

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://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/420401>

²⁸³ http://mcenlinea.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 PDSEN 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 PDSEN 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://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/420401>

²⁸⁹ <http://www.corpoelec.gob.ve/noticias/m%C3%A1s-de-78000-familias-beneficiar%C3%A1-la-primera-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 PDSEN 2005-2024 y el PMSPRSSEN 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 PMSPRSEN 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://mcenlinea.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 PMSPRSEN 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://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/379607>

²⁹⁶ <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/411689>

²⁹⁷ <http://mcenlinea.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 PMSPRSN 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 Tacoa 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 CJSB 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://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/420401>

³⁰⁶ <http://mncenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/311491>

³⁰⁷ <http://mncenlinea.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 PDSEN 2005-2024 y el PMSPSEN 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, Termolsla 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 PDSEN 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 PMSPSEN 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://mcenlinea.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 PDSEN 2005-2024 y el PMSPRSN 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 PDSEN).
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 (PDSEN2005 -2024, PDSEN 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://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/306447> <http://mcenlinea.snc.gob.ve/planilla/index/617777> <http://www.preenergy.com/>

³¹⁷ <http://www.corpoelec.gob.ve/proyectos/planta-termoele%C3%A9ctrica-josefa-camejo-0>

³¹⁸ Ministerio de Petróleo y Minería, Memoria 2015, p. 672