricidad de Caracas
- 608. Financiamiento del proyecto: FCCV, Fonden, Corpoelec
- 609. Capacidad contratada 170MWISO
- 610. Fecha firma de contrato: 1 de junio de 2008
- 611. Fecha de finalización de obra según contrato: 30 agosto 2011
- 612. Obra planificada PDSEN 2005-2014? Si

Características de la central

- 613. Central ubicada en terrenos de La Raisa en los Valles del Tuy Estado Miranda. Es parte del complejo generador Termocentro. Equipos mayores: dos turbinas GE-MS7001EA, 85.4 MW (ISO) cada una (Anexo 7-16-1).

Aspectos contractuales

- 614. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p18) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **199.54MMUS\$**.

Análisis Técnico y Económico

- 615. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es 174MMUS\$. de acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 170 MW ISO en un sistema de generación a ciclo abierto es **80.75MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005).
- 616. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **94MMUS\$** a precios del 2005 (116%) que debe ser debidamente justificado.

²⁹⁵ <http://rncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/379607>

²⁹⁶ <http://rncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/411689>

²⁹⁷ <http://rncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/474070>

Proyecto No. 17 – La Raisa IV

- 617. Contratista:
- 618. Contratante: La Electricidad de Caracas
- 619. Financiamiento del proyecto: FCCV, Fonden, Corpoelec
- 620. Capacidad contratada 315MWISO
- 621. Fecha firma de contrato: 2010
- 622. Fecha de finalización de obra según contrato:2012
- 623. Obra planificada PDSEN 2005-2014? Si

Características de la central

- 624. Central ubicada en terrenos de La Raisa en los Valles del Tuy Estado Miranda. Es parte del complejo generador Termocentro. Equipos mayores: 21 unidades solar 15 MW (ISO) cada una (Anexo 7-17-1).

Aspectos contractuales

- 625. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p26) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **494MMUS\$**.

Análisis Técnico y Económico

- 626. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es 434MMUS\$. de acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 315 MW ISO en un sistema de generación a ciclo abierto es **149,6MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005). Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **285MMUS\$** a precios del 2005 (**190%**) que debe ser debidamente justificado.

Proyecto No. 18 – Picure (140 MW)

- 627. Contratista: Derwick Associates²⁹⁸
- 628. Subcontratista: ProEnergy, INSERVEN²⁹⁹, ProEnergy³⁰⁰
- 629. Contratante: La Electricidad de Caracas
- 630. Capacidad contratada 140 MW
- 631. Capacidad real: 132 MW
- 632. Fecha firma de contrato: 29 de mayo de 2009
- 633. Fecha de finalización de obra según contrato: 14 de marzo de 2011
- 634. Inauguración: 30 de enero de 2011
- 635. Obra planificada PDSEN 2005-2014? No

Características de la central

- 636. Ubicada en el sector Picure de la bahía de Tocoa en el estado Vargas, formando parte del complejo generador Josefa Joaquina Sánchez Bastidas. Equipos mayores: Turbinas a gas aeroderivativas (ciclo abierto) General Electric 2 LM 6000 + 2 LM2500 con 140 MW en total. Las unidades LM2500 eran usadas puestas a 0 horas y las unidades LM6000 eran nuevas, una de ellas procurada por Brown Equipment (Anexo 7-18-1).

Aspectos contractuales

- 637. Monto total del contrato IPC: 110.9 MMUS\$³⁰¹, donde 29.7MMBs equivalentes a US\$ a tasa 2,15 Bs/US\$ y 45.9MMBs equivalentes a US\$ a tasa 2,6 Bs/US\$.

638. Respuesta de Derwick a la Comisión Mixta

A la empresa Derwick se le solicitó información adicional en Oficio 072/2016 (Anexo 2-20) respecto a los costos del proyecto, si los equipos instalados eran usados. Derwick contesta (Anexo 2-21) que no puede suministrar información contractual debido a los convenios de confidencialidad. Sin embargo, Derwick indica que el costo medio de sus obras eléctricas fue 1.17US\$/MW, el cual se encuentra dentro de los rangos internacionales sin contar con el financiamiento que tuvo que realizar la empresa en cuanto que estuvieron hasta 4 años sin cobrar.

Análisis Técnico y Económico

- 639. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es 96.85MMUS\$. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030 el costo estimado de instalar 140 MW en un sistema de generación a ciclo abierto es 66.50 MMUS\$ (475US\$/kWe, precios del 2005)-
- 640. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden que debe ser debidamente justificado.
- 641. De acuerdo al informe técnico de ASINCRO, “Evaluación de oferta comercial de un contratista internacional seleccionado por adjudicación directa por la Electricidad de Caracas Proyecto Picure” la oferta del componente en dólares del contrato inicial de IPC era superior a las

²⁹⁸ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/420401>

²⁹⁹ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/474070>

³⁰⁰ http://mcenlinea.snc.gob.ve/reportes/datos_basicos?mostrar=INF&p=3&rif=J294043151

³⁰¹ MPPEE, Informe de Auditoría Interna, MPPUAI-ID-CI-005-14 pag 42, 2014

estimaciones del consultor en 30%³⁰². Para el proyecto se realizaron 7 desembolsos, cuyo componente en dólares sobrepasa al monto del contrato en 7%. El monto contratado fue superado desde el tercer desembolso³⁰³. La auditoría interna realizada por el MPPEE en 2014 reveló que contrariamente a las condiciones de contratación, el sistema de aguas servidas no está conectado al sistema de la planta CJJSB 10-14³⁰⁴.

Proyecto No. 19 – EDC SUR CHARALLAVE (140 MW)

- 642. Contratista: Derwick Associates³⁰⁵, Elecnor³⁰⁶
- 643. Subcontratista: INSERVEN³⁰⁷
- 644. Contratante: La Electricidad de Caracas
- 645. Capacidad contratada 136 MW
- 646. Fecha de Inicio: 2/10/2010
- 647. Fecha de finalización de obra prevista según contrato: 3/10/12
- 648. Inauguración: EN CONSTRUCCIÓN
- 649. Obra planificada PDSEN 2005-2014? No

Características de la central

- 650. Ubicada en el sector Charallave, Instalación de 2 unidades turbogeneradoras 2xPW-FT4 20MW y 2 unidad turbogeneradora 2xGE LM6000 de 48MW (Anexo 7-19-1).

Aspectos contractuales

- 651. Equipos mayores adquiridos por Derwick. Uno de los equipos (GE LM600) fue cedido a Planta Guarenas II. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p26) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **251MMUS\$**. La empresa que está ejecutando el IPC (Sin el suministro de los equipos mayores) es Elecnor (Anexo 2 –Acta 0008). Actualmente tienen dos proyectos en curso: para Corpoelec la planta GRR-Sur de 140 MW en el estado Miranda, con 90% de avance físico y una inversión de **104MMBs** y **127MMUS\$** que no incluye el costo de las unidades pero si su instalación, la subestación y las líneas de transmisión.

652. Preguntas de la Comisión Mixta a Elecnor

Referente a la Planta José Manuel Valdez, la comisión realizó las siguientes preguntas (Oficio CMECEP-068, Anexo 2-25):

¿Cuáles son las inversiones específicas realizadas?

¿Cuál es el costo promedio estimado del megavatio de generación de este proyecto?

¿Cuáles son las razones técnicas aportadas por el cliente para el cambio de ubicación y la reducción de capacidad de la planta?

³⁰² MPPEE, Informe de Auditoría Interna, MPPUAI-ID-CI-005-14 pag 28, 2014

³⁰³ MPPEE, Informe de Auditoría Interna, MPPUAI-ID-CI-005-14 pag 29, 2014

³⁰⁴ MPPEE, Informe de Auditoría Interna, MPPUAI-ID-CI-005-14 pag 14, 2014

³⁰⁵ <http://rncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/420401>

³⁰⁶ <http://rncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/311491>

³⁰⁷ <http://rncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/474070>

Respuesta: Elecnor respondió (Anexo 2-27) que las inversiones en esta planta son **104MMBs** y **127MMUS\$**. No indicó el costo medio en \$ por MW de la obra.

Análisis Técnico y Económico

653. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **222.3MMUS\$**. De acuerdo con el PDSN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030 el costo estimado de instalar 136 MW en un sistema de generación a ciclo abierto es **64.60MMUS\$** (475US\$/kWe, precios del 2005),.
654. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden que debe ser debidamente justificado.

Proyecto No. 20 – Planta Juan Bautista Arismendi, Termoisla 2 (170 MW)

655. Contratista: GTME³⁰⁸, INSERVEN³⁰⁹, Derwick Associates³¹⁰ (Conversión Diesel a Gas).
656. Capacidad contratada 170MWISO
657. Capacidad real: 120 MW
658. Fecha firma de contrato: 11 de Agosto de 2008
659. Fecha de finalización según Contrato: 04 de Julio de 2011
660. Obra planificada PDSN 2005-2014? No

Características de la central

661. Ubicada en el sector El Guamache del Municipio Tubores del Estado Nueva Esparta. La Electricidad de Caracas, adquirió en el año 2009 cuatro unidades en el mercado secundario, dos de las cuales se asignaron a la planta. Los equipos fueron trasladados por Clover y el 11 de marzo de 2010 se contrata a Derwick Associates para que haga la adecuación a combustible dual (líquido y gaseoso). Detalles de la conversión Dual se encuentran en la respuesta de Derwick (Anexo 2-21) a al Oficio 072/2016 (Anexo 2-20).
662. En 2011 GTME subcontrata a Inserven para la instalación y puesta en operación de las turbinas y el balance BOP, adaptándolas a gas como combustible principal (conservan dualidad) por existir posibilidad de suministro. Equipos mayores: 2 turbinas GE 7001EA (Anexo 7-20-1).

³⁰⁸ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/379607>

³⁰⁹ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/474070>

³¹⁰ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/420401>

Aspectos contractuales

663. El Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p21) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **337MMUS\$**. El informe recomienda la revisión del costo de este proyecto 1986US\$/kWe. El contrato de conversión de diesel a gas fue firmado el 11 de marzo de 2010 por un monto total del contrato de 9,91 MM³¹¹.

Análisis Técnico y Económico

664. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **295MMUS\$**. De acuerdo con el PDSN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030 el costo estimado de instalar 170 MW en un sistema de generación a ciclo abierto es **80.75MMUS\$** (475US\$/kWe, precios del 2005).

665. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial que debe ser debidamente justificado.

³¹¹ MPPEE, Informe de Auditoría Interna, MPPUAI-ID-CI-005-14 pag 48, 2014

Proyecto No. 21 – BARINAS 1

- 666. Contratista: Derwick Associates³¹²
- 667. Contratante: PDVSA
- 668. Financiamiento del proyecto:
- 669. Capacidad contratada 100MWISO
- 670. Fecha de Inicio: 25 abril 2011
- 671. Fecha de finalización de obra según contrato:2012
- 672. Obra planificada PDSEN 2005-2014? NO

Características de la central

- 673. Central ubicada el estado Barinas (Anexo 7-21-1). 2 X Pratt & Whitney Twin Pack FT4.

Aspectos contractuales

- 674. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p27) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **186MMUS\$**.

675. Respuesta de Derwick a la Comisión Mixta

A la empresa Derwick se le solicitó información adicional en Oficio 072/2016 (Anexo 2-20) respecto a los costos del proyecto, si los equipos instalados eran usados. Derwick contesta (Anexo 2-21) que no puede suministrar información contractual debido a los convenios de confidencialidad. Sin embargo, Derwick indica que el costo medio de sus obras eléctricas fue 1.17US\$/MW, el cual se encuentra dentro de los rangos internacionales sin contar con el financiamiento que tuvo que realizar la empresa en cuanto que estuvieron hasta 4 años sin cobrar.

Análisis Técnico y Económico

- 676. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **162MMUS\$**. de acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 315 MW ISO en un sistema de generación a ciclo abierto es **47.6MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005).
- 677. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial que debe ser debidamente justificado.

³¹² <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/420401>

Proyecto No. 22 – SIDOR “A” y “B” 440MW

- 678. Contratista: Derwick Associates³¹³
- 679. Contratante: CVG
- 680. Financiamiento del proyecto: CVG
- 681. Capacidad contratada 440MWISO
- 682. Fecha de Inicio: 2010,2012
- 683. Fecha de finalización de obra según contrato:
- 684. Obra planificada PDSEN 2005-2014? NO

Características de la central

- 685. Central Sidor A ubicada en instalaciones de la Siderúrgica del Orinoco el estado Bolívar. 1 × 7EA, 2 unidades turbogeneradoras GE LM6000 de 48MW (Anexo 7-22-1). Equipos suministrados a Sidor B, sin detallar.

Aspectos contractuales

- 686. Proyecto original de 880MW³¹⁴ con una primera fase de 440MW por 190MMUS\$. De los 880 MW originales el alcance del proyecto se redujo a 360MW divididos en 2 fases de 180MW. En marzo de 2010, Rodolfo Sanz, entonces ministro de Industrias Básicas, anunció que la empresa Derwick Associates Corporation, de Estados Unidos, y personal de Corpoelec instalarían la primera fase con dos unidades de 180 MW comprada a la firma de energía Gazpron, de Rusia. De acuerdo con declaraciones públicas realizadas por el director laboral de Sidor, Jonis Luna³¹⁵ (Anexo 7-22-2) se indicó que el costo de la primera fase del proyecto de estaba en el orden de **190MMUS\$**. El ministro Sanz se le envió un oficio solicitando información técnica y económica sobre este proyecto (Anexo 2-17) **la cual no obtuvo respuesta.**

Respuesta de Derwick a la Comisión Mixta

- 687. A la empresa Derwick se le solicitó información adicional en Oficio 072/2016 (Anexo 2-20) respecto a los costos del proyecto, si los equipos instalados eran usados y en específico sobre la situación de la planta Sidor B. Derwick contesta (Anexo 2-21) que no puede suministrar información contractual debido a los convenios de confidencialidad. Sin embargo, Derwick indica que el costo medio de sus obras eléctricas fue 1.17US\$/MW, el cual se encuentra dentro de los rangos internacionales sin contar con el financiamiento que tuvo que realizar la empresa en cuanto que estuvieron hasta 4 años sin cobrar. En el caso de la Planta Sidor Derwick aduce que se suministraron equipos nuevos.
- 688. La planta Sidor A fue contratada en 2010 (sin especificar fecha) y entregada a la CVG en diciembre de 2011 en perfecto funcionamiento. Posteriormente a la Planta sería transferida a Corpoelec para suministrar energía al SEN y no a la siderúrgica como se estableció originalmente.

³¹³ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/420401>

³¹⁴ <http://www.aporrea.org/actualidad/n150912.html>

³¹⁵ <http://www.elmundo.com.ve/noticias/economia/politicas-publicas/recursos-aprobados--para-sidor--nunca-llegaron--aspx>

Corpoelec solicitó apoyo a Derwick para arrancar la planta Sidor A en 2013. La garantía de la planta expiró en abril de 2014.

689. La planta Sidor B fue contratada por CVG a Derwick en marzo de 2012 (no especifica capacidad de los equipos). En Abril de 2013 se llega a un acuerdo de suspensión de los trabajos y terminación de contrato por mutuo acuerdo. De acuerdo con la respuesta de Derwick, las unidades entregadas para la planta Sidor B se entregaron a Corpoelec para que fueran instaladas en la Planta Antonio José de Sucre, Planta 3 de Barquisimeto y quedando la última en instalaciones de Sidor.

Análisis Técnico y Económico

690. Valoración de los activos contratados para la Planta Sidor A: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **167MMUS\$**. de acuerdo con el PDSN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 180 MW ISO en un sistema de generación a ciclo abierto es **85.5MMUS\$** (475US\$/kWe, precios 2005 según PDSN).
691. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial que debe ser debidamente justificado.
692. En Sidor B, de acuerdo a lo indicado por Rodolfo Sanz, se adquirieron 180MW adicionales. Sin embargo, se desconoce el monto contratado y el destino final de los equipos.
693. Este proyecto revela la improvisación del gobierno nacional en cuanto al manejo de la restricción de energía por sobreexplotación del embalse de Guri. El ejecutivo intentó solventar la crisis del verano de 2010 con la instalación de una planta en Sidor para “liberar consumo en el SEN” (Anexo 2-22) cuando realmente la planta entró en servicio en 2013, 30 meses después. La transferencia de la planta de la CVG a Corpoelec confirma este sin sentido, por cuanto cualquier central termoeléctrica en Guayana no podrá ser despachada bajo ningún escenario de la coordinación hidro-térmica. Por esta razón, en ninguno de los planes (PDSN2005 -2024, PDSN 2013-2019) se previó la construcción e central térmica alguna en la región de Guayana. Adicionalmente, para la operación eficiente de la central instalada en Sidor se requiere gas, que actualmente es necesario para el sector productivo, gas escaso debido al déficit existente.

Proyecto No. 23 – JOSEFA CAMEJO 450MW

- 694. Contratista: Indigo Energy International (Pacific Rim Energy)³¹⁶
- 695. afFirma Contrato: 6/12/2005
- 696. Inicio de Obra: 30/5/2006
- 697. Capacidad contratada 450MWISO
- 698. Fecha de Inicio: 2007
- 699. Fecha de finalización de obra según contrato: 2009
- 700. Obra planificada PDSEN 2005-2014? SI

Características de la central

- 701. Central ubicada la Península de Paraguaná, Estado Falcón. Tres turbo generadores de 150MW (Westinghouse W501F). Facilidades para la instalación de 3 turbogeneradores adicionales y cierre de ciclo. Subestación SF6³¹⁷. Dual Fuel.

Aspectos contractuales

- 702. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p27) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **300MMUS\$** (2007). El 18 de mayo de 2016, el Ing. Abdul Hady Ali, Presidente de Indigo Energy International indicó en comparecencia ante la comisión mixta que la empresa nació hace dos años tras la adquisición de Pacific Rim Energy. La planta Josefa Camejo, entregada operando al 100% en 2009 con una inversión de **334.75 MMUS\$** y una capacidad de total 450 MW, a través de tres turbogeneradores Westinghouse W501F de 150 MW cada uno. Aclaró que las unidades son de combustible dual aunque al momento de la entrega operaban con combustible líquido (Anexo 2 – Acta 0009, Anexo 7-23-2). El ministerio de Petróleo y Minería indicó en su memoria 2015 la puesta en marcha de una Estación de Regulación Primaria (ERP), una Estación de Medición y Regulación (EMR) y la Red Interna, desde Amuay hasta la Planta Josefa Camejo, permitiendo aumentar la capacidad de entrega en 120 MMPCD a la esta planta. Con una inversión de 183MMUS\$Bs³¹⁸.

Análisis Técnico y Económico

- 703. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **315MMUS\$**. de acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 450 MW ISO en un sistema de generación a ciclo abierto es **213MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005).
- 704. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **101MMUS\$** a precios del 2005 (**47%**) que debe ser debidamente justificado.

³¹⁶ <http://rcnlinea.snc.gob.ve/planilla/index/306447> <http://rcnlinea.snc.gob.ve/planilla/index/617777> <http://www.preenergy.com/>

³¹⁷ <http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/planta-termoe1%C3%A9ctrica-josefa-camejo-0>

³¹⁸ Ministerio de Petróleo y Minería, Memoria 2015, p. 672

Proyecto No. 24 – ALBERTO LOVERA 300MW

- 705. Contratista: Indigo Energy International (Pacific Rim Energy)³¹⁹
- 706. Contratante: PDVSA
- 707. Firma de Contrato: 14/9/2004
- 708. Inicio de Obras: 12/6/2006
- 709. Financiamiento del proyecto: PDVSA
- 710. Capacidad contratada 300MWISO
- 711. Fecha de Inicio: Junio 2005
- 712. Fecha de finalización de obra según contrato: Marzo 2010
- 713. Obra planificada PDSEN 2005-2014? SI

Características de la central

- 714. Central ubicada en Puerto La Cruz, Municipio Sotillo, Edo. Anzoátegui³²⁰. Instalación de Dos (2) unidades Turbogeneradores de 150 MW. TG1 generando a partir de 10/2010. TG2 generando a partir de 2/2012. Dual Fuel. Avance 86%.

Aspectos contractuales

- 715. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p43) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **252MMUS\$**. El 18 de mayo de 2016, el Ing. Abdul Hady Ali, Presidente de Indigo Energy International indicó en comparecencia ante la comisión mixta que la empresa nació hace dos años tras la adquisición de Pacific Rim Energy. Planta Alberto Lovera, cuya culminación está pendiente por obras civiles pero se encuentra operando a gas con dos unidades y una capacidad total 300 MW y una inversión de **268MMUS\$** (Anexo 2 – Acta 0009, Anexo 7-24-2).

716.

Análisis Técnico y Económico

- 717. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **252MMUS\$** (2009). De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 300 MW ISO en un sistema de generación a ciclo abierto es **142.5MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005).
- 718. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **110MMUS\$** a precios del 2005 (**77%**) que debe ser debidamente justificado.

³¹⁹ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/306447> <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/617777> <http://www.preenergy.com/>

³²⁰ <http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/planta-termoe1%C3%A9ctrica-alberto-lovera>

Proyecto No. 25 – SAN DIEGO DE CABRUTICA 300MW

- 719. Contratista: Indigo Energy International (Pacific Rim Energy)³²¹
- 720. Contratante: PDVSA
- 721. Financiamiento del proyecto: PDVSA
- 722. Capacidad contratada 300MWISO
- 723. Firma de Contrato: 9/12/2006
- 724. Inicio de Obras: 28/7/2008
- 725. Fecha de finalización de obra según contrato: 2009
- 726. Obra planificada PDSEN 2005-2014? SI

Características de la central

- 727. Central localizada en el municipio José Gregorio Monagas, San Diego de Cabrutica, Estado Anzoátegui. Instalación de Dos (2) unidades Turbogeneradores de 150 MW, en ciclo abierto, con combustible gas natural, con la opción de instalar una tercera unidad de 150 MW para cerrar el ciclo aprovechando el calor residual³²². TG1 generando desde 9/2013, TG2 generando desde 4/2016, Combustible: Gas. Avance 85%.

Aspectos contractuales

- 728. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p43) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **318MMUS\$**. El 18 de mayo de 2016, el Ing. Abdul Hady Ali, Presidente de Indigo Energy International indicó en comparecencia ante la comisión mixta que la empresa nació hace dos años tras la adquisición de Pacific Rim Energy. Planta San Diego de Cabrutica, con una inversión de **199.59MMUS\$** (2009) y dos turbogeneradores a gas de 150 MW cada uno, el último de ellos entró en funcionamiento en abril de este año 2016. (Anexo 2 – Acta 0009, Anexo 7-24-2).

729.

Análisis Técnico y Económico

- 730. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **288MMUS\$**. de acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 300 MW ISO en un sistema de generación a ciclo abierto es **142.5MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005).
- 731. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial que debe ser debidamente justificado.

³²¹ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/306447> <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/617777> <http://www.preenergy.com/>

³²² <http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/planta-termoe1%C3%A9ctrica-san-diego-de-cabrutica>

Proyecto No. 26 – EZEQUIEL ZAMORA 320MW

- 732. Contratista: Indigo Energy International (Pacific Rim Energy)³²³
- 733. Contratante: PDVSA
- 734. Financiamiento del proyecto: PDVSA
- 735. Capacidad contratada 320MWISO
- 736. Firma de Contrato: 14/9/2004
- 737. Inicio de Obras: 23/2/2006
- 738. Fecha de finalización de obra según contrato: 2009
- 739. Situación Actual: Instalada parcial (150MW) En construcción
- 740. Obra planificada PDSEN 2005-2014? SI

Características de la central

- 741. Central localizada en el Municipio José Tadeo Monagas, Sector Altagracia de Orituco, Estado Guárico- Ingeniería, Procura y Construcción de una Planta de Generación Termoeléctrica con 2 turbogeneradores de 150MW y 170MW alimentados con gas natural en ciclo simple (incluye transformadores elevadores y servicios auxiliares de la planta y sistema de transmisión asociado) ³²⁴. TG1 Generando desde 9/2013. TG Pendiente. Combustible: Gas. Avance 75%.

Aspectos contractuales

- 742. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p43) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **252MMUS\$**. El 18 de mayo de 2016, el Ing. Abdul Hady Ali, Presidente de Indigo Energy International indicó en comparecencia ante la comisión mixta que la empresa nació hace dos años tras la adquisición de Pacific Rim Energy. Planta Ezequiel Zamora, con un costo de **334MMUS\$** (2013) y un 75% de avance, operando desde 2013 con su primer turbogenerador a gas de 150 MW y con una segunda unidad ya manufacturada de 170 MW pendiente de entrega. (Anexo 2 – Acta 0009, Anexo 7-25-2).

Análisis Técnico y Económico

- 743. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **276.5MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 300 MW ISO en un sistema de generación a ciclo abierto es **152MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005).
- 744. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial que debe ser debidamente justificado.

³²³ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/306447> <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/617777> <http://www.preenergy.com/>
³²⁴ <http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/planta-termoel%C3%A9ctrica-ezequiel-zamora>

Proyecto No. 27 – CENTRAL TERMOELECTRICA EL VIGIA 470MW

- 745. Contratista: China Camc Engineering³²⁵
- 746. Contratante: CORPOELEC
- 747. Financiamiento del proyecto: FONDO CHINO
- 748. Capacidad contratada 570MWISO
- 749. Fecha de Inicio: 2011
- 750. Fecha de finalización de obra según contrato: 2014
- 751. Situación Actual: Instalada
- 752. Obra planificada PDSEN 2005-2014? SI

Características de la central

- 753. Central localizada en el Vigía, Estado Mérida³²⁶. Ciclo combinado 2x200 (Siemens TG65000S) + 170MW (Turbina a Vapor). Planta diseñada para utilizar combustible dual (diesel y gas natural).

Aspectos contractuales

- 754. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p43) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **956MMUS\$**. El 4 de mayo de 2016, el Asesor Legal de China Camc Engineering Sr. Julio Peng indicó en comparecencia ante la comisión mixta que el proyecto realizado por la empresa fue la termoelectrica Don Luis Zambrano, de 594MW en el Vigía, cuyo contrato se firmó en 2010 con una inversión de **804MMUS\$**. Detalló que las dos primeras turbinas entraron en funcionamiento en 2013 y la tercera en 2015 y corresponden a dos turbinas de gas que en el presente trabajan con diesel y una a vapor, las cuales actualmente generan al 98% de su capacidad total (Anexo 2 – Acta 0007, Anexo 7-27-1). Ante la interrogante del Dip. Elio Serrano sobre el costo del megavatio por encima del precio referencial, el Sr. Julio Peng respondió obedece a que la tecnología empleada es más avanzada y a las condiciones de la zona de instalación, y ante el señalamiento Dip. Jorge Millán sobre la asignación de 1045MMUS\$ a la empresa, aclaró que este monto incluye además de la planta, la instalación de una línea de transmisión de 56 km. Esta planta no tiene alimentación de gas natural por lo cual depende exclusivamente del combustible diesel, lo cual acorta los lapsos de mantenimiento.

Preguntas adicionales a CAMC

- 755. La comisión solicitó información adicional respecto a los elevados costos unitarios de esta planta (oficio 071/2016 contenida en el Anexo 2-20), la empresa respondió (Anexo 2-22) que consideraban que los costos de la obra son razonables enumerando las dificultades que tuvo que enfrentar la empresa durante la fase de procura y construcción.

³²⁵ http://mcenlinea.snc.gob.ve/reportes/datos_basicos?mostrar=INF&p=3&rif=J309473859 <http://www.camce.com.cn/sp/>

³²⁶ <http://www.corpoelec.gob.ve/noticias/entr%C3%B3-en-servicio-tercera-unidad-de-la-planta-termoele%C3%A9ctrica-don-luis-zambrano>

Análisis Técnico y Económico

756. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **704.8MMUS\$**. De acuerdo con el PDSN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 570 MW ISO en un sistema de generación en ciclo combinado es **524MMUS\$** (920US\$/kWe, precios del 2005).
757. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **317MMUS\$** a precios del 2005 (**60%**) que debe ser debidamente justificado.

Proyecto No. 28 – BARCAZAS BAHIA TACOA 342 MW

- 759. Contratista: Waller Marine³²⁷
- 760. Contratante: Electricidad de Caracas, CORPOELEC
- 761. Financiamiento del proyecto:
- 762. Capacidad contratada 340MWISO
- 763. Fecha de Inicio: 6/2008
- 764. Fecha de finalización de obra según contrato: 7/2011
- 765. Situación Actual: Instalada
- 766. Obra planificada PDSEN 2005-2014? no

Características de la central

- 767. Central localizada en la Bahía Tocoa, Estado Vargas. Dos turbogeneradores a Gas/Diesel 170MW.

Aspectos contractuales

- 768. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p43) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **340MMUS\$**. Corpoelec indica que el costo fue **540MMUS\$**³²⁸ (Anexo 7-28-1).

Análisis Técnico y Económico

- 769. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **475.8MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSPRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 340 MW ISO en un sistema de generación en ciclo abierto es **282MMUS\$** (950US\$/kWe, 2005. Debe tenerse en cuenta que debido a que los turbogeneradores son flotantes, el precio referencial a considerar será 175% del costo a ciclo abierto en tierra firme.
- 770. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **196MMUS\$** a precios del 2005 (**68%**) que debe ser debidamente justificado.

³²⁷ www.wallermarine.com/

³²⁸ <http://www.corpoelec.gob.ve/noticias/gobierno-bolivariano-pone-en-funcionamiento-las-barcazas-m%C3%A1s-grandes-del-mundo>

Proyecto No. 29 – AMPLIACION ARGIMIRO GABALDON 40MW

- 772. Contratista: LS ENERGÍA³²⁹
- 773. Contratante: CORPOELEC
- 774. Financiamiento: FONDEN
- 775. Capacidad contratada: 40MW
- 776. Fecha firma de contrato: 8/2011
- 777. Fecha de finalización de obra según contrato: 6/2012
- 778. Inauguración: No se ha iniciado la construcción.
- 779. Obra planificada PDSEN 2005-2014? si

Características de la central

- 780. Localización: Planta de Generación Termoeléctrica Argimiro Gabaldón, ubicada en el municipio Palavecino (Cabudare), que forma parte del Área Metropolitana Barquisimeto, junto con el municipio Iribarren.

Aspectos contractuales

- 781. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p24) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **60.5MMUS\$**. Sin embargo, este informe indica que 2011 el proyecto a pesar de contratado no contaba con recursos por lo que no se habían iniciado los trabajos.

Análisis Técnico y Económico

- 782. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **51MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 40 MW ISO en un sistema de generación en ciclo abierto es **19MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005).
- 783. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **33MMUS\$** a precios del 2005 (**173%**) que debe ser debidamente justificado.

³²⁹ <http://www.lsenergia.com/>

Proyecto No. 30 – ALFREDO SALAZAR 90MW

- 784. Contratista: LS ENERGÍA³³⁰
- 785. Contratante: CORPOELEC
- 786. Capacidad contratada: 90MW
- 787. Fecha firma de contrato: 1/2010
- 788. Fecha de finalización de obra según contrato: 6/2011
- 789. Inauguración: 2012
- 790. Obra planificada PDSEN 2005-2014? si

Características de la central

- 791. Localización: Anaco. Dos nuevos turbogeneradores de 45MW en ciclo abierto³³¹ (Anexo 7-30-1).

Aspectos contractuales

- 792. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p24) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **90.6MMUS\$**.

Análisis Técnico y Económico

- 793. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **77.5MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 90 MW ISO en un sistema de generación en ciclo abierto es **42.75MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005).
- 794. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **30.8MMUS\$** a precios del 2005 (**81%**) que debe ser debidamente justificado.

³³⁰ <http://www.lsenergia.com/>

³³¹ <http://www.corpoelec.gob.ve/noticias/planta-alfredo-salazar-reincorpor%C3%B3-60-mw-al-sistema-el%C3%A9ctrico-nacional>

Proyecto No. 31 – AMPLIACION LA CABRERA 320MW

- 795. Contratista: Sinohydro³³²
- 796. Contratante: PDVSA
- 797. Financiamiento: Fondo Chino, Fondo Independencia 200 y el Fondo Cambio
- 798. Capacidad contratada: 320MW
- 799. Fecha firma de contrato: 5/2011
- 800. Fecha de finalización de obra según contrato: 6/2014
- 801. Inauguración: 2014
- 802. Obra planificada PDSEN 2005-2014? si

Características de la central

- 803. Localización: Estado Aragua. Dos nuevos turbogeneradores de 160MW en ciclo abierto (Anexo 7-30-1). Esta obra incluyó además la construcción de 6 líneas de transmisión en 115 KV (330 kilómetros en total) que permiten interconectar la S/E La Cabrera con las subestaciones Caña de Azúcar, El Limón, San Vicente y San Ignacio, una subestación encapsulada en 115 KV y 5 Km de tubería para gas, que conecta la Estación de Regulación La Sisa con la estación de Regulación dentro de la Planta La Cabrera.

Aspectos contractuales

- 804. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p25) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **600MMUS\$**. La pagina web de PDVSA ratifica la inversión de esta planta de **600MMUS\$**³³³.

Análisis Técnico y Económico

- 805. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **511.3MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 320 MW ISO en un sistema de generación en ciclo abierto es **152MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005). Se observa que el diferencial de **359MMUS\$**.

³³² http://mcenlinea.snc.gob.ve/reportes/datos_basicos?mostrar=INF&p=3&rif=J299911003

³³³ http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/salaprensa/readnew.tpl.html&newsid_obj_id=11879&newsid_temas=1

Proyecto No. 32 – AMPLIACION LUISA CACERES MW

- 806. Contratista: Wellington Suradem³³⁴
- 807. Contratante: PDVSA
- 808. Financiamiento:
- 809. Capacidad contratada: 135MW
- 810. Fecha firma de contrato: 10/2008
- 811. Fecha de finalización de obra según contrato: 4/2012
- 812. Inauguración: 2014
- 813. Obra planificada PDSEN 2005-2014? si

Características de la central

- 814. Localización: Estado Nueva Esparta. Fase I:2x25MW Fase II:1x25MW Fase III:4x15MW Ampliación de la capacidad de generación en 150 MW en la Planta Luisa Cáceres de Arismendi (PLCA) con equipo móvil de respuesta rápida, incluye línea de transmisión y ampliación de subestaciones.

Aspectos contractuales

- 815. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p17) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **87MMUS\$**. La pagina web de Corpoelec ratifica la inversión en esta planta de **87MMUS\$**³³⁵.

Análisis Técnico y Económico

- 816. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **76.8MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 135MW ISO en un sistema de generación en ciclo abierto es **64MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005). Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **12.8MMUS\$** a precios del 2005 (**16%**).

³³⁴ <http://wellingtonturbines.com/wt/>

³³⁵ <http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/ampliaci%C3%B3n-generaci%C3%B3n-planta-luisa-c%C3%A1ceres-de-arismendi>

Proyecto No. 33 – Planta III (90 MW)

817. Contratista: Energing Gas y Electricidad³³⁶- Consorcio IDC: INSERVEN³³⁷, Distasa³³⁸, CEP
818. Capacidad contratada 90MWISO
819. Capacidad instalada: 45 MW
820. Fecha firma de contrato: 14 de noviembre de 2011
821. Fecha puesta en marcha: 04 de marzo de 2016
822. Obra planificada PDSEN 2005-2014? No

Características de la central

823. Planta ubicada en la zona industrial III en Barquisimeto en el estado Lara. Equipos mayores: Turbinas a gas a (ciclo abierto) General Electric 2 LM 6000 con 90 MW en total. Las unidades fueron proporcionadas por el ente contratante (Anexo 7-33-2). El 10 de mayo de 2016, el representante de Energing, Sr. Jaime Contreras indicó ante la comisión mixta (Anexo 2 – Acta 0008) que el IPC no incluía el suministro de los equipos mayores. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p24) indica que el costo total de este proyecto (equipos mayores e IPC) está en el orden de **100MMUS\$**.

Aspectos contractuales

824. Monto total del contrato IPC sin equipos mayores: **79.57MMUS\$** (Anexo 7-33-2), incluyendo 82MMBs equivalentes a US\$ a tasa 4.30 Bs/US\$ y 59MMBs (Addendum 2) equivalentes a US\$ a tasa 6.30 Bs/US\$. El primer addendum ampliaba el período de ejecución en nueve meses sin incremento en el aporte monetario. Actualmente se espera la aprobación de un tercer addendum por parte de Corpoelec para Bkit de conversión de frecuencia, poste troncocónico, reemplazo de equipos dañados y mejoras de la subestación.
825. El avance del proyecto se estima en 87,52% y se ha pagado hasta la fecha el 74,87% del monto de contrato correspondiente a bolívares y el 79,27% de la parte en dólares.

826. Preguntas de la Comisión Mixta a Energing

Referente a la Planta III, la comisión realizó las siguientes preguntas a Energing (Oficio CMECEP-070, Anexo 2-25):

¿Cuáles son las inversiones específicas realizadas?

¿Cuál es el costo promedio estimado del megavatio de generación de este proyecto?

¿Cuáles son las razones técnicas y logísticas que conllevaron a incrementar la inversión?

Respuesta: Respuesta Energing en Anexo 2-28

³³⁶ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/253884>

³³⁷ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/474070>

³³⁸ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/392857>

827. **Preguntas de la Comisión Mixta a Inserven**

Referente a la Planta III, la comisión realizó las siguientes preguntas a Inserven (Oficio CMECEP-94, Anexo 2-32):

Listado de Subcontratos

¿Cuáles son las inversiones específicas realizadas en este proyecto?

Respuesta: Anexo 2-32.

Inserven ha sido subcontratada para en las siguientes obras La Raisa y Juan Bautista Arismendi por GTME

Termozulia III por grupo EIS

EDC Sur por Elecnor

Antonio Jose de Sucre en Cumana por Energing

Jose Manuel Valdez en Guiria por Elecnor

Planta III subcontratada por Energing (82MMBs y 39MMUS\$).

Análisis Técnico y Económico

828. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **84.35MMUS\$**. De acuerdo con el PDSN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 90 MW ISO en un sistema de generación en ciclo abierto es **42.75MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005).

829. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **41.6MMUS\$** a precios del 2005 (**97%**) que debe ser debidamente justificado.

Proyecto No. 34 - Termobarrancas (170 MW)

830. Contratista: Energing Gas y Electricidad³³⁹- Consorcio IDC: INSERVEN³⁴⁰, Distasa³⁴¹, CEP
831. Capacidad contratada 170MWISO
832. Capacidad instalada: 170 MW
833. Obra planificada PDSEN 2005-2014? si

Características de la central

834. Planta ubicada en el Estado Barinas.

Aspectos contractuales

835. El 10 de mayo de 2016, el representante de Energing, Sr. Jaime Contreras indicó ante la comisión mixta (Anexo 2 - Acta 0008) fueron responsables de la construcción de la planta Termobarrancas de 170MW, con una inversión de proveniente de recursos propios, la cual operaron por dos años y luego vendieron casi al costo a PDVSA por **117MMUS\$**.

Análisis Técnico y Económico

836. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **95MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 170 MW ISO en un sistema de generación en ciclo abierto es **80MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005). Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **15MMUS\$** a precios del 2005 (**16%**).

837. Preguntas de la Comisión Mixta a Energing

Referente a la Planta Termobarrancas, la comisión realizó las siguientes preguntas (Oficio CMECEP-070, Anexo 2-25):

¿Cuáles son las inversiones específicas realizadas?

¿Cuál es el costo promedio estimado del megavatio de generación de este proyecto?

¿Cuáles son las razones técnicas y logísticas que conllevaron a incrementar la inversión?

Respuesta: Respuesta Energing en Anexo 2-28

³³⁹ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/253884>

³⁴⁰ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/474070>

³⁴¹ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/392857>

Proyecto No. 35 – PLANTA TACHIRA GRR (60 MW)

- 838. Contratista: Risoul³⁴²
- 839. Capacidad contratada 60MWISO
- 840. Capacidad instalada: 60 MW
- 841. Fecha firma de contrato: 7/2010
- 842. Fecha de finalización de obra según contrato: 6/2011
- 843. Inauguración:
- 844. Obra planificada PDSEN 2005-2014? no

Características de la central

- 845. Planta ubicada en el Estado Tachira. Tres turbogeneradores de 15MW cada uno. Ciclo Simple.
- 846.

Aspectos contractuales

- 847. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p17) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **35MMUS\$**.

Análisis Técnico y Económico

- 848. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **31.25MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 60 MW ISO en un sistema de generación en ciclo abierto es **29MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005).
- 849. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **2.25MMUS\$** a precios del 2005 (**7%**).

³⁴² <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/341761>

Proyecto No. 36 – PLANTA GUANTA GRR (34 MW)

- 850. Contratista: Erikssons Maskiners³⁴³
- 851. Capacidad contratada 34MWISO
- 852. Capacidad instalada: 34MW
- 853. Fecha firma de contrato: 7/2010
- 854. Fecha de finalización de obra según contrato: 6/2011
- 855. Inauguración:
- 856. Obra planificada PDSEN 2005-2014? no

Características de la central

- 857. Planta ubicada en el Estado Anzoátegui. Dos turbogeneradores de 17.5MW cada uno. Ciclo Simple.
- 858.

Aspectos contractuales

- 859. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p26) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **12MMUS\$**.

Análisis Técnico y Económico

- 860. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **11MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 34MW ISO en un sistema de generación en ciclo abierto es **16MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005). Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **5MMUS\$** a precios del 2005 (**45%**) que debe ser debidamente justificado.

³⁴³ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/342576>

Proyecto No. 37 – PLANTA EL VIGIA GRR (50 MW)

- 861. Contratista: Energing Gas y Electricidad³⁴⁴ Aggreko³⁴⁵
- 862. Capacidad contratada 50MWISO
- 863. Capacidad instalada: 50MW
- 864. Fecha firma de contrato: 2/2010
- 865. Fecha de finalización de obra según contrato: 5/2011
- 866. Inauguración:
- 867. Obra planificada PDSEN 2005-2014? no

Características de la central

- 868. Planta ubicada en el Estado Merida. Dos turbogeneradores de 25MW cada uno. Ciclo Simple.

Aspectos contractuales

- 869. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p23) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **53.76MMUS\$**.

Análisis Técnico y Económico

- 870. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **47.6MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 50MW ISO en un sistema de generación en ciclo abierto es **23.75MMUS\$** (475US\$/kWe, 2005).
- 871. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **27MMUS\$** a precios del 2005 (**100%**) que debe ser debidamente justificado.

³⁴⁴ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/253884>

³⁴⁵ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/295735>

Proyecto No. 38 – PLANTA UREÑA GD (50 MW)

- 872. Contratista: Energing Gas y Electricidad³⁴⁶ Aggreko³⁴⁷
- 873. Capacidad contratada 50MWISO
- 874. Capacidad instalada: 50MW
- 875. Fecha firma de contrato: 2/2010
- 876. Fecha de finalización de obra según contrato: 5/2011
- 877. Inauguración:
- 878. Obra planificada PDSEN 2005-2014? no

Características de la central

- 879. Planta ubicada en el Estado Tachira. 31 motogeneradores de 1.64MW

Aspectos contractuales

- 880. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p23) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **50MMUS\$**.

Análisis Técnico y Económico

- 881. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **52.9MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 50MW ISO en un sistema de generación en ciclo abierto basado en motogeneradores es **50MMUS\$**. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **2.9MMUS\$** a precios del 2005 (**5%**).

³⁴⁶ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/253884>

³⁴⁷ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/295735>

Proyecto No. 39 – PARQUE EOLICO DE LA GUAJIRA (75.6 MW)

- 882. Contratista: Impsa (Argentina)³⁴⁸
- 883. Capacidad contratada 75MWISO
- 884. Capacidad instalada: 25MW
- 885. Fecha firma de contrato:
- 886. Fecha de finalización de obra según contrato:
- 887. Inauguración:
- 888. Obra planificada PDSEN 2005-2014? si

Características de la central

- 889. Planta ubicada en el Estado Zulia. El Parque Eólico La Guajira es una estructura de aerogeneradores de electricidad ubicada en el Estado Zulia, 7 kilómetros al norte de Caimare Chico, Venezuela, que cuenta con 600 hectáreas de extensión. El proyecto para su construcción fue aprobado por la Subcomisionaduría de Fuentes Alternas de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) en febrero de 2011, y comisionado a la empresa argentina IMPSA. Su puesta en funcionamiento está prevista en seis fases. Los cuatro primeros aerogeneradores entraron en fase de prueba el 31 de octubre de 2012.2 La fase 1-A completa entró en operaciones a partir del 22 de abril de 2013. Dicha etapa cuenta con 12 aerogeneradores que proveen cada uno de 2,1 Mw, para un total de 25,2 Mw al Sistema Eléctrico Nacional.3 La fase 1-B prevé la puesta en marcha de una cantidad igual de aerogeneradores para un total de 50,4 Mw. Los trabajos alcanzaron un presupuesto estimado en 200 millones de dólares. La obra contará con un total de 36 aerogeneradores para aportar 75,6 Mw.
- 890. Acuerdos Gobierno a Gobierno: Programa de trabajo entre Corporación Eléctrica Nacional de la República Bolivariana de Venezuela y la Empresa Industria Metalúrgica PESCARMONA (IMPISA), para el desarrollo de un Parque de Generación eólica en la zona de la Guajira. 20/04/2010³⁴⁹

891.

Aspectos contractuales

- 892. El Ministerio de Energía Eléctrica anunció en abril de 2013 una inversión de **200MMUS\$**³⁵⁰. (**Anexo 7-39-1**)

Análisis Técnico y Económico

- 893. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **171.8MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 75.6MW ISO en un sistema de eólico es **75MMUS\$** (1000US\$/kWe, Precios del año 2005).
- 894. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **96MMUS\$** a precios del 2005 (**127%**) que debe ser debidamente justificado.

³⁴⁸ <http://rcnenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/300289>, <http://rcnenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/197132>

³⁴⁹ http://argentina.embajada.gob.ve/index.php?option=com_content&id=66&Itemid=29

³⁵⁰ <http://www.avn.info.ve/contenido/parque-e-C3%B3lico-guajira-cuenta-12-autogeneradores-21-megavatios-cada-uno>

Proyecto No. 40 – PARQUE EOLICO DE PARAGUANA (100 MW)

- 895. Contratista:
- 896. Capacidad contratada 76x1.3MW=100MW
- 897. Capacidad instalada: 25MW
- 898. Fecha firma de contrato: 2006
- 899. Fecha de finalización de obra según contrato: 2008
- 900. Inauguración: En construcción
- 901. Obra planificada PDSEN 2005-2014? si

Características de la central

902. El parque eólico Paraguaná es una estructura de aerogeneradores de electricidad ubicada en las cercanías de Santa Cruz de Los Taques, en la península de Paraguaná del estado Falcón, que cuenta con una extensión de 575 hectáreas. Fue anunciado como el primer proyecto de energía eólica en Venezuela, y su ubicación responde a la alta potencia de los vientos. Fue gestionado por la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC) en colaboración con el Centro de Refinación de Paraguaná. La piedra fundacional del complejo fue colocada el 17 de noviembre de 2006. Su construcción sufrió retardos, comenzando oficialmente en 2009 y la fecha de su finalización se pospuso para el 2011. El desarrollo del parque sería finalmente ejecutado en dos fases: la primera con 24 generadores y la segunda con 52, para un total de 76, cada uno aportando 1,3 MW al SEN.² Los primeros 23 generadores fueron conectados al SEN el 8 de diciembre de 2012, específicamente a la línea de 115kV voltios entre Judibana y Santa Cruz de Los Taques. Entraron en período de prueba el 27 de diciembre de 2012.

Aspectos contractuales

903. El Ministerio de Energía Eléctrica anunció en 2010 una inversión de **180MMUS\$³⁵¹ (Anexo 7-40-1)**.

Análisis Técnico y Económico

904. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **158.6MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 100MW ISO en un sistema de eólico es **100MMUS\$** (1000US\$/kWe, Precios del año 2005).
905. Se observa una diferencia entre el costo anunciado y el costo referencial del orden de **58.6MMUS\$** a precios del 2005 (**58%**) que debe ser debidamente justificado.

³⁵¹ <http://www.evwind.com/2010/07/22/la-eolica-en-venezuela-llegan-aerogeneradores-para-el-parque-eolico-de-paraguana/>

Proyecto No. 41 – CENTRAL HIDROELECTRICA MASPARRO (25 MW)

- 906. Contratista: ELEC NOR³⁵²
- 907. Capacidad contratada 25MW ISO
- 908. Financiamiento: Externo
- 909. Capacidad instalada: 25MW
- 910. Fecha firma de contrato: 6/2005
- 911. Fecha de finalización de obra según contrato: 4/2009
- 912. Inauguración:
- 913. Obra planificada PDSEN 2005-2014? no

Características de la central

- 914. Ubicación: Municipio Cruz Paredes, Estado Barinas. Construcción de la casa de máquinas, suministro e instalación de las tuberías forzadas, excavación del canal de descarga, suministro e instalación de 2 turbinas tipo Francis de 12,5 MW c/u, suministro y montaje de la línea de transmisión y subestación Masparro 13,8/115 kV.

Aspectos contractuales

- 915. En el Informe Ejecutivo realizado por Coordinación de Administración de Control de Proyectos de Corpoelec en junio de 2011 (Anexo 7-0-1, p42) indica que el costo de este proyecto está en el orden de **30.8MMUS\$**. La pagina web de Corpoelec ratifica la inversión en esta planta de **40MMUS\$**³⁵³ (Anexo 7-41-1)

Análisis Técnico y Económico

- 916. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **40MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSRSEN 2010-2030, el costo estimado de instalar 25MW ISO en un sistema de generación hidroeléctrico es **33.75MMUS\$** (1350US\$/kWe, Caruachi, 2005). **No se observan diferencias importantes en el costo de esta planta respecto a los costos referenciales del PDSEN.**

³⁵² <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/311491>

³⁵³ <http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/central-hidroel%C3%A9ctrica-masparro>

Proyecto No. 42 – BARCAZA SAN LORENZO 103.5MW

- 917. Contratista: Cielemca³⁵⁴
- 918. Contratante: PDVSA
- 919. Financiamiento del proyecto:
- 920. Capacidad contratada 100MWISO
- 921. Fecha de Inicio: 1/2011
- 922. Fecha de finalización de obra según contrato: 7/2011
- 923. Situación Actual: Instalada
- 924. Obra planificada PDSEN 2005-2014? no

Características de la central

- 925. Gabarra de generación eléctrica Antonio Nicolás Briceño, instalación ubicada en el Lago de Maracaibo, estado Zulia. Westinghouse W501D (Gabarra)

Aspectos contractuales

- 926. PDVSA indica que el costo fue de la obra fue al 2010 de **140MMUS\$**³⁵⁵ (Anexo 7-42-1).

Análisis Técnico y Económico

- 927. Valoración de los activos contratados: El costo total del contrato (IPC y equipos mayores) a precios de 2005 es **118MMUS\$**. De acuerdo con el PDSEN 2005-2024 y el PMSPSEN 2010-2030. Debe tenerse en cuenta que debido a que los turbogeneradores son flotantes, el precio referencial a considerar será 175% del costo a ciclo abierto en tierra firme.

³⁵⁴ <http://ncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/410612>

³⁵⁵ http://www.pdvsa.com/index.php?tpl=interface.sp/design/salaprensa/readnew.tpl.html&newsid_obj_id=8676&newsid_temas=1

Análisis de los Proyectos ejecutados por la empresa Derwick Associates para Corpoelec, PDVSA y CVG.

928. La empresa Derwick Associates compareció ante la comisión mixta (Anexo 2- Acta 0007) el día 04 de mayo de 2016. Enumeró una serie de contratos desarrollados para tres grandes clientes, Corpoelec: Guarenas, La Raisa, Picure y la conversión dual de unidades que operan en Margarita, para PDVSA: El Furrial, las Morochas, Morichal, la adecuación de Barinas I, y para la CVG: Sidor Planta A. Indicaron que poseían una participación de 7,13% del total de los contratos del área termoeléctrica del país y la capacidad operativa de las plantas, al momento de la entrega, por encima del 95%, sin datos acerca de la disponibilidad actual. Se reconoció que el 20% de las plantas instaladas no eran nuevas, que pasaron por remanufactura cumpliendo con los requerimientos técnicos del cliente. No fue ejecutada ninguna cláusula de garantía durante el primer año de vigencia, ni se han contratado servicios de mantenimiento posteriores a la entrega.
929. Ante la solicitud de los diputados miembros de la comisión mixta acerca de las contrataciones, los desembolsos y los pagos pendientes, Derwick no suministró información adicional amparándose en las cláusulas de confidencialidad de los contratos.
930. El periodista Cesar Batiz en su comparecencia ante la Comisión Mixta (Anexo 2 - Acta 0005) del día 13 de abril de 2016 resumió los resultados de un trabajo de investigación publicado en el diario Últimas Noticias el 18 de septiembre de 2011 y en ArmandoInfo el 25 de marzo de 2015³⁵⁶ (**Anexo 7-43**) en el que se presumía que las contrataciones realizadas entre La Electricidad de Caracas y Derwick se hicieron con sobrepagos.
931. La comisión ha analizado ocho (8) proyectos donde Derwick Associates en el que ha participado y en el que la Comisión Mixta posee documentación oficial acerca de los montos contratados. En estos ocho proyectos donde participó Derwick se instalaron un total de 1162MW en nueva generación eléctrica por un total contratado de 1507MMUS\$ (a precios de 2005). El Costo de referencia según el PDSN 2005-2024 para dichos proyectos (ciclo abierto a precios del 2005) es 551MMUS\$, 47US\$/kWe, lo que implica una diferencia de 955MMUS\$ (173%). La empresa Derwick indicó a la Comisión Mixta que su costo medio de contratación fue 1.17US\$/MW (Anexo 2-21) lo cual es muy superior a los valores referenciales que debió manejar el ente contratante (47US\$/kWe).
932. En vista que los proyectos mencionados poseen diferencias importantes respecto a los lineamientos económicos establecidos por el Ministerio de Energía y Petróleo en cuanto a la expansión del sistema de generación (PDSN 2005-2024), esta comisión mixta recomienda que la Contraloría inicie una investigación exhaustiva de la gestión del Ing. Rafael Ramírez, expresidente de PDVSA, el Ing. Javier Alvarado Ochoa, expresidente de La Electricidad de Caracas, Rodolfo Sanz expresidente de la CVG así como todos los contratos otorgados a la empresa Derwick Associates por parte de PDVSA, CVG y Corpoelec/Electricidad de Caracas.

³⁵⁶ <http://www.armando.info/historias/6156=dos-empresas-jugaron-con-ventaja-para-aprovechar-la-emergencia-electrica>

Proyectos de generación eléctrica contratados por PDVSA

933. Petróleos de Venezuela ha contratado directamente varios proyectos en el lapso 2004-2016 cuyo objetivo es proveer servicio público de electricidad, responsabilidad legal de Corpoelec. Otros proyectos de generación eléctrica contratados por PDVSA han estado dirigidos a cubrir las necesidades propias de energía en lo que se ha denominado la *autosuficiencia eléctrica de la industria petrolera*. De los cuarenta y dos (42) proyectos de servicio público analizados en este informe, los proyectos Termocarobo II, San Diego de Cabrutica, Tamare, Bachaquero, La Cabrera, Barinas I, Barcaza de San Lorenzo, Juan Manuel Valdez y Antonio Jose de Sucre corresponden a centrales de generación que se presume están bajo el control del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico Nacional. Sin embargo existen otras centrales como El Furrial 232MW, Las Morochas 22MW y Morichal 105MW que fueron construidas por Derwick Associates³⁵⁷ (Anexo 7-44) en las que se desconoce si están dirigidas a proveer servicio público o atender las cargas industriales (Anexo 7-44). Empresas como KCT Cumana II, Ovarb, Tradequip e Inter Roues entre otras también han suministrado equipos de generación a PDVSA a través de Bariven. PDVSA no ha hecho público en sus informes financieros los montos de inversión realizados en la adquisición de dichas centrales de generación.
934. El periodista Cesar Batiz indicó en su presentación ante la Comisión Mixta (Anexo 2 – Acta 0005, Anexo 7-45-4) los resultados de un trabajo de investigación publicado en el diario Últimas Noticias el 18 de septiembre de 2011 referente a la compra de equipos eléctricos por parte de Bariven (Anexo-7-45-1)³⁵⁸. PDVSA a través de Bariven había colocado ordenes de compra para la adquisición de equipamiento eléctrico en el orden de 767MMUS\$³⁵⁹ ³⁶⁰ con claros indicios de sobreprecio. Dos de las empresas beneficiarias, Ovarb Industrial LLC y Tradequip, relacionadas con Roberto Enrique Rincón Fernández, vendió equipos por el orden de los 251MMUS\$³⁶¹. En Venezuela, Roberto Rincón figura en la presidencia de la empresa Tradequip C.A.³⁶², registrada bajo el RIF J-070409118, cuyas oficinas se encuentran en la ciudad de Maracaibo. Según la información que muestra el Registro Nacional de Contratistas, el acta constitutiva de la firma data de 1988 y Rincón es el único accionista. La Junta Directiva está compuesta por familiares cercanos: Alexandra Carolina Rincón Bravo, José Roberto Rincón Bravo y Humberto Roberto Bravo Zambrano. Por su parte, Humberto Roberto Bravo Zambrano es el presidente de Ovarb Venezuela³⁶³ (Anexo 7-45-2).

³⁵⁷ http://www.derwick.com/proyectos_pdvsa.html

³⁵⁸ <http://www.elpitazo.com/ultimas-noticias/venezolano-que-admitio-la-culpabilidad-en-caso-rincon-emitio-ordenes-de-compra-a-favor-de-derwick/>

³⁵⁹ <http://www.elmundo.com.ve/noticias/economia/energia/bariven-compro-con-sobreprecio-equipos-para-la-eme.aspx>

³⁶⁰ <http://www.aporrea.org/actualidad/n189394.html>

³⁶¹ <http://www.elpitazo.com/ultimas-noticias/roberto-rincon-y-su-hijo-repartieron-dolares-para-asegurar-contratos/>

³⁶² <http://rncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/376265>

³⁶³ <http://rncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/532654>

935. El 23 de marzo de 2016, el Departamento de Justicia de los Estados Unidos de América (Anexo 7-45-3)³⁶⁴ publicó una nota de prensa donde indica que Roberto Enrique Rincón Fernández se declaró culpable de pago de sobornos a representantes de PDVSA por contratos recibidos en el área de la energía (Anexo 7-45-4).
936. La existencia de una investigación abierta en los Estados Unidos que involucra al propietario de varias empresas suplidoras de equipamiento eléctrico de PDVSA con pagos de sobornos a funcionarios de PDVSA y la opacidad de PDVSA en sus informes financieros hace presumir la existencia de contratos con sobreprecios. Con los elementos de convicción aquí presentados, esta comisión mixta recomienda que la Comisión Permanente de Contraloría inicie una investigación exhaustiva de los contratos suscritos entre PDVSA Bariven y todas las empresas que suministraron equipamiento eléctrico en el lapso 2009-2016. La comisión mixta curso invitaciones a los representantes de las empresas Ovarb Industrial LLC y Tradequip para que hicieran las aclaratorias correspondientes. Sin embargo, no se obtuvo respuesta.

³⁶⁴ <https://www.justice.gov/opa/pr/miami-businessman-pleads-guilty-foreign-bribery-and-fraud-charges-connection-venezuela>

Contrato Duro Felguera-Ingeniería y Gestión de Proyectos de Energía C.A. (Ingस्प्रे)

937. El viernes 20 de marzo de 2015 el diario español El País³⁶⁵ (Anexo 7-46-1) publicó un informe que habría sido elaborado por la Comisión de Prevención de Blanqueo de Capitales e Infracciones Monetarias (Sepblac)³⁶⁶ en el cual se menciona un contrato de servicios profesionales entre Duro Felguera-Ingeniería y Gestión de Proyectos de Energía C.A. (Ingस्प्रे) propiedad del exviceministro de Energía y expresidente de CADAFE Nervis Villalobos (Anexo 7-46-2).
938. El informe de la Sepblac forma parte de las investigaciones adelantadas por el gobierno español luego de la intervención del Banco de Madrid, propiedad de Banca Privada de Andorra (BPA), propiciada por el comunicado del FinCen³⁶⁷ (Financial Crimes Enforcement Network) dependiente del Departamento del Tesoro de Estados Unidos. En los documentos del FinCen y la Sepblac se denunció que la BPA permitía el lavado de dinero producto de posibles comisiones millonarias a ex funcionarios del gobierno venezolano para la adjudicación de contratos de obras públicas (Anexo 7-46-3).
939. De acuerdo con la Sepblac el contrato suscrito entre Duro Felguera y Ingस्प्रे fue firmado en 2011, sustituyendo sin ninguna modificación un contrato previamente firmado en 2008 con la empresa Técnicas Reunidas (TERCA). El alcance de dicho contrato fue de “asesoramiento de forma oral” “para la posible consecución de la obra de una central termoeléctrica de ciclo combinado de 1080 MW (central Termocentro)” de La Electricidad de Caracas. El documento de Sepblac dice que Duro Felguera consiguió la adjudicación de la obra en 2009 por más de 1.500 millones de euros. Es decir el cambio de contratista se realizó una vez la obra había sido adjudicada a Duro Felguera. Según el informe de Sepblac, el ex funcionario Nervis Villalobos habría justificado los 50MMUS\$ que ingresó en el Banco Madrid con un contrato de asesoría “oral” entre la empresa española Duro Felguera y su empresa Ingस्प्रे.
940. Con los elementos de convicción aquí presentados, esta comisión mixta recomienda que la Comisión Permanente de Contraloría inicie una investigación exhaustiva de los contratos suscritos con la empresa Duro Felguera.

³⁶⁵ http://economia.elpais.com/economia/2015/03/20/actualidad/1426844669_791081.html

³⁶⁶ <http://ep00.epimg.net/descargables/2015/03/20/a8ed9a5364632a30ad15903cef8362ff.pdf>

³⁶⁷ https://www.fincen.gov/news_room/nr/pdf/20150310.pdf

Proyectos de rehabilitación de generación eléctrica

941. Durante el Lapso 2005-2015, CORPOELEC acometió una serie de proyectos de rehabilitación de centrales de generación ya existentes en el país. Entre ellos destacan
942. Planta Centro: Contratista Unión Eléctrica de Cuba. Potencia a rehabilitar(adicionar): 320MW. Costo US\$390MMUS\$. Costo ponderado 1218.75US\$/kWe. Este supera con creces el costo del kWe en turbinas a vapor nuevas nuevas (900US\$/kWe, incluyendo caldera y BOP). A pesar de la gran inversión realizada esta planta esta completamente fuera de servicio.
943. Guri Casa de Maquinas I: Adjudicación y firma del contrato principal con DONGFANG Electric Machinery CO, LTD para la modernización de las unidades 1 a 6 de Guri³⁶⁸. Potencia a rehabilitar (adicionar): 765MW. El monto de financiamiento del proyecto fue de 1310MMUS\$, de los cuales 700MMUS\$ son aportes del BID, 380MMUS\$ de la Corporación Andina de Fomento (CAF) y 230MMUS\$ con recursos del Estado. Costo ponderado 1712US\$/kWe. Costo unitario elevado.
944. Guri Casa de Maquinas II: En el **Anexo 7-47**, se incluye un informe de la Comisión Permanente de Contraloría de la Asamblea Nacional en el que se incluye un análisis de la contratación de esta obra
945. Macagua I: Contratista IMPSA: Potencia a rehabilitar-adicionar: 1140MW, US\$324.00MMUS\$, 284.2US\$/kWe. Costo de rehabilitación dentro del rango aceptable.

³⁶⁸ <http://www.corpoelec.gob.ve/noticias/corpoelec-y-dongfang-firmaron-contrato-para-modernizaci%C3%B3n-de-casa-de-m%C3%A1quina-i-de-guri>

Capítulo 8 - Responsabilidades políticas y administrativas

Responsabilidades políticas: Autoridades de los Órganos Rectores y Reguladores

946. Durante la gestión de los presidentes Hugo Chávez (1999-2013) y Nicolás Maduro (2013-2016) el servicio eléctrico se ha deteriorado a niveles nunca vistos por la sociedad venezolana. Los ex ministros Rafael Ramírez (MENPET), Alí Rodríguez (MPPEE), Jesse Chacón (MPPEE) y Luis Motta Domínguez (MPPEE) poseen responsabilidad *política* debido a que el incumplimiento de sus funciones como planificadores, fiscalizadores y reguladores del sector eléctrico, en concordancia con los marcos jurídicos vigentes a partir del 1999 (LSE³⁶⁹, LOSE³⁷⁰, LOSSE³⁷¹), ha producido una crisis energética de gran impacto para la población venezolana que se ha traducido en un racionamiento eléctrico permanente.

947. La responsabilidad política de las autoridades del MENPET y el MPPEE se sustentan en los siguientes elementos:

Falta de fiscalización en la ejecución de la cartera de proyectos prevista por el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

948. Los ministerios rectores en materia de energía eléctrica, MENPET (1999-2009), MPPEE (2009-2016) no fiscalizaron debidamente la ejecución de la cartera de proyectos prevista en los **Planes de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional 2005-2024, 2013-2019**. La falta de fiscalización y control en la ejecución de obras no previstas en el plan y en el incumplimiento de los lapsos previstos para la ejecución de dichas obras.

Falta de focalización en los contratos otorgados entre 2005-2015. Las obras eléctricas contratadas excedieron en 180% lo previsto por el Plan de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional

949. Para el lapso 2005-2015, esta comisión determinó que el estado venezolano gastó en la expansión de la generación y transmisión de electricidad unos **42.5 millardos de US\$** cuando las previsiones establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo Eléctrico Nacional (Art. 13 de la LSE y la LOSE así como el Art. 1, 20 y 21 de la LOSSE) indicaban que dicha inversión no debería superar los **14.7 millardos de US\$**. La diferencia existente entre los gastos efectivamente realizados en obras de expansión del sistema de generación y transmisión de electricidad y el gasto previsto por los Planes de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional permite obtener elementos de convicción que conllevan a **presumir** una diferencia del orden de **27.2 millardos de US\$**. La falta de vigilancia por parte de las autoridades reguladoras y fiscalizadoras en la ejecución de la cartera de proyectos contenidos en el PDSN conllevó a evidentes sobrepagos en la adjudicación directa de contratos y a importantes retardos en la ejecución de obras debido a la impericia de las empresas

³⁶⁹ Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela No 36.791 de fecha 21 de Septiembre de 1999

³⁷⁰ Ley Orgánica de Servicio Eléctrico (LOSE), Gaceta Oficial N°. 5.568 Extraordinario de fecha 31 de diciembre de 2001

³⁷¹ Ley Orgánica de Sistema y Servicio Eléctrico, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.573 del 14 de diciembre de 2010

contratadas y la falta de planificación en la gestión de los proyectos por parte de las empresas operadoras y PDVSA. Las autoridades de los órganos rectores poco o nada hicieron para evitar el daño patrimonial a la nación debido a los actos de corrupción y la eternización de la ejecución de las obras. Es importante indicar que varias de las autoridades designadas para la regulación y fiscalización del sector energía eléctrica cumplían también funciones como directores y presidentes de empresas contratantes de obras eléctricas.

950. Las autoridades objeto de sanción política son:

- **Rafael Ramírez Carreño** (ExMinistro de Energía y Petróleo)
Incumplimiento de sus funciones como planificador, fiscalizador y regulador del sector eléctrico en concordancia establecido en el PDSen para el lapso 2005-2010.
- **Alí Rodríguez Araque** (ExMinistro de Energía Eléctrica).
Incumplimiento de sus funciones como planificador, fiscalizador y regulador del sector eléctrico en concordancia establecido en el PDSen para el lapso 2010-2011.
- **Jesse Chacón Escamillo** (ExMinistro de Energía Eléctrica)
Incumplimiento de sus funciones como planificador, fiscalizador y regulador del sector eléctrico en concordancia establecido en el PDSen para el lapso 2012-2013.
- **M/G Luis Motta Domínguez** (Ministro de Energía Eléctrica)
Incumplimiento de sus funciones como planificador, fiscalizador y regulador del sector eléctrico en concordancia establecido en el PDSen para el lapso 2014-2016.

Los exministros mencionados fueron invitados a comparecer ante la comisión mixta para que presentaran sus respectivos informes. No obstante, ninguno se presentó a las tres reuniones previstas para tal fin.

Presuntas irregularidades administrativas:

951. La comisión mixta determinó a partir del análisis de 42 proyectos de generación ejecutados entre 2005 y 2016 (Tabla 1), que el estado venezolano gastó en la expansión de la generación y transmisión de electricidad un total de **39.4 millones de US\$** cuando las previsiones establecidas en el Plan Nacional de Desarrollo Eléctrico Nacional (Art. 13 de la LSE y la LOSE así como el Art. 1, 20 y 21 de la LOSSE) indicaban que dicha inversión no debería superar los **14 millones de US\$**. La diferencia existente entre los gastos efectivamente realizados en obras de expansión del sistema de generación y transmisión de electricidad y el gasto previsto por los Planes de Desarrollo del Servicio Eléctrico Nacional permite obtener elementos de convicción que conllevan a **presumir** una diferencia del orden de **25 millones de US\$**.

952. Se constató que 37 de los 42 los proyectos de generación adjudicados presentaron en alguna medida diferencias de costo real respecto a los

precios referenciales definidos por el ente rector en electricidad en el correspondiente PDSEN. En tal sentido, esta comisión recomienda investigar a la Comisión Permanente de Contraloría, a la Contraloría y Fiscalía General de la República, a las empresas y funcionarios públicos responsables de los siguientes contratos:

Proyecto 2005-2016	Condición al 2016	Diferencia entre los costos reales de cada proyecto y los costos referenciales establecidos por el PDSEN Millones de US\$.	Presidentes de las empresas operadoras contratantes
1 Tocoma	En construcción	\$5,728.00	Hipolito Izquierdo, Alí Rodríguez, Argenis Chavez, Jesse Chacón
2 Misión Rev. Energética	Instalada	\$3,594.40	Alí Rodríguez, pres. Corpoelec
3 Juan Manuel Valdez CIGMA	Instalada Parcial	\$2,579.68	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
4 Planta Cumana AJDS	Instalada Parcial	\$1,376.55	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA, Argenis Chavez, Jesse Chacón
5 Bachaquero-Tamare	En construcción	\$1,233.79	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
6 TermoCentro, IndiaUrquía, Sitio	Instalada Parcial	\$966.60	Javier Alvarado, Nervis Villalobos
7 Planta Centro 6	Instalada	\$672.79	Jesse Chacón, pres. Corpoelec
8 TermoCarabobo, El Palito	Instalada	\$572.12	Jesse Chacón, pres. Corpoelec
9 TermoZulia III	Instalada	\$499.51	Jesus Rangel, pres. Enelven
10 La Cabrera	Instalada Parcial	\$359.29	Argenis Chávez, pres. Corpoelec
11 Luis Zambrano El Vigía	Instalada	\$317.81	Argenis Chávez, pres. Corpoelec
12 Raisa IV y V	En construcción	\$285.34	Javier Alvarado, pres. EDC
13 Juan Bautista Arismendi	Instalada	\$214.50	Javier Alvarado, pres. EDC
14 Termozulia II	Instalada	\$205.01	Jesus Rangel, pres. Enelven
15 Barcazas Tocoa	Instalada	\$193.15	Javier Alvarado, pres. EDC
16 Sidor A y B	Instalada Parcial	\$163.77	Rodolfo Sanz, Sidor
17 Guareñas I Y II GRR	Instalada	\$161.10	Javier Alvarado, pres. EDC
18 EDC SUR Charallave	En construcción	\$157.70	Javier Alvarado, pres. EDC
19 San Diego de Cabrutica	Instalada Parcial	\$145.72	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
20 Raisa I	Instalada	\$126.77	Javier Alvarado, pres. EDC
21 Ezequiel Zamora	Instalada Parcial	\$124.50	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
22 Barinas 1	Instalada	\$115.46	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
23 Alberto Lovera	Instalada	\$109.91	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
24 Josefa Camejo	Instalada	\$101.76	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
25 Parque Eólico Goajira	Instalada Parcial	\$96.20	Jesse Chacón, pres. Corpoelec
26 Raisa III	Instalada	\$94.07	Javier Alvarado, pres. EDC
27 Raisa II	Instalada	\$68.15	Javier Alvarado, pres. EDC
28 Parque Eólico Paraguana	Instalada Parcial	\$58.57	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
29 TermoZulia IV	Instalada	\$48.58	Jesus Rangel, pres. Enelven
30 Expansion Planta 3 Lara	Instalada Parcial	\$41.60	Argenis Chávez, pres. Corpoelec
31 Alfredo Salazar	Instalada	\$34.80	Alí Rodríguez, pres. Corpoelec
32 Expansión Argimiro Gabaldon	Instalada	\$32.98	Alí Rodríguez, Argenis Chavez, pres. Corpoelec
33 Antonio Nicolas Briceño	Instalada	\$32.30	Alí Rodríguez, pres. Corpoelec
34 Picure	Instalada	\$30.35	Javier Alvarado, pres. EDC
35 El Vigía GRR	Instalada	\$23.84	Alí Rodríguez, pres. Corpoelec
36 Termobarrancas	Instalada	\$14.59	Rafael Ramirez, Pres. PDVSA
37 Ampliación Luisa Caceres A.	Instalada	\$12.69	Javier Alvarado, pres. EDC
38 Fabricio Ojeda La Vueltosa	Instalada	-\$176.57	Nervis Villalobos María Gonzalez, Alí Rodríguez, Argenis Chávez

953. Respecto a la central La Vueltosa ya existe un expediente abierto en la Comisión Permanente de Contraloría. En este caso en particular, si bien los costos incurridos son inferiores a los costos referenciales establecidos por el PDSEN, se sugiere determinar el daño patrimonial producto del retardo de la entrada en servicio de la central.

954. Los ciudadanos Alí Rodríguez Araque, Argenis Chávez, Jesse Chacón Escamillo, Luis Motta Domínguez fueron citados en tres ocasiones a comparecer ante la Comisión Mixta en su condición de responsables de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPOELEC). El ciudadano Rafael Ramírez Carreño fue citado en tres ocasiones a comparecer ante la Comisión Mixta en su condición de responsable de Petróleos de Venezuela (PDVSA). El ciudadano Javier Alvarado Ochoa fue citado en tres ocasiones a comparecer ante la Comisión Mixta en su condición de responsable de la Electricidad de Caracas (EDC). El ciudadano Hipólito Izquierdo fue citado en tres ocasiones a comparecer ante la Comisión Mixta en su condición de responsable de EDELCA. El ciudadano Jesús Rangel en su condición de responsable de

ENELVEN no pudo ser localizado. Los ciudadanos Nervis Villalobos y María Gabriela González Urbaneja fueron citados en tres ocasiones a comparecer ante la Comisión Mixta en su condición de responsables de CADAFE. Ninguno de los funcionarios mencionados atendió la citación realizada por la comisión mixta. El ciudadano Jesús Rangel en su condición de responsable de ENELVEN no pudo ser localizado. El ciudadano Rodolfo Sanz en su condición de responsables de la CVG fue consultado por escrito, sin embargo no se obtuvo respuesta.

955. Los representantes de las empresas Consorcio OIV, Elecnor, Ferrostaal, Duro Felguera, Derwick Associates, Energing, Alstom, China CAMC, Indigo comparecieron de forma oportuna ante la comisión mixta suministrando información parcial acerca de sus proyectos. Ninguna empresa entregó copia de los contratos suscritos con el estado venezolano a través de Corpoelec, sus filiales, PDVSA y CVG. Las restantes empresas no atendieron la invitación realizada por la comisión mixta. En particular las empresas Energy Parts Solutions, GTME, Solar Turbines, UNE Cuba, Gamesa, Pro Energy, Ovarb y Tradequip no pudieron ser localizadas en Venezuela.

Rafael Ramírez Carreño Expresidente de PDVSA

956. No atendió la invitación de la Comisión Mixta para informar sobre la situación técnica, financiera, administrativa y laboral del sector eléctrico durante su gestión en PDVSA.

957. No ejecutó las obras previstas en el plan de expansión del sistema eléctrico PDSN correspondiente al lapso 2004-2010 lo que provocó en 2010 el agotamiento de la reserva operativa de generación eléctrica del país y la declaración de un estado de emergencia.

958. Proyectos contratados y ejecutados bajo su gestión que deben ser investigadas debido a posibles sobrecostos respecto a lo previsto en el PDSN 2005-2024: Misión Revolución Energética, La Cabrera, Barinas 1, Tamare, Bachaquero, San Diego de Cabrutica, Parque Eólico de Paraguaná, Antonio José de Sucre (Cumaná), Juan Manuel Valdez.

Nervis Villalobos Expresidente de CADAFE

959. No atendió la invitación a comparecer ante la Comisión Mixta para informar sobre la situación técnica, financiera, administrativa y laboral del sector eléctrico durante su gestión en CADAFE. En particular, se debe investigar su responsabilidad en la contratación de la Central Fabricio Ojeda.

María Gabriela González Expresidente de CADAFE

960. No atendió la invitación a comparecer ante la Comisión Mixta para informar sobre la situación técnica, financiera, administrativa y laboral del sector eléctrico durante su gestión en CADAFE. En particular, se debe investigar su responsabilidad en los retardos observados en la construcción de la Central Fabricio Ojeda.

Javier Alvarado Expresidente de Electricidad de Caracas

961. No atendió la invitación de la Comisión Mixta para informar sobre la situación técnica, financiera, administrativa y laboral del sector eléctrico durante su gestión en la Electricidad de Caracas.
962. Proyectos contratados y ejecutados bajo su gestión que deben ser investigados debido a posibles sobrecostos respecto a lo previsto en el PDSN 2005-2024: Guarenas I y II, India Urquia, Generación EDC Sur, Complejo la Raisia y Juan Bautista Arismendi.

Rodolfo Sanz Expresidente de la CVG

963. Se rehusó a contestar al cuestionario enviado por la Comisión Mixta.
964. Proyectos contratados y ejecutados bajo su gestión que deben ser investigados debido a posibles sobrecostos respecto a lo previsto en el PDSN 2005-2024: Planta Sidor.

Alí Rodríguez Araque ExPresidente de Corpoelec

965. Se excusó por escrito por no atender la invitación de la Comisión Mixta debido a estar cumpliendo funciones diplomáticas en el exterior.
966. Proyectos contratados y ejecutados bajo su gestión que deben ser investigados debido a posibles sobrecostos respecto a lo previsto en el PDSN 2005-2024: Tocoma, Termozulia II y III

Argenis Chávez ExPresidente de Corpoelec (6/11/2011-22/4/2013)

967. No atendió la invitación de la Comisión Mixta para informar sobre la situación técnica, financiera, administrativa y laboral del sector eléctrico durante su gestión.
968. Proyectos contratados y ejecutados bajo su gestión que deben ser investigados debido a posibles sobrecostos respecto a lo previsto en el PDSN 2005-2024: Tocoma

Jesse Chacón: ExPresidente de Corpoelec

969. No atendió la invitación a comparecer ante la Comisión Mixta para informar sobre la situación técnica, financiera, administrativa y laboral del sector eléctrico durante su gestión. Atrasos en ejecución de obras contratadas. Falta de mantenimiento de termoeléctricas (Tacoa, Ramon Laguna, Rafael Urdaneta, Planta Centro).

Luis Motta Domínguez Presidente de Corpoelec (21/8/2015-presente)

970. Se rehusó a comparecer en su condición de ministro en funciones del Ministerio del Poder Popular para la Energía Eléctrica ante la Comisión Mixta para informar sobre la situación técnica, financiera, administrativa y laboral del sector eléctrico
971. Se solicita moción de censura por las siguientes causales:
- No atender ninguna de las tres invitaciones realizadas por la Comisión Mixta para el Estudio de la Crisis Eléctrica en el País (**Anexos 2-16, 2-40, 2-41**).
 - No tomar las medidas necesarias para adecuar y asegurar la disponibilidad de la generación térmica y garantizar el acceso a la energía eléctrica a la población durante la temporada seca. En el punto de cuenta 017-2015 (**Anexo 6-3**) presentado el 16 de mayo de 2015 por Jesse Chacón, Jorge

Arreaza y Eulogio del Pino al Presidente Maduro se alertaba de la necesidad de tomar medidas ante la indisponibilidad de la generación térmica para afrontar la disminución previsible de la generación hidroeléctrica en el Bajo Caroní. Durante el primer semestre de 2016, la disponibilidad de generación de energía eléctrica no superó el 40% de la capacidad instalada.

- Opacidad y falta de transparencia: desde la desaparición de la página web informativa de OPSIS en 2010, ni el ministerio ni la empresa operadora Corpoelec ofrecen información oportuna acerca del estado del sistema eléctrico, su comportamiento histórico a través de los indicadores técnicos y de calidad así como los resultados de las investigaciones realizadas a raíz de fallas de gran magnitud. Los usuarios del servicio tienen derecho según la LOSSE a estar debidamente informados³⁷².

972. El Ministro Motta no atendió la invitación a comparecer ante la Comisión Mixta para informar sobre la situación técnica, financiera, administrativa y laboral del sector eléctrico durante su gestión. Atrasos en ejecución de obras contratadas. Falta de mantenimiento de termoeléctricas (Tacoa, Ramon Laguna, Rafael Urdaneta, Planta Centro).

Moción de Censura

973. Se recomienda solicitar una moción de censura al Ministro del Poder Popular para la Energía Eléctrica M/G Luís Motta Domínguez por su responsabilidad de la crisis eléctrica y su profundización.

Empresas contratistas

974. En el Capítulo 7 se realiza una descripción detallada de todos los proyectos de expansión de generación y transmisión del sector eléctrico en el lapso 2005-2015.

975. La comisión mixta encontró elementos de juicio que permiten relacionar a autoridades de las empresas (Corpoelec, PDVSA) con algunas de las empresas contratistas adjudicadas de forma directa. Esta convicción se debe a la información pública existente de varios procedimientos legales en curso en EE.UU., España y Francia por legitimación de capitales de varios exdirectores de las empresas eléctricas y empresas contratistas. En tal sentido, a pesar que el Gobierno Nacional se negó a entregar la información de los contratos eléctricos a la Asamblea Nacional, esta comisión considera que existe suficiente evidencia para que la Contraloría y la Fiscalía General de la República inicien una averiguación acerca del destino de los recursos utilizados en dichos procesos de contratación.

³⁷² Art. 34, Num. 4. Los usuarios tienen los siguientes derechos: Exigir y recibir del operador y prestador del servicio, información completa, precisa y oportuna para la defensa de sus derechos. Ley Orgánica de Sistema y Servicio Eléctrico, Gaceta Oficial de la República Bolivariana de Venezuela N° 39.363

Capítulo 9 – Hacia un nuevo sector eléctrico – Propuestas de corto y largo plazo

976. En este capítulo se presenta la visión-objetivo del sector eléctrico a construir en Venezuela a partir de las reformas institucionales contenidas en la propuesta legislativa presentada por la Comisión, así como la enunciación de acciones inmediatas a seguir para concretar el proceso de reestructuración del sector eléctrico.

Visión Futura del Sector Eléctrico

977. Los usuarios recibirán un suministro de electricidad de calidad.
978. Existirá un órgano rector único en materia de Energía, el cual definirá de forma integral la *política energética nacional* incluyendo las políticas públicas específicas en generación, transporte y uso final de la electricidad en coordinación con otros sectores energéticos.
979. Existirá un sistema de subsidios directos temporales y focalizados de carácter nacional, estatal y municipal que asegurará que todos los usuarios del servicio eléctrico puedan pagar el costo de su prestación, independientemente de su nivel de consumo o su ubicación
980. Todas las actividades del sector eléctrico se realizarán bajo los principios de calidad, confiabilidad, eficiencia, no discriminación, transparencia, participación ciudadana, viabilidad financiera, contribuyendo al crecimiento económico, a una mayor equidad social y protección del medio ambiente.
981. El sector eléctrico en todas sus actividades empresariales deberá ser rentable, contribuyendo a la riqueza nacional a través de los impuestos nacionales, estatales y municipales. Se promoverá la participación privada. El Estado podrá participar subsidiariamente en cualquiera de las actividades del sector eléctrico.
982. Existirán múltiples empresas de generación de electricidad. Su número y dimensión estarán sólo limitados por criterios para evitar el control del mercado de electricidad por cualquiera de ellas.
983. Existirá un mercado competitivo en el que participarán productores y comercializadores de energía eléctrica, sujeto a normas para asegurar eficiencia en la producción de electricidad y el menor costo posible para los usuarios del servicio.
984. Las empresas de generación de electricidad podrán vender energía eléctrica a países vecinos en el contexto de un mercado eléctrico competitivo regional.
985. Habrá libre acceso al mercado de compra y venta de energía. No habrá barreras para entrar o salir del mercado eléctrico competitivo; sólo se requerirá cumplir con la habilitación técnica correspondiente para la conexión a la red.
986. Existirá una empresa operadora única del sistema de transmisión nacional. Los activos del sistema de transmisión podrán ser de propiedad pública, privada o mixta.
987. Existirán diversas empresas de distribución de carácter regional. La dimensión y extensión geográfica del área exclusiva de distribución será

- establecida por acuerdo de mancomunidad de los municipios respectivos tomando en consideración las economías de escala y la dimensión del mercado que asegure la sostenibilidad económica de las distribuidoras. Los activos de distribución serán de propiedad pública, privada o mixta operados por las empresas de distribución concesionarias o municipales.
988. Las alcaldías que conforman la mancomunidades municipales se beneficiarán de la buena prestación del servicio realizada por las empresas de distribución por cuanto al aumentar la calidad del servicio aumentará la productividad de los sectores comercial e industrial y por ende los ingresos por concepto de impuestos municipales. Adicionalmente, las alcaldías contribuirán a solventar las conexiones ilegales y el hurto de energía eléctrica por cuanto la reducción de las pérdidas no-técnicas incidirá en una mejora de la recaudación.
989. Las mancomunidades y los usuarios deberán velar por la calidad del servicio eléctrico.
990. Los usuarios del servicio eléctrico tendrán libertad de elección. Podrán mantenerse bajo un esquema contractual de tarifa regulada con la empresa distribuidora local o elegir otro proveedor de servicio mediante la contratación de la energía eléctrica a través de un comercializador especializado.
991. La comercialización de electricidad será una actividad competitiva. En los casos en los que el mercado no asegure competencia, la actividad estará regulada para asegurar el mínimo costo del servicio eléctrico.
992. Aquellos usuarios con tarifa de servicio eléctrico regulada, que por razones económicas demostrables no puedan pagar el costo real del servicio, serán subsidiados directamente de forma temporal por el Ejecutivo Nacional, el Ejecutivo Estatal o los municipios. Existirá un fondo que asegurará el pago de los subsidios sin alterar el sistema de precios en toda la cadena de valor de la industria.
993. Las tarifas de uso del sistema de distribución y transmisión serán determinadas y fijadas por el ente regulador, de acuerdo con los costos eficientes de prestación de esos servicios.
994. Los usuarios cualificados podrán establecer a través de comercializadores especializados contratos de suministro de energía eléctrica de largo plazo con empresas de generación.
995. Todas las transacciones de energía (en el mercado de tarifa regulada y en el mercado libre a corto y largo plazo) incluirán el pago por el uso de las redes de transmisión y distribución. Las tarifas de uso del sistema incluirán una rentabilidad acorde con la calidad del servicio normada, asegurando la sostenibilidad económica de las empresas de transmisión y distribución.
996. Los usuarios que autogeneren o cogeneren podrán vender sus excedentes de energía eléctrica al mercado competitivo. Los usuarios calificados podrán negociar programas de manejo de la demanda para obtener reducciones tarifarias o remuneración por el retiro de su demanda en horas pico.
997. Las tarifas del servicio eléctrico a los usuarios regulados serán determinadas y fijadas por las mancomunidades tomando en cuenta los precios resultantes del mercado de generación, las tarifas de uso del

sistema fijadas por el ente regulador y los subsidios nacionales, estatales o municipales a que haya lugar.

998. Las tarifas garantizarán la estabilidad y el crecimiento de la industria eléctrica. Todas las actividades de la cadena de valor de la industria eléctrica serán rentables: comercialización, transmisión, distribución, generación, producción, transporte y comercialización de combustibles para el sector eléctrico. No existirán subsidios para los combustibles, la generación y el transporte de la energía eléctrica, solo subsidios directos a los usuarios que demuestren que no pueden pagar el costo del servicio. Existirá un tejido de empresas nacionales que proveerán insumos y servicios que requiere el sector eléctrico.
999. La Comisión Nacional de Electricidad (CONACEL) será un ente público autónomo e independiente. El ente regulador los incentivos para la producción, transporte y consumo de energía eléctrica o el uso de determinadas tecnologías, de acuerdo con la política energética nacional.
1000. Las empresas que ejerzan la actividad de distribución y comercialización serán la primera instancia de atención de los reclamos de los usuarios, en conformidad con los reglamentos de calidad y servicio.
1001. Desde el punto de vista laboral, los trabajadores prestarán servicios en empresas solventes y que valorarán su productividad. El poder adquisitivo del sector laboral será restituido premiando la capacidad gerencial, ejecutiva y productiva del personal. Se establecerá una sana competencia en el plano laboral, por cuanto los profesionales del sector eléctrico tendrán diversas oportunidades de trabajo al existir un número importante de empresas especializadas. Las empresas del sector eléctrico competirán en el mercado laboral en la contratación de los mejores perfiles profesionales que aseguren la eficiencia y la productividad de cada actividad empresarial.
1002. Las universidades nacionales serán apoyadas económicamente por las empresas del sector eléctrico para garantizar la formación de los profesionales idóneos para el sector eléctrico. Las universidades desarrollarán las necesarias actividades de investigación e innovación requeridas para la optimización del sistema energético venezolano.
1003. Desde el punto de vista del sector productivo, los empresarios tendrán una herramienta jurídica poderosa para poder acceder con seguridad a la energía requerida por sus procesos productivos.
1004. El Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE) será un ente independiente. Los precios de la energía del mercado competitivo serán determinados por el CNGSE en el corto plazo a partir de los resultados de operación del mercado mayorista de electricidad.
1005. El sistema eléctrico será gestionado eficientemente. La generación de electricidad se realizará al menor costo posible considerando las reservas y potencial de energía primaria y secundaria disponible. El despacho económico de las centrales de producción considerará los ciclos hidrológicos adversos y las emisiones de efecto invernadero, en cumplimiento con los compromisos ambientales adquiridos por la república.
1006. Las empresas de generación, transmisión, distribución de electricidad incorporarán nuevas tecnologías que harán mas eficiente la

gestión técnica y comercial. La incorporación de nuevas tecnologías en la prestación del servicio eléctrico contribuirá a la sostenibilidad energética y ambiental de las grandes ciudades.

1007. La contratación y ejecución de proyectos de ingeniería y obras públicas en el sector eléctrico de capital público se harán conforme a los lineamientos de los planes nacionales y en estricto cumplimiento de las ley de contrataciones, la ley de ejercicio de la ingeniería arquitectura y profesiones afines así como el código de ética del ingeniero en Venezuela.

Aspectos clave de la nueva Ley Orgánica del Sector Eléctrico

1008. El Ejecutivo Nacional tendrá en la nueva Ley Orgánica del Sector Eléctrico un instrumento fundamental para recuperar el sector eléctrico nacional mediante:

- a. El establecimiento de bases sólidas para la consolidación de **un servicio eléctrico de calidad** para toda la población, mediante:
 - i. Un sistema de **subsidios** directos, temporales y focalizados que asegurará el pago del servicio eléctrico por las familias de menores ingresos, y
 - ii. Mecanismos que obligan a :
 - la realización **eficiente** y al menor costo de todas las actividades (generación, transmisión, distribución, comercialización y gestión del sistema),
 - la maximización de la **descentralización**,
 - la **libertad** por parte de múltiples agentes de producción y comercialización en entrar y salir del mercado eléctrico y **libre acceso** a las redes
 - la promoción de la **iniciativa privada y la libre competencia**, y
 - la **separación de las actividades** y la **especialización** de las empresas de la industria eléctrica;
 - la **garantía del suministro** (seguridad energética) de la energía eléctrica confiable y de calidad para todos que todos los sectores de la sociedad puedan desarrollarse a plenitud.
- b. La **diferenciación y separación de las funciones** de política, regulación, fiscalización y operación; y
- c. El establecimiento de un **régimen transitorio estimado en ocho a diez años**, que conduzca a:
 - i. la creación de **empresas especializadas** en las actividades del servicio eléctrico, con un recurso humano competente y bien remunerado,
 - ii. la fijación de **tarifas** que reconozcan **los costos eficientes** de esas actividades,
 - iii. la **capacitación de los Municipios** para concretar la competencia municipal en la gestión del servicio eléctrico, y

- iv. la implantación de un régimen legal que asegure el mejoramiento continuo de la calidad del servicio, y la **responsabilidad de las empresas prestadoras por sus fallas y por los daños que causen a los usuarios.**

Transición Hacia un Nuevo Sector Eléctrico

1009. La entrada en vigencia de la nueva Ley Orgánica del Sector Eléctrico constituirá el inicio de la fase de transición y reestructuración, cuyos lineamientos se establecen en las disposiciones transitorias de la ley. Este proceso de reestructuración y de reforma institucional se ejecutará simultáneamente con las medidas urgentes para la recuperación progresiva de la calidad del servicio eléctrico.

Reforma Institucional

1010. El Ejecutivo Nacional designará los nuevos miembros de la Junta Directiva de la Corporación Eléctrica Nacional (CORPELEC), para cumplir con las disposiciones de separación de actividades e independencia de las funciones del Estado.
1011. El Ejecutivo Nacional creará el ente regulador y llamará a un concurso público de credenciales para la escogencia de los miembros de su junta directiva.
1012. El ente regulador definirá los alcances técnicos de las actividades de generación, transmisión y distribución y, de ser el caso, las limitaciones de mercado de cada actividad.
1013. CORPOELEC procederá, en concordancia con las disposiciones de separación de actividades, a redactar los estatutos y crear las siguientes filiales: una Empresa Nacional de Transmisión propietaria y operadora de todos los activos de transmisión, y las empresas de generación y de distribución de acuerdo con los alcances establecidos por el ente regulador en cada actividad.
1014. La Junta Directiva de CORPOELEC procederá a designar a los miembros de la Junta Directiva de cada filial de CORPELEC.
1015. CORPOELEC transferirá todos los activos a sus filiales, de acuerdo con las funciones, actividades y alcances de cada una. CORPOELEC se mantendrá como uno de los accionistas de cada una de las empresas filiales creadas. El Ejecutivo Nacional podrá incluir la participación de otros accionistas en las nuevas empresas filiales (trabajadores, personas naturales y jurídicas públicas, privadas o mixtas).
1016. El Ejecutivo Nacional creará el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico (CNGSE), a partir del Centro Nacional de Despacho.
1017. Una vez creadas las empresas filiales de Corpoelec, las nuevas empresas de Transmisión, Distribución y Generación procederán a designar a sus representantes para la conformación de la Junta Directiva del CNGSE.
1018. Los precios de la energía eléctrica del mercado mayorista serán determinados por el CNGSE utilizando un mecanismo que asegure eficiencia económica. Las tarifas de uso del sistema de distribución y

transmisión serán determinadas y fijadas por el ente regulador tomando en cuenta el desempeño del operador.

1019. Los municipios no podrán ejercer su competencia en el servicio eléctrico -otorgando una concesión a una empresa privada o ejerciendo directamente su competencia a través de una empresa municipal de capital público- hasta que se conformen las mancomunidades

1020. Mientras no se conformen las mancomunidades, las tarifas del servicio eléctrico aplicadas por las empresas filiales de Corpoelec-distribución a sus usuarios cautivos (tarifas reguladas) tomarán en cuenta el precio de realización del mercado eléctrico competitivo y las tarifas de uso de las redes de transmisión y distribución las cuales serán determinadas y fijadas por el ente regulador.

A continuación se presenta un esquema del cronograma previsto para este régimen transitorio.

D.T. No.	Actividad	Año												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
-	Promulgación de la LOSE													
1 ^a	Previsiones presupuestarias para funcionamiento de Conacel													
2 ^a	Concurso para cargos directivos de Conacel													
3 ^a	Puesta en funcionamiento del ente regulador (Conacel)													
	Definición de alcances de actividades del servicio eléctrico													
5 ^a	Designación de nuevas autoridades de Corpoelec													
6 ^a	Escisión de Corpoelec para separación de actividades													
	Creación de la Empresa Nacional de Transmisión													
	Creación de empresas de generación													
	Creación de empresas regionales de distribución													
	Creación de empresas de comercialización													
7 ^a	Exención tributaria													
8 ^a	Transferencia de activos de empresas de distribución a mancomunidades de municipios													
	Constitución de Mancomunidades Municipales para prestación y dotación del servicio eléctrico													
	Suscripción de convenio de transferencia Corpoelec-Mancomunidad													
	Capacitación de personal de Mancomunidades para Fiscalización de la calidad del servicio eléctrico													
	Creación de Unidad de cada Mancomunidad para Fiscalización de la calidad del servicio eléctrico													
	Fiscalización de la calidad del servicio por Mancomunidades													
	Certificación por Conacel del desempeño en Fiscalización													

D.T. No.	Actividad	Año												
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	
	Capacitación de personal de Mancomunidades para supervisión y control de la prestación del servicio eléctrico													
	Convocatoria de concurso para otorgamiento de concesión del servicio de distribución de electricidad													
	Transferencia de activos a empresa de distribución de cada mancomunidad													
	Otorgamiento de la concesión de distribución por cada mancomunidad													

Recuperación del Sector Eléctrico

1021. Las juntas directivas de CORPOELEC y de sus filiales, deberán implantar medidas corto plazo para la recuperación del tejido técnico/profesional y mejoramiento de los indicadores de gestión técnica y comercial, principalmente las pérdidas de energía.
1022. Constitución del Fondo de Subsidios por el Ejecutivo Nacional.
1023. Actualización y publicación, a la brevedad posible, del Plan Nacional de Desarrollo del Sistema Eléctrico Nacional, por el Ministerio con competencia en electricidad, que incluya lineamientos a seguir para la recuperación del sector eléctrico en cada una de sus actividades: generación, transmisión, distribución y comercialización.
1024. Aplicación del régimen económico establecido en la LOSE con el objeto de proveer a las empresas de los recursos necesarios para la recuperación del sector eléctrico.

Propuestas de Corto Plazo.

1025. Para la aplicación de las medidas enumeradas a continuación no se necesita una nueva Ley ni un nuevo marco institucional. Son medidas que permiten mejorar la situación pero que no garantizan la sostenibilidad económica ni financiera del sector. Estas medidas se deben aplicar en forma paralela a la reorganización del sector planteada en la nueva LOSE.
- Designación de nuevas autoridades según la estructura existente hoy en el MPPEE y Corpoelec. Composición del tejido técnico y gerencial del Sector Eléctrico que implante un modelo de gestión auditable mediante indicadores. Se requiere la creación de un fondo indexado a la tasa de cambio para la contratación por concurso de credenciales de 800 gerentes y técnicos de alto perfil con remuneración mínima de 8-18.000 US\$/año (Fondo de RH.HH. de 50 millones de US\$ año). Las remuneraciones deberán mejorar conforme a la mejora de los indicadores de gestión. Activar un esquema de compensación salarial escalable con la mejora de los indicadores de gestión (logro de objetivos, calidad y cobertura). Congelar el contrato colectivo de Corpoelec.
 - Se va a requerir la conformación de un equipo especial de 100 personas para la recuperación de energía entregada al uso final que ni es facturada ni es cobrada. Dicho equipo tendrá bonificaciones proporcionales a la cantidad de

energía recuperada. Activación de un piloto para la adquisición de contadores conforme se va recuperando la energía.

- No estamos en condiciones de discutir un nuevo pliego tarifario. Se puede ir mejorando del flujo de caja de Corpoelec mediante al progresivo ajuste del FAP (Factor de Ajuste de Precio) en el sector industrial, comercial y residencial alto consumo. Políticamente se puede explicar ya que el FAP es inflación, lo que es evidente. Una nueva base tarifaria debe incluir el costo de los nuevos activos cuya adquisición esta muy cuestionada por la corrupción. Este ajuste se debe realizar midiendo la elasticidad de la demanda (estudio econométrico casi on-line). La idea es que el ajuste permita limitar el consumo realmente ineficiente y aliviar los flujos de energía en la red.
- En PDVSA Gas se debe realizar algo similar a Corpoelec. Se necesitan 300 nuevos gerentes y técnicos altamente calificados y bien pagados para **levantar 350 millones de pies cúbicos de gas** en Anaco para las plantas y el mercado interno. 100 millones de US\$ son requeridos para activar este plan de rescate. El precio del gas en el mercado interno se debe ajustar de tal forma que permita desplazar la cocción de alimentos y el calentamiento de agua con electricidad.
- **Plan de rescate de la flota.** Se deben priorizar recursos aquí para respuestas.
- **Plan de mantenimiento de centrales termoeléctricas priorizando proyectos de acuerdo con ratio Inversión/Energía.**
- Recuperación y **dotación** de todos los centros de mantenimiento de transformadores.
- Establecer una alianza de 5 años con los fabricantes de equipos de distribución que quedan en el país. **Líneas de crédito para materia prima de los fabricantes.**
- Plan de formación muy agresivo de planificadores (operativos, corto, mediano y largo plazo). En un lapso de 1 año todos los planes deben estar actualizados.
- Establecer un convenio con las universidades nacionales para formar 500 profesionales con las competencias que requiere el nuevo sector eléctrico. Remunerar las pasantías. Instaurar un plan de carrera dentro de la empresa basado en el merito.

Plan de Mediano – Largo Plazo

1026. A continuación se enumeran las acciones de Mediano Plazo:

Generación:

1027. Recuperación del parque termoeléctrico, principalmente las centrales turbovapor (Tacoa y Ramón Laguna). Concluir la central de Tocoma, establecer un convenio con las empresas básicas de Guayana para

que la tarifa eléctrica permita la conclusión de las obras de Tocoma y cumplir con los compromisos internacionales con el BID y la CAF.

Transmisión

1028. Ampliación de la capacidad de transporte de la red troncal de transmisión.

Distribución

1029. Modernizar el sistema de distribución concesionando la operación del sistema eléctrico a empresas privadas con comprobada solvencia.

Comercialización

1030. Establecer un marco tarifario transparente que refleje el costo del servicio, incluyendo un sistema de subsidios directos temporales y focalizados para aquellos usuarios que no puedan pagar el servicio.

1031. En el **Anexo 9** se incluyen recomendaciones adicionales realizadas por el Colegio de Ingenieros de Venezuela.

Adecuación del Marco Legal del Mercado de Combustibles Líquidos y Gaseosos

1032. La adecuación del marco legal del gas natural y los combustibles líquidos es necesaria para que existan condiciones de eficiencia en la conversión de la matriz de generación de energía eléctrica. La remuneración adecuada del monopolio del transporte de combustibles gaseosos y líquidos debe incluir una adecuada rentabilidad. Sin un mercado de gas y de combustibles líquidos que relejen el costo real de la energía no es posible introducir eficiencia en el sector eléctrico.

El gas natural como sustituto de la energía eléctrica.

1033. La provisión de gas natural a los municipios es una formidable oportunidad para adecuar el consumo eléctrico ineficiente. En este sentido, se recomiendan desarrollar instrumentos jurídicos que permitan incentivar el uso del gas natural en lugar de electricidad en actividades residenciales como cocción, calefacción de agua y aire acondicionado. En los sectores industriales y comerciales tal política debe promover la cogeneración.

Capítulo 10 - Reestructuración del Sector Eléctrico - Propuesta Legislativa

1034. La caracterización de la crisis del sector eléctrico realizada en el Capítulo 6 y 7 demuestra la inviabilidad técnica y financiera del modelo institucional centralizado instaurado a partir del 2007. En tal sentido, la reversión del proceso de deterioro de la infraestructura y el tejido técnico del sector eléctrico se debe realizarse a partir de una profunda reestructuración y reorganización. La crisis resultante presenta aspectos importantes que condicionan sus posibles soluciones:
1035. Necesidad de atraer inversión nacional y extranjera al sector eléctrico: Los bajos precios del petróleo y los escasos niveles de producción nacional impiden al Ejecutivo Nacional recibir los ingresos suficientes para atender los requerimientos de inversión del sector eléctrico, por lo que se hace necesario establecer una normativa que disminuya el riesgo regulatorio y asegure el retorno de las inversiones, de manera de atraer capitales nacionales y extranjeros.
1036. Bajo poder adquisitivo del mercado venezolano de electricidad: Tanto la mayoría de los usuarios del servicio eléctrico residenciales como una significativa proporción de los industriales y comerciales, tienen en la actualidad un bajo poder adquisitivo que les impediría afrontar el pago de tarifas del servicio eléctrico que remuneren su costo real, por lo que un programa de ajustes tarifarios debe ir acompañado de sistemas de subsidio directo, explícitos y focalizados, mientras se logren en cada caso los niveles de ingreso necesarios para el pago del servicio recibido.
1037. Déficit termoeléctrico, cuantitativo, cualitativo y geográfico del SEN: El Sistema Eléctrico Nacional presenta en la actualidad serios desequilibrios en la proporción hidrotérmica, que producen una baja confiabilidad para la atención de la demanda nacional e impiden su crecimiento, lo que obliga tanto a hacer esfuerzos para aumentar la disponibilidad del parque de generación existente, como a establecer los mecanismos que conduzcan a la instalación de nueva capacidad, en cantidad, tecnología y localización requeridas para solventar tales desequilibrios.
1038. Déficit de transmisión del SEN: El sistema de transmisión nacional debe ser reforzado y ampliado para contribuir a solventar los desequilibrios del SEN, aumentar su confiabilidad y la eficiencia en el uso de los recursos de generación y en la satisfacción de la demanda.
1039. Alto nivel de pérdidas y déficit comercial de Corpoelec: El rezago en la atención de las nuevas solicitudes de servicio y la desacertada interpretación de la universalidad del servicio eléctrico, han conducido a aumentar significativamente las conexiones ilegales, lo que sumado a la incorrecta política tarifaria impide la sustentabilidad financiera de Corpoelec, y la adecuada y oportuna respuesta a los requerimientos de operatividad y mantenimiento de sus instalaciones, y a las solicitudes y reclamos de los usuarios.
1040. Déficit de combustibles para generación termoeléctrica: La baja disponibilidad de gas y de combustibles líquidos para la generación termoeléctrica obstaculiza las posibilidades de nuevos proyectos, lo que

hace imprescindible adecuar la planificación energética nacional en consideración de la demanda de combustibles del sector eléctrico.

1041. Fusión de roles de política, regulación, fiscalización y operación: Los conflictos de intereses que surgen de la concentración de los roles de diseño de políticas, promulgación de la normativa regulatoria, fiscalización de la calidad del servicio y realización de las actividades del servicio, por un lado impiden la eficiencia en el sector eléctrico, y por otro colocan al usuario en estado de indefensión ante una empresa operadora única, dirigida por el propio Ministro del sector, que no cumple la normativa de calidad vigente ni el Reglamento de Servicio, ni se hace responsable por los daños y perjuicios que causa a la población, a la industria, al comercio y a los demás servicios públicos. Esto hace necesario e imprescindible que cada una de esas funciones sea llevada a cabo por órganos distintos e independientes.
1042. Centralización de la operación del SEN en Corpoelec: La centralización y concentración de todas las actividades del servicio eléctrico en una única corporación impide la especialización en cada una de ellas y genera ineficiencia de gestión que compromete sus resultados técnicos, económicos y financieros. Además, la conformación de Corpoelec a partir de una fusión forzada de empresas de diferentes culturas gerenciales, ha dificultado su dirección y su gerencia hasta el punto de impedir su viabilidad. Como consecuencia de ello, la operatividad y el mantenimiento de las instalaciones y la atención al cliente se ven afectados significativamente por los bajos índices de respuesta de la organización.
1043. Reserva gubernamental de actividades del servicio eléctrico: La legislación vigente reserva al Ejecutivo Nacional la ejecución de todas las actividades del servicio eléctrico, e impide la participación privada nacional y extranjera en ellas. El propio gobierno se ve imposibilitado de utilizar las posibilidades de inversión que ofrece la apertura a la participación privada, como sí ha ocurrido en el sector de hidrocarburos.

Nueva Ley del Sector Eléctrico

1044. La crisis así descrita lleva a plantear la derogación del régimen legal imperante en el sector eléctrico, y en especial las Leyes Orgánicas del Sistema y Servicio Eléctrico y de Reorganización del Sector Eléctrico, por cuanto no sólo no han constituido un marco legal apropiado para el desarrollo del sector eléctrico nacional, sino que además fueron instrumentos legales promulgados en abierto contrasentido de principios constitucionales: la descentralización (preámbulo de la Constitución y arts. 4, 6, 16, 157, 158, y otros), la promoción de la participación privada y la libre competencia (arts. 112 y 299); las potestades municipales en la dotación y prestación de los servicios públicos domiciliarios (arts. 168 y 178); e incluso la soberanía popular (art. 5), al pretender imponer un modelo de gestión socialista que fuera rechazado en referendo popular por la mayoría del pueblo de Venezuela.
1045. Consecuentemente, se plantea la necesidad de promulgar un régimen legal que, en el marco de la Constitución Nacional y en respeto a sus principios, defina otro rumbo y otra manera de gestionar el sector, cuyos lineamientos ya se plantearon en las leyes del Servicio Eléctrico -de 1999,

vigente hasta 2001 -y Orgánica del Servicio Eléctrico -de 2001, vigente hasta 2010 -que no fueron respetadas por los gobiernos a los que respondió hacerlo. Se plantea por lo tanto la promulgación de una ley centrada en los siguientes objetivos principales:

1046. Que el servicio eléctrico no se limite al simple suministro de electricidad, sino que todos los usuarios reciban un servicio de calidad, tanto en sus características técnicas como en sus aspectos comerciales de atención a las solicitudes y reclamos, de respeto de los términos del reglamento de servicio, y de responsabilidad ante los daños resultantes de fallas e interrupciones; y un servicio confiable y al menor costo posible.
1047. Que la población de bajos niveles de ingreso tenga posibilidades reales de acceder a ese servicio de calidad, tanto mediante mecanismos de subsidio a esa población, que hagan posible el pago de la factura correspondiente, como a través del establecimiento de una regulación dirigida a maximizar la eficiencia de las actividades del servicio para asegurar el mínimo costo de su prestación.
1048. Que las organizaciones encargadas de la prestación del servicio eléctrico y de las actividades que lo constituyen, gocen de autonomía y suficiencia funcional, administrativa y financiera, de manera de asegurar la eficiencia de esa prestación y la respuesta inmediata ante las exigencias de los usuarios.
1049. Que la normativa establecida permita el desarrollo sustentable del sistema eléctrico nacional, para satisfacer los requerimientos de electricidad del país.
1050. Para alcanzar esos objetivos, la ley establece las disposiciones dirigidas a:
1051. Definir con claridad el servicio eléctrico y las actividades que lo constituyen: generación, transmisión, gestión del sistema eléctrico, distribución y comercialización.

Reestructuración el sector eléctrico venezolano.

1052. Ordenar la separación jurídica y la descentralización de esas actividades para lograr la especialización empresarial, la autonomía regional, la multiplicidad de actores en las actividades en las que es posible (generación y comercialización); y la realización de las actividades de redes (transmisión y distribución) y de gestión del sistema, en régimen de monopolio regulado para lograr un menor costo.
1053. Separar las funciones de política, regulación, fiscalización y prestación, para evitar los conflictos de intereses, puesto que inciden significativamente en la eficiencia del sector. Para ello se crean los entes especializados en regulación -la Comisión Nacional de Electricidad -y en gestión del sistema eléctrico -el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico -como órganos autónomos e independientes que aseguren el respeto de los derechos de los usuarios, la operación de mínimo costo del sistema, y la responsabilidad de los actores del sector por las fallas del servicio y las infracciones a la normativa; y se reconocen las potestades inherentes a la competencia municipal en materia de fiscalización del servicio eléctrico, y de concesión del servicio de distribución de electricidad y de comercialización regulada asociada. La separación de

actividades (generación, transmisión y distribución) y la descentralización regional mediante la creación por Corporación Eléctrica Nacional, S. A. (Corpoelec). Se crea una Empresa Nacional de Transmisión. También se constituyen empresas de generación, de distribución y de comercialización, según los lineamientos de la Comisión Nacional de Electricidad. En la Figura 10-1 se observa la nueva estructura del sector eléctrico.

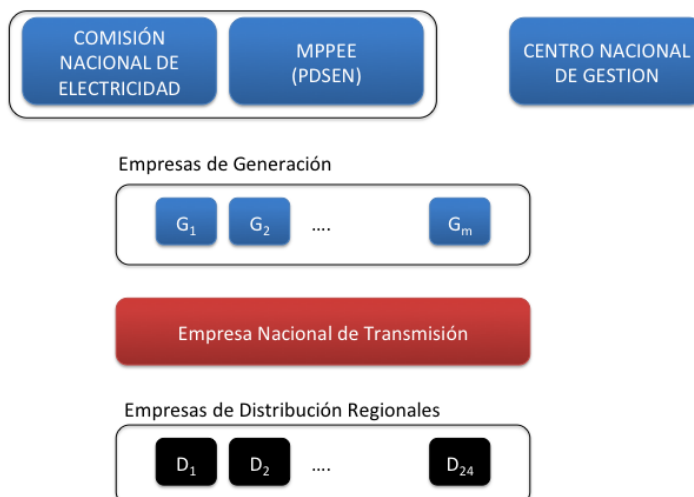


Figura 10-1 – Nueva Estructura del Sector Eléctrico

1054. Ordenar la creación de subsidios a la población de bajos ingresos, tanto mediante aportes presupuestarios nacionales y municipales complementarios, como mediante aportes de los usuarios residenciales de mayores ingresos a los de menores ingresos, a través de las tarifas del servicio residencial; y posibilitar el establecimiento temporal, focalizado y directo de subsidios a actividades o sectores que lo requieran, de conformidad con las políticas económicas del Poder Ejecutivo.
1055. Definir los principios bajo los cuales debe realizarse la prestación y el desarrollo del servicio eléctrico: calidad, confiabilidad, eficiencia, transparencia, equidad, solidaridad, no discriminación, participación ciudadana, sostenibilidad ambiental, y viabilidad económica y financiera; y especificar cómo la aplicación de esos principios debe concretarse en las actividades del servicio eléctrico como en los demás aspectos del sector y de la actuación de sus entes de función pública y agentes.
1056. Establecer la libertad de acceso a las redes de transporte de electricidad para asegurar que los usuarios puedan recibir los beneficios de la multiplicidad de actores y su interacción mercantil en las actividades de generación y comercialización, que junto con la regulación de su desempeño y la debida vigilancia de su actuación, deberán conducir a la reducción de los costos del servicio y al aumento continuo de la calidad y confiabilidad de la prestación. En la Figura 10-2 se observa como un usuario calificado puede establecer un contrato con un productor en el que la energía fluye a través de las redes de transmisión y distribución, previa autorización del centro nacional de gestión. Los contratos entre productores y usuarios calificados deberán remunerar dicha acceso a las redes mediante el pago de los peajes correspondientes.

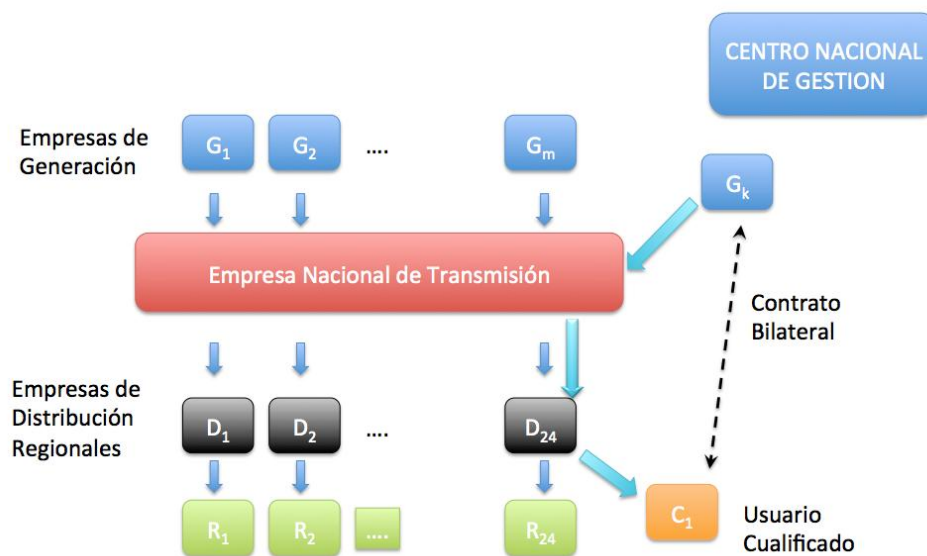


Figura 10-2 – Libre Acceso a la Red

1057. Consagrar la transparencia como principio general en todos los procesos de planificación, presupuesto, concursos, contratación, inversión, construcción, ejecución, regulación, fiscalización, control, y rendición de cuentas de todas las actividades del servicio eléctrico, y maximizar la posibilidad de participación de la ciudadanía en la contraloría social de esos procesos, para eliminar o minimizar las posibilidades de corrupción y asegurar la no discriminación y el uso correcto de los fondos públicos en la prestación, mantenimiento y desarrollo del servicio.
1058. Favorecer los intercambios internacionales de electricidad, de manera de reforzar la confiabilidad del suministro en el país y posibilitar la exportación de excedentes.
1059. Establecer un proceso continuo, público y transparente de planificación del desarrollo del servicio eléctrico que asegure la satisfacción de la demanda, y la existencia de una adecuada reserva de capacidad para la atención de las requerimientos de mantenimiento del equipamiento y las instalaciones dedicadas a las actividades del servicio, y la efectiva respuesta ante situaciones climáticas que disminuyan la capacidad de generación hidroeléctrica o cualquier emergencia fortuita o de causa mayor.
1060. Definir con claridad los deberes y derechos de los usuarios, en equilibrio en relación con los correspondientes derechos y obligaciones de los agentes que realizan las actividades del servicio.
1061. Establecer los principios de actuación y las potestades y atribuciones de la Comisión Nacional de Electricidad del sector eléctrico -la Comisión Nacional de Electricidad -y su conformación, así como los mecanismos de elección de su directiva que aseguren su independencia, y de financiamiento de su funcionamiento que permitan su autonomía.
1062. Desarrollar la competencia de los Municipios en materia del servicio eléctrico establecida en la Constitución Nacional, y establecer los procesos transitorios requeridos para su transferencia definitiva desde las organizaciones del Poder Nacional que hoy en día la suplen.
1063. Definir cada una de las actividades del servicio eléctrico y los deberes y derechos de los agentes o empresas que las realicen, así como los

- lineamientos para el diseño de los respectivos regímenes económicos y de actuación que aseguren la prestación al mínimo costo posible y con calidad, y su sustentabilidad, al igual que promuevan la participación privada.
1064. Establecer el régimen de habilitaciones para la realización de cada una de las actividades del servicio eléctrico, para asegurar la idoneidad de quienes las lleven a cabo, y crear las garantías necesarias para su desempeño de acuerdo con la normativa legal.
1065. Establecer la normativa específica en materia de concesiones - aplicable a las plantas y centrales de generación actuales, y a las actividades de transmisión y distribución; y la relativa al establecimiento de servidumbres para las actividades de redes.
1066. Tipificar las infracciones relacionadas con el servicio eléctrico y sus respectivas sanciones.
1067. Y establecer las disposiciones transitorias necesarias para alcanzar los objetivos de la ley a partir de la situación actual, mediante la conformación y puesta en funcionamiento de la Comisión Nacional de Electricidad; la concreción de la separación de actividades y la descentralización regional mediante la creación por Corporación Eléctrica Nacional, S. A. (Corpoelec) de una Empresa Nacional de Transmisión, empresas de generación, de distribución y de comercialización, según los lineamientos de la Comisión Nacional de Electricidad, y la transferencia de activos y personal; la definición de los requisitos y procesos para la transferencia a las mancomunidades de Municipios de las empresa de Distribución creadas, para asegurar la capacidad de aquéllas para asumir sus potestades de dotación, prestación y concesión del servicio; y la creación y puesta en marcha del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico como empresa autónoma, y la transferencia a ella de los activos y personal necesarios para prestar sus funciones, a partir de las que realiza en la actualidad el Ministerio con competencia en electricidad como Centro Nacional de Despacho de los recursos de generación y transmisión del sistema interconectado nacional.

Costos y beneficios de una nueva Ley Orgánica del Sector Eléctrico

1068. Si bien la opacidad con que el Ejecutivo Nacional ha manejado el sector eléctrico en los últimos quince años impide la precisión de un estudio de costos y beneficios de la aplicación de una ley como ésta, muchos elementos orientan la balanza favorable y significativamente hacia el lado de las ventajas, como se evidencia a continuación:
1069. Los costos asociados a la creación y funcionamiento de la Comisión Nacional de Electricidad -la Comisión Nacional de Electricidad -son sólo los de la transferencia de sus funciones desde el actual Ministerio competente en materia de electricidad, y los que se generen por la necesidad de regular un sector eléctrico más complejo, por la multiplicidad de actores que se deriva de la separación de actividades y la regionalización de la distribución.
1070. Los costos de creación y funcionamiento del Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico serán sólo los necesarios para concretar su registro mercantil y su autonomía e independencia ante el Ministerio

competente en materia de electricidad, que realiza hoy en día las funciones que se atribuyen en esta ley a ese Centro, además de los que se deriven de la asunción de funciones de administración del conjunto de transacciones de electricidad que se generen entre los agentes del sistema eléctrico nacional.

1071. Los costos de los subsidios previstos en esta ley serán menores que los que están implícitos hoy en día en las tarifas aplicadas al servicio eléctrico, por cuanto estarán focalizados en quienes realmente no tienen ingresos suficientes para pagar el costo real del servicio. Esos costos se distribuirán entre los Ejecutivos Nacional y Municipales en la medida en que los Municipios desarrollen capacidad de generar ingresos propios.
1072. Para los usuarios del servicio eléctrico, el incremento de la factura, sería, por un lado, el reconocimiento del costo real del servicio que se les presta, unido a la garantía de calidad técnica y comercial, y a la posibilidad de obtener una compensación por las fallas de esa calidad y el resarcimiento de los daños o perjuicios que esas fallas hayan causado, mediante una valoración de la energía no suministrada en términos muy superiores a los de la energía suministrada, según establecen las Normas de Calidad vigentes.
1073. El costo de un servicio eléctrico de calidad, confiable, seguro, continuo y sustentable, representa para cualquier sociedad de hoy en día un beneficio que vale la pena pagar, y que introduce eficiencia en la vida de los ciudadanos y en los procesos industriales y comerciales, por cuanto se evitan los gastos e inversiones que se originan en la necesidad de prever los daños que causa un servicio eléctrico irregular, imprevisible y de mala calidad. Esta ley establece los mecanismos necesarios para fomentar la inversión para satisfacer la demanda eléctrica y mantener una reserva que asegure la prestación del servicio ante contingencias o emergencias, además de crear la regulación que estimulará la eficiencia en las actividades del servicio eléctrico y, como consecuencia, su mínimo costo.
1074. El establecimiento de un régimen de subsidios para los usuarios de menores ingresos permitirá explicitar el costo del servicio, promover su valoración, y establecer una cultura de pago del servicio eléctrico que podrá ser replicada en otros servicios públicos, para impulsar hábitos de uso racional y eficiente de la energía y de esos otros servicios.
1075. La operación económica y financieramente deficitaria del prestador único del servicio eléctrico en la actualidad, implica un subsidio general que beneficia a quienes tienen ingresos suficientes para pagar su costo, tanto en el sector residencial como en los sectores industrial y comercial. La descentralización de las actividades del servicio y la regionalización de la actividad de distribución facilitan la identificación de los sectores poblacionales, empresariales e industriales que realmente requieren subsidios, lo que conducirá en el corto plazo al saneamiento de los prestadores del servicio y a su operación eficiente para asegurar la sustentabilidad económica.
1076. La focalización de los subsidios en quienes realmente lo necesitan permitirá liberar fondos del Presupuesto Nacional que hasta la fecha se dedican al financiamiento de las pérdidas -tanto económicas como técnicas -del prestador único del servicio, lo que beneficiará a otros sectores de la

economía nacional que los requieren con urgencia: seguridad, salud, educación, otros servicios públicos, vialidad, entre otros.

1077. La multiplicidad de actores en las actividades de generación y comercialización, el libre acceso a las redes de transmisión y distribución, y la regionalización de esta última, conducirá a la aparición de un gran número de transacciones económicas y financieras de electricidad - contratos a término entre generadoras, entre éstas y distribuidoras y comercializadoras; entre distribuidoras y comercializadoras; entre usuarios calificados y generadoras y comercializadoras; y entre usuarios calificados y el Centro Nacional de Gestión del Sistema Eléctrico, a los fines de establecer programas o acuerdos de gestión de la demanda. Todo ello representa la aparición de actividades y transacciones que generan empleo, ingresos y tributos.
1078. Las reglas previstas para la participación en la producción de electricidad asegurarán una eficiencia creciente en el equipamiento de Generación y, consecuentemente, el menor costo de producción. La Transmisión será operada y mantenida mediante criterios técnicos de eficiencia, y su expansión será realizada con base en un Plan vinculante y procesos de concurso que asegurarán su menor costo para la sociedad. La Distribución, como monopolio natural, será regulada para asegurar el menor costo del servicio, y la compra de electricidad al mayor por las distribuidoras, para satisfacer la demanda de los usuarios regulados, asegurará el menor precio del suministro. Por último, los costos de la comercialización regulada estarán limitados por las tarifas que establezca la Comisión Nacional de Electricidad, por lo que se garantiza el menor costo del servicio.
1079. Una nueva ley que reorganice el sector eléctrico está plenamente justificada y sus beneficios superan con creces a los costos en que habría que incurrir para que sus disposiciones se apliquen según se establece en ella. Sigue en plena vigencia la afirmación de que la sociedad de hoy en día puede subsistir sin petróleo, pero no sin electricidad. Queda en manos del Ejecutivo Nacional, una vez promulgada esta ley, demostrar su vocación de servicio público mediante el acatamiento de esta legislación y el cumplimiento de sus disposiciones, en pro de la calidad de vida de todos los venezolanos, del desarrollo del país y del aprovechamiento eficiente de sus recursos.

Capítulo 11 - Conclusiones y recomendaciones

1080. Una nueva ley que reorganice el sector eléctrico está plenamente justificada y sus beneficios superan con creces a los costos en que habría que incurrir para que sus disposiciones se apliquen según se establece en ella. Sigue en plena vigencia la afirmación de que la sociedad de hoy en día puede subsistir sin petróleo, pero no sin electricidad. Queda en manos del Ejecutivo Nacional, una vez promulgada esta ley, demostrar su vocación de servicio público mediante el acatamiento de esta legislación y el cumplimiento de sus disposiciones, en pro de la calidad de vida de todos los venezolanos, del desarrollo del país y del aprovechamiento eficiente de sus recursos.

