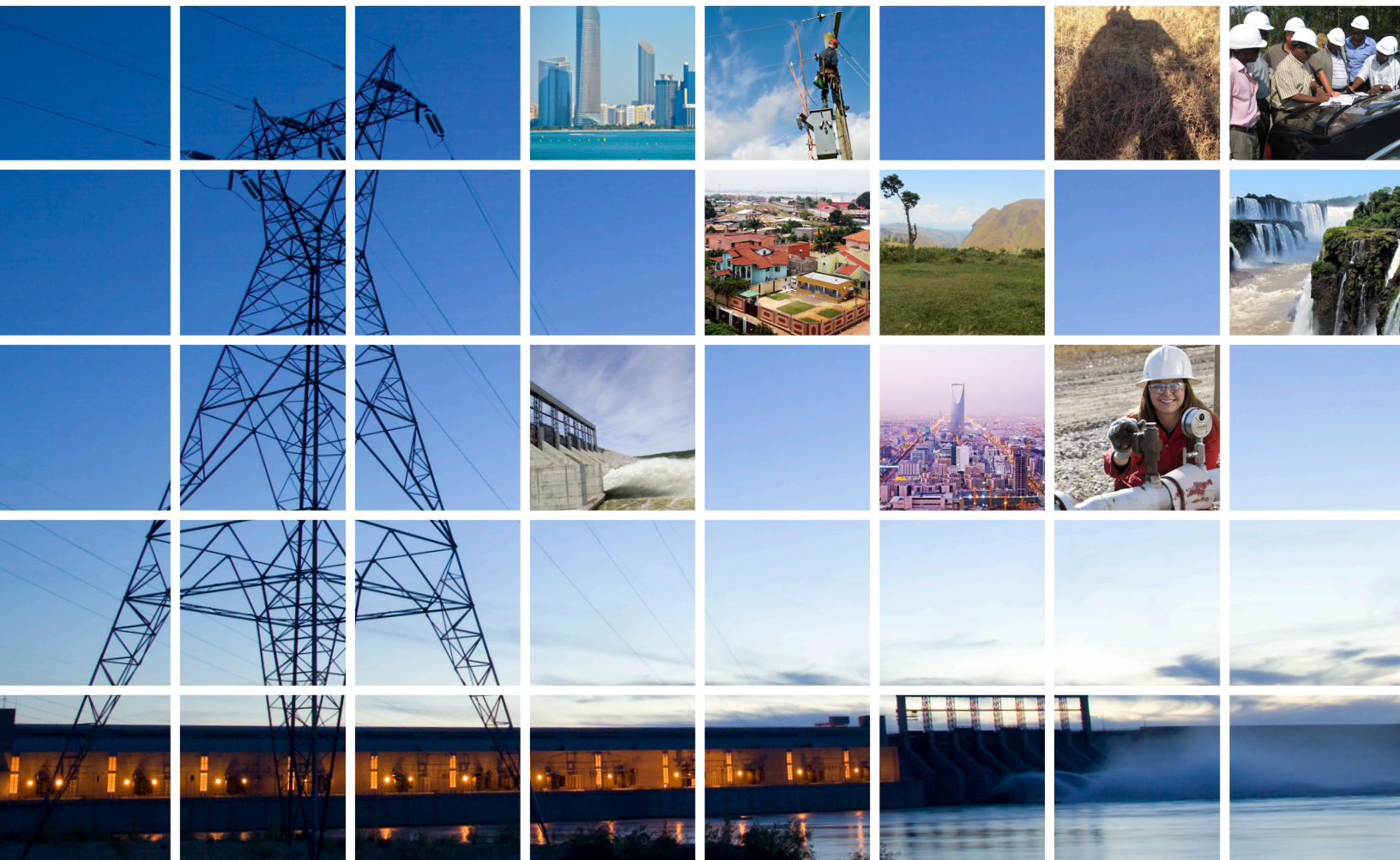


Informe Final Fase I - Diagnóstico Técnico Integral de la Central Hidroeléctrica Acaray

Volumen 1 - Informe Principal - Final Contrato SP10 - Diagnóstico Integral de los Equipos e Infraestructura, Estudio del Potencial de Incremento de la Capacidad de Generación y Desarrollo de un Plan de Acción Estratégico de la Central Hidroeléctrica Acaray

Revisión 2 - 21 de Julio de 2017



Disclaimer/Advertencia

Manitoba Hydro International Utility Services, a division of Manitoba Hydro International Ltd. (MHI), has prepared this document for the sole use of the Administración Nacional de Electricidad (ANDE) (the "Client"), and for the intended purposes stated in the agreement between MHI and the Client under which this work was completed. The content of this document is not intended for the use of, nor is it intended to be relied upon by any person, firm, corporation or other governmental or legal entity (each a "Third Party"), other than the Client. MHI makes no warranty, express or implied to any Third Party in relation to the contents, conclusions or recommendations of this document. The use of or reliance on this document by any Third Party shall be at its own risk, and MHI accept no responsibility or liability for the consequences of this document being used or relied upon by such Third Party. Any Third Party will, by such use or reliance, be taken to have confirmed its agreement to:

- a) indemnify MHI, its affiliates, and any person or entity acting on their behalf ("Indemnitees"), for all losses, costs, damages or expenses suffered or incurred by the Indemnitees as a result of such Third Party's use or reliance on this document; and
- b) release the Indemnitees from any and all liability for direct, indirect, special or consequential damages (including but not limited to loss of revenue or profit, lost or damaged data, loss of goodwill or other commercial or economic loss) suffered or incurred by the Third Party, or for those at law for whom it is responsible, as a result of its or their use or reliance on this document whether based in contract, warranty or tort, (including but not limited to negligence), equity, strict liability or otherwise.

Manitoba Hydro International Utility Services, una división de Manitoba Hydro International Ltd. (MHI), ha preparado este documento para el uso exclusivo de la Administración Nacional de Electricidad (ANDE) (el "cliente"), y para el propósito indicado en el acuerdo entre MHI y el Cliente bajo el cual este trabajo fue finalizado. El contenido de este documento no está destinado para el uso, ni entrega a ninguna persona, firma, corporación u otra entidad gubernamental o legal (cada una denominada "tercera parte"), aparte del cliente. MHI no garantiza, expresa o implícitamente a ningún tercero el contenido, conclusiones o recomendaciones de este documento. El uso de este documento por a cualquier Tercero será bajo su propio riesgo y MHI no acepta ninguna responsabilidad u obligación por las consecuencias del uso de documento por o a favor de dicho tercero. Se da por hecho que cualquier Tercero que utilice este documento ha confirmado su acuerdo para:

- a) indemnizar a MHI, sus filiales, y cualquier persona o entidad que actúe en su nombre ("indemnizados"), por todas las pérdidas, gastos, daños o gastos sufridos o incurridos por los indemnizados como resultado del uso de este documento por dicha tercera parte y
- b) la indemnización de cualquier y toda responsabilidad para daños directos, indirectos, especiales o consecuentes (incluyendo pero no limitado a pérdida de ingresos o beneficios, datos perdidos o dañados, pérdida de reputación u otra pérdida comercial o económica) sufridos o incurridos por el tercero, o para aquellos en la ley de quien es responsable, como resultado del uso de este documento ya sea basado en contrato, garantía o agravio, (incluyendo pero no limitado a negligencia), equidad, responsabilidad estricta o de otra manera.

Volumen 1 – Informe Principal

Contents

| | | |
|-----------|---|-----------|
| 1. | Resumen Ejecutivo | 1 |
| 1.1. | Propósito | 1 |
| 1.2. | Alcance | 1 |
| 1.3. | Metodología | 2 |
| 1.4. | Conclusiones y Recomendaciones | 2 |
| 1.4.1. | Equipos y sistemas..... | 2 |
| 1.4.2. | Operación y Mantenimiento | 3 |
| 1.4.3. | Curvas de Falla y Edad Representativa de Equipos y Sistemas | 4 |
| 1.4.4. | Recomendaciones Principales | 4 |
| 2. | Introducción | 5 |
| 2.1. | Objetivos de la Consultoría..... | 5 |
| 2.2. | Antecedentes..... | 5 |
| 2.3. | Contenido del Informe | 6 |
| 2.4. | Personal involucrado..... | 7 |
| 2.5. | Agendas de las Visitas | 10 |
| 2.6. | Agradecimientos | 13 |
| 3. | Documentación..... | 14 |
| 3.1. | Documentación suministrada por la ANDE durante la Licitación | 14 |
| 3.2. | Documentación Obtenida después del Inicio del Contrato | 15 |
| 3.2.1. | Documentos obtenidos durante la visita inicial | 15 |
| 3.2.2. | Documentos identificados en la Biblioteca Técnica y escaneado | 15 |
| 3.2.3. | Documentos e información identificados en reuniones | 16 |
| 3.3. | Organización de Documentación y Datos | 22 |
| 3.4. | Análisis de Idoneidad de la Documentación | 22 |
| 3.5. | Recomendaciones: | 23 |
| 4. | Hallazgos y Observaciones..... | 24 |
| 4.1. | Turbinas..... | 24 |
| 4.1.1. | Acaray I..... | 25 |

| | | |
|-------------|--|------------|
| 4.1.2. | Acaray II | 31 |
| 4.1.3. | Conclusiones y Recomendaciones..... | 41 |
| 4.2. | Sistema de Gobernación y Unidad de Control..... | 45 |
| 4.2.1. | Acaray I | 45 |
| 4.2.2. | Acaray II | 46 |
| 4.2.3. | Recomendaciones | 47 |
| 4.3. | Válvula de turbina | 47 |
| 4.3.1. | Acaray I | 47 |
| 4.3.2. | Acaray II | 48 |
| 4.3.3. | Recomendaciones | 49 |
| 4.4. | Componentes Mecánicas del Generador | 50 |
| 4.4.1. | Acaray I | 50 |
| 4.4.2. | Acaray II | 52 |
| 4.4.3. | Recomendaciones | 52 |
| 4.5. | Pruebas de Eficiencia..... | 52 |
| 4.5.1. | Acaray I, Grupo 2 | 52 |
| 4.5.2. | Acaray II, Grupo 3 | 62 |
| 4.5.3. | Recomendaciones | 70 |
| 4.6. | Medición de Vibraciones | 71 |
| 4.6.1. | Acaray I, Grupo 2 | 71 |
| 4.6.2. | Acaray II, Grupo 3 | 74 |
| 4.6.3. | Recomendaciones | 76 |
| 4.7. | Generadores y Excitación | 77 |
| 4.7.1. | Acaray I | 77 |
| 4.7.2. | Grupo Generador 1, Acaray I..... | 78 |
| 4.7.3. | Conclusiones y Recomendaciones..... | 92 |
| 4.7.4. | Grupo Generador 2, Acaray I..... | 95 |
| 4.7.5. | Conclusiones y Recomendaciones..... | 99 |
| 4.7.6. | Acaray II | 101 |
| 4.8. | Sistema De Excitación..... | 109 |

| | | |
|--------------|---|------------|
| 4.8.1. | Acaray I | 109 |
| 4.8.2. | Acaray II | 110 |
| 4.8.3. | Evaluación..... | 110 |
| 4.8.4. | Recomendaciones | 111 |
| 4.9. | Barras de salida del generador..... | 111 |
| 4.9.1. | Evaluación..... | 112 |
| 4.9.2. | Recomendaciones | 113 |
| 4.10. | Transformadores Elevadores de Potencia | 114 |
| 4.10.1. | Unidades 1 & 2 | 114 |
| 4.10.2. | Unidades 3 & 4 | 115 |
| 4.10.3. | Toma de muestras de aceite | 116 |
| 4.10.4. | Protección Contra incendio..... | 120 |
| 4.10.5. | Repuestos | 120 |
| 4.10.6. | Recomendaciones y Conclusiones..... | 121 |
| 4.11. | Subestación | 122 |
| 4.11.1. | Alcance de la inspección..... | 122 |
| 4.11.2. | Descripción General | 123 |
| 4.11.3. | Interruptores | 126 |
| 4.11.4. | Seccionadores, TC y TP | 128 |
| 4.11.5. | Malla de puesta a tierra de la central y de la Subestación de 220 Kv..... | 128 |
| 4.12. | Sistemas Auxiliares Mecánicos de Acaray | 133 |
| 4.12.1. | Sistema Contra-incendios de los Generadores | 133 |
| 4.12.2. | Sistema de Drenaje y Desagüe | 135 |
| 4.12.3. | Puente-grúas Casa de Maquinas Acaray I & II..... | 136 |
| 4.12.4. | Sistema Contra Incendios de los transformadores elevadores..... | 139 |
| 4.12.5. | Sistema de Tratamiento de Agua Potable..... | 141 |
| 4.12.6. | Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales o Negras | 142 |
| 4.12.7. | Sistema de Recolección y Tratamiento de Aceites..... | 142 |
| 4.12.8. | Sistema de Refrigeración del Generador | 143 |
| 4.12.9. | Turbina-Generador Auxiliar..... | 146 |

| | |
|--|------------|
| 4.12.10. Generador Diésel..... | 147 |
| 4.12.11. Ascensores..... | 148 |
| 4.12.12. Sistemas de Ventilación..... | 151 |
| 4.12.13. Sistemas de Aire | 155 |
| 4.13. Sistemas Auxiliares Eléctricos de Acaray | 157 |
| 4.13.1. Sistema de Distribución en Corriente Alterna (CA) | 157 |
| 4.13.2. Sistema de Distribución en Corriente Continua (CC) | 167 |
| 4.13.3. Bandejas portacables y salas de Bastidores (sub paneles y sub pupitre) | 171 |
| 4.14. Instrumentación y Control..... | 172 |
| 4.14.1. Temperaturas | 172 |
| 4.14.2. Medición de Flujo | 175 |
| 4.14.3. Vibraciones | 176 |
| 4.14.4. Niveles | 176 |
| 4.14.5. Medición de presiones | 178 |
| 4.14.6. Control de Unidad | 180 |
| 4.14.7. SCADA | 181 |
| 4.14.8. Protecciones de Unidad..... | 182 |
| 4.14.9. Auxiliares | 183 |
| 4.14.10. Documentación | 183 |
| 4.14.11. Medición..... | 184 |
| 4.14.12. Recomendaciones | 184 |
| 4.15. Componentes Hidromecánicas de Acaray | 186 |
| 4.15.1. Compuertas de Vertedero..... | 186 |
| 4.15.2. Compuertas de Obra de Toma | 187 |
| 4.15.3. Grúas Obra de Toma (30 t & 8 t) | 189 |
| 4.15.4. Compuertas y grúa de las Obras de Descarga Acaray II (50 t)..... | 190 |
| 4.15.5. Compuertas y grúa de las Obras de Descarga Acaray I (15 t)..... | 191 |
| 4.15.6. Compuertas de Servicio Acaray I | 193 |
| 4.15.7. Compuertas de Fondo | 194 |
| 4.16. Obras Civiles y Estructuras - Acaray | 196 |

| | |
|--|------------|
| 4.16.1. Casa de Máquinas Acaray I..... | 197 |
| 4.16.2. Casa de Máquinas Acaray II..... | 203 |
| 4.16.3. Muro de Contención..... | 209 |
| 4.16.4. Presa Acaray | 210 |
| 4.16.5. Vertederos con Compuertas Radiales | 217 |
| 4.16.6. Descarga de Fondo | 222 |
| 4.16.7. Compuerta de Flotantes..... | 224 |
| 4.16.8. Obra de Toma para Acaray I y Acaray II | 225 |
| 4.16.9. Cuerpo general de hormigón, estribo izquierdo | 226 |
| 4.16.10. Estribo derecho de terraplén | 228 |
| 4.16.11. Sistema De Aducción de Agua | 230 |
| 4.16.12. Edificios Auxiliares de las Centrales de Acaray I y Acaray II | 236 |
| 4.17. Sistemas Auxiliares Mecánicos de Yguazú..... | 239 |
| 4.17.1. Energía de Emergencia | 239 |
| 4.17.2. Sistema de Drenaje..... | 239 |
| 4.18. Componentes Hidromecánicas de Yguazú..... | 240 |
| 4.18.1. Compuertas de Vertedero de Yguazú | 240 |
| 4.18.2. Compuertas de Fondo | 243 |
| 4.19. Obras Civiles y Estructuras de Yguazú | 246 |
| 4.19.1. Presa de Yguazú..... | 246 |
| 4.20. Operación y Mantenimiento | 251 |
| 4.20.1. General | 251 |
| 4.20.2. Rendimiento de la Central..... | 252 |
| 4.20.3. Dotación de Personal | 256 |
| 4.20.4. Capacitación y Desarrollo | 259 |
| 4.20.5. Prácticas de Mantenimiento | 264 |
| 4.20.6. Repuestos, Almacén e Inventario..... | 269 |
| 4.20.7. Herramientas, Equipo e Instalación | 275 |
| 4.20.8. Operaciones..... | 276 |
| 4.20.9. Recomendaciones | 285 |

| | |
|--|------------|
| 4.21. Salud y Seguridad Industrial | 285 |
| 4.21.1. Observaciones | 285 |
| 4.21.2. Capacitaciones..... | 296 |
| 4.21.3. Recomendaciones | 297 |
| 5. Conclusiones y Recomendaciones..... | 298 |
| 5.1. Resumen de la Condición de las Centrales..... | 298 |
| 5.1.1. Equipos y sistemas..... | 298 |
| 5.1.2. Operación y Mantenimiento | 299 |
| 5.2. Curvas de probabilidad de falla y los cálculos de edad representativa..... | 299 |
| 5.3. Recomendaciones | 300 |

Volumen 2 Anexos A, B, C & D

Anexo A –Inspección Tuberías de Aducción y Ensayos al Concreto con Martillo Tipo Schmidt.

- A1 - Inspección Tubería de Aducción - Acaray I
- A2 - Inspección Tubería de Aducción - Acaray II
- A3 – Ensayos al Concreto con Martillo Tipo Schmidt

Anexo B – Informe de las Pruebas de Eficiencia de las Turbinas

Anexo C – Informe de Análisis de Vibraciones

Anexo D – Informe “Resultado de Pruebas para Equipos Eléctricos de la Central Hidroeléctrica Acaray - Informe con Resultado y Análisis de la Inspección” por la compañía IEB de Colombia

Volumen 3 Anexo E & F

Anexo E - Hojas de Entrada de Datos para HydroVantage™

- E1 – Civil – Acaray I
- E2 – Civil – Acaray II
- E3 – Civil –Acaray Dam
- E4 – Civil –Yguazú Dam
- E5 – Turbine & Generator Mechanical – Generador 1
- E6 – Turbine & Generator Mechanical – Generador 2
- E7 – Turbine & Generator Mechanical – Generador 3
- E8 – Turbine & Generator Mechanical – Generador 4
- E9 – Generator Electrical – Acaray I
- E10 – Generator Electrical – Acaray II
- E11 – Step up Transformers & Switchyard
- E12 - Hydromechanical Acaray Dam
- E13 - Hydromechanical Ygauzú Dam
- E14 - Mechanical Auxiliaries Acaray
- E15 - Mechanical Auxiliaries Ygauzú
- E16 - Electrical Auxiliaries Acaray
- E17 - SCADA – Acaray I & II, 220 kV Switchyard
- E18 - Control & Protection Acaray I & II, 220kV switchyard

Anexo F – Edad Representativa y Curvas de Probabilidad de Falla

Tablas

| | |
|--|-----|
| Tabla 1 Visita Inicial de Especialistas de MHI/Hatch | 7 |
| Tabla 2 Visita de Inspecciones Detalladas y Pruebas | 8 |
| Tabla 3 Visita de Pruebas de Eficiencia de las Turbinas | 9 |
| Tabla 4 Personal de la ANDE | 9 |
| Tabla 5 Personal y asesores del BID | 10 |
| Tabla 6 Programa de trabajos realizadas durante la visita inicial..... | 10 |
| Tabla 7 Programa de trabajos realizadas durante la visita de inspecciones detalladas y pruebas | 11 |
| Tabla 8 Programa de trabajos realizadas durante la visita de pruebas de eficiencia..... | 13 |
| Tabla 9 Datos de las turbinas de Acaray I y II | 24 |
| Tabla 10 Cronograma de trabajo ejecutado en Acaray I | 26 |
| Tabla 11 Cronograma de trabajo ejecutado en Acaray II | 32 |
| Tabla 12 Plan de Pruebas Grupo 2 | 57 |
| Tabla 13 Resultados medidos y calculados para el grupo 2, con corrección de altura neta a 84.1m de acuerdo a IEC 60041 | 58 |
| Tabla 14 Plan de pruebas G3 | 63 |
| Tabla 15 Resultados medidos y calculados para el grupo 3, con corrección de altura neta a 81.5m de acuerdo a IEC 60041 | 64 |
| Tabla 16 Datos de Pérdidas de Carga medidas en G3 | 68 |
| Tabla 17 Características principales de los generadores para Acaray I | 77 |
| Tabla 18 Características principales de los generadores para Acaray II | 101 |
| Tabla 19 Resultados de Análisis de Gases Disueltos de Transformadores de Acaray I | 117 |
| Tabla 20 Resultados de Análisis de Gases Disueltos de los Transformadores de Acaray II | 119 |
| Tabla 21 Interruptores en la subestación..... | 126 |
| Tabla 22 Capacidades de las puente-grúas de las Casas de Máquinas..... | 136 |
| Tabla 23 Características de sistema 125 VCC | 168 |
| Tabla 24 Números de personal en Acaray..... | 257 |
| Tabla 25 Plazo de entrega de repuestos..... | 271 |
| Tabla 26 Ejemplo de Estimación de Cantidades de Repuestos | 272 |
| Tabla 27 Matriz de consecuencia de riesgo..... | 272 |

| | |
|---|-----|
| Tabla 28 Matriz de puntaje de probabilidad | 273 |
| Tabla 29 Matriz de Decisión | 273 |
| Tabla 30 Recomendaciones para Trabajos de Rehabilitación o Reparación | 300 |

Figuras

| | |
|--|-----|
| Figura 1 Eficiencia de la turbina Vs Potencia del Generador..... | 60 |
| Figura 2 Eficiencia de la turbina Vs apertura de paletas | 61 |
| Figura 3 Caudal Vs Apertura de paletas | 62 |
| Figura 4 Eficiencia de turbina Vs Potencia del generador a $H_n=81.5m$ | 66 |
| Figura 5 Eficiencia de turbina Vs % Apertura de paleta a $H_n=81.5m$ | 67 |
| Figura 6 Caudal Vs Apertura de paletas | 68 |
| Figura 7 Pérdida de Carga Vs Caudal..... | 70 |
| Figura 8 Disposición de sensores de vibración | 72 |
| Figura 9 Vibración radial medida en la tapa de turbina | 73 |
| Figura 10 Vibración axial de la tapa de turbina | 74 |
| Figura 11 Disposición de sensores de vibración..... | 75 |
| Figura 12 Vibración radial medida en la tapa de turbina | 76 |
| Figura 13 Vibración axial medida en la tapa turbina..... | 76 |
| Figura 14 Diagrama Unifilar Servicios Auxiliares en corriente alterna | 159 |
| Figura 15 Detalle techo Central Acaray II | 204 |
| Figura 16 Vertedero Acaray y numeración utilizada de identificación..... | 217 |
| Figura 17 Compuerta radial de fondo | 223 |
| Figura 18 Compuerta de Flotantes - Presa Acaray | 224 |
| Figura 19 Sección transversal de tubería de aducción con puntos de medición..... | 231 |
| Figura 20 Ejemplo de Tabla de Indicadores Claves..... | 254 |
| Figura 21 Ejemplo de Tabla de Tasas de Accidentes | 255 |
| Figura 22 Organigrama Departamental Central Acaray | 256 |
| Figura 23 Organigrama Funcional de la Central Acaray | 256 |
| Figura 24 Flujograma para el proceso de mantenimiento | 266 |
| Figura 25 Evaluación del estado de CMMS en Acaray..... | 267 |

Fotografías

| | |
|--|----|
| Foto 1 Zonas de pérdida de material (ligera) en el borde de entrada zona de succión de los álabes..... | 27 |
| Foto 2 Pérdida de brillo en el pasaje de agua de la corona..... | 27 |
| Foto 3 Borde de entrada con remanentes de soldadura en el borde y en el lado de succión | 28 |
| Foto 4 Corona con evidencia de soldadura de sujeción del cono del rodete..... | 28 |
| Foto 5 Borde de entrada con remanentes de soldadura en el borde y en el lado de succión | 29 |
| Foto 6 Acumulación de sedimentos en la superficie de las paletas | 29 |
| Foto 7 Cabezales de paleta y topes mecánicos para evitar efecto de rotura en cascada | 30 |
| Foto 8 Bomba AC de drenaje de la cubierta superior..... | 30 |
| Foto 9 Componente del filtro. Capacidad estimada 100µm..... | 31 |
| Foto 10 Caudalímetro y medidor de presión en la entrada | 31 |
| Foto 11 Grieta encontrada en el álabe 1 del rodete del grupo 4 | 33 |
| Foto 12 Reparación realizada en el álabe 11 del Rodete grupo 3 | 33 |
| Foto 13 Pérdida de brillo por cavitación en el borde de entrada lado presión. Adicionalmente cavitación en el anillo de desgaste | 34 |
| Foto 14 Area de cavitación reparada en rodete grupo 3 | 34 |
| Foto 15 Cavitación en el borde entrada del rodete y en el borde de los pernos de sujeción del anillo de desgaste inferior..... | 34 |
| Foto 16 Perdida de material en el álabe 5 del rodete del grupo 4..... | 34 |
| Foto 17 Borde de salida lado de baja presión en el rodete del grupo 3. Se evidencia reparación del anillo de descarga. | 35 |
| Foto 18 Área de salida zona de succión del rodete del grupo 4. No se presenta pérdida de material | 35 |
| Foto 19 Separación del anillo de desgaste y el anillo inferior y zona de pernos de sujeción con pérdida de material | 36 |
| Foto 20 Pérdida de material de recubrimiento en el borde superior de la paleta directriz y marcas de roce en la tapa superior Grupo 3..... | 37 |
| Foto 21 Marca en la tapa superior por roce con el borde de la paleta directriz G4..... | 37 |
| Foto 22 Holgura paleta y anillo inferior en el borde de entrada | 38 |
| Foto 23 Acumulación de sedimentos en la superficie de las paletas fijas..... | 38 |
| Foto 24 Asiento anillo de operación y tapa de turbina | 39 |
| Foto 25 Conexión de mecanismo de operación a la tapa de turbina y bombas de drenaje | 39 |
| Foto 26 Aceite en la tapa superior del cojinete guía de turbina | 40 |
| Foto 27 Sistema de filtración de agua de enfriamiento de la caja de sello | 40 |

| | |
|--|----|
| Foto 28 Filtraciones de aceite en el tanque de aceite principal | 46 |
| Foto 29 Fugas de aceite en el servomotor de apertura del grupo 1. | 46 |
| Foto 30 Válvula piloto suministrada por REYVAX | 47 |
| Foto 31 Pickup de velocidad y protección hidráulica de sobre-velocidad..... | 47 |
| Foto 32 Actuador hidráulico con evidencias de fuga en el sistema | 48 |
| Foto 33 Fuga interna de la válvula del grupo 1. Grupo 2 presenta fuga similar..... | 48 |
| Foto 34 Contenedor de fugas a través de los bujes del muñón de la válvula G 4 | 49 |
| Foto 35 Mecanismo de accionamiento de la válvula con fugas en el sistema hidráulico G3..... | 49 |
| Foto 36 Marco de pastilla de freno con evidencia de contacto metal | 51 |
| Foto 37 Desprendimiento de material en la pista del freno | 51 |
| Foto 38 Botellas de CO2 del sistema de extinción de incendio del generador | 52 |
| Foto 39 Panel de alarma de pesos de las botellas de CO2 fuera de servicio | 52 |
| Foto 40 Arreglo para la medición del flujo de solución a inyectar | 54 |
| Foto 41 Instalación de transductor lineal de posición en el servomotor de apertura. | 55 |
| Foto 42 Estación de recolección de datos y visualización de concentración a través del fluorímetro | 56 |
| Foto 43 Medidor de presión diferencial marca Siemens..... | 56 |
| Foto 44 Placa característica de generadores Acaray I | 78 |
| Foto 45 Acaray I – Devanado ondulado continuo | 79 |
| Foto 46 Grupo 1 – Estado del estator antes de la limpieza | 81 |
| Foto 47 Grupo 1 – Presencia de descargas parciales en la superficie de la bobina | 81 |
| Foto 48 Grupo 1 – Cuña desplazada..... | 82 |
| Foto 49 Grupo 1 – Bobina averiada..... | 83 |
| Foto 50 Grupo 1 – Bobinas posteriores – Daños en la superficie..... | 84 |
| Foto 51 Grupo 1 – Bobinas posteriores – Daños en los amarres | 84 |
| Foto 52 Grupo 1 – Tangente delta del devanado | 86 |
| Foto 53 Grupo 1 – Núcleo del estator, unión posterior – Material desplazado..... | 87 |
| Foto 54 Grupo 1 – Núcleo del estator, unión interior | 87 |
| Foto 55 Grupo 1 – Núcleo del estator – Ducto de ventilación | 88 |
| Foto 56 Grupo 1 – Evidencia de laminaciones flojas, parte posterior del núcleo del estator..... | 88 |
| Foto 57 Grupo 1 – Polo afectado por el incidente de septiembre 2016 | 89 |

| | |
|---|-----|
| Foto 58 Grupo 1 – Polo en reparación | 90 |
| Foto 59 Grupo 1 – Devanado amortiguador con algunas patas torcidas | 90 |
| Foto 60 Grupo 1- Daño del rotor – Conexión afectada | 91 |
| Foto 61 Grupo 1 – Anillo colector..... | 91 |
| Foto 62 Grupo 1 - Barra de conexión de los polos al colector..... | 92 |
| Foto 63 Grupo 2 – Cabeza de las bobinas | 95 |
| Foto 64 Grupo 2 – Bobinas posteriores..... | 96 |
| Foto 65 Grupo 2 – Tangente delta del devanado | 97 |
| Foto 66 Unidad 2 – Unión del núcleo – Material desplazado | 98 |
| Foto 67 Unidad 2 - Barras de conexión de los polos al colector..... | 99 |
| Foto 68 Placa característica de generadores Acaray II | 102 |
| Foto 69 Generador 3. Cajas de instrumentación sin cubiertas | 103 |
| Foto 70 Generador 3. Pernos inadecuados para conexión de terminales de salida del generador..... | 104 |
| Foto 71 Generador 3. Cableado de instrumentación en borneras no protegidas..... | 104 |
| Foto 72 Generador 3. Instrumentos no conectados | 105 |
| Foto 73 Estator para Unidad 3 suministrado por IMPSA..... | 106 |
| Foto 74 Carcaza del estator del generador 3 suministrado por IMPSA..... | 107 |
| Foto 75 Cubículo de media tensión del generador a ser instalado por IMPSA | 107 |
| Foto 76 Sistema de Excitación, generadores, Acaray I | 110 |
| Foto 77 Tapas de rejilla incorrectamente instaladas con alambre y en lugar de tornillos | 112 |
| Foto 78 Rejilla de seguridad encapsulando las barras colectoras | 112 |
| Foto 79 Transformador elevador monofásico de la unidad 1 o 2 | 114 |
| Foto 80 Placa de características | 114 |
| Foto 81 Uno de los transformadores elevadores monofásicos de la unidad 3 o 4 | 115 |
| Foto 82 Placa característica del transformador de la unidad 3 o 4 | 116 |
| Foto 83 Barras conectando el generador al transformador, con apertura abierta presentando riesgo de aceite y agua entrando la casa de máquinas y galería..... | 121 |
| Foto 84 Subestación - vista hacia el norte..... | 123 |
| Foto 85 Subestación vista hacia el sur..... | 124 |
| Foto 86 Diagrama unifilar de la subestación | 125 |

| | |
|---|-----|
| Foto 87 Extracto del Estudio de Nivel de Fallas..... | 125 |
| Foto 88 Cable de tierra subdimensionado | 129 |
| Foto 89 Plataforma puesta a tierra con conexión rota | 130 |
| Foto 90 Ejemplo de una sola conexión, sin redundancia | 130 |
| Foto 91 Cable de tierra cortada..... | 131 |
| Foto 92 Conexión apernada - debe ser soldada..... | 131 |
| Foto 93 Ejemplo de cadena de puesta a tierra inadecuada | 132 |
| Foto 94 Esparrago de conexión a tierra | 132 |
| Foto 95 Botellas de CO ₂ del sistema contra incendio de los generadores (Acaray I) | 134 |
| Foto 96 Cañería de descarga de las cuatro bombas de drenaje..... | 135 |
| Foto 97 Indicadores de medición de nivel y alumbrado en pobres condiciones | 136 |
| Foto 98 Alumbrado precario de alimentación a la grúa..... | 138 |
| Foto 99 Puente Grúa de la Casa de Máquinas de Acaray I..... | 138 |
| Foto 100 Agua goteando de uno de los aspersores del sistema contra-incendios | 140 |
| Foto 101 Manguera conectada a uno de los aspersores para canalizar la fuga de agua | 140 |
| Foto 102 Pozo de agua potable | 141 |
| Foto 103 Tanque de combustible sin contenedor contra fugas..... | 143 |
| Foto 104 Filtros de agua de refrigeración de los generadores reparados con soldaduras | 145 |
| Foto 105 Intercambiadores de calor y tubería de agua de enfriamiento en el recinto de generador #3 | 145 |
| Foto 106 Turbina-generador auxiliar instalada en la casa de máquinas de Acaray I | 146 |
| Foto 107 Diésel Generador de Emergencia | 147 |
| Foto 108 Tanque de combustible para el generador diésel de emergencia, instalado encima de las baterías de arranque del diésel..... | 148 |
| Foto 109 Motor de izaje del ascensor, Acaray I | 149 |
| Foto 110 Ventilador insuflador en el piso 5 | 152 |
| Foto 111 Tablero de conexión de los ventiladores insufladores en malas condiciones..... | 153 |
| Foto 112 Ventilador extractor auxiliar - Piso 3 | 154 |
| Foto 113 Compresor móvil marca Karl Wiiting | 155 |
| Foto 114 Compresores de aire de regulación de velocidad, unidad 4 | 156 |
| Foto 115 Llegada línea aérea de 23 kV y seccionador SS-7 | 160 |

| | |
|---|-----|
| Foto 116 Llegada línea subterránea de 23kV y seccionador SS-6 | 160 |
| Foto 117 Barra de 23 kV e interruptor 52-72 | 161 |
| Foto 118 Transformadores TR-500 y TR-1000 | 161 |
| Foto 119 Transformador de Servicios Auxiliares de tres devanados para Acaray I..... | 162 |
| Foto 120 Transformador de servicios auxiliares de 1.000 kVA para Acaray II..... | 162 |
| Foto 121 Armarios de distribución en 380 VCA..... | 163 |
| Foto 122 Vista Interna Armarios de distribución TR 500..... | 163 |
| Foto 123 Transformador y Centro de Control de Motores para equipos en la Presa Acaray | 164 |
| Foto 124 Equipo de Maniobra en 380 V para Acaray I | 164 |
| Foto 125 Equipo de Maniobra en 380 V para Acaray II | 165 |
| Foto 126 Arrancador de Motores Bombas de Drenaje Acaray II..... | 165 |
| Foto 127 Centro de Control de Motores Acaray I | 166 |
| Foto 128 Centro de Control de Motores de Unidad para Acaray II..... | 166 |
| Foto 129 Bancos de baterías para Acaray I y II, y Cargador..... | 168 |
| Foto 130 Modificaciones al Tablero de Distribución de CC..... | 169 |
| Foto 131 Banco de Baterías de 48 VCC para Comunicaciones | 170 |
| Foto 132 Sala de terminaciones | 171 |
| Foto 133 Unidad 1&2 Panel de medición de temperaturas de cojinete y mancal..... | 172 |
| Foto 134 Unidad 3&4 Panel de medición de temperaturas de cojinete | 174 |
| Foto 135 Colector de tubería de Winter Kennedy | 175 |
| Foto 136 Pozo de medición de niveles en el embalse..... | 177 |
| Foto 137 Controles del sistema de drenaje..... | 178 |
| Foto 138 Instrumento de diferencial de agua de enfriamiento desconectado..... | 179 |
| Foto 139 Transductor de presión diferencial neta de caída..... | 179 |
| Foto 140 Unidad de control de unidades 3 & 4..... | 180 |
| Foto 141 Sistema de protección CC de unidad 3 & 4 | 183 |
| Foto 142 Sala de terminaciones y cables | 184 |
| Foto 143 Guinches de izaje de las compuertas radiales..... | 186 |
| Foto 144 Oxidación de superficie en los brazos de las compuertas radiales | 187 |
| Foto 145 Sistema hidráulico para operar las compuertas..... | 188 |

| | |
|--|-----|
| Foto 146 Grúa de las compuertas de toma, con los cilindros de las compuertas de servicio | 189 |
| Foto 147 Grúa de compuertas stoplog de Acaray II | 190 |
| Foto 148 Grúa de compuertas stoplogs de salida de Acaray I | 192 |
| Foto 149 Oxidación en las compuertas stoplogs | 192 |
| Foto 150 Servomotores para accionar las compuertas de servicio de grupo 2 | 193 |
| Foto 151 Tubo Difusor – Filtración de la compuerta de la unidad 2 | 194 |
| Foto 152 Mecanismos hidráulicos para operar las compuertas de fondo | 195 |
| Foto 153 Tubo Difusor – Cavidades en el hormigón | 198 |
| Foto 154 Tubo Difusor – Filtración de la compuerta de la unidad 2 | 198 |
| Foto 155 Acceso al Tubo Difusor | 199 |
| Foto 156 Cámara de válvula de pozo de drenaje | 199 |
| Foto 157 Humedad en el hormigón aguas arriba de las unidades | 199 |
| Foto 158 Humedad en el hormigón en túnel de acceso a la galería de compuertas | 200 |
| Foto 159 Humedad en el hormigón en la cara norte de la galería de compuertas | 201 |
| Foto 160 Piso de generadores y sistema CO2 contra incendio. | 201 |
| Foto 161 Piso El. 132.90, superestructura y puente grúas. | 202 |
| Foto 162 Techo Central Acaray I. | 202 |
| Foto 163 Cavidades/erosión en el concreto del tubo difusor. | 205 |
| Foto 164 Tubo Difusor – Filtración de en las compuertas de las unidades 3 y 4 | 205 |
| Foto 165 Acceso al Tubo Difusor – Filtración de la válvula mariposa de la unidad 3 | 206 |
| Foto 166 Piso de acceso al Tubo Difusor – Grietas en muro | 206 |
| Foto 167 Visita general Piso 2 en buenas condiciones | 207 |
| Foto 168 Visita general Piso 4 en buenas condiciones | 208 |
| Foto 169 Vista general Piso 5 en buenas condiciones | 208 |
| Foto 170 Muro de Contención – Grieta cuyo monitoreo fue abandonado por falta de movimiento | 210 |
| Foto 171 Vista de la presa con los siete vertederos principales y una de las salidas de fondo | 211 |
| Foto 172 Salidas de tuberías forzadas con sus compuertas de entrada. | 211 |
| Foto 173 Retorno en el margen izquierdo con la salida de las dos tuberías forzadas | 212 |
| Foto 174 Acceso a la entrada de la galería de drenaje. Se puede apreciar la rugosidad de hormigón con la erosión de la matriz cementicia | 212 |

| | |
|--|-----|
| Foto 175 Vista del terraplén izquierdo mirando hacia la sección de vertederos | 213 |
| Foto 176 Infiltraciones con depósito de lodo gelatinoso | 214 |
| Foto 177 Infiltración con depósitos de caliza | 214 |
| Foto 178 Infiltraciones en el techo con estalagmitas de caliza | 215 |
| Foto 179 Dren de cimiento con agua brotando | 215 |
| Foto 180 Vertedero tipo V en la canaleta en la galería | 216 |
| Foto 181 Drenaje desde la junta de construcción | 216 |
| Foto 182 Vertedero Bahía No.1 – Paredes laterales | 218 |
| Foto 183 Vertedero Bahía No.1 – Losa rápida y detalle escalera de acceso | 218 |
| Foto 184 Vertedero Bahía No.2 – Paredes Laterales..... | 219 |
| Foto 185 Vertedero Bahía No.2 – Losa rápida y corrosión en el brazo de la compuerta..... | 219 |
| Foto 186 Vertedero Bahía No.3 – Cavidades en la losa rápida..... | 220 |
| Foto 187 Vertedero Bahía No.4 – Cavidades en la losa rápida | 220 |
| Foto 188 Vertedero Bahía No.5 – Cavidades en la losa rápida | 221 |
| Foto 189 Vertedero Bahía No.6 – Cavidades en la losa rápida | 221 |
| Foto 190 Vertedero Bahía No.7 – Hormigón en buena condición | 222 |
| Foto 191 Descarga de Fondo – Compuerta Radial | 223 |
| Foto 192 Compuerta de Flotantes – Presa Acaray | 224 |
| Foto 193 Toma Acaray I - Pila central con mejillón adherido y abrasión/cavidades en el hormigón | 225 |
| Foto 194 Toma Acaray II - Pila central con mejillón adherido y abrasión/cavidades en el hormigón | 226 |
| Foto 195 Filtraciones de agua, estribo izquierdo | 227 |
| Foto 196 Filtraciones lado izquierdo con un deterioro muy local del hormigón (posiblemente falla de construcción)..... | 227 |
| Foto 197 Piezómetro con cables ya cortados..... | 228 |
| Foto 198 Monolito topográfico estribo derecho, con arbusto impidiendo su uso | 228 |
| Foto 199 Terraplén margen derecho con zanja para captar escurrimiento y/o exfiltraciones..... | 229 |
| Foto 200 Sección del talud aguas arriba con vegetación que se debe remover | 229 |
| Foto 201 Boca de acceso a la tubería de aducción de Acaray I..... | 232 |
| Foto 202 Medición de espesores de la tubería de aducción de Acaray I, deformación Virola # 165..... | 232 |
| Foto 203 Boca de acceso a la tubería de aducción de Acaray II..... | 233 |

| | |
|--|-----|
| Foto 204 Apertura de la junta de construcción en tubería forzada #2 de casi 40mm desde aguas abajo..... | 233 |
| Foto 205 Apertura de la junta de construcción en tubería forzada #2 desde aguas arriba | 234 |
| Foto 206 Filtraciones arriba de la tubería forzada #1 con el empalme con la presa, con evidencias de intentos de reparaciones anteriores | 234 |
| Foto 207 Agrietamiento y presencia de plantas en las juntas de expansión en el hormigón de protección de la tubería de aducción..... | 235 |
| Foto 208 Interior de la chimenea de equilibrio de Acaray I y panorámica de la de Acaray II | 235 |
| Foto 209 Edificio de control y oficinas con chimenea de Acaray I detrás | 236 |
| Foto 210 Deterioro la superficie del hormigón entre la casa de máquinas y el muro de contención | 237 |
| Foto 211 Deterioro del techo de la biblioteca y sala de entrenamiento..... | 237 |
| Foto 212 Deterioro del techo de la sala de operaciones y gerencia de la central | 238 |
| Foto 213 Deterioro de la mampostería en el edificio de mantenimiento de electrónicos | 238 |
| Foto 214 Generador Diésel de Emergencia de Yguazú | 239 |
| Foto 215 Sistema de bombas de drenaje en la presa Yguazú | 240 |
| Foto 216 Sistema de izaje de las compuertas radiales | 241 |
| Foto 217 Controles de los güinches de operación de las compuertas radiales..... | 242 |
| Foto 218 Sistema de Indicación de apertura deshabilitado | 242 |
| Foto 219 Secciones de las ataguías de mantenimiento, almacenadas sobre el puente de acceso..... | 243 |
| Foto 220 Cilindro hidráulico para accionar una de las compuertas planas de fondo | 244 |
| Foto 221 Grúa de maniobra de las compuertas y ataguías de la salida de fondo, sin cable | 244 |
| Foto 222 Presa de Terraplén Estribo Izquierdo – Arbustos y maleza a ser removidos | 247 |
| Foto 223 Presa de Terraplén Estribo Izquierdo – Detalles de la Instrumentación | 247 |
| Foto 224 Vertedero libre estribo derecho – Algunos defectos del concreto | 247 |
| Foto 225 Vertedero libre estribo izquierdo..... | 248 |
| Foto 226 Vertedero de compuertas radiales – Condición del hormigón en buen estado | 248 |
| Foto 227 Vertedero de compuertas radiales – Condición del hormigón en la losa del puente | 249 |
| Foto 228 Galería de Inspección y Drenaje – Medidor tri-ortogonal..... | 249 |
| Foto 229 Vertedero de pared delgada y hueco de drenaje en buena condición | 249 |
| Foto 230 Equipo de Izaje de la Compuertas de la Descarga de Fondo..... | 250 |
| Foto 231 Sistema de Bombeo de la Galería de Inspección y Drenaje | 250 |

| | |
|--|-----|
| Foto 232 Vertedero de Pared Delgada para medir filtraciones a través de la presa de enrocado | 251 |
| Foto 233 Canal de salida de la descarga de fondo | 251 |
| Foto 234 Piezas nuevas para Unidades 3&4..... | 269 |
| Foto 235 Serpentina de enfriamiento para cojinete de empuje de repuesta | 270 |
| Foto 236 Taller Mecánico | 275 |
| Foto 237 Taller mecánico | 276 |
| Foto 238 Sala de control..... | 277 |
| Foto 239 Pupitre de control Acaray I..... | 278 |
| Foto 240 Escritorio de control Acaray II | 278 |
| Foto 241 Tablero de Anuncios para Operaciones | 279 |
| Foto 242 Vista de pantalla del Sistema de Autorizaciones de Trabajo en MS Access..... | 279 |
| Foto 243 Libro de control de Autorizaciones de Trabajo/Ordenes de Trabajo en la sala de control..... | 280 |
| Foto 244 Señalética de seguridad industrial y salud | 286 |
| Foto 245 Bloque físico en el pupitre de control de Acaray I | 286 |
| Foto 246 Sistema de bloqueo electrónico de Acaray II | 287 |
| Foto 247 Escalera empinada sin pasamanos para facilitar la bajada | 288 |
| Foto 248 Cables sueltos presentando riesgo de tropiezo y electrocución..... | 288 |
| Foto 249 Tapa de apertura en el piso corrida | 289 |
| Foto 250 Señal para extintor sin extintor presente..... | 289 |
| Foto 251 Baranda sin placa protector o rodapié. Falta de baranda horizontal..... | 290 |
| Foto 252 Apertura al foso de drenaje sin protección de anti-caída | 290 |
| Foto 253 Presencia de tambores vacíos en lugares inapropiados (varios lugares en la planta) | 291 |
| Foto 254 Escotilla abierta sin protección anti-caída adecuada | 291 |
| Foto 255 Materiales sueltos sobre el piso presentando un riesgo de caída | 292 |
| Foto 256 Maniobras de compuerta sin arnés de protección o amarre..... | 292 |
| Foto 257 Maniobras de compuerta sin arnés de protección o amarre..... | 293 |
| Foto 258 Barras de la salida del generador sin protección | 293 |
| Foto 259 Riesgo de incendio con combustible arriba de baterías | 294 |
| Foto 260 Riesgo de tropiezo por falta de gestión de limpieza | 295 |
| Foto 261 Acceso impedido al extintor..... | 295 |

Abreviaciones, Acrónimos, y Definiciones

| | |
|-------|---|
| ANDE | Administración Nacional de Electricidad |
| AT | Alta Tensión |
| AdT | Autorización de Trabajo (para entregar sistemas o equipos de operaciones a mantenimiento) |
| AF | Availability Factor o factor de disponibilidad |
| BID | Banco Interamericano de Desarrollo |
| BT | Baja Tensión |
| CA | Corriente Alterna |
| CapEx | Capital Expenditure o Gasto de Capital |
| CC | Corriente Continua |
| CIGRE | Conseil International des Grands Réseaux Électriques (Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos) |
| CMMS | Computerized Maintenance Management System o sistema computarizado de gestión de mantenimiento |
| CMP | Creciente Máxima Probable (Probable Maximum Flood en inglés) |
| CT | Current transformer o transformador de corriente |
| DGA | Disolved Gas Analysis o Análisis de Gases Disueltos |
| EAM | Enterprise Asset Management (EAM) (sistema de gestión de activos empresariales) |
| EOQ | Economic Order Quantity (Cantidad Económica del Pedido) |
| EPP | Elementos de protección personales |
| FOR | Forced Outage Rate o tasas de paro forzado |
| GSU | Generator Step-Up (transformer) o (transformador) Elevador de Potencia |
| HMI | Human-Machine Interface o Interface hombre máquina |
| ICOLD | International Commission on Large Dams o Comisión Internacional de Grandes Represas |
| IED | Intelligent Electronic Devices o dispositivos electrónicos inteligentes |
| JLC | Joint Load Control o Control Conjunto de Carga |
| JVC | Joint Var Control o Control Conjunto de Carga Reactiva |
| kA | Kilo-amperes |

HATCH

| | |
|-------------------|--|
| KPI | Key Performance Indicators o Indicadores Claves de Rendimiento |
| kV | Kilovoltios |
| kW | Kilovatios |
| m ³ /s | Metros cúbicos por segundo |
| MHI | Manitoba Hydro International |
| Mto. | Mantenimiento |
| MVA | Mega Voltio-ampere |
| MW | Megavatios |
| O&M | Operations and Maintenance u Operación y Mantenimiento |
| OCR | Optical Character Recognition o Reconocimiento Óptico de Caracteres |
| OEM | Original Equipment Manufacturer (Fabricante Original de Equipo) |
| OIS | Operator Interface Stations o estaciones de interface de operadores |
| OPC | OLE (Object Linking and Embedding) for Process Control. OPC es un estándar de interfase de software que permite programas de Windows comunicar con dispositivos electrónicos industriales. |
| OPEX | Operation Expenditure o Gasto Operacional |
| OT | Orden de Trabajo (para tareas de mantenimiento) |
| P&ID | Piping and Instrumentation Diagram o Diagrama de Cañería e Instrumentación |
| PCB | PolyChlorinated Biphenyls o Policlorobifenilos |
| PLC | Programmable Logic Controller o Controlador Lógico Programable |
| PM | Preventative Maintenance o Mantenimiento Preventivo |
| POE | Procedimiento de Operación Estándar |
| PT | Potential Transformer o transformador de potencial |
| RTD | Resistance Temperature Detector o Detector de temperatura resistivo |
| RTU | Remote Terminal Unit o unidad de telemando remoto |
| SCADA | Supervisory Control and Data Acquisition (Supervisión, Control y Adquisición de Datos) |
| SGSSL | Sistema de Gestión en Seguridad y Salud Ocupacional |
| SLD | Single Line Diagram o Diagrama Unifilar |
| SOE | Sequence of Events o Secuencia de Eventos |
| t | Tonelada |

| | |
|-------|---|
| TC | Transformador de corriente |
| TP | Transformador de potencial |
| TRIFR | Tasa de Frecuencia Total de Lesiones Registrables |
| UF | Utilization Factor o factor de utilización |
| Vac | Voltios en corriente alterna (por sus siglas en inglés) |
| VCA | Voltios en corriente alterna |
| VCC | Voltios en corriente continua |

1. Resumen Ejecutivo

1.1. Propósito

Este informe resume los resultados de las tres visitas (visita inicial, visita de inspecciones y pruebas, visita de pruebas de eficiencia de las turbinas) de la consultoría a la central Acaray para realizar un diagnóstico integral y establecer la condición actual de las estructuras y los equipos principales y auxiliares de generación. Dicho diagnóstico se utilizará en la próxima fase de la consultoría para desarrollar un plan de inversiones de corto, mediano y largo plazo, identificando la alternativa óptima para maximizar la generación de la central, considerando tanto la rehabilitación o repotenciamiento de las unidades existentes o la construcción de nuevas fuentes de generación ubicadas adyacente a la central de Acaray o al lado de la presa Yguazú.

1.2. Alcance

Fase I, Diagnóstico Técnico Integral de la Central Acaray ha incluido las siguientes actividades:

- Revisión y recopilación de documentación, planos, historiales de operación y mantenimiento, reportes de fallas, informes de trabajos realizados, y estudios técnicos, para permitir un análisis de la operación y mantenimiento histórico de la central.
- Revisión de la hidrología histórica y pronosticada para el futuro, incorporando los efectos de calentamiento global. La consolidación y refinamiento de la hidrología será realizada por otro consultor contratado por ANDE. La hidrología se utilizará para la modelación en Fase II de los posibles aumentos de potencia y energía de las centrales existentes y futuras.
- Inspecciones de la infraestructura civil, elaborando un registro fotográfico de cualquier anomalía o debilidad que se encuentre, y evaluando su condición. La infraestructura civil incluye:
 - Central Acaray I que comprende unidad 1 & 2
 - Central Acaray II que comprende unidad 3 & 4
 - Edificio de control, con la sala de control, sala de cables, oficinas, biblioteca técnica, talleres, sala de reunión, etc.
 - Sistema subterráneo de aducción de agua con chimeneas de alivio de presión y tubería forzada
 - Presa de Acaray
 - Presa de Yguazú
- Inspecciones detalladas de los equipos principales de generación, compuertas, grúas y sistemas auxiliares mecánicos. Adicionalmente se realizaron pruebas de eficiencia de las turbinas utilizando el método de dilución de tinta y medición de vibraciones. Estas inspecciones y pruebas permiten evaluar y establecer la condición actual de las turbinas y analizar los posibles escenarios de intervención de las unidades y establecer cuál es la opción que representa mayor beneficio.

- Revisión de los generadores, del sistema principal de evacuación de energía incluyendo los transformadores principales y la subestación, y de los sistemas auxiliares de modo de evaluar su estado y la necesidad de reemplazar equipos y/o componentes. Para esto se realizaron una serie de pruebas eléctricas en los generadores de Acaray I. Los generadores de Acaray II no fueron inspeccionados dado que están por ser reemplazados bajo un contrato existente con la empresa IMPSA.
- Revisión de los sistemas de control y monitoreo de los componentes, equipos y sistemas con el fin de evaluar las posibles acciones de modernización y mejoras en su forma de operación

Toda la información recopilada, los resultados de las inspecciones y pruebas, y las recomendaciones está plasmada en este informe.

1.3. Metodología

La metodología empleada durante las visitas se basó en recorrer todas las instalaciones de la central para tener una visión general del estado de los equipos. Luego en conjunto con las contrapartes técnicas se indagó y conoció en más detalle los equipos y sistemas para obtener una evaluación y apreciación de ellos. Finalmente, en visitas subsiguientes se realizaron pruebas y mediciones detalladas para evaluar la condición real de las estructuras y equipos.

Los datos levantados se utilizaron para elaborar planillas de evaluación para cada componente o área. Estas planillas fueron utilizadas para la entrada de información del software HydroVantage™ y a través de éste, lograr el desarrollo del plan estratégico de inversiones. Estas planillas están incluidas en el Anexo E. Es importante destacar que la Fase I solamente incluye la evaluación de la condición de los equipos y no la preparación del plan estratégico de inversiones, el cual será el resultado de la Fase II del presente servicio.

El personal de MHI/Hatch se apoyó en el conocimiento de los operadores y del personal de mantenimiento de la central. Gran parte de la información que se obtuvo no está registrada en documentos o reportes dentro de los archivos de la central.

Durante la visita inicial, el personal de MHI/Hatch revisó la documentación disponible en la biblioteca técnica y se identificaron documentos que fueron escaneados para su subsiguiente revisión y análisis. Esta documentación se utilizó para la evaluación de los equipos, pero también se utilizará en las fases subsiguientes.

1.4. Conclusiones y Recomendaciones

1.4.1. Equipos y sistemas

Las dos centrales y sus equipos en general tienen más de 50 años desde su fabricación y puesta en marcha, y aunque hay equipos que han sido renovados y reemplazados, la condición de los equipos y sistemas refleja la antigüedad. Las unidades 1 & 2 no han tenido un mantenimiento mayor en más de 25 años y la inspección detallada realizada indica que estos equipos están llegando al final de su vida útil y deben ser completamente reconstruidos con posibles ganancias de eficiencia y potencia. Esto incluye reconfigurando las turbinas y reemplazando los generadores (estator y rotor) por completo.

La capacidad de los generadores de las unidades 3 & 4 limitan la potencia de las turbinas. Esto conlleva a que la operación de las turbinas se encuentre fuera de las zonas óptimas de diseño. Adicionalmente el diseño de los perfiles y el método de fabricación de los rodets han generado la formación de fisuras en los álabes al igual que zonas de cavitación con pérdida de material desde el inicio de la operación de estos componentes. ANDE ha reactivado el contrato de reemplazo de los generadores considerando un incremento de potencia, firmado con la empresa IMPSA. Considerando las condiciones actuales de los rodets, con considerables aportes de soldadura para reparación de cavitación y grietas en los álabes, es probable que se deban intervenir las turbinas nuevamente con el fin de mejorar el diseño y su fiabilidad. Adicionalmente, se debe considerar el reemplazo y rehabilitación de los componentes principales de las turbinas, los cuales están instalados desde la puesta en operación de las unidades.

Los transformadores principales de grupo 1 y 2 de Acaray I están casi al fin de su vida útil y deben ser reemplazados como parte de cualquier trabajo de repotenciamiento o rehabilitación. Se debe reemplazar el sistema de aspersión de agua de los transformadores de Acaray I, y se recomienda la complementación del sistema Sergi en Acaray II con un sistema de aspersión de agua. Similarmente la subestación elevadora de 13.8/220 kV tiene equipos que no van a cumplir con los niveles de cortocircuito esperado en 2023 y que se debe reemplazar. La malla de tierra y sus conexiones a las estructuras presentar fallencias graves que se debe corregir.

En el general, los sistemas auxiliares mecánicos y eléctricos de ambos Acaray I y II deben ser modernizados o reemplazados para cumplir con los estándares internacionales utilizados hoy en día y que pueden contar con repuestos.

Los equipos hidromecánicos en general están en condiciones aceptables con trabajos localizados para actualizarlos y adecuarlos para otros 30 años.

Las obras civiles en general están en una condición esperable dado su edad y necesitan renovación o reparaciones localizadas para adecuarlas para otros 30 años.

La instrumentación en general tiene que ser completamente reemplazada y se debe implementar un sistema moderno de SCADA y control con historiadores y análisis de tendencias.

Todo los trabajos indicados anteriormente significan tareas de ingeniería y luego la contratación de servicios especializados para el diseño final, fabricación, instalación y puesta en marcha en una forma coordinada y que sean compatibles. Estas tareas llevarán varios años y significan una inversión importante para lograr que las centrales sigan funcionando otros 30 años.

1.4.2. Operación y Mantenimiento

Los sistemas operativos y de mantenimiento de la central son básicos, por lo que el rendimiento de la central depende del conocimiento experto del personal actual. No se manejen las estadísticas normales en forma consistente de una central hidroeléctrica tal como horas operando, salidas preventivas y forzadas, etc. Se debe documentar los procesos y procedimientos de operación y mantenimiento.

El sistema de gestión de mantenimiento es muy limitado y no permite análisis de las razones de fallas a nivel de sistema o equipo individual, ni el análisis de tendencias ni el manejo de inventario de repuestos. Las prácticas de mantenimiento de la central no usan las tecnologías predictivas y podría resultar en un aumento

de trabajos reactivos, disminuyendo tanto la confiabilidad como la disponibilidad. Se debe implementar un sistema moderno de manejo de mantenimiento.

Se debe implementar un programa de capacitación de técnicos y operadores para permitir la operación en el futuro de las centrales sin depender del conocimiento y pericia del personal senior.

Falta personal y no hay un enfoque en la salud y seguridad industrial que incluya los riesgos asociados de accidentes laborales. No se manejan estadísticas de accidentes o incidentes laborales.

1.4.3. Curvas de Falla y Edad Representativa de Equipos y Sistemas

En el informe de Fase II, se incorporará muchos más detalles y descripción del programa HydroVantage™ y su producto pero se incluye en este informe en Anexo F un análisis preliminar de las edades representativas de los equipos, a través de gráficos/tablas que muestran las dichas edades representativas y curvas de probabilidad de falla para cada uno de los componentes principales de las centrales de Acaray I y II. Los ajustes de la edad para cada componente se realizan en base a su historia de rehabilitación y calificación de la condición realizada durante las visitas de inspección. HydroVantage™ no produce una curva agregada de la tasa de fallo probable de toda la Central.

1.4.4. Recomendaciones Principales

Los hallazgos y recomendaciones principales están resumidas en la Tabla 30 de la sección 5.3, con referencia cruzada a la sección correspondiente del informe principal.

Es importante acotar que sí se decide realizar una rehabilitación o repotenciamiento de las centrales de Acaray I y II, muchos de los trabajos anotados a continuación deberían ser incluidos en el alcance de los contratos de dicha rehabilitación o repotenciamiento. También, en esta lista no están incluidos los trabajos normales de una rehabilitación o repotenciamiento, tal como rebobinado del estator y rotor de un generador, o remplazo de los centros de controles de motores entre otros.

Adicionalmente no está indicado en esta tabla el plazo en el cual se deben realizar los trabajos, dado que esto dependerá de los resultados del análisis del estado de los equipos y de la preparación de un plan de inversiones utilizando el software HydroVantage™. Esta evaluación se realizará en Fase II de la consultoría.

2. Introducción

2.1. Objetivos de la Consultoría

La Administración Nacional de Electricidad (ANDE), reconociendo que la planta hidroeléctrica Acaray necesita una rehabilitación después de estar en operación por más de 50 años, ha solicitado los servicios de consultoría para realizar un diagnóstico integral de los equipos e infraestructura de la central y un estudio del potencial de incremento de la capacidad de generación.

Los servicios de consultoría, sujeto de este contrato, son financiados por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID) a través de un préstamo a la República del Paraguay, cuya entidad ejecutora es la Administración Nacional de Electricidad (ANDE). Dichos servicios fueron adjudicados por la ANDE a Manitoba Hydro International (MHI) quien cuenta con Hatch Canadá como subcontratista.

El objetivo general de la consultoría es elaborar un diagnóstico integral de la infraestructura de la CH-Acaray, incluyendo un estudio del potencial de incremento de la capacidad de generación. Con base en los resultados de este estudio, se pretende diseñar un plan de acción estratégico que incluya un plan de inversiones a corto, mediano y largo plazo. Este plan permitirá operar por los próximos 30 años, en forma eficaz, eficiente, confiable y segura, manteniendo en mente los compromisos de índole social y ambiental. El alcance de los Servicios de Consultoría solicitados, son los siguientes:

- Diagnóstico Técnico Integral de la Central Hidroeléctrica Acaray
- Plan de Acción Estratégico para la modernización de la Central Hidroeléctrica Acaray
- Estudio de pre-factibilidad de la Ampliación de la Central Hidroeléctrica Acaray
- Modernización de la Gestión Ambiental de la Central Hidroeléctrica Acaray

Este documento, Informe Inicial Consolidado, es el resultado de las visitas (inicial, inspecciones detalladas, pruebas eléctricas del generador y prueba de eficiencia de las turbinas) de los consultores al complejo de la Central Hidroeléctrica de Acaray e Yguazú. Este informe detalla la documentación encontrada en la planta y describe las observaciones y hallazgos que han resultado de estas inspecciones y que se utilizará en el análisis de HydroVantage™.

2.2. Antecedentes

En 1962 se firmó un Contrato con la firma de ingeniería ELC Electroconsult, de Milán, Italia. El propósito de este contrato fue la realización de los documentos de diseño básico incluyendo las especificaciones y los pliegos de bases y condiciones para la licitación de las obras de la futura Central Hidroeléctrica de Acaray (CH-Acaray) y sus obras suplementarias. Estas incluyeron la línea de transmisión a Asunción y el sistema principal de distribución a 6 kV en la ciudad.

Estos trabajos de ingeniería fueron financiados mediante un crédito otorgado por el Banco Interamericano de Desarrollo (BID). Luego de haberse preparado un detallado pliego de bases y condiciones, se realizó una licitación internacional resultando ganadora la firma Geotécnica del Brasil, quien concluyó la construcción de

Acaray I en diciembre de 1968, en su primera etapa, con una capacidad de 2x45.000 kW. La construcción incluyó obras civiles preparadas para 200.000 kW.

Los estudios de factibilidad para la ampliación del aprovechamiento hidroeléctrico del río Acaray encargados a la firma ELC Electroconsult han permitido contemplar posibilidades de expansión, incluyendo la construcción de una presa sobre el río Yguazú, principal afluente del río Acaray, con 24 metros de altura. Esta presa luego fue construida para el almacenamiento de las aguas del río, compensando las épocas lluviosas con las épocas secas, de manera a asegurar, dentro de los límites económicos más favorables, la continuidad de la generación hidroeléctrica y permitir el aumento de la potencia instalada.

La CH-Acaray fue construida en dos etapas: Acaray I y Acaray II. La casa de máquinas Acaray I se encuentra en servicio desde el 16 de diciembre de 1968 y cuenta con dos grupos generadores (Grupo 1 - 1968 y Grupo 2 - 1969) de 45 MW cada una, con turbinas del tipo Francis. La casa de máquinas Acaray II, ubicada a aproximadamente 180 m de Acaray I, se encuentra en servicio desde diciembre de 1977. La misma cuenta con dos grupos generadores (Grupos 3 y 4) de 55 MW cada una, con turbinas del tipo Francis.

La ANDE viene avanzando con inversiones de reposición de algunos equipamientos y cuenta con varios estudios específicos para mejorar la infraestructura y la operación de la central. Sin embargo, varios de los estudios requieren ser actualizados y no se cuenta con un análisis integral y consolidado con base en el cual se pueda formular un programa de inversiones.

2.3. Contenido del Informe

El informe está conformado por las siguientes secciones:

- Sección 2 Introducción
- Sección 3 Documentación. Enumera la documentación entregada por la ANDE de diferentes fuentes y utilizada en el análisis de la central.
- Sección 4 Hallazgos y Observaciones. Incluye las observaciones y descubrimientos encontrados durante las visitas de los especialistas, subdivididas en los siguientes acápite:
 - Turbinas
 - Sistemas de Gobernación y Unidades de Control
 - Válvula de Turbina
 - Componentes Mecánicos de los Generadores
 - Pruebas de Eficiencia
 - Medición de Vibraciones
 - Generadores
 - Sistema de Excitación
 - Barras de Salida
 - Transformadores Elevadores

- Subestación
- Civil
- Sistemas Auxiliares Mecánicos de Acaray
- Sistemas Auxiliares Eléctricos de Acaray
- Instrumentación y Control
- Componentes Hidromecánicas de Acaray
- Obras Civiles y Estructuras de Acaray
- Sistemas Auxiliares Mecánicos de Yguazú
- Componentes Hidromecánicas de Yguazú
- Obras Civiles y Estructuras de Yguazú
- Operación y Mantenimiento
- Salud y Seguridad Industrial
- Sección 5 Conclusiones. Presenta un resumen de las conclusiones y recomendaciones principales

En los Anexos se incluye:

- Registros de inspección de los dos Conductos de Aducción
- Informe de los Resultados de las Pruebas de Eficiencia de las Turbinas
- Informe del Análisis de Vibraciones
- Registros de Pruebas Eléctricas de los Generadores
- Planillas de inspección para la captura y entrada de datos al programa de HydroVantage™
- Curvas de Probabilidad de Falla de Equipos Principales

2.4. Personal involucrado

La visita inicial se realizó entre el 11 y 22 de julio de 2016 con los siguientes especialistas, listados en la siguiente tabla:

Tabla 1 Visita Inicial de Especialistas de MHI/Hatch

| Nombre | Especialidad | Fechas en Paraguay |
|-------------------|--|--------------------------|
| Daniel Jacobowitz | Gerente Senior de Proyecto | 13 a 18 de julio de 2016 |
| Rick Fletcher | Jefe de Equipo | 10 a 20 de julio de 2016 |
| Daniel Flores | Especialista Turbinas y reguladores de velocidad | 10 a 15 de julio de 2016 |

| Nombre | Especialidad | Fechas en Paraguay |
|------------------|--|--------------------------|
| Isaac de Luna | Especialista en equipos hidromecánicos y servicios auxiliares mecánicos | 10 a 15 de julio de 2016 |
| Leonardo Chacón | Especialista en servicios auxiliares eléctricos | 10 a 15 de julio de 2016 |
| Kevin McGregor | Especialista de instrumentación y control | 10 a 15 de julio de 2016 |
| Les Recksielder | Especialista en estaciones transformadores y subestaciones de alto voltaje | 17 a 22 de julio de 2016 |
| Bob Dandenault | Especialista en procesos de operaciones y mantenimiento | 17 a 22 de julio de 2016 |
| Alex Gerrard | Asesor especialista en proyectos hidroeléctricos | 13 a 21 de julio de 2016 |
| Juan José Aveiro | Gerente, MHI Paraguay | Residente en Paraguay |
| Edison Smith | Ingeniero, PTI asignado a MHI Paraguay | Residente en Paraguay |
| Ivo Benitez | Ingeniero, PTI asignado a MHI Paraguay | Residente en Paraguay |

La segunda visita de pruebas se realizó entre el 5 y 16 de marzo de 2017 con los siguientes especialistas, listados en la siguiente tabla:

Tabla 2 Visita de Inspecciones Detalladas y Pruebas

| Nombre | Especialidad | Fechas en Paraguay |
|---------------------------|---|-------------------------|
| Rick Fletcher | Jefe de Equipo | 5 a 16 de marzo de 2017 |
| Daniel Flores | Especialista Turbinas y reguladores de velocidad | 5 a 16 de marzo de 2017 |
| Francois Welt | Especialista en HydroVantage™ y Vista | 5 a 8 de marzo de 2017 |
| Leonardo Chacón | Especialista en servicios auxiliares eléctricos | 5 a 14 de marzo de 2017 |
| Juan Trujillo | Especialista en generadores | 7 a 14 de marzo de 2017 |
| William Amado | Especialista en obras y estructuras civiles | 5 a 16 de marzo de 2017 |
| Hector Espinosa Gómez | Subcontratista especialista en pruebas eléctricas | 9 a 14 de marzo de 2017 |
| Richard Rodríguez Jiménez | Subcontratista especialista en pruebas eléctricas | 9 a 14 de marzo de 2017 |
| Juan José Aveiro | Gerente, MHI Paraguay | Residente en Paraguay |

| | | |
|------------------|--|-----------------------|
| Edison Smith | Ingeniero, PTI asignado a MHI Paraguay | Residente en Paraguay |
| Ivo Benitez | Ingeniero, PTI asignado a MHI Paraguay | Residente en Paraguay |
| Alejandro Mujica | Ex jefe de planta, jubilado | Residente en Paraguay |

La visita de las pruebas de eficiencia de las turbinas se realizó entre el 27 de marzo y 5 de abril de 2017 e incluyó a los siguientes especialistas:

Tabla 3 Visita de Pruebas de Eficiencia de las Turbinas

| Nombre | Especialidad | Fechas en Paraguay |
|------------------|--|----------------------------------|
| Daniel Flores | Especialista Turbinas y reguladores de velocidad | 27 de marzo a 5 de abril de 2017 |
| Jerry Westermann | Especialista en pruebas de eficiencia | 27 de marzo a 5 de abril de 2017 |
| Andrew Bridgeman | Especialista en pruebas de eficiencia | 27 de marzo a 5 de abril de 2017 |
| Plinio Gomes | Subcontratista especialista en análisis de vibraciones, MGS Tecnología | 29 de marzo a 2 de abril de 2017 |

El personal principal de la ANDE de contraparte e involucrado en las visitas se indican en la siguiente tabla:

Tabla 4 Personal de la ANDE

| Persona | Carga |
|-----------------------|---|
| Francisco Escudero | Jefe de División de Estudios Energéticos |
| Tito Ocariz | Departamento de Estudios de Generación y Transmisión |
| Jose Vallejos | Sección de Estudios de Generación |
| Miguel Báez | Jefe de la División de Operación |
| Félix Barrios | Jefe de Planta |
| José Romero | Jefe de Sección Prog. y Oper. |
| José Maldonado | Jefe de Sección Mto. Eléctrico |
| Gustavo Arias | Jefe de Sección Mto. Mecánico |
| Alcides Duarte Blanco | Técnico Mecánico (cumple papel de encargado y especialista) |
| Eduardo Fernández | Jefe de Sección Mto. Electrónico |

| Persona | Carga |
|---------------------|---|
| Delfin Benitez Díaz | Técnico Electrónico |
| Paul Bello | Dependiente de la Sección de Generación |
| Jorge Amarilla | Dependiente de la División de Estudios Energéticos |
| Edgar Morales | Ingeniero Electromecánico |
| Hector Vera | Jefe de División de Generación |
| Fabián Cáceres | Director, Dirección de Planificación General y Política Empresarial |
| Walter Causarano | Gerente Técnico |

Durante la visita inicial y de las pruebas de eficiencia, asistieron personal del Banco Interamericano de Desarrollo (BID) y sus asesores técnicos:

Tabla 5 Personal y asesores del BID

| Persona | Carga |
|----------------|---|
| Emilio Sawada | Especialista Regional Principal, Banco Interamericano de Desarrollo (BID) |
| Abel H. Grosso | Ing. Mecánico, Asesor del BID, Socio General, Tecnoled Ingeniería S.R.L. |
| Raul Casarino | Ing. Electricista, Asesor del BID, Tecnoled Ingeniería S.R.L. |

2.5. Agendas de las Visitas

Las tareas diarias desarrolladas durante las visitas se detallan en las tablas a continuación.

Tabla 6 Programa de trabajos realizadas durante la visita inicial

| Fecha | Tareas |
|---------------------|---|
| 10 de julio de 2016 | Llegada del primer grupo de especialistas a Ciudad del Este |
| 11 de julio de 2016 | Reunión de presentación de personal tanto de ANDE como de la consultora en la planta de Acaray. Recorrido inicial para visitar la presa de Acaray y las dos centrales, acompañado por los profesionales y técnicos de la ANDE |
| 12 de julio de 2016 | Recorridos individuales de los especialistas y sus contrapartes para examinar en más detalle los equipos y sistemas de las centrales |
| 13 de julio de 2016 | Revisión de documentación e identificación de documentos requeridos para ser escaneados y remitidos a MHI/Hatch. Recorridos individuales entre especialistas y sus contrapartes para examinar en más detalle los equipos y |

| Fecha | Tareas |
|---------------------|--|
| | sistemas de las centrales. Presentación por parte de la ANDE sobre el plan de generación. |
| 14 de julio de 2016 | Visita de la alta gerencia de la ANDE y reunión con el equipo de trabajo. Revisión de documentación e identificación de documentos a ser escaneados y remitidos a MHI/Hatch. Recorridos individuales entre especialistas y sus contrapartes para examinar en más detalle los equipos y sistemas de las centrales. Presentación por parte de la ANDE en referencia al despacho de Acaray, Itaipú y Yacyreta |
| 15 de julio de 2016 | Visita e inspección de la presa de Yguazú. Regreso de algunos de los especialistas. |
| 16 de julio de 2016 | Visita e inspección de la presa Acaray y obras civiles de la casa de máquinas Acaray I, incluyendo chimeneas de equilibrio. |
| 17 de julio de 2016 | Viaje a Asunción. Llegada de segundo grupo de especialistas |
| 18 de julio de 2016 | Reunión con personal de la ANDE en las oficinas centrales de la ANDE. Viaje de vuelta a Ciudad del Este |
| 19 de julio de 2016 | Recorrido con nuevos especialistas de la casa de máquinas de Acaray I. Reunión con personal de planificación sobre los procesos de mantenimiento preventivo y correctivo. Recorridos de la subestación de los especialistas y sus contrapartes para examinar en más detalle los equipos y sistemas. |
| 20 de julio de 2016 | Reunión con el gerente de planta sobre el organigrama y nómina de personal de la planta, capacitaciones, atributos de personal, etc. Recorrido de la subestación de los especialistas y sus contrapartes para examinar en más detalle los equipos y sistemas. Regreso de algunos de los especialistas. |
| 21 de julio de 2016 | Revisión de documentación y recopilación de notas, etc. Regreso de los especialistas. |

Tabla 7 Programa de trabajos realizadas durante la visita de inspecciones detalladas y pruebas

| Fecha | Tareas |
|--------------------|---|
| 5 de marzo de 2017 | Llegada del primer grupo de especialistas a Ciudad del Este |
| 6 de marzo de 2017 | Reunión de presentación de HydroVantage™ y Vista a personal de ANDE Inspección y pruebas del conducto de agua de Acaray I Inspección y pruebas de la turbina del grupo 1 de Acaray I Inspección y pruebas de servicios auxiliares eléctricos de Acaray I |

| Fecha | Tareas |
|---------------------|---|
| 7 de marzo de 2017 | <p>Reunión con ANDE para costos de O&M e intervenciones mayores para calibrar el modelo de HydroVantage™</p> <p>Inspección y pruebas del pantalón del conducto de agua de Acaray I</p> <p>Inspección y pruebas de la turbina de los grupos 1 y 2 de Acaray I</p> <p>Inspección y pruebas de servicios auxiliares eléctricos de Acaray I</p> |
| 8 de marzo de 2017 | <p>Inspección y pruebas de las estructuras de casa de máquina de Acaray I & II, y luego de la presa Acaray</p> <p>Inspección y pruebas de la turbina de los grupos 1 y 2 de Acaray I</p> <p>Inspección y pruebas de generador del grupo 1 de Acaray I</p> |
| 9 de marzo de 2017 | <p>Inspección y pruebas de las estructuras de la presa Acaray y la parte externa de los conductos de agua</p> <p>Inspección y pruebas de las turbinas de los grupos 1 y 2 de Acaray I</p> <p>Inspección y pruebas de los generadores de los grupos 1 y 2 de Acaray I</p> |
| 10 de marzo de 2017 | <p>Pruebas eléctricas en generadores 1 y 2 y los servicios auxiliares eléctricos</p> <p>Inspección y pruebas de las turbinas grupos 1 y 2 de Acaray I</p> <p>Inspección y pruebas de las estructuras y obras civiles de la presa Yguazú</p> |
| 11 de marzo de 2017 | <p>Pruebas eléctricas en generadores de los grupos 1 y 2 y los servicios auxiliares eléctricos</p> |
| 12 de marzo de 2017 | Día libre |
| 13 de marzo de 2017 | <p>Pruebas eléctricas en generadores 1 y 2 y los servicios auxiliares eléctricos</p> <p>Revisión de evaluación de condición de equipos de turbina de Acaray I con el personal de ANDE</p> |
| 14 de marzo de 2017 | <p>Inspección y pruebas del conducto de agua de Acaray II</p> <p>Inspección y pruebas de las turbinas de los grupos 3 y 4 de Acaray II</p> <p>Revisión de estado de entrega de documentación por parte de ANDE</p> |
| 15 de marzo de 2017 | <p>Inspección y pruebas del conducto de agua de Acaray II</p> <p>Inspección y pruebas de las turbinas de los grupos 3 y 4 de Acaray II</p> |
| 16 de marzo de 2017 | Regreso de especialistas de Ciudad del Este |

Tabla 8 Programa de trabajos realizadas durante la visita de pruebas de eficiencia

| Fecha | Tareas |
|---------------------|---|
| 27 de marzo de 2017 | Llegada de especialistas a Ciudad del Este |
| 28 de marzo de 2017 | Recorrido inicial, distribución e inicio de instalación de equipos |
| 29 de marzo de 2017 | Instalación de equipos y calibración de instrumentos en el Grupo No.03 |
| 30 de marzo de 2017 | Medición y prueba de eficiencia en el Grupo No.03 |
| 31 de marzo de 2017 | Retiro de equipos, realización de estándares de calibración y análisis de resultados |
| 1 de abril de 2017 | Instalación y calibración de equipos en el Grupo No. 02 |
| 2 de abril de 2017 | Medición y prueba de eficiencia en la unidad No. 02. Retiro de equipos, realización de estándares de calibración y análisis de resultados |
| 3 de abril de 2017 | Ejecución de mediciones preliminares para análisis de condiciones transitorias hidráulicos en los Grupos 3 y 4. Rechazos de Carga en los grupos 3 y 4 operando simultáneamente. (Pruebas Adicionales) |
| 4 de abril de 2017 | Retiro de equipos y embalaje. |
| 5 de abril de 2017 | Salida de especialistas de Paraguay a Canadá |

2.6. Agradecimientos

Nos gustaría aprovechar esta oportunidad para agradecer a todo el personal de la ANDE, por su buena disposición al momento de suministrar la información requerida. A su vez por indicarnos los problemas y retos que han tenidos con los diferentes componentes de la central y cooperar en los recorridos de la planta y su infraestructura. Sin esta cooperación, MHI/Hatch no podría haber obtenido la información crítica para la ejecución de las tareas de la consultoría.

3. Documentación

La disponibilidad de documentación y registros históricos de la central, sus equipos y sus modos de operación y mantenimiento son fundamentales para la evaluación del estado actual, con el fin de determinar que se debe reemplazar, rehabilitar o mantener dentro del corto, mediano y largo plazo.

La siguiente es una lista de la documentación suministrada o solicitada a la ANDE. Esta documentación es necesaria para tener una visión amplia del diseño original de la central, las intervenciones realizadas durante los años y la historia de mantenimiento tanto preventivo como correctivo.

3.1. Documentación suministrada por la ANDE durante la Licitación

Como parte del pliego para la selección del consultor para este estudio, la ANDE incluyó la siguiente documentación:

1. Estudios dos Rios da Região do Alto Paraná, Volúmenes: I, III, V and VI
2. Aprovechamiento Hidroeléctrico del Rio Acaray
3. Planos de consultoría:
 - 3.1. Casa de Máquinas - Corte Transversal - Disposición General
 - 3.2. Casa de Máquinas - Corte Longitudinal - Disposición General
 - 3.3. Casa de Máquinas - Planta de Cota 84.00 - Disposición General
 - 3.4. Casa de Máquinas - Planta de Cota 90.40 - Disposición General
 - 3.5. Casa de Máquinas - Planta de Cota 93.20 - Disposición General
 - 3.6. Casa de Máquinas - Planta de Cota 97.00 - Disposición General
 - 3.7. Casa de Máquinas - Planta de Cota 130.00 - Disposición General
 - 3.8. Casa de Máquinas - Planta de Cota 133.00 - Disposición General
 - 3.9. Servicios Auxiliares
 - 3.10. Servomotore Doppio
 - 3.11. Válvula By-Pass con Mando por Aceite
 - 3.12. Sistema de Enfriamiento Grupos 1 y 2
 - 3.13. 3600 Butterfly Valve
 - 3.14. Accumulatore D'Olio A Pressione D'Aria
 - 3.15. Corpo Valvola
 - 3.16. Esquema Oleodinámico para el Mando Válvula Mariposa - Grupo 1 y 2
4. Historial Clínico Acaray I y II (Planillas en Excel)
5. Manual de Puesta en Marcha - Sistema de Regulación de Velocidad
6. Informe Técnico - Estudio de Validación y Pruebas de la Sobre Presión y Sobrevelocidad de las UG3 y UG4
7. Hydrological and Hydraulic Studies:
 - 7.1. Main Report - Chapters 1, 2 and 3
 - 7.2. Appendix I - Meteorology and Hydrology
 - 7.3. Appendix II - Calibration of Hydraulic Model based on Discharge Test
 - 7.4. Appendix III - Estimation of Flooding Area by Further Operation
 - 7.5. Appendix IV - Preliminary Study of Re-regulating Dam
 - 7.6. Appendix V - Tailrace Water Level
8. Proyecto Acaray II - Sub-proyecto Presa Yguazú y Segunda Etapa de la Central de Obras Civiles
9. Proyecto Acaray II - Equipo Electromecánico

10. Informe de Factibilidad - Volumen 1 - Anteproyecto - Aprovechamiento Hidroeléctrico Integral del Río Acaray
11. Recuperación de la circularidad del anillo de desgaste inferior estático del pre-distribuidor
12. Informe Técnico - Evaluación de Estado y Alternativa de Reparación del Grupo Generador Nº 3 - Central Acaray

3.2. Documentación Obtenida después del Inicio del Contrato

3.2.1. Documentos obtenidos durante la visita inicial

Durante la visita inicial y a través de la interacción con el personal de la planta, se obtuvieron los siguientes documentos e información útil para las futuras tareas del presente estudio:

1. Fotos de la fisura en la paleta de la turbina de unidad #3 en 2015
2. Organigrama, estructura organizacional de los recursos humanos de la central de Acaray
3. Descripción del proceso de la emisión y cierre de OTs y AdTs
4. Flujograma del proceso de la emisión y cierre de OTs y AdTs
5. Hojas de Excel y base de datos en Access de las actividades de Ordenes de Trabajo (OT) y Autorización de Trabajo (AdT) que cubre las tareas de mantenimiento preventivo y correctivo de la central
6. Base de datos de los equipos, incluyendo modelo, números de serie y fabricante de la subestación de Acaray

3.2.2. Documentos identificados en la Biblioteca Técnica y escaneado

Durante la visita inicial, se revisó la documentación disponible en la biblioteca técnica de la planta y se identificaron muchos documentos de gran utilidad en la evaluación de la condición de los equipos, pruebas realizadas anteriormente, criterios de diseño, etc. Los siguientes documentos fueron escaneados:

1. APROVECHAMIENTO HIDROELECTRICO INTEGRAL DEL RIO ACARAY INFORME DE FACTIBILIDAD, Volumen 1° al Volumen 5°, Anteproyecto ELC – Junio 1970 AYS-D-1928
2. Planos Nº AYS 521, AYS515 de ELC
3. Informe de las Pruebas de Rendimiento Grupo 1 y 2 por Electroconsult, Octubre 1972
4. Medición de Capacitores, Sección electrónica y mediciones - 2009
5. Compuerta de descarga de la Turbina; Acaray I Grupos 1 y 2; 5 planos electromecánicos -Nº 40-01-001 Rev. 0, Nº28060-10, Nº 20337-16, Nº 28060-20; Nº28060-7
6. Informe de Inspección del Año 1988, Tubería de Aducción – Caja Espiral Acaray II
7. Relatorio de Teste de Eficiencia Grupos 3 y 4 Octubre 1979
8. St. Antony Falls Hydraulic Laboratory - Model Studies for the spillway and outlet work of the Yguazú Dam. Agosto 1972
9. Informe Final del Contrato para Obras Civiles Y Electromecánicas ---Grupo 1, Electroconsult.
10. Hidrología y Geología das bacias dos Rios Acaray y Monday, Hidroservice.
11. PLANOS Nº 23 T 468182; Nº 20337-10; Nº 19250-003-0/1; Nº 28060 – 0; Nº 28060 – 20; Nº 2862-2 A31-0; Nº 2862-2 A30-0; Nº2862-2 A11-2; Nº 2862- I – ACI – 2; Nº 2862- I - ACI – I; Nº 83772; Nº 83770 cant. 2; Nº 83778 cant. 2; OB 52 -AC -156
12. Control Alineación y Altura – Eje Tubería y Revestimiento de acero, Informe Montado x TENENGE Paraguay.
13. Repotenciación Grupos 3 y 4 Generador, 0704 -00 – 14 – PI 1300 (OA) 2011
14. Pruebas de rendimiento Grupos 3 y 4

15. RVX - Sistema de Regulación de Velocidad, Diagrama Lógico – automatización (PLC) REIVAX
16. RVX POWER - Sistema de Regulación de Velocidad
17. PLANOS Nº 1T 389735 cant. 2'; Nº 21 T 389735/3 cant. 2
18. Engrase HELIOS
19. PLANO Nº 24457w/s BESTOBELL SEAL
20. PLANO Nº 21T 120038/3
21. PLANO Nº 21T 389731/6
22. PLANO Nº 146857 Riva Milano
23. VOIHT HYDRAULIC TURBINE UPGRADE Año 1999
24. Informe Nº 6217 d VOITH SIEMMENS
25. Puesta en marcha del Regulador Digital VPC 211- 3PI
26. Informe Técnico sobre cálculos y controles efectuados en la Turbina Nº 2, 1971 RIVA CALZONI
27. PRESA YGUAZÚ; Planos de Contrato; Obras civiles; Lic. ANDE BID 55/72
28. Segunda Etapa de la Central H. Acaray, Obras civiles, Lic. ANDE BID 56/72; Comunicaciones Suplementarias
29. Pruebas de Funcionamiento - Volumen I - Acaray II
30. Proyecto Acaray II, Equipo Electromecánico, Lic. ANDE BID 49/72, Especificaciones técnicas, Volumen I
31. VOITH SIEMMENS, Puesta en marcha del regulador digital, Grupo 3 Acaray II - Informe 6217 c
32. Informe Final Mto. General Acaray I - área mecánica
33. Relatorio de Ensaio Hidrogenerador eje vertical ABB
34. Sistema de Excitación Estática Grupos 1/2/3/4
35. Manual de operación y mantenimiento - Equipo Electromecánico –Generador, BBC Volumen 5
36. Proyecto Acaray II Sub proyecto Yguazú - Lic. ANDE BID 49/72 fotos
37. Informe Final Trabajos ejecutados C.M Acaray II Presa Acaray, 1989
38. Informe Mto. Obra de Toma Acaray I Sección mecánica 1989
39. Manual Bardella de Operación Acaray II Compuerta de Toma, Volumen II
40. Manual Bardella Operación y Mto. Grúa 50 Ton. Acaray II
41. Aprovechamiento Hidráulico Rio Acaray; Planos de contrato; Equipo electromecánico; Volumen 1; ELC
42. Manual Bardella Puente Grúa 190 Tn.
43. Manual de Conexiones Convertidor de Frecuencia 50 MW
44. Manual Bardella Operación y Mto. Turbinas- Grupos 3 y 4 Acaray II
45. Conjunto de Planos A 3- ARTECHE, Repotenciación Grupos 3 y 4

3.2.3. Documentos e información identificados en reuniones

En adición, a través de las reuniones con el personal de la planta y revisión de la documentación, se identificó y solicitó por carta oficial de MHI 01/2016 con fecha del 22 de julio de 2016 documentación adicional. Dicha información no ha podido ser ubicada en la biblioteca técnica y típicamente debería estar disponible. La tabla a continuación identifica la documentación solicitada y que fue entregada:

| # ítem carta de MHI (22 julio 2016) | Documento solicitado | Status de la Información |
|-------------------------------------|---|---|
| 2.1 | General | |
| 2.1.1 | Horas de operación de cada unidad desde su puesta en marcha. Además, se necesitarán las | ANDE informó que no existe esta información |

| # ítem carta de MHI (22 julio 2016) | Documento solicitado | Status de la Información |
|-------------------------------------|--|--|
| | horas de operación desde el reemplazo de los rodetes en unidades 3 y 4 | |
| 2.1.2 | Batimetría para el área de aguas arriba de las compuertas de descarga profunda en Acaray e Yguazú. Además, sería útil, una inspección de la cámara del área de aguas arriba de las compuertas. | <p>Planos y secciones de la batimetría de la parte alta del embalse de Yguazú entregados, pero no incluye batimetría en la zona de las compuertas del fondo de la presa Yguazú.</p> <p>No había batimetría en frente de las compuertas de fondo de la presa de Acaray.</p> |
| 2.1.3 | Estadísticas de disponibilidad, salidas forzadas, confiabilidad para la planta de Acaray. En la reunión con F. Barrios, nos entregó una copia dura del año 2014. Nos gustaría recibir archivos electrónicos de otros años si disponible. | Información entregada para los años 2009 a 2015. |
| 2.1.4 | Segunda Etapa de la Central H. Acaray, Obras civiles, Lic. ANDE BID 56/72; Todos los volúmenes aparte de "Comunicaciones Suplementarias". | Documento del contrato escaneado |
| 2.2 | Turbinas | |
| 2.2.1 | Procedimiento preparado por el contratista y utilizado para la reparación de las fisuras encontradas en 2015 en unidad 3 | Documento entregado |
| 2.2.2 | Estudios y resultados de las pruebas realizadas por IMPSA para el aumento de presión en la caja espiral y tubería forzada. | Hoja de cálculo con datos entregada, pero no había un informe resumiendo las pruebas. |
| 2.2.3 | Copia de los estudios de Voith para la modernización de las unidades 3 y 4 validando el aumento a 66MW llevado a cabo en 1998 | Informes de la puesta en marcha del regulador de unidades 3 & 4 entregados, pero no se encontró el estudio de validación solicitado. |
| 2.2.4 | Informe de Voith con los resultados de la prueba de rechazo de carga con la turbina y el regulador de velocidad de Voith culminado en 2008 incluyendo el análisis y resultados de pruebas de aumento de presión en la tubería forzada, caja espiral y álabes del distribuidor, y que el torque en los álabes móviles con la descarga aumentada y las cargas esperadas en el cojinete de empuje | Datos sobre el aumento de presión incluidos en los informes de la puesta en marcha del regulador de unidades 3 & 4 (vea documento 2.2.3), pero no había un documento con información sobre el análisis subsiguiente de las capacidades estructurales. |

| # ítem carta de MHI (22 julio 2016) | Documento solicitado | Status de la Información |
|-------------------------------------|--|--|
| | con la potencia aumentada no exceden las capacidades estructurales de los equipos. | |
| 2.2.5 | Material de fabricación del rodete de las unidades 1 y 2 | Documento entregado de Riva (fabricante) con detalles sobre los componentes de las turbinas. |
| 2.2.6 | Material de fabricación de los componentes principales de la turbina de las unidades 3 y 4. Incluyendo, pero no limitado a el tipo de bujes auto lubricados (fabricante y modelo si es posible), paletas directrices, placas de sellos de las paletas material de los anillos estacionarios, material y cantidad de los anillos de sello del eje | Documento entregado de Voith (fabricante) con descripción del alcance de repotenciamiento realizado y planos y detalles de los componentes y materiales. |
| 2.2.7 | Confirmar la holgura nominal del cojinete guía de turbina | Respuesta: 0,20 mm |
| 2.2.8 | Confirmar la existencia de bombas de drenaje de la cubierta superior accionadas por corriente continua (solo se observó bomba de CA en Acaray I) | Respuesta: No existe electro-bombas accionadas por CC |
| 2.3 | Generadores, Excitación y Servicios Auxiliares | |
| 2.3.1 | Fotografías de actividades de mantenimiento realizadas en el 2015 a los generadores de Acaray I. De acuerdo a lo conversado, durante esta inspección se realizó limpieza de los devanados del estator y se encontraron cunas de apriete de los devanados desplazados. | Fotografías entregadas |
| 2.3.2 | Resultados de pruebas de índice de polarización y otras pruebas a los generadores. | Mediciones de resistencia de aislación de arrollamiento de las cuatro unidades hechas entre junio y septiembre de 2016 entregadas. |
| 2.3.3 | Reporte y fotografías del reemplazo de anillos colectores y escobillas realizado en los generadores de Acaray I en Mayo/2016 | Fotografías entregadas. No hay informe del reemplazo |
| 2.3.4 | Reporte de la inspección realizada por una compañía brasileña en el 2014 a los generadores de Acaray I | No se encontró el documento |

| # ítem carta de MHI (22 julio 2016) | Documento solicitado | Status de la Información |
|-------------------------------------|--|--|
| 2.3.5 | Reportes de mantenimiento para las barras de salida de los generadores para Acaray I y II. | Mediciones de Resistencia de Aislación de las barras, capacitores y descargadores de 13,8 KV hechas entre junio y septiembre de 2016 entregadas. |
| 2.3.6 | Diagrama unifilar actualizado para el sistema de distribución en corriente continua. | Planos entregados del sistema de 110VCC de Acaray I y Acaray II |
| 2.3.7 | Información sobre los costos de compra de instrumentación para calibrar el modelo de HydroVantage. | No había información disponible por la parte de ANDE de compras recientes, así se utilizará costos típicos en el base de datos de HydroVantage™. |
| 2.3.8 | Confirmar la puesta a tierra del marco (frame) de los generadores. Si es posible necesitamos datos y/o fotos. | No fue confirmado al momento de solicitar, pero fue inspeccionado durante la visita de inspección en marzo de 2017. |
| 2.3.9 | Informe de mantenimiento anual de unidad 3 y 4 incluyendo pruebas realizadas en el generador y sistema de excitación y resultados | Informe de mantenimiento no fue entregado, pero se entregó un documento "Repotenciación de la Central Hidroeléctrica Acaray II" hecho por Cigre en junio de 1999, y una presentación "Repotenciamiento de la Central Hidroeléctrica Acaray II" por CIER, fecha desconocida (pero estimada en 1998) |
| 2.4 | Subestación | |
| 2.4.1 | Informe sobre Análisis de Gas Disuelto (DGA) - 7 años | Se entregó varios archivos de los resultados de cromatografía gaseosa en aceite aislante para los siete transformadores de Marelli y cuatro de los transformadores de Toshiba. |
| 2.4.2 | Informe sobre análisis de la calidad del aceite - 7 años | Se entregó varios archivos de los resultados de análisis físico químico para los siete transformadores de Marelli y cuatro de los transformadores de Toshiba. No había análisis de la presencia de furanos y otras moléculas complejas. |
| 2.4.3 | Informe de 1997, donde las bobinas del primario y secundario de los transformadores de la Unidad 1 (transformadores elevadores), incluyendo el análisis de despolimerización | No se encontró el informe. |

| # ítem carta de MHI (22 julio 2016) | Documento solicitado | Status de la Información |
|-------------------------------------|--|--|
| 2.4.4 | Base de datos con las especificaciones de los equipos de 220 kV de la subestación con fechas de instalación y/o puesta en servicio | Se entregó un base de datos de los equipos en Excel "Equipos de maniobras SE y CH-ACY" pero incluyó solamente algunas fechas de instalación o puesta en marcha |
| 2.4.5 | Informe sobre los niveles actuales de corriente de falla en la subestación para fallas monofásicas y trifásicas | Se entregó un archivo en Excel "Niveles de Cortocircuito 2014-2023" |
| 2.4.6 | Cualquier estudio de puesta a tierra de la subestación (preferiblemente reciente) | Se entregó un informe de Mediciones de Seguridad en las Mallas de Puesta A Tierra, hecho en Julio 2016, pero es limitado en su alcance |
| 2.4.7 | Normas de puesta a tierra para nuevas subestaciones | Respuesta: Se utiliza las normas ANSI, IEC y IEEE |
| 2.4.8 | Diseño de la subestación que fue modernizada completamente con fibras ópticas | No lo recibió |
| 2.4.9 | Una copia de las especificaciones técnicas y los planos para la línea de transmisión propuesta de 220 kV (Lote 5 del paquete de licitación) y de las modificaciones de la subestación de Itakyry (Lote 4 del paquete de licitación) preparados por Nippon Koei para el proyecto de 200 MW de Yguazú. | No la recibió |
| 2.5 | Operaciones del Sistema y Acaray | |
| 2.5.1 | Modo de Operación actual de Acaray y el modo de operación anticipado para el futuro. | SE recibió un extracto de un documento "Respuesta al INTERNO DP/DEG/10/2016 dentro del ámbito de competencia de la ODC" con una explicación del modo de operación de Acaray. |
| 2.5.2 | Valores de capacidad y energía de Acaray, Itaipu y Yacyreta – valores presentes y esperados en el futuro. | El documento "Respuesta al INTERNO DP/DEG/10/2016 dentro del ámbito de competencia de la ODC" anotado arriba en 2.5.1 contenía algunos valores de energía y potencia. Subsiguientemente, en abril 2017 ANDE envió un documento oficial con sus estimaciones de los valores de capacidad y energía |

| # ítem carta de MHI (22 julio 2016) | Documento solicitado | Status de la Información |
|-------------------------------------|--|--|
| 2.5.3 | Estudios previos de expansión para Acaray 3 – hay una referencia a un estudio que no podíamos encontrar en la biblioteca de Acaray – es posible que está disponible en la biblioteca central en Asunción | No se encontró los estudios previos de Acaray III, pero se entregó un estudio “Aprovechamiento Hidroeléctrico de Río Acaray” hecho por Electroconsult en 1970 que incluye conceptos para Acaray III y una central adyacente a la presa Yguazú. |
| 2.5.4 | Capacidad de líneas de transmisión y planes de expansión o repotenciación de líneas que pudieran transmitir electricidad desde Acaray o Yguazú. | Se entregó un archivo Excel “Parámetros Líneas Salidas de Acaray”. |
| 2.5.5 | Curvas de demanda de Paraguay para los días de semana y fines de semana para cada estación. | Algunas curvas de demanda están incluidas en el documento “Respuesta al INTERNO DP/DEG/10/2016 dentro del ámbito de competencia de la ODC” anotado arriba en 2.5.1. |
| 2.5.6 | En la reunión del 18 de julio, ANDE nos dio unos ejemplares de despacho horario de generación de invierno. ¿Podemos recibir ejemplos similares para primavera, verano y otoño? | Algunas curvas de demanda están incluidas en el documento “Respuesta al INTERNO DP/DEG/10/2016 dentro del ámbito de competencia de la ODC” anotado arriba en 2.5.1. |
| 2.5.7 | Proporcionar aclaraciones si hay o no algún costo o crédito por servicios auxiliares de generación, tales como capacidad de reserva, potencia reactiva, etc. | No hay costo o crédito por servicios auxiliares de generación, tales como capacidad de reserva, potencia reactiva, etc. |
| 2.5.8 | La tasa de retorno mínima requerida por ANDE para justificar la inversión de capital para la expansión de la capacidad en Acaray o Yguazú. | Extracto de documento interno de ANDE (Exp. SG/DSME/08413. 22.07.2016) tiene % utilizado para la Tasa Social de Descuento y Costo Promedio Ponderado del Capital. |
| 2.6 | Proceso de Operación y Mantenimiento | |
| 2.6.1 | Listado de capacitaciones ofrecidas por la ANDE. | Registro de los cursos hechos por el personal de la central. No es claro que cursos están ofrecidos por ANDE en este momento. |
| 2.6.2 | Organigrama de la Central Hidroeléctrica Acaray con los cargos existentes y el registro de personal actual, dado en copia dura durante la reunión con F. Barrios el 20 de julio. | Organigrama entregado en reuniones en la central, pero no ha sido actualizado. Organigrama suficiente para entender la organización de la central |

| # ítem carta de MHI (22 julio 2016) | Documento solicitado | Status de la Información |
|-------------------------------------|--|---|
| 2.6.3 | Flujograma actualizado de proceso de emisión y cierre de Orden de Trabajo (OT) y Autorización de Trabajo (AdT) | Flujograma entregado en reuniones en la central, pero no ha sido actualizado. El flujograma es suficiente para entender el proceso. |

3.3. Organización de Documentación y Datos

En la central existe una biblioteca técnica donde residen muchos de los estudios y documentos generados durante los estudios preliminares, la construcción y la operación y mantenimiento de la central. Para muchos de estos documentos existe solamente una copia física, y no se sabe si estos documentos están respaldados en la biblioteca técnica de la oficina central en Asunción.

Para proteger y facilitar la búsqueda y acceso a la documentación, se debería realizar los siguientes trabajos:

- Preparar un índice electrónico de todos los documentos, planos, etc. que existen en la biblioteca, con los datos principales, tal como título, autor, fecha, resumen del contenido, ubicación en la biblioteca
- Escanear todos los documentos, planos, etc. preferiblemente en un formato OCR (Optical Character Recognition o Reconocimiento Óptico de Caracteres).
- Convertir o preparar planos en AutoCad u otro formato electrónico. Esto aplica especialmente a los planos de conexión de instrumentos (ver sección 4.14.10)

Se reconoce que es un trabajo tedioso y largo, pero al final, tendrán un centro de documentación que podría ser accedido en forma remota por gente autorizada, y queda respaldado en caso de un incendio u otro incidente.

3.4. Análisis de Idoneidad de la Documentación

Después de revisar la documentación eléctrica entregada por la ANDE y de aquella hallada en sitio, encontramos lo siguiente;

- Planos: Los planos suministrados no reflejan la condición actual de los grupos generadores y de los servicios auxiliares. Durante el tiempo de operación de la planta se han realizado cambios, reemplazo y mejoras en los equipos y sistemas, pero estos no han sido correctamente plasmados en los planos originales.
- Se cuenta con planos de cambios recientes como los de los gobernadores de velocidad y sistema de excitación, pero su enlace con otros sistemas no ha sido actualizado.

- Manuales de operación y mantenimiento: Solo algunos de los equipos poseen esta documentación. Para equipos tan importantes como por ejemplo los generadores de Acaray I, no se encontró dicho manual.
- Instructivos de Mantenimiento: Este instructivo corresponde a la descripción específica de cómo se hace el mantenimiento de un componente, equipo o sistema de la Central. No se suministró, ni se encontró ninguno.
- Instructivos (o consignas) de Operación: Este instructivo corresponde a la descripción específica de cómo se opera un equipo o sistema de la Central. No se suministró, ni se encontró ninguno. Ver acápite 4.20.8.3 Manual de Operaciones para más comentarios
- No había un registro adecuado de estadísticos de operación, resumiendo los datos en forma diaria, semanal, mensual y anual. Ver acápite para más comentarios.
- El sistema de mantenimiento y las órdenes de trabajo no permite un análisis de los trabajos realizado por sistema, horas gastadas, pérdidas de generación debido a salidas forzadas, etc. Vea para más comentarios.

La falta de documentación adecuada afecta la efectividad y continuidad del mantenimiento y operación de la Central. Esta falta de documentación es compensada por el personal de mantenimiento a través de su conocimiento, desarrollado a través de los años en un proceso de ensayo y error. Lamentablemente al no haber una transferencia de ese conocimiento, éste se pierde con el retiro del personal.

3.5. Recomendaciones:

- Planos: Un programa de actualización de los planos principales de la Central, tales como diagramas unifilares, diagramas de cableado, disposición de equipos, lista de cables, etc., debe implementarse de inmediato. Experiencias de otras centrales han indicado que con la inclusión de universidades e instituciones tecnológicas en este programa, esta actividad se puede llevar a cabo con el uso de estudiantes. El mutuo beneficio es obvio, mano de obra calificada y de bajo costo para la central y educación de alto nivel para las Universidades.
- Manuales de operación y Mantenimiento: Hacer un inventario de los que se posee. Para aquellos faltantes tratar de obtener copia de los fabricantes o tratar de rastrearlos a través de internet. Aunque es muy probable que dadas las condiciones de la central estos equipos serán reemplazados en el corto plazo.
- Instructivos de Mantenimiento: Un programa de elaboración de estos instructivos debe implementarse de inmediato. El instructivo debe incluir una descripción detallada del mantenimiento de cada equipo o sistema, indicando periodicidad, planos, manuales, personal requerido, materiales y repuestos necesarios.
- Instructivos de Operación: Un programa de elaboración de estos instructivos debe implementarse de inmediato. El instructivo debe incluir una descripción detallada de la operación de cada equipo o sistema con el significado de cada alarma y acción de disparo, y cómo se debe proceder ante cada situación.

4. Hallazgos y Observaciones

En este acápite, se resume los hallazgos y observaciones resultantes de las visitas. Por conveniencia, se ha organizado por disciplina y/o grupos de equipos.

4.1. Turbinas

Las turbinas de una Central Hidroeléctrica, tienen la función de convertir la energía cinética y potencial del agua en energía mecánica para transmitirla al rotor del generador. La turbina cuenta además con distintos componentes que permiten la regulación de velocidad (álabes directrices y mecanismo de operación) la hermeticidad del pasaje de agua (cuberita superior sello del eje de turbina) y operación (sistema de gobernación, cojinete guía).

Durante los días comprendido entre el 6 y el 15 de marzo se realizaron inspecciones detalladas de las unidades de Acaray I y II. Adicionalmente se realizaron pruebas de eficiencia y medición de vibraciones entre los días del 27 de marzo y el 02 de abril de 2017.

En la Tabla 9 Datos de las turbinas de Acaray I y II, se resumen las características generales y de turbina de la Central Acaray I y II

Tabla 9 Datos de las turbinas de Acaray I y II

| Descripción | Acaray I | Acaray II | |
|---|--------------|-----------|-------|
| Fabricante | Riva Calzoni | NOHAB | Voith |
| Año de fabricación | 1965 | 1975 | 1999 |
| Caída Neta Máxima (m) | 100 | 90 | |
| Caída Neta Nominal (m) | 79 | 75 | |
| Caudal nominal (m ³ /s) | 52.5 | 68 | 91 |
| Velocidad de rotación (rpm) | 214.3 | 176.5 | |
| Diámetro del rodete (mm) | 3084 | 3000 | 3210 |
| Potencia Nominal (MW) | 47 | 47 | 63 |
| Elevación Centro hidráulico de turbina (msnm) | 88 | 93 | |
| Numero de álaves del rodete | 13 | 16 | 13 |
| Numero de álaves móviles (directrices) | 20 | 20 | |
| Numero de álaves fijos | 20 | 20 | |

| Descripción | Acaray I | Acaray II | |
|---------------------------------|----------------------|--|--------------------|
| Tipo de bujes de deslizamiento | Lubricados por grasa | Auto lubricados (solo en los álabes directrices, el resto lubricado por grasa) | |
| Material del rodete | X10C13 | - | ASTM A240 tipo 304 |
| Cojinete Guía de turbina | Babbitt bipartido | Babbitt bipartido | |
| Nivel máximo del embalse (msnm) | 187.0 | | |
| Nivel normal del embalse (msnm) | 185.3 | | |
| Nivel mínimo del embalse (msnm) | 178.0 | | |
| Nivel máximo de descarga(msnm) | 118/121 | | |
| Nivel normal de descarga(msnm) | 104.0 | | |
| Nivel mínimo de descarga(msnm) | 92.0 | | |

4.1.1. Acaray I

Las turbinas de Acaray I fueron inspeccionadas exhaustivamente durante la primera semana de trabajo. Se aprovechó la inspección de la tubería de conducción para incorporar inspección detallada a la válvula de cierre de emergencia (Válvula Mariposa).

De la visita inicial se pudo observar que la turbina cuenta con los equipos esenciales para la operación:

- Rodete tipo Francis de 13 álabes. Diámetro nominal 3084 mm. Se estima que el rodete está fabricado de componentes de fundición de acero inoxidable (X10C13). Esta designación es equivalente a la serie de aceros inoxidables martensíticos con una soldabilidad aceptable.
- Válvula mariposa de entrada a la turbina de 3.4 m de diámetro y accionada hidráulicamente. Presión máxima de trabajo 120 m de columna de agua.
- Eje de turbina $\varnothing_{\text{Externo}} = 650 \text{ mm}$ $\varnothing_{\text{agujero interno}} = 200 \text{ mm}$.
- Cubierta superior con bujes lubricados mediante grasa.
- Cojinete guía de turbina (dos segmentos).
- Caja de sello con único segmento bipartido fabricado en base de polímero (original fabricado en carbón) y sistema de suministro de agua filtrada. Los filtros son limpiados semanalmente.
- 20 Paletas directrices de 760mm de altura y guiadas en 3 puntos con bujes lubricados por grasa.
- Anillo de operación y elementos de regulación y protección (cabezales de paleta, bielas y fusibles) conectado a dos servomotores de doble efecto.

- Tubería de balanceo o alivio (fuera de servicio)

El listado de actividades ejecutado en Acaray I se ejecutó de la forma abajo escrita:

Tabla 10 Cronograma de trabajo ejecutado en Acaray I

| Fecha | Actividades |
|--------------------|--|
| Lunes Marzo 06 | <ul style="list-style-type: none"> • Inspección componentes de la turbina Grupo 1 y rodete desde la caja espiral. • Medición de Holguras del rodete con anillos de desgaste superior e inferior • Medición de áreas de cavitación del lado de succión en el borde de entrada |
| Martes Marzo 07 | <ul style="list-style-type: none"> • Inspección lado succión rodete Grupo 1 realización de ensayos de PT localizado. • Inspección de apertura y cierre de válvula mariposa grupo 1. • Inspección de la caja espiral del grupo 2. • Inspección componentes de la turbina Grupo 2. |
| Miércoles Marzo 08 | <ul style="list-style-type: none"> • Inspección de los componentes principales del generador grupo 2. • Inspección de rodete del grupo 2 desde la caja espiral. • Localización de las tomas de presión para sistema de Winter – Kennedy del grupo 2. |
| Jueves Marzo 09 | <ul style="list-style-type: none"> • Inspección lado succión rodete Grupo 2 realización de ensayos de PT localizados. • Medición de Holguras del rodete con anillos de desgaste superior e inferior • Se inspeccionaron los componentes del generador del grupo 1. |
| Viernes Marzo 10 | <ul style="list-style-type: none"> • Se realizó inspección de zonas de fuga de las válvulas mariposa de los grupos 1 y 2 luego de llenada la tubería de aducción. |

Algunas observaciones resaltantes tomadas durante la visita de campo y conversaciones con el personal de operación y mantenimiento se listan y detallan a continuación:

- En el sistema de turbina y componentes asociados no ha habido modificaciones esenciales desde la puesta en marcha de la unidad en 1969. Solo se reporta en el historial clínico un mantenimiento mayor a ambas unidades entre los años 1997 y 1998.
- Se evidenció que la operación de la unidad, descrita por los operadores de estable y silenciosa, es adecuada. No se escucharon pulsaciones excesivas de presión ni ruidos anormales en la salida del rodete o el tubo aspirador expuesto de las unidades.
- Se observó alto nivel de agua en la cubierta superior y se observó una bomba de drenaje en el pasillo de entrada al pozo de turbina.
- La mayoría de los componentes de la turbina no han sido remplazados o sustituidos desde la puesta en marcha de la unidad, por lo que datan de casi 50 años de operación sin intervención mayor.
- Entre 1987 y 1989 se realizó un mantenimiento mayor de ambas unidades. En este periodo se realizó un desmontaje de las partes rotantes y una limpieza profunda de las superficies

metálicas de los pasajes de agua, incluyendo la aplicación de un nuevo sistema de protección superficial (brea bituminosa).

- No se cuenta con un sistema de monitoreo de vibración de las unidades.

De las inspecciones detalladas realizadas y el llenado de las hojas inspección para HydroVantage™ se pueden extraer las siguientes conclusiones:

4.1.1.1. Rodetes:

- Los rodetes existentes son los originales, a los cuales no se le han realizado reparaciones por cavitación. De las inspecciones realizadas se observaron pequeñas áreas (4cm x 5cm promedio) con pérdida de brillo, ubicadas en el borde de entrada lado de succión del rodete del grupo 1. El rodete del grupo 2 presenta pequeñas pérdidas de brillo en el lado de succión del borde de entrada y pérdida de brillo en la corona (dentro del pasaje de agua).



Foto 1 Zonas de pérdida de material (ligera) en el borde de entrada zona de succión de los álabes



Foto 2 Pérdida de brillo en el pasaje de agua de la corona

- Ambos rodetes se encuentran sin cono. No se tiene claridad desde cuando se desprendieron de la estructura principal. En ambos rodetes se observaron 6 puntos con chisporroteo y superficie irregular debido a los puntos de sujeción con soldadura entre el inexistente cono y la corona del rodete. Estas zonas presentan alta rugosidad y se recomiendan sean esmeriladas al ras de la superficie del rodete.
- En el rodete del grupo 1 ANDE realizó pruebas de soldadura en uno de los álabes, con el objeto de verificar accesibilidad. Luego de esta prueba los restos de soldadura en la superficie del borde del álabes y en el lado de succión no han sido removidos, ni la superficie ha sido suavizada al contorno.

Estos remanentes de soldadura afectan el perfil del alabe ocasionando incremento en la separación de flujo, por ende, el área de cavitación.

- No se han reemplazado los anillos de desgaste tanto superior como inferior en ambos rodets.
- Ambos rodets no han presentado fisuras ni grietas a lo largo de su operación.
- Existe un sistema de aireación a través de la tapa de turbina el cual está clausurado.



Foto 3 Borde de entrada con remanentes de soldadura en el borde y en el lado de succión



Foto 4 Corona con evidencia de soldadura de sujeción del cono del rodete.

4.1.1.2. Mecanismo Distribuidor

- El estado de las paletas o álabes directrices se encuentra en estado aceptable, no se visualiza pérdida de la pintura o protección superficial en ambas unidades.
- En ambos grupos, se observó gran cantidad de sedimentos adheridos tanto a las paletas o álabes directrices como a los álabes fijos del pre-distribuidor. Adicionalmente toda la superficie de la caja espiral se encontró cubierta con este material. La limpieza de los pasajes de agua disminuye las pérdidas de flujo, fricción y facilita las labores de inspección y mantenimiento, por lo que se recomienda realizar un lavado y limpieza cada dos años.
- No se observaron marcas de roce entre los bordes de paletas directrices, anillo inferior y tapa superior, aunque en varias paletas se observó y midieron valores de holgura menor al nominal (0.25mm). Esto sumado a la gran cantidad de sedimentos puede crear una disminución de los tiempos de respuesta y sobrepresión en el sistema de gobernanación.

- Los bujes de las paletas directrices son fabricados en bronce provisto de canales para lubricación con grasa. Se pudo observar exceso de grasa en el buje inferior en varias paletas.
 - a. De acuerdo a los reportes y conversaciones con personal de mantenimiento la ruptura de los pines fusible es infrecuente. Aunque la eventual ruptura de pines fusible genera una alarma local y no un disparo de la unidad.



Foto 5 Borde de entrada con remanentes de soldadura en el borde y en el lado de succión



Foto 6 Acumulación de sedimentos en la superficie de las paletas

4.1.1.3. Tapa de Turbina

- El estado de la tapa de turbina se visualiza en condiciones aceptables. Siendo un diseño robusto no se estiman o visualizan condiciones que puedan inferir daños en el sistema.
- El asiento del anillo de operaciones con la tapa de turbina es lubricada por 8 puntos de inyección de grasa.
- El sistema de drenaje cuenta con una bomba centrífuga de corriente alterna.



Foto 7 Cabezas de paleta y topes mecánicos para evitar efecto de rotura en cascada



Foto 8 Bomba AC de drenaje de la cubierta superior

4.1.1.4. Cojinete Guía de Turbina

- El diseño del cojinete guía de turbina de los grupos 1 y 2, consta de un cojinete bipartido (2 segmentos) con serpentines de enfriamiento interno.
- Se tiene un cojinete guía de turbina de repuesto, el cual fue instalado en el grupo 1 en el 2011. el cojinete que se desmontó fue reparado y reacondicionado para ser utilizado en el grupo 2. Actualmente el extraído del grupo 2 se encuentra reparado y disponible para ser utilizado en caso requerido.
- Se reportó que la cuba de aceite del cojinete guía de turbina presentaba fugas, generando una reposición de aproximadamente 15 l de aceite semanalmente. A finales de 2015 se realizó una reparación que ha permitido detener el nivel de filtración de aceite.
- El sello del eje consta de dos segmentos de sellos radiales. Estos segmentos originalmente de carbón, fueron reemplazados en el 2015 por material en base a polímeros.
- El sistema de enfriamiento del sello se basa en una derivación de la toma principal, con dos filtros cestas en paralelo. Los filtros no cuentan con lavado inverso por lo que son limpiados semanalmente.



Foto 9 Componente del filtro. Capacidad estimada 100µm



Foto 10 Caudalímetro y medidor de presión en la entrada

4.1.2. Acaray II

Las turbinas de Acaray II fueron inspeccionadas detalladamente. Adicionalmente se realizaron pruebas de rendimiento y medición de vibraciones. La unidad No. 3 fue parada el día martes 12/07/16 para realizar una verificación preliminar del rodete y las tomas piezométricas de la caja espiral.

Se puede observar que la turbina cuenta con los siguientes equipos esenciales para la operación:

- Rodete de 13 álabes de 3210 mm de diámetro en el sello de banda superior. Fabricante Voith Hydro, reemplazando prototipo original fabricado por NOHAB (Suecia) de 14 álabes.
- Válvula mariposa de entrada a la turbina de 3.5 m de diámetro y accionada hidráulicamente. Presión máxima de trabajo 120 m de columna de agua.
- Eje de turbina $\varnothing_{\text{Externo}} = 650 \text{ mm}$ $\varnothing_{\text{agujero interno}} = 200 \text{ mm}$
- Paletas directrices con bujes auto lubricados, se desconoce el fabricante.
- Cojinete guía de turbina de 10 segmentos independientes recubiertos con material antifricción babbit.
- Caja de sello con dos segmentos de carbón (de acuerdo a planos consultados) y suministro de agua filtrada
- 20 Paletas directrices de 759 mm de altura y guiadas en 3 puntos con bujes auto lubricados (fabricante sin conocer)

- Anillo de operación y elementos de regulación y protección (cabezales de paleta, bielas y fusibles) conectados a dos servomotores de doble efecto. El servomotor de apertura (lado derecho) cuenta con un bloque mecánico accionado hidráulicamente y el servomotor de cierre (lado izquierdo) cuenta con contratuerca de bloqueo.
- Tubería de balanceo o admisión de aire del rodete a través de la cubierta superior y el cual actualmente está fuera de servicio
- Sistema de monitoreo de oscilación Bentley Nevada 3300

El listado de actividades ejecutado en Acaray II se ejecutó de la forma abajo escrita:

Tabla 11 Cronograma de trabajo ejecutado en Acaray II

| Fecha | Actividades |
|--------------------|--|
| Lunes Marzo 13 | <ul style="list-style-type: none"> • Proceso de agotamiento o drenaje de los grupos 3 y 4. • Inspección de componentes de turbina grupos 3 y 4 |
| Martes Marzo 14 | <ul style="list-style-type: none"> • Inspección componentes de la turbina Grupo 3 y rodete desde la caja espiral. • Medición de Holguras del rodete con anillos de desgaste superior e inferior • Medición de áreas de cavitación del lado de succión en el borde de entrada. Inspección lado succión rodete Grupo 3 realización de ensayos de PT localizado. • Inspección de apertura y cierre de válvula mariposa grupo 3. |
| Miércoles Marzo 15 | <ul style="list-style-type: none"> • Inspección de rodete del grupo 4 desde la caja espiral. • Inspección de la válvula de entrada a la turbina del grupo 4 |
| Jueves Marzo 16 | <ul style="list-style-type: none"> • Traslado de vuelta a Canadá. |

4.1.2.1. Rodetes:

- Los rodetes originales fabricados en Suecia por la compañía NOHAB fueron sustituidos en 1999. La empresa Voith Hydro realizó el diseño y fabricación de los nuevos rodetes. El nuevo prototipo incrementó la capacidad hidráulica de la unidad de 48 MW a 64 MW.
- De acuerdo a documentos y personal de la planta los nuevos rodetes han presentado grieta en los álabes a partir del primer año de operación. El rodete del grupo 3 ha tenido 5 eventos de reparación de grietas, involucrando 5 álabes. Mientras que el rodete del grupo 4 ha presentado 3 eventos de álabes fisurados (involucrando los álabes 1 y 4). Adicionalmente durante la instalación del rodete del grupo 3 se presentaron problemas de circularidad del anillo de desgaste inferior, lo que creo roce con el rodete y rotura de pernos de sujeción. Aunque se esmeriló la superficie y se mejoró la circularidad y la holgura, se han tenido problemas de concentricidad de los centros del anillo y el estator.



Foto 11 Grieta encontrada en el álabe 1 del rodete del grupo 4



Foto 12 Reparación realizada en el álabe 11 del Rodete grupo 3

- El rodete del grupo 3 ha presentado grietas en los álabes 2, 7, 8, 11 y 12, los cuales han sido reparados usando electrodos de acero inoxidable E309. El material de aporte y el procedimiento utilizado están acorde al material base y la aplicación, aunque no se puede garantizar la eliminación de los esfuerzos residuales de las soldaduras. Durante la última reparación se modificó el perfil de salida del alabe 11 con la intención de disminuir concentración de esfuerzos (figura 20). Como mencionado en el informe preliminar la generación de grietas, adicionalmente de depender de operar la unidad limitada por la potencia del generador, el borde de salida de los álabes es constante sin un borde suavizado, lo que genera una excitación por frecuencias de Von Karman.
- Se evidenciaron reparaciones de cavitación en el lado de succión de los bordes de entrada de los álabes, aunque se notó generación de cavitación en el lado de presión del borde de entrada. Adicionalmente los bordes de los pernos de sujeción del anillo de desgaste inferior presentan ligera pérdida de material.
- Se evidenció mayor cantidad de cavitación en los bordes de entrada (lado presión y succión) en el rodete del grupo 4. Considerando que esta unidad no ha sido sometida a reparaciones previas la necesidad de intervenir se incrementa con el paso del tiempo, afectando el tiempo de indisponibilidad de la unidad. La afectación por cavitación tanto en el lado de presión como en lado de succión del borde de entrada revela una operación fuera de zona de operación a la cual está diseñado el rodete, aunado a un perfil poco favorable para esta aplicación.

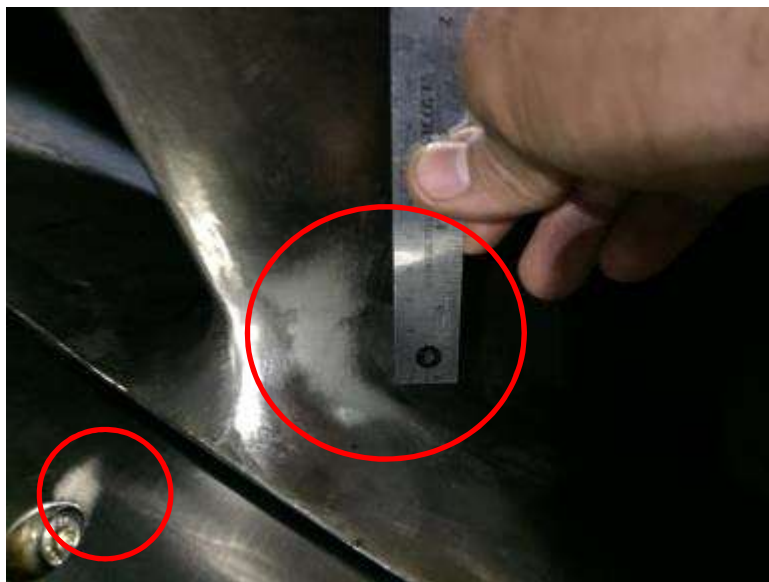


Foto 13 Pérdida de brillo por cavitación en el borde de entrada lado presión. Adicionalmente cavitación en el anillo de desgaste



Foto 14 Area de cavitación reparada en rodete grupo 3



Foto 15 Cavitación en el borde entrada del rodete y en el borde de los pernos de sujeción del anillo de desgaste inferior



Foto 16 Pérdida de material en el álabe 5 del rodete del grupo 4.

- Se evidenciaron en ambos rodetes pérdidas de brillo en los pasajes de agua de la corona de los rodetes. Aunque no se evidencia cavitación en los bordes de salida lado de succión, las zonas de

baja presión se trasladan hasta el anillo de descarga (primer anillo del tubo aspiración), donde ya se ha tenido que recubrir con acero inoxidable.



Foto 17 Borde de salida lado de baja presión en el rodete del grupo 3. Se evidencia reparación del anillo de descarga.



Foto 18 Área de salida zona de succión del rodete del grupo 4. No se presenta pérdida de material

- En el grupo 3 se encontró holgura excesiva entre la cara posterior del anillo de desgaste y el anillo inferior. De acuerdo a los reportes previos el nuevo anillo de desgaste fue fabricado a un diámetro mayor y luego fue mecanizado en exceso, por lo que la sujeción del anillo es dependiente netamente de los pernos axiales sin transferencia de esfuerzos al anillo inferior.
- Durante la visita de julio 2016 se informó la restitución del cono del rodete del grupo 3. Como se



Foto 19 Separación del anillo de desgaste y el anillo inferior y zona de pernos de sujeción con pérdida de material

estipula en el informe inicial, los pernos de sujeción del cono no cuentan con un mecanismo de traba lo que con el tiempo puede provocar la disminución de la tensión de apriete. La implementación de un sistema de bloqueo del perno permitirá garantizar evitar la pérdida del cono nuevamente.

4.1.2.2. Mecanismo Distribuidor

- Tanto en el grupo 3 como en el grupo 4, el estado de las paletas o álabes directrices se encuentra en estado aceptable, a excepción de la mayoría de los bordes superiores donde se observa pérdida de recubrimiento de acero inoxidable en la banda de cierre. En algunas paletas (2 de 20) también se evidenciaron marcas de roce entre la tapa superior y las paletas.



Foto 20 Pérdida de material de recubrimiento en el borde superior de la paleta directriz y marcas de roce en la tapa superior Grupo 3.

Foto 21 Marca en la tapa superior por roce con el borde de la paleta directriz G4

- En ambos grupos, se observó una gran cantidad de sedimentos adheridos tanto a las paletas o álabes directrices como a los álabes fijos del pre-distribuidor. Adicionalmente toda la superficie de la caja espiral se encontró cubierta con este material. La limpieza de los pasajes de agua disminuye las pérdidas de flujo, fricción y facilita las labores de inspección y mantenimiento, por lo que se recomienda realizar un lavado y limpieza cada dos años.
- Los bujes de las paletas directrices fueron reemplazados por bujes auto-lubricantes o grafitados. No se pudo conocer el fabricante, aunque no se tiene reporte de bujes auto-lubricados sustituidos.
- De acuerdo a reportes y conversaciones con personal de mantenimiento la ruptura de los pines fusible ocurre con mayor frecuencia que Acaray I. La eventual ruptura de pines fusible genera una alarma local y no un disparo de la unidad.



Foto 22 Holgura paleta y anillo inferior en el borde de entrada



Foto 23 Acumulación de sedimentos en la superficie de las paletas fijas

4.1.2.3. Tapa de Turbina

- El estado de la tapa de turbina se visualiza en condiciones aceptables. Siendo un diseño robusto no se estiman o visualizan condiciones que puedan inferir daños en el sistema.
- El asiento del anillo de operaciones con la tapa de turbina es lubricado por 8 puntos de inyección de grasa.
- El sistema de drenaje cuenta con dos bombas sumergibles de corriente alterna para mantener el nivel.
- Existe un sistema de aireación al rodete a través de la tapa de turbina el cual está clausurado.



Foto 24 Asiento anillo de operación y tapa de turbina



Foto 25 Conexión de mecanismo de operación a la tapa de turbina y bombas de drenaje

4.1.2.4. Cojinete Guía de Turbina

- El diseño del cojinete guía de turbina de los grupos 3 y 4, consta de un cojinete de con 10 zapatas o pastillas revestidas de material babbit. El ajuste del cojinete de turbina se realiza mediante calzas en el tornillo de apriete.
- Actualmente los grupos 3 y 4 solo cuentan con un juego de patines o segmentos de repuesto, que pueden ser usados en ambas unidades de acuerdo a la necesidad que se presente.
- Se visualizaron fugas de aceites excesivas en la superficie del cojinete guía de turbina.



Foto 26 Aceite en la tapa superior del cojinete guía de turbina

4.1.2.5. Caja de sello del eje

- El sello del eje consta de cuatro segmentos de carbón con resortes radiales que permiten asegurar el contacto. Estos segmentos originalmente de carbón, fueron reemplazados en el 2015 por material en base a polímeros.



Foto 27 Sistema de filtración de agua de enfriamiento de la caja de sello

- El sistema de enfriamiento del sello se basa en una derivación de la toma principal, con dos filtros cestas en paralelo. Los filtros no cuentan con lavado inverso por lo que son limpiados semanalmente.

4.1.3. Conclusiones y Recomendaciones

4.1.3.1. Acaray I

| Ítem | Componente | Diagnóstico | Conclusión |
|------|---------------------------------|---|---|
| 1 | Turbina. Rodete y componentes. | <p>Rodete en condiciones aceptables para operación, sin embargo, se evidencian zonas de Cavitación. Valores de eficiencia medidos de 89.9% indican un rango de mejora entre 3% – 5%.</p> <p>Anillos de desgaste o sellos del rodete se encuentran en condiciones aceptables.</p> <p>El rodete y sus componentes presentan casi 50 años de operación, sin ningún proceso de extensión de su vida útil.</p> | <p>Se debe considerar su reemplazo (reemplazo por rehabilitación o por incremento de capacidad) en el corto plazo.</p> <p>El análisis económico de HydroVantage™ determinará la viabilidad de incrementar potencia o solo reemplazar con el fin de incrementar y mejorar los valores de eficiencia.</p> |
| 2 | Turbina. Eje de turbina | Las condiciones en que se encuentra el eje de turbina son aceptables. | En caso de realizar una rehabilitación del sistema sin aumento de potencia, el eje puede ser reutilizado. En caso de un posible incremento de potencia se debe realizar el análisis de esfuerzo y fatiga respectivo. |
| 3 | Turbina. Mecanismo de operación | <p>No se evidenciaron zonas de roce entre borde inferior y superior de los álabes directrices y las placas de revestimiento del anillo inferior y la cubierta.</p> <p>Los bujes de paletas, pines fusibles, bielas y asiento del anillo de operación son lubricados mediante grasa.</p> | <p>Se debe considerar su reemplazo (reemplazo por rehabilitación o por incremento de capacidad) en el corto plazo.</p> <p>Incluir dentro de un proceso de rehabilitación / incremento de capacidad el reemplazo de estos componentes.</p> |

| Ítem | Componente | Diagnóstico | Conclusión |
|------|------------------------|---|---|
| | | Estos componentes presentan 50 años de operación, sin ningún proceso de extensión de su vida útil. | |
| 4 | Turbina. Cojinete Guía | Se han realizado reparaciones correctivas recientes, debido a exceso de fuga de aceite en la cuba. El diseño con serpentines internos requiere mayor tiempo de reparación en caso de fallas. | Se debe considerar su reemplazo/rehabilitación (reemplazo por rehabilitación o por incremento de capacidad) en el corto plazo. |
| 5 | Turbina. Caja de Sello | Se han modificado el material de los segmentos de carbón a polímero. El suministro de agua filtrada no posee un sistema de filtrado con lavado inverso. | Este sistema requiere ser actualizado con prácticas modernas de la industria. Por lo tanto, el alcance de reemplazo de este sistema debe ser incluido en el próximo proceso de rehabilitación / incremento de potencia. |

De las inspecciones realizadas en Acaray I y las pruebas realizadas en el grupo 2, se pueden emitir las siguientes recomendaciones generales:

- En los rodets de las turbinas de Acaray I se visualizan zonas con chisporroteos y material remanente de soldadura en los pasajes de agua, tanto en la corona (en los puntos de sujeción originales del inexistente cono) como en los álabes (realización de pruebas de soldadura en el rodete del G1). Restos de soldadura se deben remover y esmerilar la superficie a ras. En caso de requerir reparar con soldadura (material base es de acuerdo a normas italianas X10C13 y de acuerdo a tablas consultadas presenta buena soldabilidad) se debería realizar un análisis metalúrgico que compruebe la composición y a partir de ahí generar un procedimiento de reparación.
- Al momento de hacer reparaciones en el rodete, es importante realizar sellado con cinta de las holguras del rodete.
- Se debe realizar una limpieza de los pasajes de agua, eliminar la capa de sedimentos acumulada en el predistribuidor y superficie de los álabes directrices. Esta limpieza se debe realizar con una frecuencia mínima de cada cinco años. Mantener los pasajes sin sedimentos adicionalmente de disminuir pérdidas, facilita las inspecciones y el mantenimiento.
- El resto de los componentes se encuentra cerca del fin de su vida útil, por lo que requieren constantes intervenciones correctivas (cuba de aceite cojinete guía turbina). Para estos componentes no se puede emitir mayores recomendaciones, dado que el análisis de riesgo que se hará en la siguiente fase de este estudio proporcionará las recomendaciones de reemplazo o

repotenciación. Aunque se debe considerar que el eventual cambio (bien sea de incremento de potencia o rehabilitación) debe considerar una intervención global de la unidad.

4.1.3.2. Acaray II

| Ítem | Componente | Diagnóstico | Conclusión |
|------|--------------------------------|--|---|
| 1 | Turbina. Rodete y componentes. | <p>Rodetes de ambas unidades cuentan con una gran cantidad de reparaciones debido a la formación de grietas en los álabes. Se han realizado reparaciones con un procedimiento acorde de soldadura. Estos procesos de reparación no garantizan un adecuado alivio de tensiones residuales, por lo que la reincidencia de grietas es latente.</p> <p>Considerando los valores de eficiencia medidos de 90% indican un rango de mejora entre 4% – 5%.</p> <p>Los bordes de entrada del rodete y las superficies del sello de la turbina presentan cavitación con pérdida de material.</p> <p>Anillos de desgaste del grupo 3 presenta holgura excesiva con el anillo inferior (no existe un ajuste forzado) lo que genera rotura de pernos de sujeción axial en caso de eventual roce entre parte fija y rotante.</p> | <p>El rodete y sus componentes presentan casi 15 años de operación, en el que se han presentado 7 eventos de reparación en el grupo 3 y 3 en el grupo 4. Adicionalmente la operación de las unidades se caracteriza por una alta frecuencia de arranque y paradas. Un cambio de diseño es requerido que permita soportar esfuerzos cíclicos de arranque y parada, adicionalmente modificando los bordes de entrada y salida para evitar la generación de frecuencia de Von Karman y la generación de cavitación.</p> <p>Se debe considerar su reemplazo (reemplazo por rehabilitación o por incremento de capacidad) en el corto plazo.</p> |
| 2 | Turbina. Eje de turbina | <p>Las condiciones en que se encuentra el eje de turbina son aceptables.</p> | <p>En caso de realizar una rehabilitación del sistema sin aumento de potencia, el eje puede ser reutilizado. En caso de un posible incremento de potencia se debe realizar un análisis de esfuerzo y fatiga respectivo.</p> |

| Ítem | Componente | Diagnóstico | Conclusión |
|------|---------------------------------|--|---|
| | Turbina. Mecanismo de operación | <p>Se evidenciaron pequeñas zonas de roce entre los bordes de paletas y las planchas de revestimiento del anillo inferior y la tapa de turbina. Parte del recubrimiento de acero inoxidable del sello entre paletas o álabes directrices está desprendido en los extremos.</p> <p>Los bujes de paletas, pines fusibles y bielas son autolubricados, mientras que el asiento del anillo de operación es lubricado mediante grasa.</p> <p>Estos componentes presentan 50 años de operación, sin ningún proceso de extensión de su vida útil.</p> | <p>Se debe considerar su reemplazo (reemplazo por rehabilitación o por incremento de capacidad) en el corto plazo.</p> <p>Incluir dentro de un proceso de rehabilitación / incremento de capacidad el reemplazo de estos componentes.</p> |
| 3 | Turbina. Cojinete Guía | Se han realizado reparaciones correctivas recientes, debido a exceso de fuga de aceite en la cuba. | Se debe considerar su reemplazo/rehabilitación (reemplazo por rehabilitación o por incremento de capacidad) en el corto plazo. |
| 4 | Turbina. Caja de Sello | El suministro de agua filtrada no posee un sistema de filtrado con lavado inverso. | Este sistema requiere ser actualizado con prácticas modernas de la industria. Por lo tanto, el alcance de reemplazo de este sistema debe ser incluido en el próximo proceso de rehabilitación / incremento de potencia. |

De las inspecciones realizadas en Acaray II y las pruebas realizadas en el grupo 3, se pueden emitir las siguientes recomendaciones generales:

- Dada las condiciones del rodete del grupo 3 y 4, los cuales presentan historial de grietas y reparaciones, se deben realizar inspecciones periódicas de las condiciones de cada rodete. Para esto se debe mantener un registro de las horas de operación fuera de zonas óptimas de eficiencia (por debajo de 50 MW de potencia de salida del generador) y las variaciones de altura neta correspondientes.

- El diseño actual presenta zonas de cavitación en el borde de entrada tanto en la zona de presión como en la zona de succión. Esta condición se genera probablemente debido a un diseño de borde que afecta la operación en las distintas alturas en las que opera la unidad. Para esto solo se puede realizar control y medición de las áreas afectas. Se recomienda solicitar a VOITH Hydro, las plantillas de los perfiles del álabe, con el fin de realizar las reparaciones subsiguientes sin alterar el perfil.
- Adicionalmente se encontró cavitación en los bordes de los agujeros de los pernos de fijación del anillo de desgaste inferior (especialmente en los ubicados en las líneas de flujo de salida de los álabes). La principal causa es la discontinuidad de la superficie, por lo que se recomienda sellar los agujeros con material epóxico y conformar la forma al contorno del anillo.
- Se recomienda sustituir el anillo de desgaste del Grupo 3, el cual presenta holgura excesiva entre el anillo inferior y la cara posterior del anillo de desgaste.
- Las mediciones de vibración del grupo 3 no arrojaron valores excesivos durante los diferentes rangos de operación de la unidad. Aunque de acuerdo a los valores de eficiencia de la unidad y de la turbina, mientras más cerca esté la generación del punto de diseño de la turbina mejor se comportara la unidad, por lo que es importante operar las unidades de Acaray II por encima de los 50 MW con un salto neto de 81 m.
- Considerando que las unidades de Acaray II solo han tenido intervenciones parciales (reemplazo de rodete, cambios del sistema de gobernación y sustitución de los generadores en progreso) los próximos pasos que marcarán la tendencia de intervención deben asumirse de manera global, de modo de actualizar la mayor cantidad de componentes.

4.2. Sistema de Gobernación y Unidad de Control

4.2.1. Acaray I

- El sistema de gobernación cuenta con un sistema óleo neumático cuya presión de trabajo es 23Kg/cm² y una presión máxima de 26 Kg/cm². El sistema fue rehabilitado por Voith en el año 2000. En ese entonces se sustituyeron las bombas principales (2) motores, válvula distribuidora y piloto. El resto de componentes se mantuvieron de acuerdo al diseño original.
- Se tienen dos moto-bombas de repuesto las cuales se instalan cada vez que se requiere cambiar los sellos a las que estén instaladas.
- Se observaron fugas de aceite tanto en el cubículo del gobernador como en el pozo de los servomotores.
- La protección de sobre-velocidad hidráulica no está en servicio.



Foto 28 Filtraciones de aceite en el tanque de aceite principal



Foto 29 Fugas de aceite en el servomotor de apertura del grupo 1.

4.2.2. Acaray II

- El sistema de gobernación cuenta con un sistema óleo neumático cuya presión de trabajo es 38 Kg/cm² y una presión máxima de 40 Kg/cm², límite superior ajustado para la parada de las bombas del gobernador. El sistema fue rehabilitado por Voith en el año 2000. En ese entonces se sustituyeron las bombas principales, (2) motores, válvula distribuidora y piloto. El resto de componentes se mantuvieron de acuerdo al diseño original.
- Durante el último proceso de rehabilitación, se instaló un nuevo sistema de pilotaje de la válvula distribuidora. Se instalaron paneles digitales para la regulación de la turbina y automatización de la unidad con los respectivos interfaces locales y remotos (HMI - SCADA). En el SCADA se tiene implementado el Control Conjunto de la planta. Adicionalmente se adicionó un sistema de filtrado del aceite fuera de línea, aunque no se han realizado pruebas de aceite recientemente.
- Se reinstalaron las protecciones hidráulicas de sobre-velocidad, y nuevos sensores de velocidad para protección eléctrica.
- Se observaron fugas de aceite tanto en el cubículo del gobernador como en el pozo de los servomotores. Adicionalmente los bujes de conexión de los servomotores con el anillo de operación que son lubricados mediante grasa, presentan exceso de lubricación.



Foto 30 Válvula piloto suministrada por REYVAX



Foto 31 Pickup de velocidad y protección hidráulica de sobre-velocidad

4.2.3. Recomendaciones

4.2.3.1. Acaray I

- Disminuir en lo posible las fugas en el sistema de gobernación, y realizar chequeos y ajustes de alturas de álabes directrices de modo de evitar sobre presión en el sistema.
- Poner la protección de sobre-velocidad hidráulica en servicio de nuevo

4.2.3.2. Acaray II

- Disminuir en lo posible las fugas en el sistema de gobernación, y realizar chequeos y ajustes de alturas de álabes directrices de modo de evitar sobre presión en el sistema.
- Evite el exceso de lubricación de grasa en los bujes de conexión de los servomotores con el anillo de operación.

4.3. Válvula de turbina

4.3.1. Acaray I

- La válvula de entrada a la turbina es una válvula mariposa de 3400 mm de diámetro accionada hidráulicamente. El sistema hidráulico presenta fugas de aceite visibles.
- Ambas válvulas fueron desmontadas durante la parada de mantenimiento mayor comprendida entre 1987 y 1989. Aunque no se realizaron rehabilitación ni reemplazo en las válvulas bypass.

- El cuerpo de las válvulas y las tuberías del sistema de bypass ha perdido la protección superficial en diversos puntos, acelerando el proceso de corrosión en alguno de ellos.
- El sello interno de la mariposa se visualizó roto y ambas válvulas tienen fugas de agua con carga.
- La superficie de sellado fue sustituida por un anillo de acero inoxidable en el año 2000 en los grupos 1 y 2.
- Ambas válvulas tienen un sistema de sensor mecánico de equilibrio de presión que requiere ser modernizado.



Foto 32 Actuador hidráulico con evidencias de fuga en el sistema



Foto 33 Fuga interna de la válvula del grupo 1. Grupo 2 presenta fuga similar.

4.3.2. Acaray II

- La válvula de entrada a la turbina es una válvula mariposa de 3.500 mm de diámetro accionada hidráulicamente. El sistema hidráulico presenta fugas de aceite visibles en las tuberías de alta presión. También se observaron fugas en la válvula del grupo 4 por los sellos de los bujes la cual es controlada con contenedores colocados de manera temporal.



Foto 34 Contenedor de fugas a través de los bujes del muñón de la válvula G 4



Foto 35 Mecanismo de accionamiento de la válvula con fugas en el sistema hidráulico G3

- El cuerpo de las válvulas y las tuberías del sistema de bypass ha perdido la protección superficial en diversos puntos, acelerando el proceso de corrosión en alguno de ellos.
- El sello interno de la mariposa se visualizó roto y ambas válvulas tienen fugas de agua con carga.
- Ambas válvulas de entrada a la turbina (válvula mariposa) operan bajo equilibrio en el caso de apertura. Tienen transductores de presión que permiten al sistema de control bloquear la apertura en caso de diferencias de presión entre aguas arriba y aguas abajo del cuerpo de la válvula.
- Hay fugas de agua a través de los sellos de los muñones. El personal del área ha confirmado que ha aumentado últimamente. Estas deben ser reparadas.

4.3.3. Recomendaciones

4.3.3.1. Acaray I

- Las válvulas de entrada necesita trabajos de rehabilitación, cambiando el sello del disco.
- Reparar fugas en los muñones de ambos válvulas.
- Repintar el cuerpo de las válvulas y tubería de by-pass para evitar corrosión
- Modernizar el sistema de sensor mecánico de equilibrio de presión en ambas válvulas

4.3.3.2. Acaray II

- Las válvulas de entrada necesita trabajos de rehabilitación, cambiando el sello del disco.

- Reparar fugas en los muñones de ambas válvulas cambiando los sellos
- Repintar el cuerpo de las válvulas y tubería de by-pass para evitar corrosión

4.4. Componentes Mecánicas del Generador

4.4.1. Acaray I

- El grupo 1 se encontraba fuera de servicio por una falla ocurrida en septiembre de 2016 en la conexión interpolar del rotor. Se recomienda realizar un chequeo exhaustivo del resto de las interconexiones del grupo 1 y 2.
- De acuerdo a reportes previos revisados, se menciona el contacto entre material externo y las caras de los polos y el núcleo del estator.
- Las bases del estator son fijas al concreto de segunda etapa. No se prevé la expansión radial del estator en el diseño actual. Aunque no se visualizaron grietas en el concreto por sobre esfuerzos.
- Ambos grupos están dotados de 8 intercambiadores aire agua para el enfriamiento del generador. Los enfriadores y las válvulas asociadas han sido rehabilitados.
- El cojinete guía inferior consta de dos segmentos y es refrigerado por tuberías internas instaladas dentro del metal blanco. El cojinete guía superior consta del mismo diseño, con la diferencia que es refrigerado por un serpentín externo dentro de la ménsula superior. El cojinete de empuje se encuentra en la ménsula superior.
- El sistema de frenado del generador consta de 6 patines ubicados en el recinto del generador. Cada módulo tiene una pastilla única no segmentada, y actúa contra una pista de freno instalada en la parte inferior del rotor. Se visualizaron desprendimiento de material en las aristas de varios segmentos de la pista de freno, al igual que un desgaste excesivo de las pastillas. Incluso se visualizan marcas en el marco, indicando contacto metal. El sistema no cuenta con un colector de polvo.



Foto 36 Marco de pastilla de freno con evidencia de contacto metal



Foto 37 Desprendimiento de material en la pista del freno

- El sistema contra incendio del generador está diseñado en base a CO₂. 6 aspersores están distribuidos en la parte inferior, conectadas a 21 botellas. El sistema de botellas originalmente contaba con alarma por pérdida de peso, esta alarma fue suprimida y las balanzas de cada una sustituidas por trozos de madera.



Foto 38 Botellas de CO2 del sistema de extinción de incendio del generador



Foto 39 Panel de alarma de pesos de las botellas de CO2 fuera de servicio

4.4.2. Acaray II

No se realizaron ninguna revisión de los componentes mecánicos de los generadores de Acaray II (grupos 3 & 4) dado que los generadores completos estarán reemplazados en los próximos meses bajo el contrato celebrado con IMPSA.

4.4.3. Recomendaciones

4.4.3.1. Acaray I

- Rehabilitar el sistema de contraincendio de CO₂
- En caso de una rehabilitación o repotenciamiento de los grupos, rediseñar y rehabilitar el sistema de frenos incorporando sistema de colección de polvo y levantamiento de rotor que se puede girarlo.

4.5. Pruebas de Eficiencia

4.5.1. Acaray I, Grupo 2

Luego de las inspecciones detalladas de los componentes principales de generación (turbina y generador) se realizaron las pruebas de rendimiento (medición de eficiencia) y mediciones de vibraciones.

En el Apéndice B se encuentra el informe detallado de las mediciones o pruebas de eficiencias realizadas al Grupo 2.

El método ejecutado para la realización de las pruebas de eficiencia de la unidad se basó en la realización de mediciones de caudal absolutas y relativas (Método Winter Kennedy) utilizando las mediciones absolutas para ajustar los valores relativos a partir del coeficiente (K) calculado.

La eficiencia de la turbina se calcula a través del cociente de la potencia del generador entre la potencia hidráulica disponible (relacionada con la Caída neta y el flujo turbinado), utilizando la siguiente fórmula

$$\eta_{unit} = \frac{P_{gen} \cdot 1000}{Q \cdot H_{net} \cdot \rho g}$$

Dónde:

| | | |
|---------------|---|---|
| η_{unit} | = | Eficiencia de la unidad |
| P_{gen} | = | Potencia de salida del generador (kW) |
| Q | = | Caudal turbinado (m ³ /s) |
| H_{net} | = | Caída neta (m) |
| ρ | = | densidad del agua (kg/m ³) |
| g | = | aceleración de la gravedad (m/s ²). |

Para el cálculo de eficiencia de la turbina de los grupos intervenidos (grupo 2 y grupo 3 en Acaray II) adicionalmente se debe dividir la potencia de salida del generador entre la eficiencia del mismo, para lo cual se utilizaron las curvas de eficiencia del generador entregadas por el fabricante y tomadas de pasados informes de mediciones de eficiencia (Informe de las pruebas de Rendimiento de los Grupos 1 y 2, Octubre 1972).

El cálculo absoluto de flujo se basa en la inyección continua de una cantidad conocida de solución o mezcla fluorescente a través del tubo de aireación de la tubería de conducción (ubicada en la toma). Una vez esta solución se mezcle completamente con el flujo entrante a la turbina, se mide la concentración y se toman muestras, las cuales permitirán el cálculo del caudal turbinado por medio de una simple ecuación la cual se describe a continuación:

$$Q = q \left(\frac{C_1}{C_2 - C_0} \right)$$

Dónde:

| | | |
|-------|---|--|
| Q | = | Flujo turbinado |
| q | = | Flujo de la solución inyectada en la toma |
| C_1 | = | Concentración de la solución inyectada |
| C_2 | = | Concentración de la solución en el agua en el punto de muestreo en la turbina, donde se garantiza una mezcla total de la solución con el agua turbinada. |
| C_0 | = | Concentración base del agua del río. |

Con la ayuda de una escala de medición y el cálculo previo de la cantidad de solución a inyectar en un tiempo determinado de acuerdo a la longitud, diámetro de la conducción, se obtiene el flujo volumétrico de

solución. Este flujo es constante, y para su medición se utiliza una bomba peristáltica de desplazamiento positivo.



Foto 40 Arreglo para la medición del flujo de solución a inyectar

Adicionalmente al caudal relativo medido a través de las tomas de presión Winter Kennedy se calcula con la siguiente ecuación.

$$Q = K \sqrt{\Delta P}$$

Dónde:

| | | |
|------------|---|--|
| Q | = | Caudal turbinado |
| K | = | Constante de descarga |
| ΔP | = | Diferencial de presión entre las tomas Winter Kennedy. |

Las mediciones relativas se ajustan igualando la constante de descarga de las mediciones relativas a la constante de descarga de las mediciones absolutas, lo que permite establecer la curva de eficiencia absoluta de la unidad.

Las mediciones realizadas durante las pruebas, comprenden:

- *Nivel del embalse*, tomando la distancia de la estructura de toma hasta el nivel de agua con cinta pi durante el desarrollo de la prueba.
- *Presión de entrada a la turbina*, tomada mediante transductores de presión con rango de 0-200 lb/in² y con señal de salida de 4-20 mA a la estación colectora de datos.
- *Nivel del canal de descarga*, registrada mediante un transductor de presión sumergible con un rango de 0-5 lb/in². Se calibra utilizando la distancia desde la estructura de grúa hasta el nivel del Paraná con la cinta pi.

- *Posición de paleta directriz*, utilizando un transductor lineal de posición instalado en el servomotor de apertura. El transductor se calibra a 0% y 100% de apertura.



Foto 41 Instalación de transductor lineal de posición en el servomotor de apertura.

- *Medición de potencia de salida del generador*, utilizando un medidor Acuvim II conectado a las salidas de los TC y PT. También se registraron manualmente las salidas del instrumento de medición de la central.
- *Caudal de la solución inyectada*, mediante un instrumento de medición de peso se adquiere la tasa de cambio de masa con una frecuencia de 2 mediciones por segundo, lo que permite luego calcular el flujo volumétrico usando la densidad de la solución, la cual es verificada luego de realizar la mezcla.
- *Toma de muestras de agua*, utilizando un fluorímetro se mide en tiempo real la concentración de la solución pasando por la turbina, lo que permite decidir el momento de tomar las muestras para la medición de concentración y proceder con el cálculo del caudal turbinado.
- *Calibración del fluorímetro*, usando muestras de la solución inyectada se realiza una dilución en tres etapas para realizar la calibración del fluorímetro. Conociendo la concentración final se verifican con las medidas del fluorímetro y se realizan los ajustes requeridos.



Foto 42 Estación de recolección de datos y visualización de concentración a través del fluorímetro

- *Medición de presión diferencial de las tomas W-K, se utilizan mangueras de altas presión conectadas a las tomas de presión Winter – Kennedy, previamente destapadas y limpiadas.*



Foto 43 Medidor de presión diferencial marca Siemens

La incertidumbre sistemática de la prueba está calculada en 2.24%, como se observa en el reporte en el Anexo B.

El programa de pruebas establecido para la unidad 2 se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla 12 Plan de Pruebas Grupo 2

| Grupo/ Fecha | Prueba No. | Apertura de Paletas (%) | Tipo de Prueba | Comentarios |
|----------------------|---------------|-------------------------------|-----------------------|-----------------------------|
| Grupo 2/ 01/04/17 | 0a | 0% | Unidad Parada | Válvula mariposa G2 abierta |
| | | | Vacío | Sin campo |
| | | | Vacío | Con campo |
| | | 100% | Chequeo a plena carga | |
| | 1 | 35% | Índice | |
| | 2 | 40% | Índice | |
| | 3 | 45% | Índice | |
| | 4 | 65% | Inyección e Índice | |
| | 5 | 60% | Índice | |
| | 6 | 55% | Índice | |
| | 7 | 50% | Índice | |
| | 8 | 75% | Inyección e Índice | |
| | 9 | 70% | Índice | |
| | 10 | 80% | Índice | |
| | 11 | 85% | Inyección e Índice | |
| | 12 | 90% | Índice | |
| | 13 | 95% | Índice | |
| | 14 | 100% | Índice | |
| | 0b | 0% | Unidad Parada | Válvula mariposa G2 abierta |
| | | | Fin de prueba | |

Tabla 13 Resultados medidos y calculados para el grupo 2, con corrección de altura neta a 84.1m de acuerdo a IEC 60041

| Sección transversal a la toma de presión de Caja Espiral | | | 7.31 m² | | | Coeficiente W-K (promedio) | | | 29.7 m³/s/VkPa | | | | | | | |
|--|-------------|---------|------------------------------|----------|--------|--|----------|--------|--|--|--|--|---|--|---|--|
| Sección de salida del tubo de aspiración | | | 78.14 m² | | | Elevación de piso de turbina | | | 90.4 m | | | | | | | |
| Gravedad | | | 9.79 m/s² | | | Elevación de transductor de presión de entrada | | | 91.31 m | | | | | | | |
| Densidad del agua | | | 997.4 kg/m³ | | | | | | | | | | | | | |
| Test No. | Servostroke | Forebay | @ Turbine Inlet Pressure Tap | | | @ Draft Tube Exit | | | Corrected Generator Power (9) (MW) | Corrected Unit Discharge (10) (m³/s) | Generator Efficiency (11) (%) | Measured Net Head (12) (m) | Corrected Net Head (13) (m) | Plant Efficiency (14) (%) | Unit Efficiency (15) (%) | Turbine Efficiency (16) (%) |
| | Position | Level | Static | Velocity | | Static | Velocity | | | | | | | | | |
| | (1) | (2) | Head | Head | EGL1 | Head | Head | EGL2 | | | | | | | | |
| | (%) | (m) | (3) | (4) | (5) | (6) | (7) | (8) | | | | | | | | |
| | | | (m) | (m) | (m) | (m) | (m) | (m) | | | | (m) | (m) | | | |
| Shutdown Check | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AcarayUnit2-0a.out | -0.50 | | 185.08 | | 185.08 | 100.45 | | 100.45 | | | | 84.63 | 84.10 | | | |
| Index Tests | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AcarayUnit2-1.out | 34.45 | | 183.75 | 0.63 | 184.38 | 100.27 | 0.01 | 100.28 | 14.84 | 25.62 | 95.4% | 84.63 | 84.10 | | 70.5% | 74.0% |
| AcarayUnit2-2.out | 39.43 | | 183.56 | 0.82 | 184.38 | 100.27 | 0.01 | 100.27 | 17.98 | 29.29 | 96.0% | 84.62 | 84.10 | | 74.7% | 77.9% |
| AcarayUnit2-3.out | 44.27 | | 183.29 | 1.10 | 184.39 | 100.28 | 0.01 | 100.29 | 21.97 | 33.83 | 96.6% | 84.51 | 84.10 | | 79.1% | 81.8% |
| AcarayUnit2-4.out | 64.09 | | 181.91 | 2.48 | 184.39 | 100.27 | 0.02 | 100.29 | 37.00 | 50.90 | 97.8% | 84.17 | 84.10 | | 88.5% | 90.5% |
| AcarayUnit2-4a.out | 64.10 | | 181.90 | 2.49 | 184.40 | 100.27 | 0.02 | 100.29 | 37.14 | 51.03 | 97.8% | 83.95 | 84.10 | | 88.6% | 90.6% |
| AcarayUnit2-4c.out | 64.10 | | 181.90 | 2.49 | 184.39 | 100.26 | 0.02 | 100.29 | 36.97 | 51.01 | 97.8% | 84.22 | 84.10 | | 88.2% | 90.2% |
| AcarayUnit2-5.out | 59.28 | | 182.22 | 2.15 | 184.37 | 100.25 | 0.02 | 100.27 | 34.02 | 47.42 | 97.7% | 84.28 | 84.10 | | 87.3% | 89.4% |
| AcarayUnit2-6.out | 54.29 | | 182.59 | 1.79 | 184.38 | 100.26 | 0.02 | 100.27 | 30.32 | 43.21 | 97.5% | 84.39 | 84.10 | | 85.4% | 87.6% |
| AcarayUnit2-7.out | 49.38 | | 182.89 | 1.44 | 184.33 | 100.22 | 0.01 | 100.23 | 26.50 | 38.78 | 97.2% | 84.51 | 84.10 | | 83.2% | 85.6% |
| AcarayUnit2-8.out | 74.04 | | 181.08 | 3.27 | 184.36 | 100.22 | 0.03 | 100.25 | 42.65 | 58.50 | 97.9% | 84.04 | 84.10 | | 88.8% | 90.7% |
| AcarayUnit2-8a.out | 74.06 | | 181.07 | 3.28 | 184.35 | 100.22 | 0.03 | 100.24 | 42.62 | 58.52 | 97.9% | 84.07 | 84.10 | | 88.7% | 90.6% |
| AcarayUnit2-8b.out | 74.05 | | 181.08 | 3.27 | 184.35 | 100.22 | 0.03 | 100.25 | 42.66 | 58.48 | 97.9% | 84.03 | 84.10 | | 88.8% | 90.7% |
| AcarayUnit2-9.out | 69.32 | | 181.42 | 2.92 | 184.35 | 100.22 | 0.03 | 100.24 | 40.39 | 55.28 | 97.9% | 84.09 | 84.10 | | 89.0% | 90.9% |
| AcarayUnit2-10.out | 79.01 | | 180.64 | 3.67 | 184.31 | 100.18 | 0.03 | 100.21 | 45.00 | 61.94 | 98.0% | 83.96 | 84.10 | | 88.5% | 90.3% |
| AcarayUnit2-11.out | 84.06 | | 180.24 | 4.07 | 184.31 | 100.17 | 0.04 | 100.21 | 47.05 | 65.23 | 98.0% | 83.88 | 84.10 | | 87.8% | 89.6% |
| AcarayUnit2-11a.out | 84.06 | | 180.22 | 4.08 | 184.30 | 100.16 | 0.04 | 100.20 | 47.17 | 65.33 | 98.0% | 83.73 | 84.10 | | 87.9% | 89.7% |

| Test No. | Servostroke | Forebay | @ Turbine Inlet Pressure Tap | | | @ Draft Tube Exit | | | Corrected | Corrected | Generator | Measured | Corrected | Plant | Unit | Turbine |
|---------------------|-------------|---------|------------------------------|----------|--------|-------------------|----------|--------|-----------|-----------|------------|----------|-----------|------------|------------|------------|
| | Position | Level | Static | Velocity | EGL1 | Static | Velocity | EGL2 | Generator | Unit | Generator | Net | Net | Efficiency | Efficiency | Efficiency |
| | (1) | (2) | Head | Head | (5) | Head | Head | (8) | Power | Discharge | Efficiency | Head | Head | (14) | (15) | (16) |
| | (%) | (m) | (3) | (4) | (m) | (6) | (7) | (m) | (9) | (10) | (11) | (12) | (13) | (%) | (%) | (%) |
| | | | (m) | (m) | (m) | (m) | (m) | (m) | (MW) | (m³/s) | (%) | (m) | (m) | | | |
| AcarayUnit2-11c.out | 84.05 | | 180.24 | 4.07 | 184.30 | 100.16 | 0.04 | 100.20 | 47.07 | 65.20 | 98.0% | 83.85 | 84.10 | | 87.9% | 89.7% |
| AcarayUnit2-12.out | 89.04 | | 179.81 | 4.49 | 184.30 | 100.16 | 0.04 | 100.20 | 49.01 | 68.53 | 98.0% | 83.79 | 84.10 | | 87.1% | 88.9% |
| AcarayUnit2-13.out | 94.09 | | 179.43 | 4.89 | 184.32 | 100.17 | 0.04 | 100.22 | 50.75 | 71.51 | 98.0% | 83.68 | 84.10 | | 86.4% | 88.2% |
| AcarayUnit2-14.out | 99.24 | | 179.03 | 5.29 | 184.32 | 100.17 | 0.05 | 100.22 | 51.85 | 74.36 | 98.0% | 83.69 | 84.10 | | 84.9% | 86.6% |
| Shutdown Check | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AcarayUnit2-0b.out | -0.52 | | 185.07 | | 185.07 | 100.28 | | 100.28 | | | | 84.79 | 84.10 | | | |
| Dye Tests | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Test 8 | 16.97 | | 184.42 | 0.63 | 184.73 | 100.36 | 0.01 | 100.36 | 14.84 | 0.00 | 95.4% | 84.63 | 0.00 | | 88.7% | 88.7% |
| Test 11 | 64.09 | | 181.91 | 2.48 | 184.39 | 100.26 | 0.02 | 100.29 | 36.98 | 0.00 | 97.8% | 84.19 | 0.00 | | 89.1% | 91.0% |

De la Tabla 13 se puede notar que el punto de máxima eficiencia de la turbina calculado corresponde a un 90.9% (aunque el punto de inyección en la prueba No.11 resulta en 91%, este valor se considera fuera de la tendencia por lo que se ajusta la curva usando el caudal calculado de la prueba No.8) a una potencia de salida de 40.39 MW y apertura de 69.32%.

Adicionalmente existe una zona entre 70% y 85% de apertura de paletas en la que la eficiencia de la turbina varía 1%. Siendo de notar que al incrementar la apertura a 95% y 100% la eficiencia en la turbina cae un 2.7% y 4.3% respectivamente.

Las siguientes gráficas representan los resultados obtenidos.



Figura 1 Eficiencia de la turbina Vs Potencia del Generador

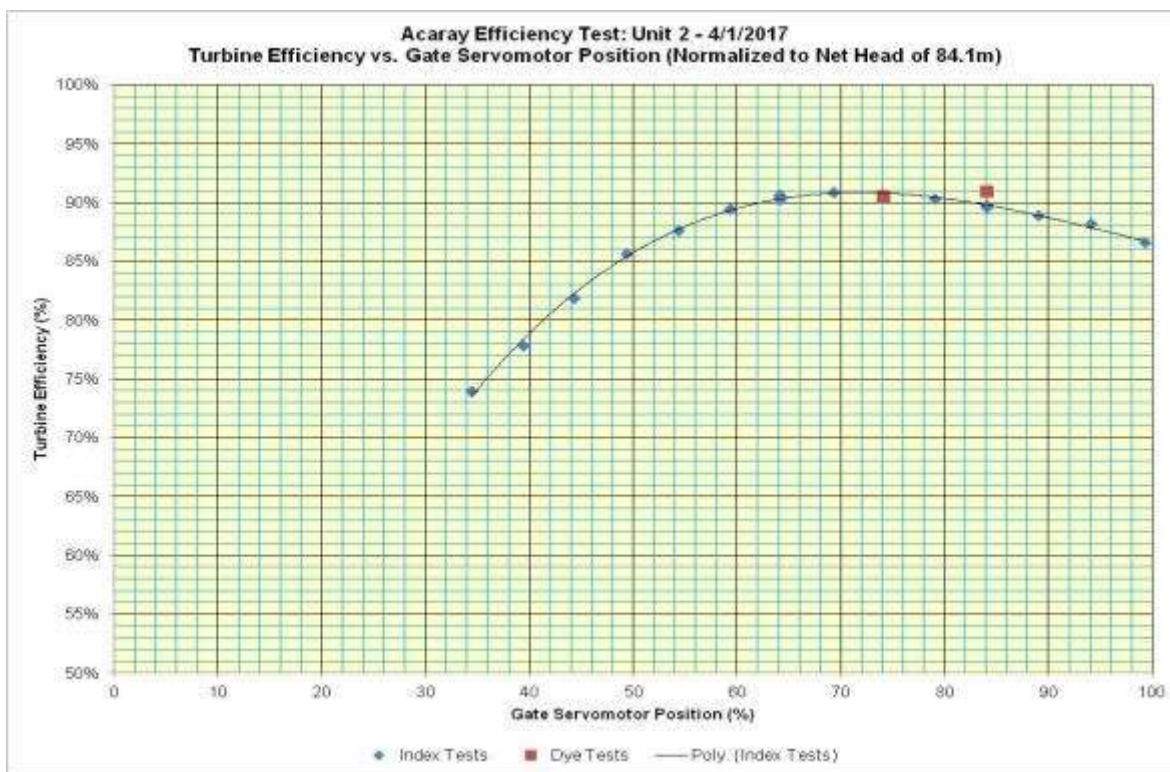


Figura 2 Eficiencia de la turbina Vs apertura de paletas

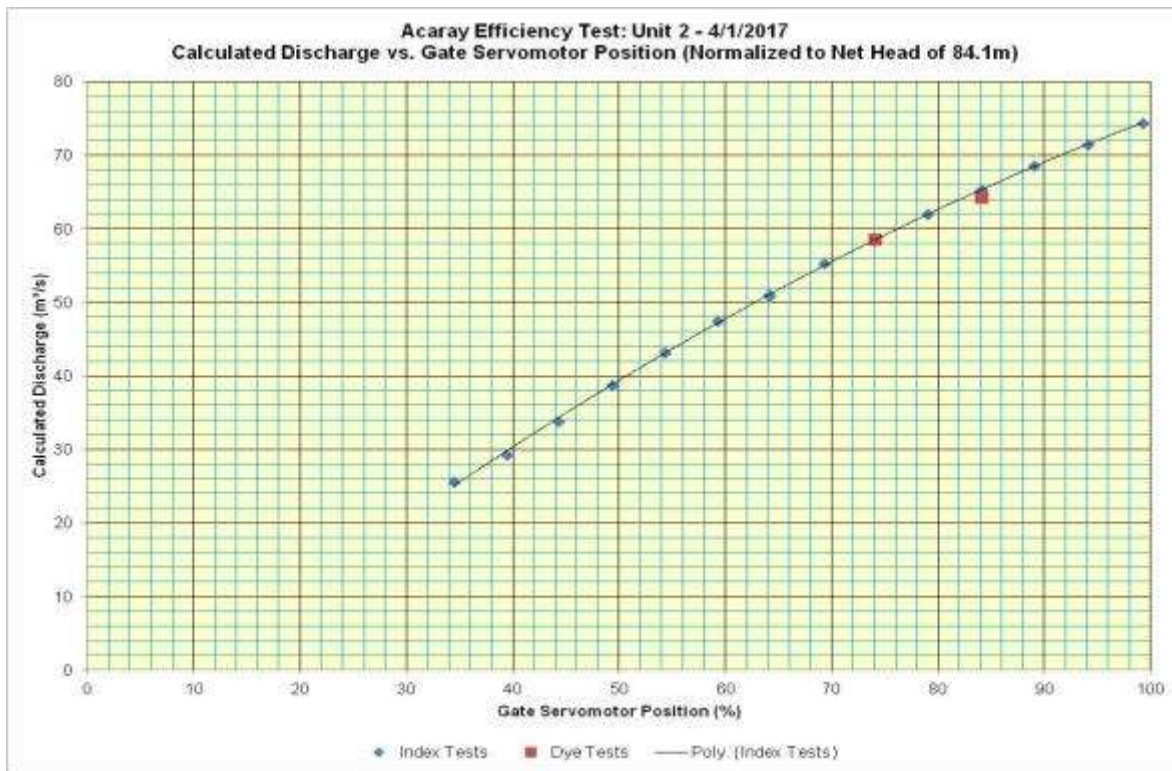


Figura 3 Caudal Vs Apertura de paletas

4.5.2. Acaray II, Grupo 3

Luego de las inspecciones detalladas de los componentes principales de generación (turbina y generador) se realizaron las pruebas de rendimiento (medición de eficiencia) y mediciones de vibraciones.

En el Apéndice C se encuentra el informe detallado de las mediciones o pruebas de eficiencias realizadas al Grupo 3.

El método ejecutado para la realización de las pruebas de eficiencia de la unidad se basó en la realización de mediciones de caudal absolutas y relativas (Método Winter Kennedy) utilizando las mediciones absolutas para ajustar los valores relativos a partir del coeficiente (K) calculado, tal como se explicó en la sección anterior.

La incertidumbre sistemática de la prueba está calculada en 2.24%, como se observa en el reporte que se encuentra en el Anexo B.

El programa de pruebas establecido para la unidad 3 se puede observar en la siguiente tabla:

Tabla 14 Plan de pruebas G3

| Grupo/ Fecha | Prueba No. | Apertura de Paletas (%) | Tipo de Prueba | Comentarios |
|----------------------|---------------|-------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|
| Grupo 3/ 30/03/17 | 0a | 0% | En parada | Válvula mariposa G3 abierta |
| | | | Vacío | Sin campo |
| | | | Vacío | Con campo |
| | | 100% | Chequeo a plena carga | |
| | 1 | 35% | Índice | |
| | 2 | 40% | Índice | |
| | 3 | 55% | Inyección e Índice | |
| | 4 | 50% | Índice | |
| | 5 | 45% | Índice | |
| | 6 | 60% | Índice | |
| | 7 | 70% | Inyección e Índice | |
| | 8 | 65% | Índice | |
| | 9 | 75% | Inyección e Índice | |
| | 10 | 80% | Índice | |
| | 11 | 57% | Chequeo de pérdida de carga | G4 en carga sincronizada |
| | 12 | 79% | Chequeo de pérdida de carga | G4 en carga sincronizada |
| | 0d | 0% | Parada | Válvula mariposa G3 abierta |
| | | | End of Test | |

Tabla 15 Resultados medidos y calculados para el grupo 3, con corrección de altura neta a 81.5m de acuerdo a IEC 60041

| Sección transversal a la toma de presión de Caja Espiral | | | 9.99 m² | | Coeficiente W-K (promedio) | | | 33.5 m³/s/VkPa | | | | | | | | |
|--|---------------------------------------|--------------------------------|------------------------------|--------------------------------|--|------------------------------|--------------------------------|--------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|--|----------------------------|----------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| Sección de salida del tubo de aspiración | | | 36.00 m² | | Elevación de piso de turbina | | | 95.00 m | | | | | | | | |
| Gravedad | | | 9.79 m/s² | | Elevación de transductor de presión de entrada | | | 95.93 m | | | | | | | | |
| Densidad del agua | | | 997.4 kg/m³ | | | | | | | | | | | | | |
| Test No. | Servostroke Position (1) (%) | Forebay Level (2) (m) | @ Turbine Inlet Pressure Tap | | | @ Draft Tube Exit | | | Generator Power (9) (MW) | Unit Discharge (10) (m³/s) | Generator Efficiency (11) (%) | Net Head (12) (m) | Net Head (13) (m) | Plant Efficiency (14) (%) | Unit Efficiency (15) (%) | Turbine Efficiency (16) (%) |
| | | | Static Head (3) (m) | Velocity Head (4) (m) | EGL1 (5) (m) | Static Head (6) (m) | Velocity Head (7) (m) | EGL2 (8) (m) | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Shutdown Check | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AcarayUnit3 -0c.out | -0.06 | | 183.30 | | 183.30 | 101.79 | | 101.79 | | | | 83.38 | 81.51 | | | |
| Index Tests | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AcarayUnit3 -1.out | 35.03 | | 182.96 | 0.39 | 183.35 | 101.81 | 0.03 | 101.84 | 13.68 | 27.58 | 95.9% | 83.08 | 81.51 | 62.2% | 62.3% | 65.0% |
| AcarayUnit3 -2.out | 40.13 | | 182.79 | 0.60 | 183.39 | 101.83 | 0.05 | 101.88 | 17.93 | 34.32 | 96.6% | 82.91 | 81.51 | 65.4% | 65.6% | 67.9% |
| AcarayUnit3 -3.out | 55.02 | | 181.73 | 1.62 | 183.35 | 101.71 | 0.12 | 101.84 | 37.70 | 56.21 | 98.2% | 82.22 | 81.51 | 83.0% | 84.3% | 85.9% |
| AcarayUnit3 -3a.out | 55.03 | | 181.70 | 1.64 | 183.34 | 101.71 | 0.13 | 101.83 | 38.08 | 56.58 | 98.2% | 81.69 | 81.51 | 82.7% | 84.6% | 86.1% |
| AcarayUnit3 -3b.out | 55.02 | | 181.66 | 1.62 | 183.28 | 101.64 | 0.12 | 101.77 | 37.63 | 56.26 | 98.2% | 82.33 | 81.51 | 82.8% | 84.1% | 85.6% |
| AcarayUnit3 -4.out | 50.14 | | 181.99 | 1.25 | 183.23 | 101.63 | 0.10 | 101.72 | 31.77 | 49.32 | 97.9% | 82.59 | 81.51 | 80.0% | 80.9% | 82.6% |
| AcarayUnit3 -5.out | 45.21 | | 182.27 | 0.89 | 183.15 | 101.58 | 0.07 | 101.64 | 24.92 | 41.62 | 97.4% | 82.93 | 81.51 | 74.6% | 75.2% | 77.2% |
| AcarayUnit3 -6.out | 60.05 | | 181.13 | 2.11 | 183.24 | 101.57 | 0.16 | 101.73 | 44.17 | 64.26 | 98.3% | 82.04 | 81.51 | 84.7% | 86.4% | 87.9% |
| AcarayUnit3 -7.out | 70.12 | | 180.05 | 3.22 | 183.27 | 101.51 | 0.25 | 101.76 | 55.86 | 79.32 | 98.4% | 81.25 | 81.51 | 85.9% | 88.5% | 89.9% |
| AcarayUnit3 -7a.out | 70.12 | | 180.07 | 3.21 | 183.28 | 101.52 | 0.25 | 101.77 | 55.84 | 79.20 | 98.4% | 81.27 | 81.51 | 86.0% | 88.6% | 90.0% |
| AcarayUnit3 -7b.out | 70.10 | | 180.06 | 3.21 | 183.26 | 101.50 | 0.25 | 101.75 | 55.79 | 79.14 | 98.4% | 81.31 | 81.51 | 86.1% | 88.6% | 90.0% |
| AcarayUnit3 -8.out | 64.99 | | 180.55 | 2.68 | 183.22 | 101.51 | 0.21 | 101.71 | 51.06 | 72.31 | 98.4% | 81.70 | 81.51 | 86.6% | 88.7% | 90.2% |
| AcarayUnit3 -9.out | 75.18 | | 179.54 | 3.79 | 183.32 | 101.52 | 0.29 | 101.81 | 60.52 | 86.03 | 98.5% | 80.88 | 81.51 | 85.4% | 88.4% | 89.7% |
| AcarayUnit3 -9a.out | 75.20 | | 179.59 | 3.80 | 183.39 | 101.58 | 0.29 | 101.88 | 60.77 | 86.16 | 98.6% | 80.66 | 81.51 | 85.5% | 88.6% | 89.9% |
| AcarayUnit3 -9b.out | 75.18 | | 179.64 | 3.78 | 183.42 | 101.62 | 0.29 | 101.91 | 60.62 | 85.93 | 98.5% | 80.79 | 81.51 | 85.7% | 88.6% | 89.9% |

| Test No. | Servostroke Position (1) (%) | Forebay Level (2) (m) | @ Turbine Inlet Pressure Tap | | | @ Draft Tube Exit | | | Generator Power (9) (MW) | Unit Discharge (10) (m³/s) | Generator Efficiency (11) (%) | Net Head (12) (m) | Net Head (13) (m) | Plant Efficiency (14) (%) | Unit Efficiency (15) (%) | Turbine Efficiency (16) (%) |
|------------------------|---------------------------------------|--------------------------------|------------------------------|--------------------------------|--------------------|------------------------------|--------------------------------|--------------------|-----------------------------------|-------------------------------------|--|----------------------------|----------------------------|------------------------------------|-----------------------------------|--------------------------------------|
| | | | Static Head (3) (m) | Velocity Head (4) (m) | EGL1 (5) (m) | Static Head (6) (m) | Velocity Head (7) (m) | EGL2 (8) (m) | | | | | | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AcarayUnit3 -10.out | 80.16 | | 179.22 | 4.40 | 183.62 | 101.77 | 0.34 | 102.11 | 65.26 | 92.71 | 98.7% | 80.19 | 81.51 | 85.0% | 88.4% | 89.6% |
| AcarayUnit3 -11.out | 57.40 | | 181.97 | 1.81 | 183.79 | 102.14 | 0.14 | 102.28 | 40.57 | 59.55 | 98.3% | 81.01 | 81.51 | 83.5% | 85.6% | 87.1% |
| AcarayUnit3 -12.out | 79.00 | | 179.82 | 4.15 | 183.97 | 102.14 | 0.32 | 102.46 | 63.81 | 90.06 | 98.7% | 78.35 | 81.51 | 83.9% | 89.0% | 90.2% |
| Shutdown Check | | | | | | | | | | | | | | | | |
| AcarayUnit3 -0d.out | -0.06 | | 185.19 | | 185.19 | 102.00 | | 102.00 | | | | 83.20 | 81.51 | | | |
| Dye | | | | | | | | | | | | | | | | |
| Test 3 | 55.02 | | 181.69 | 1.62 | 183.31 | 101.68 | 0.12 | 101.80 | 37.67 | 56.45 | 98.2% | 82.28 | 81.51 | 82.6% | 83.8% | 85.4% |
| Test 7 | 70.11 | | 180.05 | 3.21 | 183.27 | 101.51 | 0.25 | 101.76 | 55.82 | 80.03 | 98.4% | 81.28 | 81.51 | 85.1% | 87.6% | 89.0% |
| Test 9 | 75.18 | | 179.59 | 3.78 | 183.37 | 101.57 | 0.29 | 101.86 | 60.57 | 85.36 | 98.5% | 80.83 | 81.51 | 86.2% | 89.2% | 90.5% |

De la Tabla 15, se puede notar que luego de realizar los ajustes de los valores de caudal absoluto con los relativos el punto de máxima eficiencia de la turbina calculado corresponde a un 90.5% en la prueba No.9 (prueba de inyección). Este valor corresponde a un 75% de apertura y una potencia de 60 MW. La máxima potencia alcanzada fue de 63.68 MW a 80%, lo que se transfiere luego del ajuste de la caída neta a 81.5 m a 65.3 MW. A este valor la eficiencia medida de la turbina es de 89.6%, lo que no representa una caída drástica comparada con el punto de máxima eficiencia medido.

También se considera que actualmente la turbina actúa por debajo de su potencia nominal de diseño limitada por el generador.

Adicionalmente existe una zona entre 65% y 80% de apertura de paletas en la que la eficiencia de la turbina varía 0.9%. No se pudo realizar más mediciones por encima de 80% d apertura de paleta por la limitación de la capacidad del generador.

Las siguientes gráficas representan los resultados obtenidos de las pruebas practicadas al grupo 3.

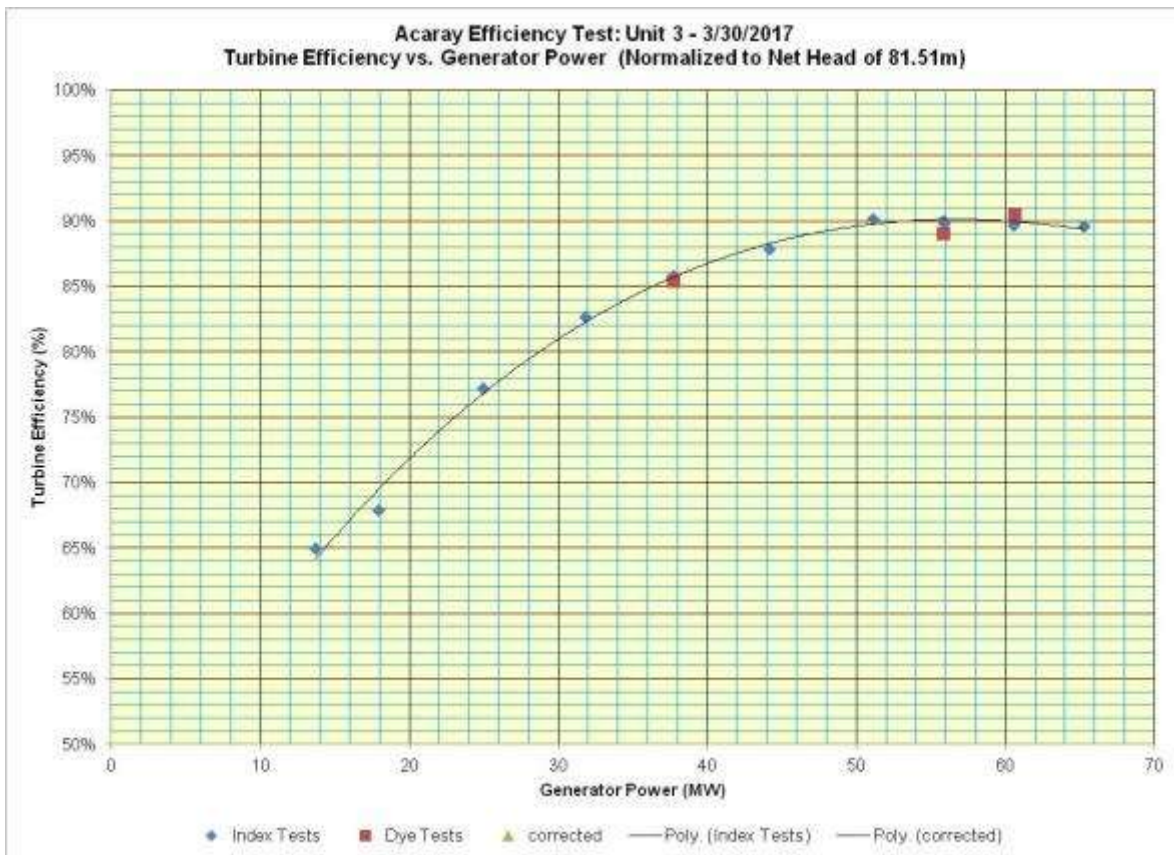


Figura 4 Eficiencia de turbina Vs Potencia del generador a Hn=81.5m

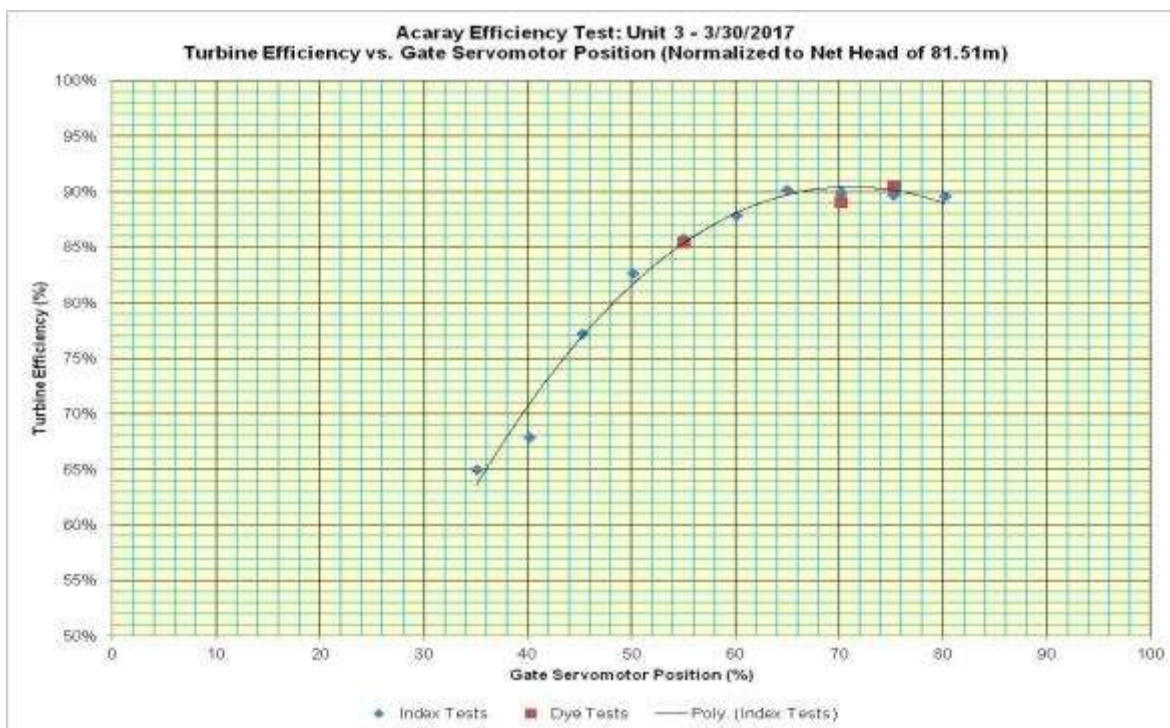


Figura 5 Eficiencia de turbina Vs % Apertura de paleta a Hn=81.5m

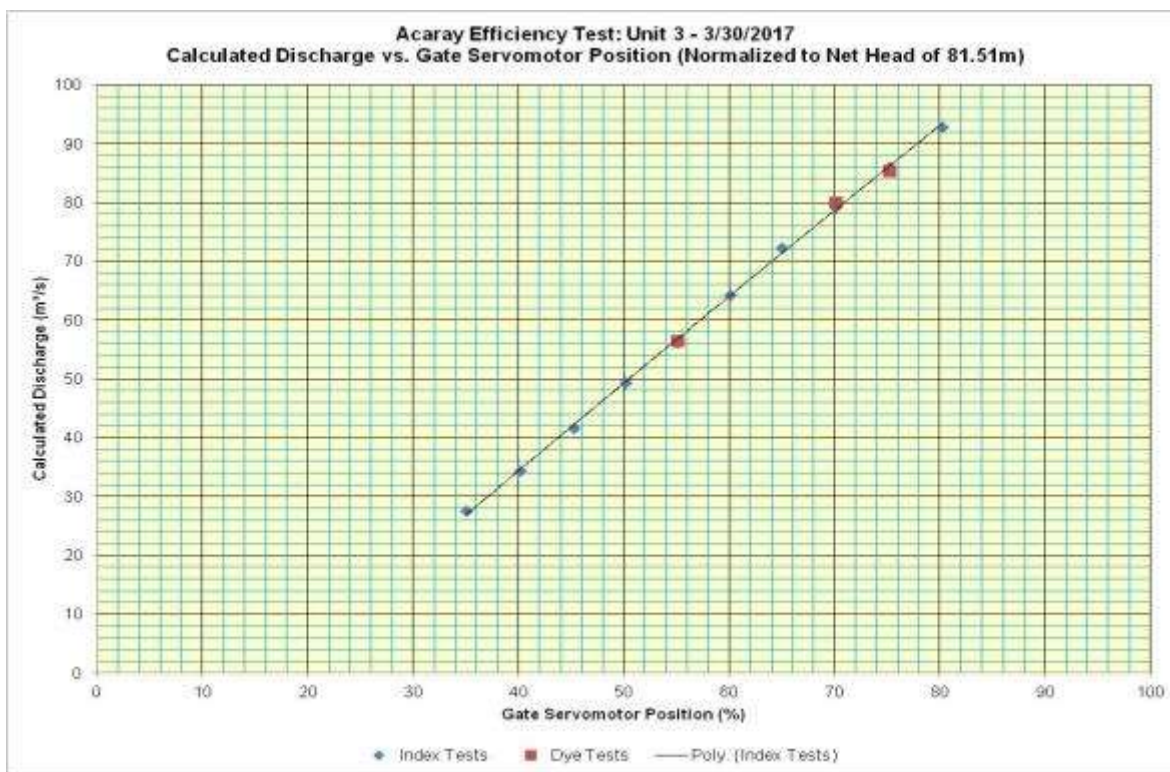


Figura 6 Caudal Vs Apertura de paletas

Adicionalmente se realizaron pruebas para medir las pérdidas de carga en el sistema con mediciones en el grupo 3 mientras ambos grupos operaban a 40 MW y 60 MW respectivamente. Las pérdidas se calculan con la diferencia entre el nivel del embalse de Acaray y el gradiente de energía o caída total de la turbina (presión de entrada a la cámara espiral sumando la energía cinética en el mismo punto, la cual se calcula usando el caudal calculado y el área de la sección). La Tabla 16 muestra los resultados de las pérdidas calculadas aguas arriba a la entrada de la turbina, las cuales representan el mayor porcentaje de pérdidas del sistema.

Tabla 16 Datos de Pérdidas de Carga medidas en G3

| Prueba | Posición de Servomotor (%) | Caudal por unidad Calculado (m³/s) | Caída total En la turbina (m) | Nivel Embalse Nivel (m) | Pérdidas Aguas arriba (m) |
|--------------------|----------------------------|------------------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|
| AcarayUnit3-0c.out | -0.06 | 0.00 | 185.17 | 185.09 | -0.08 |
| AcarayUnit3-1.out | 35.03 | 27.84 | 184.92 | 185.10 | 0.18 |
| AcarayUnit3-2.out | 40.13 | 34.61 | 184.79 | 185.10 | 0.30 |
| AcarayUnit3-3.out | 55.02 | 56.45 | 184.06 | 185.20 | 1.13 |

| Prueba | Posición de Servomotor (%) | Caudal por unidad Calculado (m³/s) | Caída total En la turbina (m) | Nivel Embalse Nivel (m) | Pérdidas Aguas arriba (m) |
|--------------------|----------------------------|------------------------------------|-------------------------------|-------------------------|---------------------------|
| AcarayUnit3-3b.out | 55.02 | 56.54 | 184.10 | 185.20 | 1.10 |
| AcarayUnit3-4.out | 50.14 | 49.65 | 184.31 | 185.20 | 0.89 |
| AcarayUnit3-5.out | 45.21 | 41.98 | 184.57 | 185.20 | 0.63 |
| AcarayUnit3-6.out | 60.05 | 64.46 | 183.77 | 185.20 | 1.43 |
| AcarayUnit3-7.out | 70.12 | 79.20 | 183.01 | 185.21 | 2.19 |
| AcarayUnit3-7b.out | 70.10 | 79.04 | 183.06 | 185.21 | 2.14 |
| AcarayUnit3-8.out | 64.99 | 72.39 | 183.41 | 185.21 | 1.80 |
| AcarayUnit3-9.out | 75.18 | 85.69 | 182.69 | 185.21 | 2.52 |
| AcarayUnit3-9b.out | 75.18 | 85.55 | 182.70 | 185.21 | 2.51 |
| AcarayUnit3-10.out | 80.16 | 91.96 | 182.29 | 185.20 | 2.91 |
| AcarayUnit3-11.out | 57.40 | 59.36 | 183.29 | 185.22 | 1.93 |
| AcarayUnit3-12.out | 79.00 | 88.30 | 180.80 | 185.22 | 4.42 |

Las dos últimas filas de la Tabla 16 representan los valores de pérdidas con ambos grupos operando a carga similares. Considerando el 80% de apertura de paletas la diferencia es de 1.91 m de pérdida entre la operación de una unidad y ambas operando a la misma carga. Principalmente la diferencia se basa en las pérdidas por el aumento de velocidad en el sistema de aducción (pérdidas por fricción en la tubería forzada y bifurcación).

La Figura 7 representa la gráfica de las pérdidas de carga con una unidad en operación (puntos azules) y las pérdidas medidas en el G3 con ambas unidades operando a cargas similares (Puntos rojos).

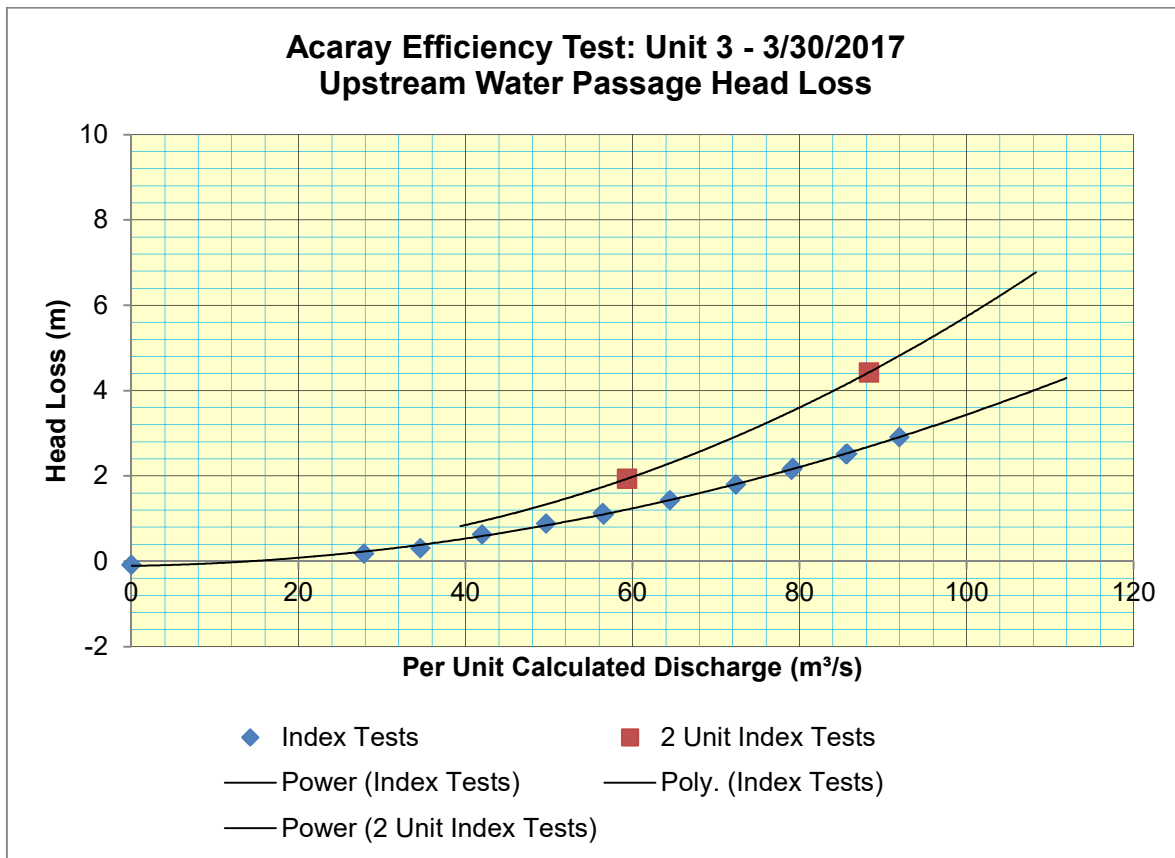


Figura 7 Pérdida de Carga Vs Caudal

4.5.3. Recomendaciones

4.5.3.1. Acaray I

- Considerando los valores de eficiencia obtenidos, los cuales se consideran en el punto bajo para turbinas de tipo Francis (hoy día), se realizará en la siguiente fase de este estudio, una evaluación de manera global con las opciones de mejora de eficiencia (rehabilitación y aumento de potencia) existentes a la fecha.
- En cuanto a la eficiencia de la turbina, se pudo constatar que el punto óptimo de operación (a una caída neta de 84.1m) corresponde a 70% de apertura de álabes directrices. En este punto se tiene un valor máximo de 90.9% de eficiencia de turbina. A partir de 90% de apertura la eficiencia decae a 88.0%, y a 86.6% cuando la apertura es de 100%. Se recomendaría en lo posible mantener las unidades operando entre 70% y 85% de apertura (lo que representa 40 MW y 47 MW a la caída evaluada). Dado esto es importante que se establezca el polígono de operación de las unidades de Acaray I, combinando mediciones de vibración con diferentes caídas, de modo de establecer las zonas óptimas de operación a diferentes caídas durante el año.

4.5.3.2. Acaray II

- Considerando los valores de eficiencia obtenidos, los cuales se consideran en el punto bajo para turbinas de tipo Francis (hoy día), se realizará en la siguiente fase de este estudio, una evaluación de manera global con las opciones de mejora de eficiencia (rehabilitación y aumento de potencia) existentes a la fecha.
- En cuanto a la eficiencia de la turbina, se pudo constatar que el punto de máxima eficiencia de la turbina calculado corresponde a un 90.5%. Este valor corresponde a un 75% de apertura y una potencia de 60MW. La máxima potencia alcanzada fue de 63.68MW a 80%, lo que se transfiera luego del ajuste de la caída neta a 81.5m a 65.3MW. A este valor la eficiencia medida de la turbina es de 89.6%, lo que no representa una caída drástica comparada con el punto de máxima eficiencia medido. Dado esto, es importante que se establezca el polígono de operación de las unidades de Acaray II, combinando mediciones de vibración con diferentes caídas, de modo de establecer las zonas óptimas de operación a diferentes caídas durante el año.

4.6. Medición de Vibraciones

4.6.1. Acaray I, Grupo 2

Durante la realización de la toma de datos para el cálculo de la eficiencia de la turbina del G2, también se procedió con el análisis de vibraciones de la unidad para lo cual se instalaron sensores de medición en la tapa de turbina, cojinete inferior y cojinete superior del generador.

La secuencia de medición se realizó acorde al plan establecido para las pruebas de eficiencia. La figura siguiente muestra la disposición de equipos.

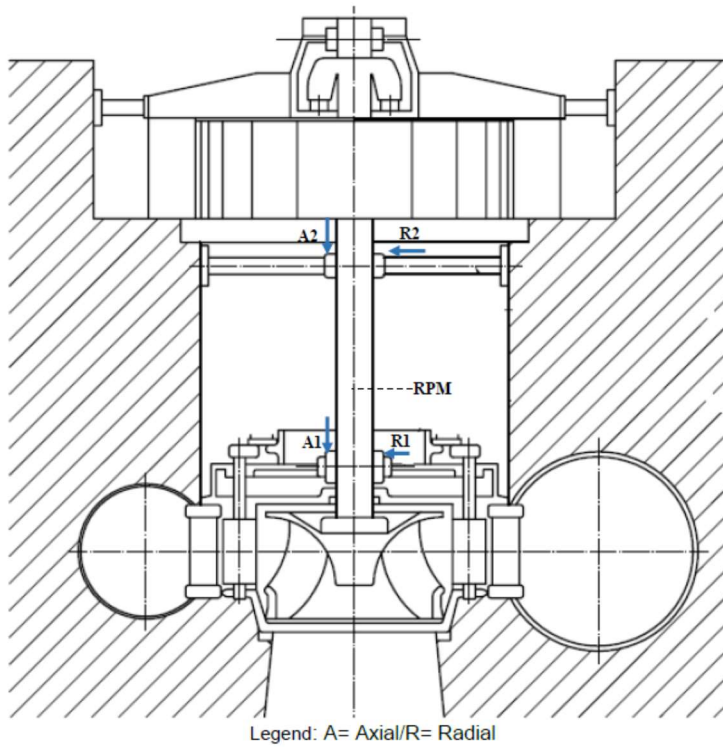


Figura 8 Disposición de sensores de vibración

De acuerdo al reporte del especialista de vibraciones y el que se encuentra en el Anexo C, las vibraciones más altas medidas se registraron en el sensor radial de la tapa de turbina. En el punto de 35% (15 MW) de apertura de paleta se registró un valor de vibración de 4.25 mm/s RMS. Este valor en el siguiente escalón disminuyó a 1.7 mm/s (40% y 18.2 MW). Los valores en el resto de los puntos se mantienen en concordancia, pero a niveles más bajo.

En las zonas de operación de la unidad (a partir del 50% de apertura) los valores de vibración axial doblan a los valores radiales en la tapa de turbina, pero siempre por debajo de 0.6 mm/s y 0.27 mm/s respectivamente. Lo representa una zona de operación suave.

Los valores de vibración en el cojinete guía inferior del generador no son afectados drásticamente por la zona ruda de operación de la turbina.

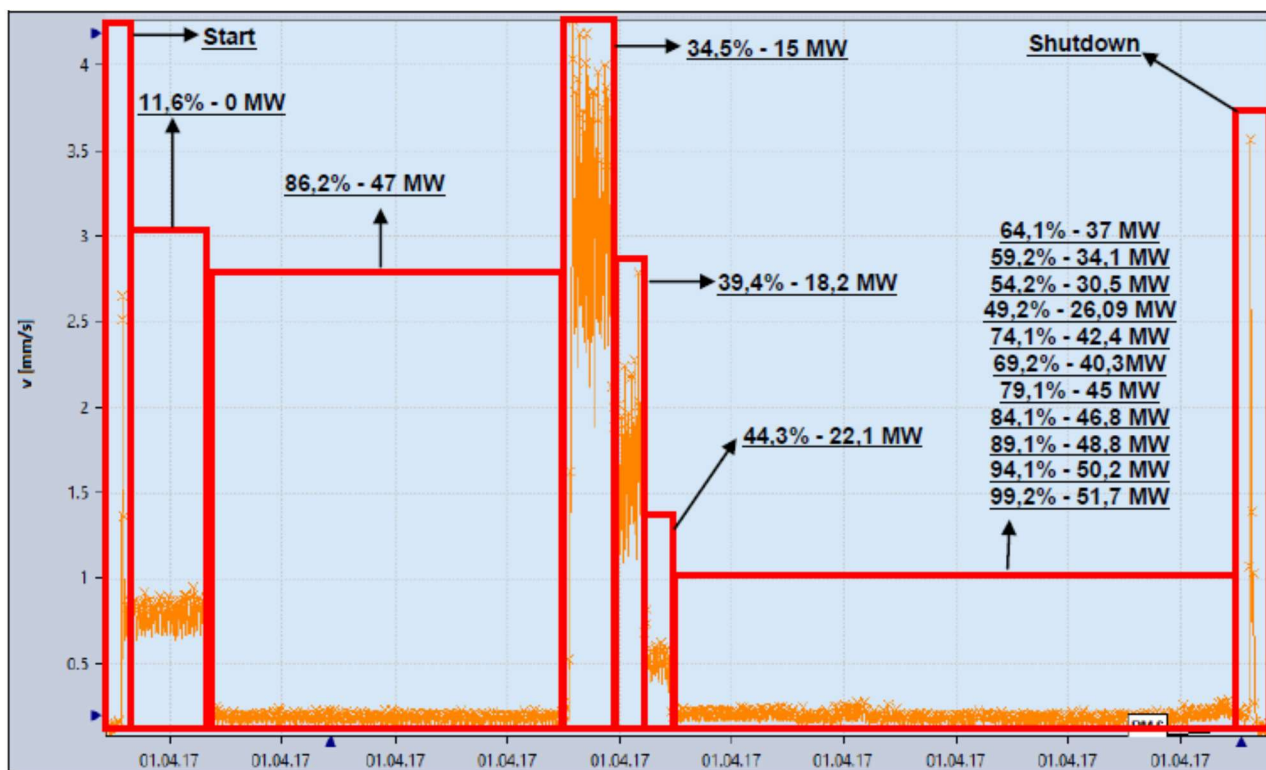


Figura 9 Vibración radial medida en la tapa de turbina

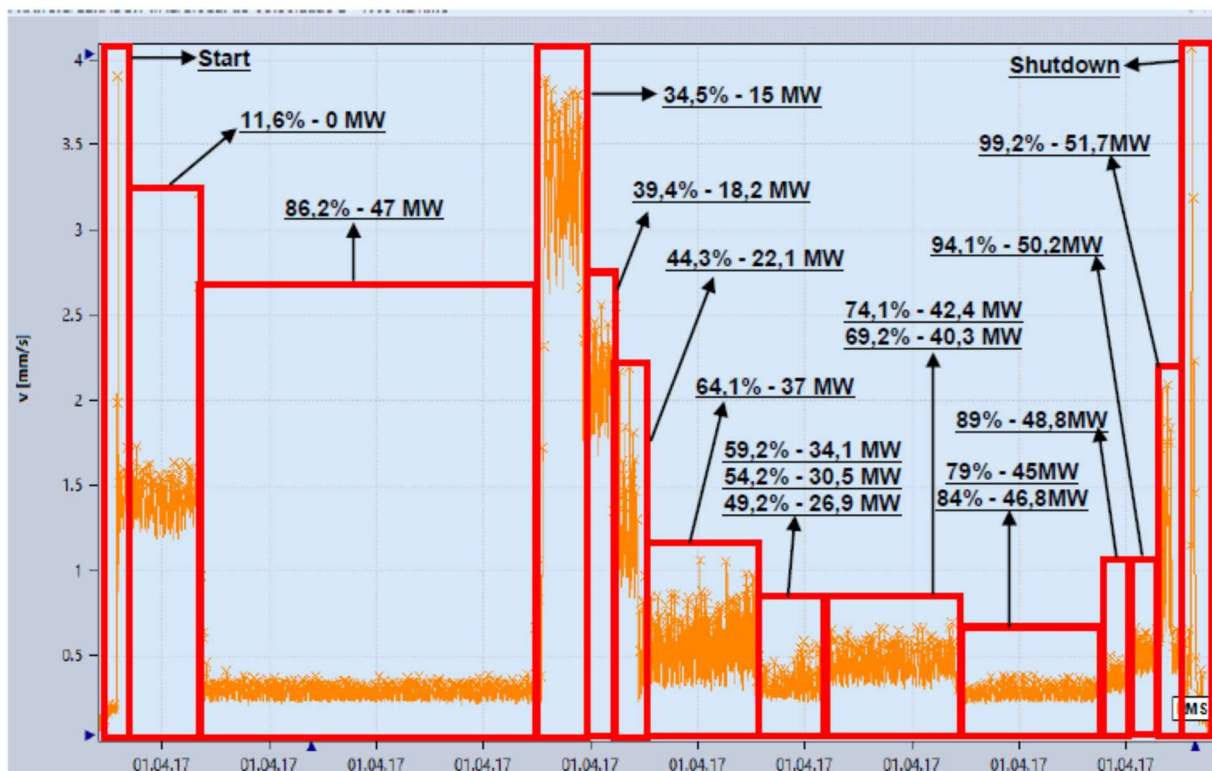


Figura 10 Vibración axial de la tapa de turbina

4.6.2. Acaray II, Grupo 3

Durante la realización de la toma de datos para el cálculo de la eficiencia de la turbina del G3, también se procedió con el análisis de vibraciones de la unidad. Para lo cual se instalaron sensores de medición en la tapa de turbina, cojinete inferior y cojinete superior del generador.

La secuencia de medición se realizó acorde al plan establecido para las pruebas de eficiencia del grupo 3 y descrito en la sección anterior. La figura siguiente muestra la disposición de equipos:

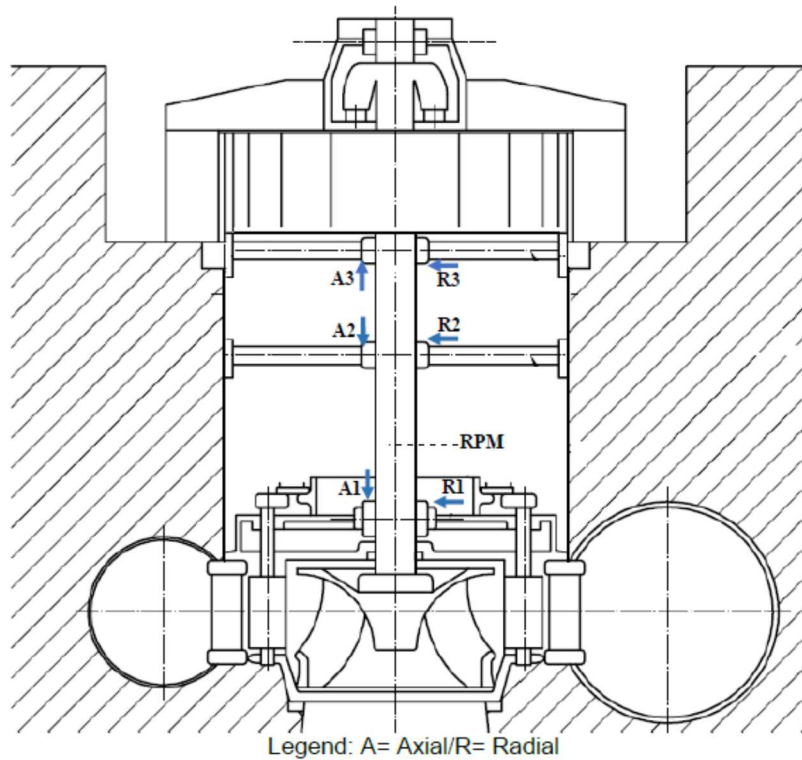


Figura 11 Disposici3n de sensores de vibraci3n

De acuerdo al reporte del especialista de vibraciones, el que se encuentra en el Anexo C, las vibraciones m1s altas medidas se registraron en el sensor axial de la tapa de turbina. En el punto de 40% (18.4 MW) de apertura de paleta se registr3 un valor de vibraci3n de 1.109 mm/s RMS. El resto de los valores est1 por debajo de 1 mm/s RMS, lo que de acuerdo a la norma ISO 10816-5 Vibraci3n en equipos rotativos, se encuentra dentro l3mites aceptables de operaci3n.

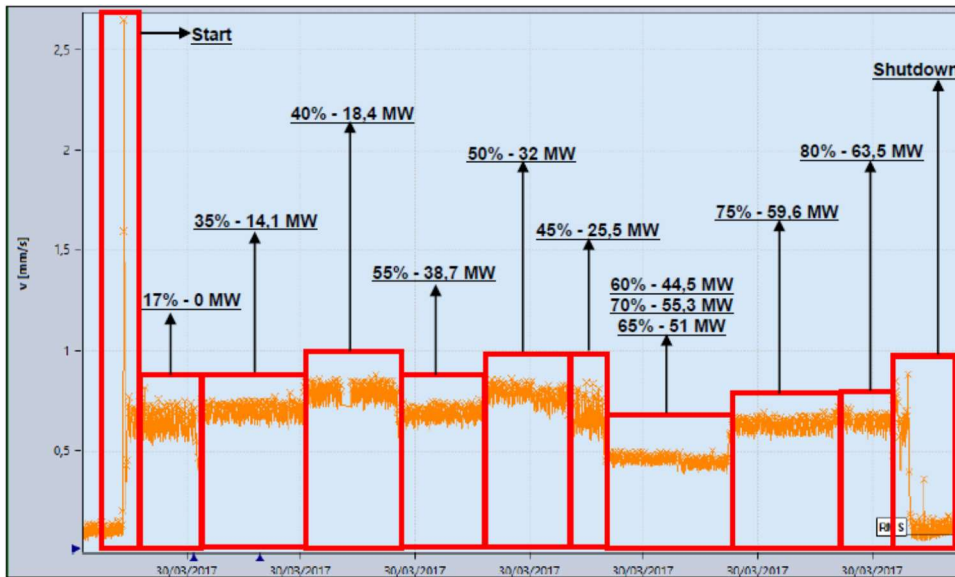


Figura 12 Vibración radial medida en la tapa de turbina

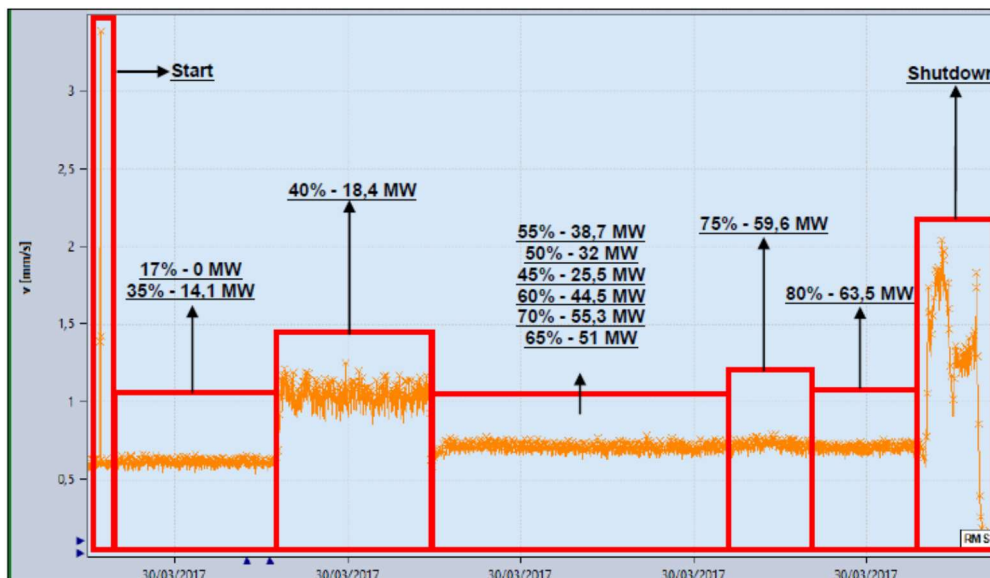


Figura 13 Vibración axial medida en la tapa de turbina

4.6.3. Recomendaciones

4.6.3.1. Acaray I

- De acuerdo a las pruebas de eficiencia y medición de vibraciones del grupo 2 la zona de operación a evitar es entre 15 y 20 MW de potencia de salida del generador a una caída neta de 84.1 m, en la que los valores de vibración sobrepasan los límites de la zona de confort de las normas ISO10816-5

“Vibración in Rotary Equipment” en valores de velocidad RMS. En el resto del rango de operación los niveles de vibración son aceptables.

4.6.3.2. Acaray II

- Las mediciones de vibración del grupo 3 no arrojaron valores excesivos durante los diferentes rangos de operación de la unidad. Aunque de acuerdo a los valores de eficiencia de la unidad y de la turbina, mientras más cerca esté la generación del punto de diseño de la turbina mejor se comportara la unidad, por lo que es importante operar las unidades de Acaray II por encima de los 50 MW con un salto neto de 81 m.

4.7. Generadores y Excitación

4.7.1. Acaray I

Las características principales de los generadores para Acaray I se indican en la Tabla 17:

Tabla 17 Características principales de los generadores para Acaray I

| Descripción | Acaray I |
|--|----------------|
| Fabricante | Ercole Marelli |
| Año de Fabricación | 1967 |
| Potencia Nominal (kVA) | 56.000 |
| Voltaje Nominal (kV) | 13,8 +/- 5% |
| Corriente Nominal (A) | 2.350 +/- 5% |
| Factor de Potencia | 0,8 |
| Frecuencia (Hz) | 50 |
| Velocidad Nominal (rpm) | 214,3 |
| Numero de polos | 28 |
| Tipo de Aislamiento devanado del estator | Clase B |
| Corriente de Campo (A) | 1.420 (*) |
| Voltaje de Campo (V) | 156 (*) |

(*) datos para excitación estática



Foto 44 Placa característica de generadores Acaray I

Los grupos generadores son de eje vertical, poseen un cojinete superior combinado, guía y empuje, localizado en la ménsula por encima del rotor, y un cojinete guía inferior, por debajo del rotor. Cada grupo generador descansa dentro de un foso de concreto

4.7.2. Grupo Generador 1, Acaray I

4.7.2.1. Inspección Inicial

Producto de las conversaciones y apoyo del personal de mantenimiento, la siguiente información fue obtenida:

- Los generadores de Acaray I son originales, no se han realizado actividades de rebobinado ni reparaciones mayores en sus componentes principales. La última intervención mayor de los generadores fue realizada en 1989, sin embargo, no se facilitaron detalles de esta actividad.
- Los generadores y sus principales componentes son inspeccionados y probados anualmente. ANDE suministró los reportes de las mediciones hechas en septiembre de 2016.
- En el año 2014, una empresa brasileña realizó una inspección a los generadores de Acaray I. ANDE indicó que no se encontró el reporte respectivo.
- Los generadores no cuentan con un sistema de detección de descargas parciales. En el 2015, durante una parada por mantenimiento se inspeccionó en los generadores de Acaray I las interconexiones de las barras del estator, encontrándose muestras de descargas parciales en las cabezas de las bobinas. Adicionalmente se encontró desprendimiento de las cuñas superiores de apriete en algunas de las barras del estator.
- Recientemente, en mayo de 2016 se detectó sobrecalentamiento en los anillos colectores de los grupos 1 y 2, resolviéndose la situación mediante el cambio de las escobillas.

- Los generadores no cuentan con un sistema continuo de monitoreo de vibraciones y durante su operación no se han realizado mediciones de vibración.
- Los generadores cuentan con un sistema de protección contra incendios a base de CO₂. Ver 4.12.1 por detalles de su condición y recomendaciones.
- El sistema de puesta a tierra del neutro de los generadores es un sistema de alta impedancia a través de una resistencia y transformador distribución tipo aceite mineral. Fue reportado que en el 2010 el transformador de puesta a tierra del grupo2 explotó debido a una falla no detectada por el sistema de protección.

Durante la inspección se realizaron las siguientes observaciones:

- El núcleo del estator fue fabricado en dos secciones. El apilamiento del laminado fue hecho de manera continua sin traslapar las capas. El núcleo descansa sobre la fundación en cuatro puntos equidistantes alrededor del marco. No existen cuñas radiales sobre las placas para absorber el movimiento radial del estator causado por los efectos térmicos durante operación, expansión y contracción del núcleo.



Foto 45 Acaray I – Devanado ondulado continuo

- El devanado de los estatores de Acaray I es del tipo ondulado continuo. Aunque no se pudo obtener confirmación parece ser que el material aislante es Mica-Asfáltica.
- El rotor de los grupos generadores es del tipo de polos salientes. Los polos están montados en la llanta utilizando un sistema de cuñas axial que permite el ajuste y fijación. La llanta a su vez está unida al eje del rotor a través de la araña. La araña en Acaray I posee 14 brazos mientras que en Acaray II posee 17. En la parte inferior del rotor se encuentra el anillo de frenado.
- La refrigeración de los grupos generadores es del tipo indirecto por radiadores Aire-Agua. Los grupos tienen 6 radiadores cada uno con un caudal de 32 m³/h por radiador y presión de trabajo de 4 kg/cm².
- La excitación original de todos los grupos generadores era del tipo rotativo, éstas fueron reemplazadas por sistemas de excitación estática, el cual incluye un transformador de excitación,

puentes rectificadores de tensión AC/DC, componentes electrónicos de tecnología discreta y los anillos colectores con las escobillas. El sistema de excitación para Acaray I fue actualizado en 1991

- En cuanto a la operación se puede afirmar que los grupos de generación son tipo pico, ya que de acuerdo a lo conversado con el personal de operación estos grupos solo alcanzan su máximo potencial durante las horas de máxima demanda del sistema. Las Unidades son operadas como generadores con aislamiento clase B, incluso para Acaray II donde el aislamiento es clase F, esto significa que los operadores no permiten que los grupos alcancen temperaturas de devanado superiores a los 90°C.
- La evaluación de la condición de los generadores está basada en la inspección visual, pruebas eléctricas, revisión de los registros de prueba, reportes de mantenimiento y conversaciones con el personal de mantenimiento y operación. Inspección de los componentes de los generadores incluyó: búsqueda de elementos sueltos, áreas con sobrecalentamiento, áreas con deterioro eléctrico y mecánico, presencia de polvo y descargas parciales, aceites y otras suciedades, corrosión y cualquier otro indicio que pudiese indicar el inicio o estado avanzado de problemas.
- Al momento de la inspección, el rotor del Grupo 1 de Acaray I había sido desmontado y extraído del pozo del generador lo que permitió una detallada inspección del rotor y del estator. Debido a la similitud de los dos grupos de generación de Acaray I, se puede considerar que lo observado en el Grupo 1, también se aplica al Grupo 2.
- El rotor del Grupo 1 fue desmontado para poder realizar reparaciones al rotor y al estator debido a un incidente ocurrido en septiembre de 2016 cuando una de las conexiones de los polos del rotor falló y una parte de esta se desprendió entrando en el entrehierro y afectando alrededor de 46 bobinas del estator.

La evaluación detallada de Acaray I se describe a continuación.

4.7.2.2. Devanado del estator del Grupo 1

Al momento de la inspección el rotor del generador había sido extraído del pozo del generador y la cara interna del estator estaba accesible completamente. Los componentes habían sido totalmente limpiados y el interior del núcleo y bobinas habían sido pintados.

De acuerdo con el personal de mantenimiento y después de revisar el registro fotográfico antes de la limpieza, se nota presencia de contaminación por polvo muy seguramente proveniente de las escobillas del colector y del sistema de frenado. También se informó que se encontraron rastros de descargas parciales principalmente en las cabezas de las bobinas y a la salida de algunas bobinas, entre su superficie y el núcleo. No se apreció presencia de aceite.



Foto 46 Grupo 1 – Estado del estator antes de la limpieza



Foto 47 Grupo 1 – Presencia de descargas parciales en la superficie de la bobina

El personal de mantenimiento indicó que se hizo una inspección detallada de la condición del acuíñado y que el número de cuñas flojas no alcanzó un número significativo que requiriese mayor intervención.



Foto 48 Grupo 1 – Cuña desplazada

Hay diferentes recomendaciones con respecto a la decisión de intervenir el acuñado¹. Para algunos el acuñado se cambia si se encuentra que más del 60% del total de las cuñas está suelto. Para otros se cambian las cuñas solo de las ranuras donde más del 25% de ellas están sueltas. De acuerdo con el personal de mantenimiento ninguna de las dos situaciones se presentó en el Grupo 1.

Durante la visita Hatch realizó un chequeo al azar en diferentes sitios para comprobar lo informado. Se apreció que típicamente hacia la mitad del estator, cuando dos cuñas se juntan hay vacío al interior, es decir falta material complementario detrás de la cuña. Esto puede ser debido a la técnica utilizada durante la instalación del devanado. El resto de las cuñas a lo largo de la ranura se sienten firmes, sin embargo, esto puede ser una indicación falsa ya que el estator fue recientemente pintado; la pintura al secarse puede temporalmente dar firmeza a la cuña, pero una vez el grupo de generación entre en operación se soltará de nuevo. En la parte superior de algunas ranuras se observa que las cuñas se han desplazado, aparecen por encima de su posición normal, esto es clara indicación que el bobinado está vibrando.

El personal de mantenimiento efectuó reparaciones a 46 bobinas estatóricas. La mayoría de ellas consistió en el reemplazo de la cinta semiconductora en la superficie de las bobinas. Las bobinas superiores (cercanas al rotor) localizadas en las ranuras 63, 179 y 182 requirieron una mayor atención, material epóxico fue adicionado y cubierto con cinta semiconductora.

¹ Hydro Turbine Generator Electrical Overhaul Guide. CEATI International. Montreal, Quebec, Canada, 2015



Foto 49 Grupo 1 – Bobina averiada

Se informó que se hizo una inyección de voltaje por fase al generador para determinar la efectividad de las reparaciones. El máximo voltaje aplicado fue de 0.8 veces el voltaje nominal fase-neutro (13,8/1,73 kV). De acuerdo con lo analizado con el personal de operación ninguna de las bobinas reparadas estará a voltaje nominal cuando el grupo de generación ingrese en servicio de nuevo. Sin embargo, es recomendable que aprovechando que el rotor todavía está fuera del pozo del generador y una intervención en el devanado todavía es posible, se haga la prueba de alto voltaje a voltaje nominal fase-fase. Durante normal operación el devanado enfrenta diferentes situaciones que generan estrés en la superficie e interior de las bobinas. Si la reparación fue marginal el aislamiento podría fallar y causar daños no solo a la bobina sino también a las bobinas cercanas y al rotor, por lo tanto, sería mejor enfrentar esta situación en las condiciones actuales y no cuando el grupo ya esté en operación. De acuerdo con la norma IEEE 56², la prueba de alto voltaje para Unidades que han estado en operación debería hacerse a un voltaje entre 1.2 y 1.5 veces el voltaje fase-fase del generador, sin embargo, dada la antigüedad del grupo de generación, recomendamos que la prueba se haga a voltaje nominal, 13,8 kV con un equipo AC. Si se realiza en DC, el voltaje sería de 1.7x 13,8 kV, 23.5 kV, sin embargo, no sería tan significativa como la de AC.

Con respecto a las cabezas de las bobinas el personal de mantenimiento indicó que se encontraron restos de descargas parciales en algunas bobinas, en el área cercana a la salida de la bobina del núcleo del estator. Adicionalmente durante la visita Hatch encontró que algunas bobinas posteriores (fondo de la ranura) presentan separación notable de la cinta semiconductora, la cual está bastante seca y rota, se observa un espacio entre la bobina y la cinta pegada al amarre de aproximadamente 3 mm en algunas de ellas.

² IEEE Std 56, Guide for Insulation Maintenance of Electric Machines. IEEE Power and Energy Society. New York, New York, USA, 2016



Foto 50 Grupo 1 – Bobinas posteriores – Daños en la superficie

La zona afectada está muy por encima del núcleo del estator por lo que no hay evidencia de descargas parciales en esta zona. El daño parece provenir del montaje. Las bobinas son sujetadas con cuñas que son atadas a los anillos de soporte. Desafortunadamente el largo de las cuñas es mayor que el ancho total de las bobinas lo que genera un espacio entre la atadura y la superficie de la bobina. Las cabezas de las bobinas están sometidas a alta vibración durante operación normal lo que ha causado que finalmente la cinta en la superficie se rompa. En otras palabras, lo que se observa es producto de la vibración de las bobinas. Vibración del devanado es algo indeseado porque este se traduce en daños del aislamiento de la bobina en el interior de la ranura por abrasión y descargas parciales³.

Más evidencia de las vibraciones de las cabezas de las bobinas se observa en la rotura de algunos de los amarres

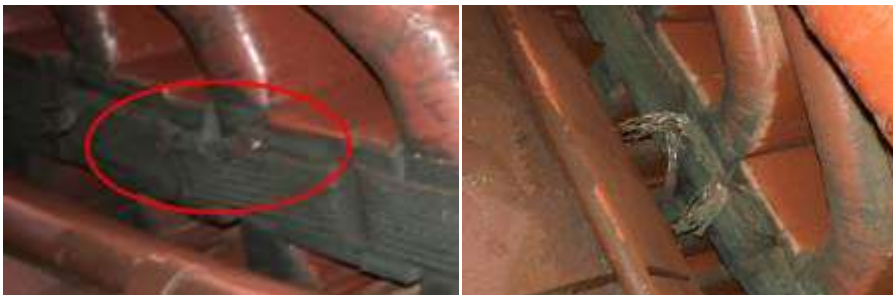


Foto 51 Grupo 1 – Bobinas posteriores – Daños en los amarres

4.7.2.3. Pruebas Eléctricas

El informe “Resultado de Pruebas para Equipos Eléctricos de la Central Hidroeléctrica Acaray - Informe con Resultado y Análisis de la Inspección” por la compañía IEB de Colombia se encuentra en Anexo D.

Resistencia del Aislamiento: La resistencia del aislamiento del devanado del generador depende del tipo y condición de los materiales de aislamiento. La medida se ve afectada por contaminación en la superficie del

³ Electrical insulation for rotating machines: design, evaluation, aging, testing, and repair. Stone, Greg; Boulter, Edward; Dhirani, Hussein. IEEE Press – Wiley. Hoboken, New Jersey, 2014

devanado, humedad interna, temperatura, magnitud del voltaje aplicado y presencia de cargas residuales en el devanado⁴. La resistencia se mide al primer minuto de aplicado el voltaje. Se obtuvieron buenos resultados:

| FASE R | FASE S | FASE T |
|--------|--------|--------|
| 423 MΩ | 375 MΩ | 400 MΩ |

Índice de Polarización (IP): Esta prueba permite evaluar las condiciones del devanado con respecto a su limpieza y secado (absorción de humedad). Se obtiene de la relación de las medidas de resistencia del aislamiento en el minuto 10 y en el minuto 1⁵. Además, es esencial para determinar si otras pruebas de voltaje como la de factor de potencia pueden ser realizadas.

| FASE R | FASE S | FASE T |
|--------|--------|--------|
| 4.33 | 4.53 | 4.75 |

De acuerdo con la norma IEEE 43⁴ este valor es admisible y concuerda con el grado de limpieza observado. Por ser más de dos, se pudo continuar más adelante con la prueba de factor de potencia.

De acuerdo con lo conversado con el personal de mantenimiento, valores altos en la medida del índice de polarización (>4) se han venido observando desde tiempo atrás. Este es un indicativo que el material aislante se está secando, y está perdiendo su integridad estructural y propiedades aislantes.

Medida de Resistencia del Devanado: Esta prueba permite evaluar si el devanado tiene conexiones abiertas o espiras cortocircuitadas⁴. Lo ideal es comparar los resultados obtenidos con las medidas originales tomadas durante la puesta en servicio. En este caso las medidas originales no se encontraron, por lo tanto, la evaluación se hace comparando los resultados entre fases. Se obtuvieron los siguientes resultados:

| FASE R | FASE S | FASE T |
|----------|----------|----------|
| 9.520 mΩ | 9.522 mΩ | 9.524 mΩ |

Los resultados entre fases fueron similares, lo cual indica que no hay conexiones abiertas, ni espiras en corto.

Factor de Disipación, Tangente Delta, and Tip-Up: Esta prueba mide la tangente de 90° menos el ángulo que se forma entre el voltaje que se aplica y la corriente que circula por el aislamiento y suministra una indicación de las condiciones generales o estado de deterioro de los devanados. Un devanado en buenas condiciones o nuevo generalmente presenta un factor de disipación cercano al 1%. Cuando el aislamiento es homogéneo el factor de potencia no cambia con el voltaje. Cuando el generador ha estado en operación el aislamiento empieza a degradarse y se presenta delaminación en el interior de la bobina. La delaminación crea espacios vacíos (voids), en los que se presentan descargas parciales cuando son sometidos a los voltajes de operación.

⁴ IEEE Std 43, Recommended Practice for testing Insulation Resistance of Electric Machinery. IEEE Power and Energy Society. New York, New York, USA, 2013

⁵ IEEE Std 115, Guide for test Procedures for Synchronous Machines. IEEE Power and Energy Society. New York, New York, USA, 2009

Es por esto que cuando la prueba se hace a varios niveles de tensión se va observando como el factor de potencia aumenta con el voltaje⁶.

Los valores obtenidos en el Grupo 1 fueron los siguientes:

| | 1 kV | | 2 kV | 3 kV | 4 kV | 5 kV | 6 kV | Tip-up* |
|--------|-------|--|-------|-------|-------|-------|-------|---------|
| FASE R | 2.76% | | 2.79% | 2.83% | 2.87% | 3.02% | 3.38% | 0.23% |
| FASE S | 2.82% | | 2.86% | 2.90% | 2.94% | 3.06% | 3.38% | 0.20% |
| FASE T | 2.79% | | 2.83% | 2.86% | 2.91% | 3.05% | 3.45% | 0.22% |

* Tip-up = Delta entre 2 kV y 5 kV del voltaje nominal

Como se puede apreciar el factor de disipación va aumentando con el voltaje. Esto ocurre en todas las fases, más o menos en la misma proporción, lo que indica que el devanado total del generador se ha estado degradando al mismo ritmo; no hay evidencia de deterioro avanzado en una fase específica.

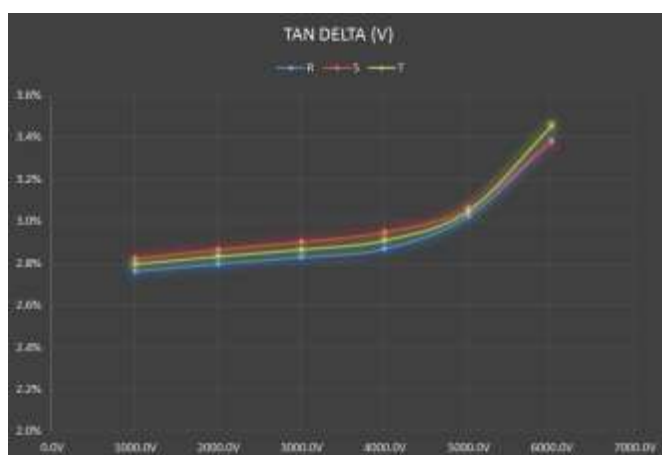


Foto 52 Grupo 1 – Tangente delta del devanado

Para poder definir qué tan avanzado está el deterioro se necesitaría hacer una comparación con valores anteriores, idealmente desde la puesta en servicio para poder hacer un análisis de tendencia. Desafortunadamente el único dato histórico hallado es de 1988 y corresponde a un solo valor de voltaje, 2 kV, 2.4% en promedio. Aunque cercano a lo observado al día de hoy, sin más datos no podemos sacar una clara conclusión.

4.7.2.4. Núcleo y marco del estator del Grupo 1

La inspección visual del marco no reveló grietas, soldaduras rotas o distorsiones en la estructura. Tampoco se observaron infiltraciones de agua provenientes de los radiadores o de las tuberías. El estator tiene un mecanismo de fijación rígido capaz de absorber las fuerzas radiales generadas por la expansión y contracción

⁶ IEEE Std 286, Recommended Practice for Measurement of Power Factor Tip-Up of Electric Machinery Stator Coil Insulation. IEEE Power and Energy Society. New York, New York, USA, 2000

HATCH

del núcleo debido a los cambios de temperatura durante operación. No se encontraron grietas en el concreto que indiquen que haya problemas con este sistema de fijación.

El núcleo fue fabricado en dos secciones. En los puntos de unión de estas dos secciones vistas en el lado interior, se observa desplazamiento entre las secciones. En la parte posterior, en las correspondientes áreas se observa desplazamiento de material que fue utilizado para llenar la separación.



Foto 53 Grupo 1 – Núcleo del estator, unión posterior – Material desplazado



Foto 54 Grupo 1 – Núcleo del estator, unión interior

Inspección visual de la parte posterior del núcleo solo pudo hacerse a través de las ventanas de inspección, los radiadores estaban en su sitio lo que no permitió hacer una inspección más detallada.

De acuerdo con el personal de mantenimiento y observando el registro fotográfico los ductos de ventilación del núcleo estaban bastante sucios. Algunas de las fotografías suministradas muestran deformación de algunas cuñas cercanas a los ductos de ventilación del núcleo. Esto indicaría que material bastante duro estaba circulando en el circuito de aire. Si ese es el caso es probable que la superficie de la bobina expuesta en el ducto esté afectada también.



Foto 55 Grupo 1 – Núcleo del estator – Ducto de ventilación

En el núcleo del estator no se observaron deformaciones (ondas), ni levantamiento del laminado, y tampoco decoloración que pudiese indicar la presencia de puntos calientes. Conversación con los operadores, quienes monitorean entre otros la temperatura del núcleo, indica que no se han presentado temperaturas anormales. Se notaron laminaciones flojas a lo largo de la mayoría de los tornillos guías que al mismo tiempo son los de apriete del laminado. Es muy probable que el laminado en general esté flojo, no pudo verificarse hacia el medio de núcleo debido a las capas de pintura que los cubre.



Foto 56 Grupo 1 – Evidencia de laminaciones flojas, parte posterior del núcleo del estator

4.7.2.5. Cubículo de neutro y Puesta a tierra del Grupo 1

El sistema de puesta a tierra del neutro del generador es un sistema de alta impedancia a través de una resistencia y transformador de distribución en aceite tipo aceite mineral. Estos equipos son los originales. Conversaciones con el personal de mantenimiento indica que no se han presentado mayores incidentes con este sistema para este grupo de generación. La inspección visual tampoco indica que haya elementos de preocupación en estos momentos.

4.7.2.6. Rotor del Grupo 1

La evaluación incluye las bobinas de campo, el núcleo de los polos, el devanado amortiguador, el colector y el sistema de las escobillas.

Las siguientes condiciones fueron inspeccionadas visualmente:

- Evidencia de contaminantes (polvo, aceite, humedad) o erosión
- Aseguramiento inadecuado o soltura de las bobinas y elementos de apriete
- Desgaste de las colas de milano de los polos, araña y llanta.
- Grietas, rotura o daño en la superficie del aislamiento
- Evidencia de sobrecalentamiento
- Daños mecánicos de cualquier tipo

En cuanto a contaminantes no se encontró ninguno, por supuesto debido a que el personal de mantenimiento ya había limpiado. De acuerdo con ellos durante su inspección observaron polvo de escobillas y no se encontró evidencia de sobrecalentamiento en la superficie de los polos. En la inspección de Hatch no se observaron elementos críticos, no hay erosión, las bobinas están firmes, la araña y llanta no presentan grietas.



Foto 57 Grupo 1 – Polo afectado por el incidente de septiembre 2016

Según el personal de mantenimiento, una vez se extrajo el rotor para hacer la inspección y reparaciones después de la falla de septiembre de 2016, se hicieron pruebas de caída de voltaje a todos los polos. Se encontraron 3 polos con espiras en corto circuito. Debido a la falta de repuestos, el propio personal de mantenimiento de la Central está haciendo las reparaciones. El principal obstáculo ha sido la falta de material aislante que se asemeje al original. Se han estado haciendo diferentes ensayos al material y al proceso de reparación. Si bien no se indicó qué material se está utilizando, se recomienda la utilización de papel Nomex® serie 800. Por lo conversado con el personal de mantenimiento, parece ser que se tiene muy claro el proceso a seguir, sin embargo, se les recuerda que una vez finalizada la reparación y la instalación se deben hacer pruebas de balanceo para prevenir daños por exceso de vibraciones. Referirse a la norma ISO 1940-1:2003 la cual especifica tolerancias, planos de corrección y métodos para verificar el desbalance del rotor.



Foto 58 Grupo 1 – Polo en reparación

El devanado amortiguador está embebido en el polo y parece estar en buenas condiciones en la mayoría de los polos. El devanado amortiguador en uno de los polos que se encuentra en reparación en el taller presenta torcedura en tres de sus patas, no se ven grietas y no están sueltos. No se sabe la causa de esta característica que muy posiblemente viene desde su instalación original.



Foto 59 Grupo 1 – Devanado amortiguador con algunas patas torcidas

Aunque no hay un reporte oficial se puede considerar que la falla de septiembre de 2016 se produjo por aflojamiento de las uniones polares debido a los esfuerzos y vibraciones a los que estuvieron sometidas durante operación normal. Esto produjo calentamiento por falso contacto, y esta separación causó arco entre las partes y un rápido calentamiento hasta el punto de derretir los componentes. Durante el proceso de falla uno de los pedazos voló hacia el entrehierro y golpeó el núcleo del estator y algunas bobinas. Personal de mantenimiento informó que todas las conexiones de los polos han sido revisadas y que a través del uso de líquidos penetrantes se ha verificado que no hay grietas en ninguno de los restantes conectores.



Foto 60 Grupo 1- Daño del rotor – Conexión afectada

El sistema de escobillas y el colector fueron inspeccionados. Los anillos presentan desgaste por lo que es recomendable maquinar su superficie.



Foto 61 Grupo 1 – Anillo colector

Aunque muy seguramente ya es parte de mantenimiento, recomendamos hacer un seguimiento periódico y registro del desgaste de las escobillas para buscar la tendencia en el comportamiento de los anillos. Igualmente se recomienda, que una vez el grupo de generación entre en servicio, intercambiar la polaridad de los anillos en por los menos dos ocasiones con una separación de 6 meses. Esto se recomienda cuando la superficie de los anillos es maquinada y se requiere que su superficie vuelva a formar la pátina necesaria para tener un mejor contacto con las escobillas.

La barra de conexión de los polos del rotor al colector presenta daños en el aislamiento. Por la localización del daño muy probablemente es debido a sobrecalentamiento causado por falta de apriete de los tornillos sujetadores. Debe ser reparado antes de entrar en servicio.



Foto 62 Grupo 1 - Barra de conexión de los polos al colector

4.7.3. Conclusiones y Recomendaciones

| Ítem | Componente | Diagnóstico | Conclusión |
|------|------------|---|---|
| 1 | Estator | <ul style="list-style-type: none"> Literatura consultada⁷ indica que devanados del tipo asfáltico pueden tener una vida útil de 60 años. Esto en adición a los cuidados tenidos durante la operación, el mantenimiento preventivo, correctivo y mayor realizados hasta ahora explican cómo es que después de casi 50 años de servicio no se han presentado mayores problemas con el devanado de este grupo de generación. El devanado presenta descargas parciales en la superficie de algunas de las bobinas y las pruebas eléctricas, tangente delta e índice de polarización, indican que también existen en el interior. Las descargas parciales tienen la característica de ir perforando el aislamiento de los devanados y | La combinación de todo lo observado indica que el devanado está llegando al final de su vida útil. Si las reparaciones del devanado son satisfactoriamente probadas y el grupo vuelve en servicio debe considerarse su reemplazo en el corto plazo. |

⁷ Statistical Lifetime of Hydro Generators and Failure Analysis. Sumner, C. IEEE Transactions on Dielectric and Electrical Insulation. 2008

| Ítem | Componente | Diagnóstico | Conclusión |
|------|--------------------|--|--|
| | | <p>eventualmente puede conducir a una falla a tierra o entre fases.</p> <ul style="list-style-type: none"> Otra fuente de descargas parciales son las que se presentan debido a las vibraciones de las bobinas durante operación normal del generador. Cuando la bobina vibra se presenta un acercamiento y alejamiento de la superficie de la bobina con respecto al núcleo; dependiendo del lugar donde ocurra y el voltaje al que está sometida la bobina se generan descargas parciales. Lo observado en las bobinas posteriores (ver Foto 47, Foto 50) separación de la cinta semiconductora y grietas en la cinta son indicación de vibraciones en las cabezas de las bobinas. También productos de las vibraciones son el desplazamiento de las cuñas superiores que se pueden observar en algunas de las ranuras. El elevado número que se ha venido obteniendo en la prueba de índice de polarización es indicativo que los materiales aislantes que cubren las bobinas se están secando y sus propiedades se están deteriorando. | |
| 2 | Núcleo del estator | Hay indicios claros que el núcleo del estator no está en óptimas condiciones. En el punto donde se unen las dos secciones del núcleo se observa que éstas no están alineadas y hay bastante separación entre ellas. En la parte posterior del núcleo se observa el material de relleno saliéndose. A lo largo de las guías y tornillos de apriete hay evidencia de | La condición actual del núcleo permite que el grupo de generación vuelva a estar en operación una vez se realicen y prueben las reparaciones del devanado del estator y de los polos del rotor. En el corto plazo, apriete, realineamiento de las secciones del núcleo y pruebas de lazo (loop) y/o ELCID son necesarios y permitirán confirmar el |

| Ítem | Componente | Diagnóstico | Conclusión |
|------|--------------------------------------|---|---|
| | | separación entre las láminas. Si a esto adicionamos el diseño del núcleo teniendo un apilamiento vertical continuo en lugar de ser imbricado para prevenir soldadura de las láminas, se puede concluir que el núcleo está vibrando. Cuando el núcleo vibra las láminas se sueltan y pueden causar abrasión en las bobinas dañando el aislamiento y conduciendo a futuras fallas. Adicionalmente el hecho que las dos secciones del núcleo del estator no están alineadas disminuye la eficiencia del generador. | estado del núcleo y evaluar su reemplazo. Aun así, es recomendable que se presupueste el reemplazo del núcleo junto con el cambio de las bobinas. Experiencias anteriores indican que el diseño de nuevos devanados, más eficientes y para más potencia requiere de un núcleo con dimensiones y configuración diferente. Además en muchos casos, una vez retirado el devanado se ha encontrado que la situación del núcleo es peor de lo que se esperaba. |
| 3 | Rotor | El cortocircuito entre espiras observado en los polos es indicativo que el material aislante está llegando al final de su vida útil y muy probablemente más espiras en corto se presentarán en el futuro cercano. Hay que tener en cuenta además que el grupo de generación ha estado en operación por más de 50 años y los esfuerzos mecánicos a los que están sometidos los polos obligan a hacer una intervención mayor en el reajuste de su fijación a la llanta. | El aislamiento de los polos está llegando al final de su vida útil. Cambio del aislamiento debe realizarse en el corto plazo. Reajuste de la fijación de los polos a la llanta debe ser re-establecido. |
| 4 | Cubículo de Neutro y Puesta a tierra | Se encuentra en buenas condiciones. | Puede seguir en operación de manera indefinida siempre y cuando se continúe con las prácticas de mantenimiento. |

4.7.4. Grupo Generador 2, Acaray I

4.7.4.1. Devanado del estator del Grupo 2.

Al momento de la inspección el rotor estaba en posición por lo que no fue posible observar el estator en su totalidad. La inspección se realizó a través de las ventanas de inspección de la cubierta superior del estator y de las localizadas lateralmente, cercanas a los radiadores.

Se observó una gran cantidad de polvo muy seguramente proveniente de las escobillas y del sistema de frenado. Polvo contaminante conlleva el riesgo de producir caminos alternativos de conducción a tierra.

No se observaron rastros de descargas parciales en los lugares más comunes, entre las cabezas de las bobinas y cerca al núcleo.

Solo algunas de las cuñas del devanado en la parte superior pudieron ser inspeccionadas. El rotor no permitió una inspección de su totalidad. No se observaron cuñas sueltas, desplazadas, rotas o agrietadas.

De acuerdo a lo conversado con el personal de mantenimiento el rotor de este grupo fue extraído en 1.992 y desde entonces solo limpieza general a las cabezas se ha hecho, siendo la última hace aproximadamente 5 años.

En las cabezas de las bobinas no se encontraron elementos de preocupación; no hay evidencia de descargas parciales, erosión o sobrecalentamiento. Algunas de las bobinas presentan rasguños pequeños, no son profundos y no representan un riesgo inminente.



Foto 63 Grupo 2 – Cabeza de las bobinas

A diferencia del Grupo 1, no se observaron daños en la superficie de las bobinas posteriores a la altura de las cabezas. La cinta está en buenas condiciones y las bobinas se ven firmes. No hay evidencia de vibraciones.



Foto 64 Grupo 2 – Bobinas posteriores

4.7.4.2. Pruebas Eléctricas

El informe “Resultado de Pruebas para Equipos Eléctricos de la Central Hidroeléctrica Acaray - Informe con Resultado y Análisis de la Inspección” por la compañía IEB de Colombia se encuentra en Anexo D.

Resistencia de Aislamiento: La resistencia del aislamiento del devanado del generador depende del tipo y condición de los materiales de aislamiento. La medida se ve afectada por contaminación en la superficie del devanado, humedad interna, temperatura, magnitud del voltaje aplicado y presencia de cargas residuales en el devanado. La resistencia se mide al primer minuto de aplicado el voltaje. Se obtuvieron buenos resultados:

| FASE R | FASE S | FASE T |
|--------|--------|--------|
| 1.3 GΩ | 1.3 GΩ | 1.5 GΩ |

Índice de Polarización (IP): Esta prueba permite evaluar las condiciones del devanado con respecto a su limpieza y secado (absorción de humedad). Se obtiene de la relación de las medidas de resistencia del aislamiento en el minuto 10 y en el minuto 1. Además, es esencial para determinar si otras pruebas de voltaje como la de factor de potencia pueden ser realizadas.

| FASE R | FASE S | FASE T |
|--------|--------|--------|
| 4.65 | 4.62 | 4.33 |

De acuerdo con la norma IEEE 43 este valor es admisible y concuerda con el grado de limpieza observado. Por ser más de dos, se pudo continuar más adelante con la prueba de factor de potencia.

De acuerdo con lo conversado con el personal de mantenimiento, valores altos en la medida del índice de polarización (>4) se han venido observando desde tiempo atrás. Este es un indicativo que el material aislante se está secando, y está perdiendo su integridad estructural y propiedades aislantes.

Medida de Resistencia del Devanado: Esta prueba permite evaluar si el devanado tiene conexiones abiertas o espiras cortocircuitadas. Lo ideal es comparar los resultados obtenidos con las medidas originales tomadas durante la puesta en servicio. En este caso las medidas originales no se encontraron, por lo tanto, la evaluación se hace comparando los resultados entre fases. Se obtuvieron los siguientes resultados:

| FASE R | FASE S | FASE T |
|--------|--------|--------|
|--------|--------|--------|

| | | |
|----------|----------|----------|
| 9.728 mΩ | 9.723 mΩ | 9.723 mΩ |
|----------|----------|----------|

Los resultados entre fases fueron similares, lo cual indica que no hay conexiones abiertas, ni espiras en corto.

Factor de Disipación, Tangente Delta, and Tip-Up: Esta prueba mide la tangente de 90° menos el ángulo que se forma entre el voltaje que se aplica y la corriente que circula por el aislamiento y suministra una indicación de las condiciones generales o estado de deterioro de los devanados. Un devanado en buenas condiciones o nuevo generalmente presenta un factor de disipación cercano al 1%. Cuando el aislamiento es homogéneo el factor de potencia no cambia con el voltaje. Cuando el generador ha estado en operación el aislamiento empieza a degradarse y se presenta delaminación en el interior de la bobina. La delaminación crea espacios vacíos (voids), en los que se presentan descargas parciales cuando son sometidos a los voltajes de operación. Es por esto que cuando la prueba se hace a varios niveles de tensión se va observando como el factor de potencia aumenta con el voltaje.

Los valores obtenidos en el Grupo 2 fueron los siguientes:

| | 1 kV | 2 kV | 3 kV | 4 kV | 5 kV | 6 kV | Tip-up* |
|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|---------|
| FASE R | 2.049% | 2.083% | 2.112% | 2.149% | 2.222% | 2.373% | 0.139% |
| FASE S | 2.002% | 2.037% | 2.070% | 2.108% | 2.174% | 2.350% | 0.137% |
| FASE T | 2.026% | 2.057% | 2.089% | 2.128% | 2.192% | 2.370% | 0.135% |

* Tip-up = Delta entre 2 kV y 5 kV del voltaje nominal

Como se puede apreciar el factor de disipación va aumentando con el voltaje. Esto ocurre en todas las fases, más o menos en la misma proporción, lo que indica que el devanado total del generador se ha estado degradando al mismo ritmo; no hay evidencia de deterioro avanzado en una fase específica.

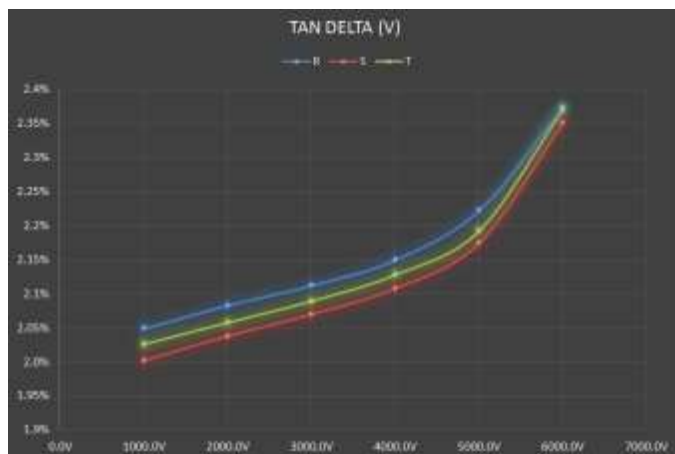


Foto 65 Grupo 2 – Tangente delta del devanado

Para poder definir qué tan avanzado está el deterioro se necesitaría hacer una comparación con valores anteriores, idealmente desde la puesta en servicio para poder hacer un análisis de tendencia. Desafortunadamente el único dato histórico hallado es de 1988 y corresponde a un solo valor de voltaje, 2 kV, 2.2% en promedio, aunque cercano a lo observado al día de hoy sin más datos no podemos sacar una clara conclusión.

4.7.4.3. Núcleo y marco del estator del Grupo 2

La inspección visual del marco no reveló grietas, soldaduras rotas o distorsiones en la estructura. Tampoco se observaron infiltraciones de agua provenientes de los radiadores o de las tuberías. El estator tiene un mecanismo de fijación rígido capaz de absorber las fuerzas radiales generadas por la expansión y contracción del núcleo debido a los cambios de temperatura durante operación. No se encontraron grietas en el concreto que indiquen que haya problemas con este sistema de fijación.

Inspección visual de la parte posterior del núcleo solo pudo hacerse a través de las ventanas de inspección, los radiadores estaban en su sitio lo que no permitió hacer una inspección más detallada. No se observaron deformaciones (ondas), ni levantamiento del laminado, y tampoco descoloración que pudiese indicar la presencia de puntos calientes. Conversación con los operadores quienes monitorean entre otros la temperatura del núcleo indica que no se han presentado temperaturas anormales. Como se observó en el Grupo 1, se notaron laminaciones flojas a lo largo de los tornillos guías que al mismo tiempo son los de apriete del laminado.

Como se indicó antes el núcleo del estator fue fabricado en dos secciones. El punto de unión coincide con dos de los radiadores, como éstos estaban en su sitio, no se pudo hacer una observación detallada de su condición. Desde las ventanas de inspección se pudo observar que hay material desplazado en estos puntos de unión. Esto puede generar aumento de pérdidas del grupo y eventualmente calentamientos indeseados.



Foto 66 Unidad 2 – Unión del núcleo – Material desplazado

4.7.4.4. Cubículo de neutro y Puesta a tierra del Grupo 2

El sistema de puesta a tierra del neutro del generador es un sistema de alta impedancia a través de una resistencia y transformador de distribución en aceite tipo aceite mineral. Conversaciones con el personal de mantenimiento indica que en el año 2010 el transformador explotó debido a una falla no detectada por el

sistema de protecciones. El transformador fue reemplazado. Desde entonces no se han presentado mayores incidentes. En la inspección visual tampoco se encontraron elementos de preocupación.

4.7.4.5. Rotor del Grupo 2

La evaluación incluye las bobinas de campo, el núcleo de los polos, el devanado amortiguador, el colector y el sistema de las escobillas.

Debido al poco acceso que se tuvo del rotor solo las siguientes condiciones fueron inspeccionadas:

- Evidencia de contaminantes (polvo, aceite, humedad) o erosión
- Daños mecánicos de cualquier tipo en la llanta y araña
- Evidencia de sobrecalentamiento en la parte superior de los polos

Se observó polvo proveniente de las escobillas en la parte superior de los polos. No hay evidencia de sobrecalentamiento, ni erosión. No se observaron grietas en las soldaduras de la araña y llanta. Aunque no se realizó una prueba de caída de voltaje por polo, es de esperarse que algunas espiras se encuentren cortocircuitadas, basados en los que se encontró en el Grupo 1.

La barra que conecta los polos con el colector se encontró en mejores condiciones que la del Grupo 1, sin embargo, se observa algo de desgaste en una de ellas. Especial atención se le debe dar en el próximo mantenimiento.



Foto 67 Unidad 2 - Barras de conexión de los polos al colector

4.7.5. Conclusiones y Recomendaciones

| Ítem | Componente | Diagnóstico | Conclusión |
|------|------------|--|---|
| 1 | Estator | <ul style="list-style-type: none"> • La prueba de tangente delta de este grupo indica que el deterioro entre fases es similar, es decir hay un envejecimiento parejo del devanado. Comparado con el | La vida útil del devano está llegando a su final y su reemplazo se debe hacer en el corto plazo |

| Ítem | Componente | Diagnóstico | Conclusión |
|------|--------------------|--|--|
| | | <p>Grupo 1, este grupo parece estar en mejores condiciones, el tip-up es menor y no se observaron descargas parciales en las cabezas de las bobinas.</p> <ul style="list-style-type: none"> No se encontró evidencia de vibraciones altas en las cabezas de las bobinas como se presenta en el Grupo 1. El índice de polarización obtenido es muy similar al de la Unida 1, el cual se considera alto. Esto es indicación que el aislamiento del devanado se ha venido secando y perdiendo sus propiedades aislantes. El grupo de generación ha estado en operación por cerca de 50 años y si se logra confirmar que el tipo de aislamiento es asfáltico se podría pensar que el devanado todavía posee una vida remanente de por lo menos 10 años. Sin embargo, dada su edad y por lo observado en las pruebas eléctricas, es muy probable que las condiciones internas del aislamiento sean de deterioro. | |
| 2 | Núcleo del estator | <ul style="list-style-type: none"> En cuanto al núcleo del estator, Hatch considera que su estado debe ser similar al del Grupo 1. Muestras de esto es la observación de láminas flojas a lo largo de los tornillos guía y de apriete y el material que se aprecia saliendo de los puntos donde se unen las dos secciones del núcleo del estator. | <p>El núcleo del estator requiere una intervención mayor, en el corto plazo. La intervención debe considerar el reemplazo completo del núcleo.</p> <p>En el corto plazo se debe incluir el apriete de las láminas y realineamiento de las secciones que lo componen.</p> |

| Ítem | Componente | Diagnóstico | Conclusión |
|------|--------------------------------------|--|---|
| 3 | Rotor | <ul style="list-style-type: none"> Los polos del rotor deben ser detalladamente examinados tan pronto como sea posible. Lo sucedido en el grupo 1 puede repetirse en este grupo. La presencia de espiras en corto en uno o varios polos puede incrementar las vibraciones y los riesgos que una de las conexiones se rompa. | El aislamiento de los polos está llegando al final de su vida útil. Cambio del aislamiento debe realizarse en el corto plazo. |
| 4 | Cubículo de Neutro y Puesta a tierra | Se encuentra en buenas condiciones. | Puede seguir en operación de manera indefinida siempre y cuando se continúe con las prácticas de mantenimiento. |

4.7.6. Acaray II

4.7.6.1. General

Las características principales de los generadores para Acaray II se indican en la Tabla 18:

Tabla 18 Características principales de los generadores para Acaray II

| Descripción | Acaray II |
|--|---------------|
| Fabricante | BBC |
| Año de Fabricación | 1974 |
| Potencia Nominal (kVA) | 60.700/68.500 |
| Voltaje Nominal (kV) | 13,8 +/- 5% |
| Corriente Nominal (A) | 2.540/2,866 |
| Factor de Potencia | 0,8 |
| Frecuencia (Hz) | 50/60 |
| Velocidad Nominal (rpm) | 176,5/211,7 |
| Numero de polos | 34 |
| Tipo de Aislamiento devanado del estator | Clase F |
| Corriente de Campo (A) | 852/775 (*) |

| Descripción | Acaray II |
|----------------------|-------------|
| Voltaje de Campo (V) | 267/239 (*) |

(*) datos para excitación estática



Foto 68 Placa característica de generadores Acaray II

El sistema de excitación para los grupos de generación de Acaray II consiste en un sistema con tecnología estática, fabricado por ABB, modelo ES 202 conformado por transformador de excitación, puentes rectificadores de tensión AC/DC y componentes electrónicos de tecnología discreta.

Estos sistemas de excitación corresponden a una actualización del sistema de excitación original del tipo rotativo.

El sistema de excitación para Acaray II fue actualizado en 1990. De acuerdo con el personal de mantenimiento del transformador de excitación para el Grupo 3 fue reemplazado en el 2005 debido a un cortocircuito en los devanados del transformador. Adicionalmente, fue reportada la indisponibilidad de repuestos como tarjetas electrónicas para el regulador de tensión y soporte por parte de ABB.

4.7.6.2. Inspección Inicial

Producto de las conversaciones y apoyo del personal de mantenimiento, la siguiente información fue obtenida:

- Los generadores de Acaray II son originales, no se han realizado actividades de rebobinado ni reparaciones mayores en sus componentes principales. La última intervención mayor de los generadores fue realizada en 1989.
- Los generadores y sus principales componentes son inspeccionados y probados anualmente. ANDE suministró los resultados de las pruebas efectuadas en junio de 2016.

- Los generadores no cuentan con un sistema de detección de descargas parciales.
- Los generadores cuentan con un sistema de protección contra incendios a base de CO₂. Ver sección 4.12.1 por detalles de su condición y recomendaciones.
- Durante las pruebas de vibraciones hechas en abril de 2017 al Grupo 3 no se detectaron variaciones en las vibraciones del eje del rotor entre la operación del grupo de generación sin excitación y con excitación. Aunque no se pudo comprobar, el personal de mantenimiento indicó que altas vibraciones (indicación de desbalance) se presentan luego de un rechazo de carga o sobre velocidades en los grupos 3 y 4.
- El sistema de aislamiento de las barras del estator de los generadores para Acaray II contienen asbestos. Se ha informado IMPSA para tome las medidas necesarias a dismantelar los generadores de grupos 3 y 4.

Durante la inspección general interna de los generadores se observó la instalación de instrumentación como RTDs y medidores de flujo para el sistema de enfriamiento del generador. En algunos de los instrumentos se encontraron malas condiciones del cableado, instrumentos no conectados, cajas de cableado abiertas y prácticas no adecuadas en el apriete de conexiones de salida del generador.

Las siguientes fotografías ilustran algunas de las situaciones encontradas. Muchas de estas situaciones deberían ser corregidas con la instalación de los nuevos generadores y equipos bajo el contrato de IMPSA.



Foto 69 Generador 3. Cajas de instrumentación sin cubiertas



Foto 71 Generador 3. Cableado de instrumentación en borneras no protegidas

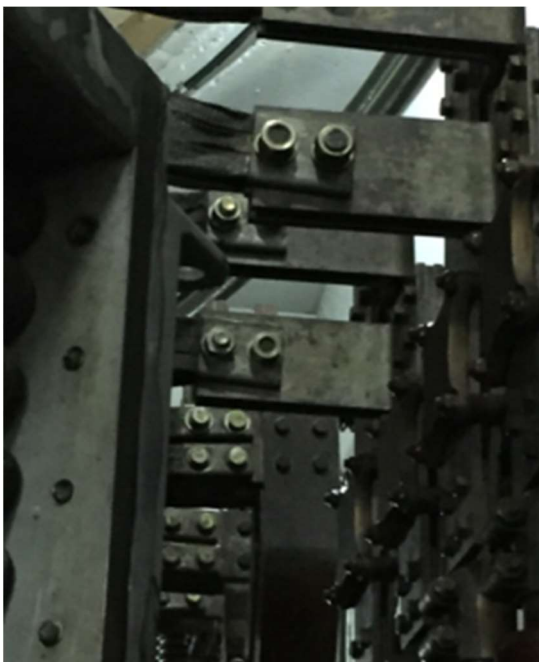


Foto 70 Generador 3. Pernos inadecuados para conexión de terminales de salida del generador

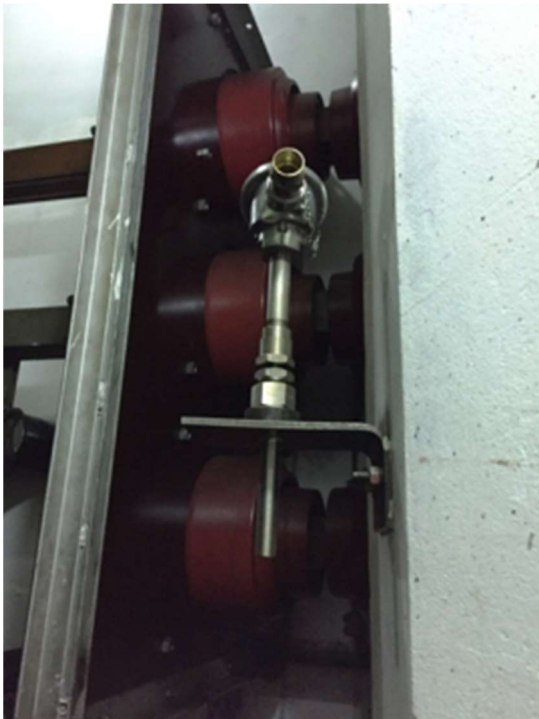


Foto 72 Generador 3. Instrumentos no conectados

Para el caso de los Generadores 3 y 4 de Acaray II, la ANDE informó que se tiene previsto la reactivación de un Contrato con la empresa IMPSA que incluye la repotenciación de los generadores y otras actividades relacionadas. Se estima que los respectivos trabajos se inicien en el 2017 para el Grupo 3 y en el 2018 para el Grupo 4.

HATCH

Es de resaltar que en la nave de montaje de Acaray II se encuentra actualmente uno de los estatores completamente armado, así como cubículos de media tensión y cajas con diversos materiales relacionados con el Contrato con IMPSA.



Foto 73 Estator para Unidad 3 suministrado por IMPSA



Foto 75 Cubículo de media tensión del generador a ser instalado por IMPSA



Foto 74 Carcaza del estator del generador 3 suministrado por IMPSA

El Contrato con IMPSA se inició en el 2007 e incluía en su alcance original la repotenciación de los generadores

Informe Fase 1 – Diagnóstico Técnico Integral de la Central Hidroeléctrica Acaray

de 60.7 MVA a 75MVA, mediante su adecuación o suministro de componentes nuevos y la adecuación de sistema auxiliares como: excitación, cojinetes, refrigeración, frenado, levantamiento del rotor, barras de 13,8 kV, monitoreo de temperaturas y montaje de un nuevo sistema antiincendios, armario de media tensión de 13,8 kV para el transformador de servicios auxiliares, reactancias en 13,8 kV, así como supervisión del montaje, pruebas de puesta en marcha, repuestos y herramientas de mantenimiento.

En los años 2008-2009, durante la ejecución del Contrato con IMPSA se realizaron inspecciones detalladas y pruebas a los generadores. El alcance de esta inspección y pruebas incluyó:

- Inspección de cables de excitación, porta escobillas, anillos deslizantes,
- Cubierta del generador
- Cruceta superior
- Componentes cojinete de empuje
- Cubierta deflectora de aire
- Sistema de agua de enfriamiento cojinete de empuje y combinado
- Instrumentación cojinete combinado
- Sistema de aceite de alta presión
- Sistema de frenos e izaje
- Sistema contra incendios
- Interconexiones polares
- Sistema de acuíñado de polos
- Pista de frenado
- Cruceta inferior
- Controles dimensionales
- Medición de Vibraciones
- Ensayo EL CID
- Ensayos no destructivos (líquidos penetrantes, ultrasonido)
- Inspección Pintura (Generador 3)
- Ensayo de elevación de temperatura (Generador 3)
- Análisis de aceite cojinetes (Generador 3)
- Ensayo de Saturación en vacío (Generador 4)
- Ensayos Sistema de Excitación
- Inspección barras de salida del generador

En general las conclusiones de las inspecciones y ensayos reflejan problemas de vibraciones, circularidad en el estator, variaciones excesivas del entrehierro con ciertas variaciones entre los generadores 3 y 4.

De acuerdo a los reportes de IMPSA, la prueba de elevación de temperatura para el Grupo 3 no pudo ser realizada a valores nominales de potencia 60,7 MVA; 0,8fp. Esto debido a que los valores de temperatura del devanado del estator excedieron los valores de alarma. En consecuencia, esta prueba fue realizada a factor de potencia unitario. Durante las pruebas de eficiencia del Grupo 3 en abril de 2017 se alcanzó una potencia máxima de 63,68 MW, a factor de potencia unitario; en esta ocasión se presentó la alarma por alta temperatura del cojinete de empuje. IMPSA reemplazará el cojinete de empuje y su sistema de enfriamiento respectivo de ambos grupos 3 y 4 bajo su contrato, que debería corregir este problema y permitir que el cojinete puede trabajar sin sobrecalentamiento.

Por otro lado, en enero de 2013 la ANDE realizó una evaluación del estado del generador 3 de Acaray II, producto de vibraciones excesivas como consecuencia de sucesivos rechazos de carga. Mediante inspección visual y mediciones se evidenciaron problemas de deformación del rodete de la turbina y del anillo de desgaste inferior.

4.7.6.3. Inspección Detallada

Dado que se reemplazarán los generadores y auxiliares eléctricos asociados en Acaray II bajo el contrato con IMPSA, no se realizó ninguna otra inspección o prueba eléctrica en los equipos existentes, ni en los nuevos equipos suministrados por IMPSA. Esto fue concordado con ANDE para evitar la invalidación de cualquier garantía de IMPSA sobre dichos equipos.

4.8. Sistema De Excitación

4.8.1. Acaray I

El sistema de excitación para los grupos de Acaray I consiste en un sistema con tecnología estática, fabricado por ABB, modelo ES 202 conformado por transformador de excitación, puentes rectificadores de tensión AC/DC y componentes electrónicos de tecnología discreta.

Estos sistemas de excitación corresponden a una actualización del sistema de excitación original del tipo rotativo.



Foto 76 Sistema de Excitación, generadores, Acaray I

4.8.2. Acaray II

El sistema de excitación es del tipo estático ES 202, fabricados por ABB. El sistema se divide en cuatro secciones principales:

- Una etapa de rectificadores semiconductores (SCRs)
- Arranque de la excitación y equipo de descarga de campo
- Unidad de control y operación
- Transformador de excitación

Potencia para la excitación se toma de cada uno de los generadores, luego pasa a través del transformador de excitación hasta la etapa de rectificación y finalmente hasta el devanado de campo del rotor por medio del interruptor de campo DC.

La etapa de rectificación tiene 2 puentes paralelos, cada uno con 6 tiristores en conexión trifásicas. Son refrigerados con la ayuda de un solo ventilador. Dispositivos de protección están integrados al sistema para proteger los puentes de tiristores.

4.8.3. Evaluación

La evaluación de la condición de la excitación se hizo a través de una inspección visual, conversaciones con el personal de mantenimiento y revisión de los registros de mantenimiento.

Las excitaciones originales de Acaray II, se cambiaron en 1990, es decir que las existentes han estado en operación por más de 25 años.

La inspección visual y las pruebas de aislamiento no muestran signos de daño inminente. El interruptor de campo también fue revisado, no se observaron depósitos de carbón ni daños producidos por la extinción de campo en los contactos o en la cámara de extinción.

Aunque los relés de protecciones son los originales, estos todavía se encuentran en buen estado. Personal de mantenimiento indicó que no han tenido mayores inconvenientes con ellos.

De acuerdo con las prácticas industriales de hoy se espera que la vida útil de la excitación sea cercana a los 35 años. Sin embargo, esta duración depende de las prácticas de mantenimiento, disponibilidad de repuestos y asistencia técnica. Si bien de acuerdo con las conversaciones con el personal de la planta no ha habido mayores inconvenientes, la falta de repuestos y de asistencia técnica por parte de ABB hacen que una eventual falla signifique largos periodos de indisposición del grupo de generación, por lo tanto, debe considerarse su reemplazo en los próximos 5 años.

Los transformadores de excitación son del tipo seco. Excepto por el transformador del Grupo 3 reemplazado en el 2005, los transformadores existentes son los originales, con más de 25 años de operación. El lado primario de estos transformadores está conectado a los terminales del generador mientras que el secundario está conectado al lado AC de la excitación. Cada transformador está equipado con dispositivos auxiliares para monitorear la temperatura y generar alarmas.

De acuerdo con el personal de mantenimiento no ha habido mayores preocupaciones y esto fue confirmado con la inspección visual.

4.8.4. Recomendaciones

- Reemplazar las excitaciones en los próximos 5 años.
- Los transformadores de excitación están en la mitad de su vida útil y parecen estar en buenas condiciones. Se debe continuar con el programa de mantenimiento periódico haciendo énfasis en:
 - Inspecciones visuales frecuentes
 - Hacer pruebas de condición (Aislamiento, relación de transformación, termografía)
 - Mantener una limpieza general y hacer un apriete de tornillos.
- Reemplazo de los transformadores dependerá únicamente de la actualización de los generadores, es decir, cambio del devanado y/o repotenciación de los grupos de generación.

4.9. Barras de salida del generador

Tanto los grupos de generación de Acaray I como de Acaray II utilizan barras de cobre para transportar la energía de los generadores a los transformadores de elevación. Las barras de Acaray I se encuentran aisladas, solo las uniones y las conexiones flexibles están expuestas. En Acaray II todo el barraje está expuesto. Como medida de protección para el personal de operación se encuentran rodeadas por cubiertas

HATCH

metálicas. Las cubiertas son enmalladas para permitir la circulación del aire y permitir la refrigeración de las barras.



Foto 78 Rejilla de seguridad encapsulando las barras colectoras



Foto 77 Tapas de rejilla incorrectamente instaladas con alambre y en lugar de tornillos

4.9.1. Evaluación

Evaluación de la condición de las barras se hizo a través de una inspección visual y conversaciones con el personal de mantenimiento. Se intentó hacer un monitoreo de temperaturas con una cámara termográfica, pero las cubiertas metálicas impidieron la detección directa de las barras.

Se hicieron las siguientes observaciones:

- Algunas cubiertas han sido removidas y no han vuelto a ser instaladas. También se notó que en algunos puntos se utilizaron amarres plásticos para mantener las cubiertas en su lugar, muy seguramente por la pérdida de los tornillos originales.

- El personal de mantenimiento informó que algunos de los aisladores que sostienen las barras fueron reemplazados debido a mediciones de baja resistencia de aislamiento. Esto ocurrió tanto en Acaray I como en Acaray II. Otras actividades de mantenimiento incluyen limpieza, apriete de conexiones de los flexibles y revisión termográfica.
- También se reportó que en Acaray I se presentó una falla en el pasatapa, punto de cruce en el piso del transformador, debido a la pérdida de hermeticidad lo que permitió el ingreso de agua.
- No se encontraron documentos de diseño, ni planos de las barras. Reportes de mantenimiento del año 2016 fueron suministrados por la ANDE.

4.9.2. Recomendaciones

- Instalar las cubiertas y tornillos faltantes
- Instalar avisos de advertencia del riesgo de contacto con el barraje a lo largo de la ruta.
- En ciertos puntos de la ruta del barraje la altura disminuye considerablemente. Se recomienda restringir el paso en estas áreas cuando los grupos de generación están en operación. El paso de personal con objetos cuyas dimensiones o características pudiesen entrar en contacto con el barraje debe ser prohibido completamente.
- Como futuras mejoras, si bien en los diseños actuales para plantas con capacidades similares a Acaray, las barras de salidas del generador están cubiertas mediante ductos para evitar el riesgo de contacto, no creemos que esto sea una solución posible en Acaray: no hay suficiente espacio a lo largo de la ruta para su implementación y definir una ruta nueva traería unos retos técnicos y unos costos tan elevados que seguramente la harían inviable. Una posibilidad más económica sería la de reemplazar las barras por un sistema de cables (Cable bus), lo que mantendría los mismos esfuerzos de mantenimiento y mejoraría la seguridad del personal de operación y mantenimiento. Mientras tanto, se recomienda se tomen las medidas de seguridad antes indicadas.
- Se debe considerar que, si en el futuro se repotencian los grupos de generación, se debe revisar la capacidad de las barras para asegurarse de que todavía son adecuadas para transportar la energía hasta los transformadores.

4.10. Transformadores Elevadores de Potencia

4.10.1. Unidades 1 & 2

Hay siete transformadores elevadores de potencia para las unidades 1 & 2 (incluyendo uno de repuesto) y son monofásicos de 13,8 kV/220kV 19MVA, fabricados por Ercole Marelli & C-Spa en 1967.



Foto 80 Placa de características



Foto 79 Transformador elevador monofásico de la unidad 1 o 2

4.10.2. Unidades 3 & 4

Hay siete transformadores elevadores de potencia para las unidades 3 & 4 (incluyendo uno de repuesto) y son monofásicos de 13,8 kV/220 kV, 25 MVA, fabricados por Toshiba en 2013.



Foto 81 Uno de los transformadores elevadores monofásicos de la unidad 3 o 4



Foto 82 Placa característica del transformador de la unidad 3 o 4

4.10.3. Toma de muestras de aceite

La ANDE ha estado tomando muestras anuales de aceite para el Análisis de Gases Disueltos (DGA con relaciones de Roger) y de la calidad del aceite durante 7 años con análisis de tendencia de los valores. El cambiador de tomas es un cambiador tipo fuera ("off-line" en inglés). Análisis de la calidad del aceite en el cambiador también es realizado periódicamente.

Conversaciones con el personal de mantenimiento indicó que ANDE realiza tratamiento de aceite con la unidad en servicio tanto del transformador principal como del compartimento del cambiador de tomas basados en el análisis de calidad del aceite. Cuando este análisis presenta resultados de contenido de agua en el aceite superior a 20 ppm, el aceite es tratado. Las normas industriales requieren que el procesamiento se haga cuando el contenido de agua en aceite es mayor a 30 ppm, sin embargo poner un valor límite menos es una buena práctica que resulta en una mayor vida útil. En la información suministrada por la ANDE se observa que algunos de los transformadores ya han superado el límite de 20 ppm, aunque no fue informado, se esperaría que el tratamiento de aceite se haga próximamente. También se indicó que dentro de las prácticas de mantenimiento no se tiene el Análisis de Furanos en los transformadores, ya que considera que una vez que se procesa el aceite se pierde la información sobre la vida útil del aislamiento. Si bien esto puede ser cierto, se debe considerar que el intervalo entre procesamientos de aceites puede ser largo y durante este tiempo el análisis de furanos para determinar el grado de degradación del aislamiento se vuelve muy relevante, por lo que es recomendable que sea incluido dentro del programa de mantenimiento.

Los transformadores de las unidades 1 y 2 y de las unidades 3 y 4 tienen su propio repuesto. Como parte del programa de mantenimiento La ANDE hace serie completa de pruebas a todos los transformadores cada tres

años, incluyendo Pérdidas, Tan Delta, aislamiento (PI), relación de transformación (Transformer Turns Ratio o TTR en inglés), resistencia de las bobinas, y Análisis de Respuesta a Frecuencia (Frequency Response Analysis o FRA en inglés) con un rango de frecuencia de 10 Hz a 20 Mega-Hertz.

En 1997 uno de los transformadores de la unidad 1 fue reacondicionado con la sustitución de bobinados de AT y BT. ANDE no suministró información que permitiese identificar la razón de este cambio. De acuerdo con el personal de la ANDE, se tomó una muestra de las bobinas de este transformador y se analizó la vida útil remanente por el método de despolimerización (DP), el resultado indicó que todavía tiene una vida útil significativa.

Se recibieron algunos resultados de las pruebas de gases disueltos en el aceite de los transformadores que se indican en las tablas a continuación.

Tabla 19 Resultados de Análisis de Gases Disueltos de Transformadores de Acaray I

| N° de serie | 39429 | 39430 | 39431 | 39432 | 41150 | 41151 | 41152 |
|------------------------------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|------------|
| Unidad | 2 | 1 | 1 | 2 | 1 | 2 | Reserva |
| Fase | S | T | R | R | S | T | |
| Fecha del ultimo resultado | 2014-06-25 | 2014-06-25 | 2014-06-25 | 2014-06-25 | 2008-09-16 | 2014-06-25 | 2014-06-25 |
| H ₂ | ND | ND | ND | ND | ND | ND | ND |
| CH ₄ | ND | ND | ND | ND | ND | ND | ND |
| CO | 30 | 20 | 25 | 20 | 20 | 30 | 5 |
| C ₂ H ₄ | ND | ND | ND | ND | ND | ND | ND |
| C ₂ H ₆ | ND | ND | ND | ND | ND | ND | ND |
| C ₂ H ₂ | ND | ND | ND | ND | ND | ND | ND |
| TCG | 30 | 20 | 25 | 20 | 20 | 30 | 5 |
| CO ₂ | 230 | 150 | 240 | 150 | 190 | 160 | 80 |
| O ₂ | 17000 | 22000 | 20000 | 22000 | 21000 | 12000 | 23000 |
| N ₂ | 59000 | 59000 | 54000 | 59000 | 46000 | 45000 | 50000 |
| Agua | 25 | 20 | 17 | 17 | 15 | 24 | 7 |
| N° neutralización, acidez total | 0.34 | 0.08 | 0.02 | 0.05 | 0.01 | 0.35 | 0.03 |
| Tensión interfacial | 23 | 26.8 | 34 | 29.4 | 29.3 | 21.3 | 33 |
| Voltaje | 40.08 | 42.74 | 45.44 | 45.94 | 58.8 | 35.8 | 54.8 |
| Rigidez calculado | 155.51 | 165.83 | 176.31 | 178.25 | 228.3 | 138.9 | 212.62 |
| Factor disipación Tg delta a 20°C | 0.17 | 0.06 | 0.021 | 0.077 | 0.006 | 0.082 | 0.047 |
| Dieléctrica | 2.268 | 2.23 | 2.22 | 2.23 | 2.234 | 2.28 | 2.23 |
| Factor disipación Tg delta a 100°C | 7.858 | 1.163 | 0.494 | 2.177 | 1.597 | 5.252 | 0.66 |

Estos resultados indican lo siguiente:

- La calidad del aceite en las unidades 39429 y 41151 indica que el aceite debe ser reprocesado en forma urgente.
- El aceite en las unidades 39429, 39430, 39431, 39432, 41150 y 41151 tiene un contenido alto de agua. Altos niveles de humedad causan una deterioración en la aislación, por lo tanto, se debe considerar el reprocesamiento del aceite en el corto plazo.
- El último registro de la unidad 41150 es del 2008. Se debe realizar un nuevo análisis del aceite de forma urgente.
- Los resultados de gases disueltos parecen muy sospechosos cuando se comparan con la unidad de repuesto, especialmente después de 40 años. Se asume que el análisis fue realizado incorrectamente. Se debe repetir el análisis para todos los transformadores utilizando un laboratorio acreditado para este tipo de trabajo, tal como Morgan Schaffer para confirmar los resultados.
- Los resultados de las unidades 39430 y 39432 son idénticos, lo que es imposible. Se sospecha que se equivocaron en el muestreo o el análisis. Se deben retomar muestras para volver a realizar el análisis.
- Los altos niveles de agua en el aceite sin los niveles altos correspondientes de CO y CO₂ hacen que los resultados del análisis de gases disueltos sean dudosos.

Tabla 20 Resultados de Análisis de Gases Disueltos de los Transformadores de Acaray II

| N° de serie | A04053 | A04054 | A04055 | A04056 | A04057 | A04058 | A04059 |
|---------------------------------|--------------|--------------|--------------|------------|------------|------------|--------------|
| Unidad | 3 | 3 | 3 | 4 | 4 | 4 | Reserva |
| Fase | R | S | T | T | S | R | |
| Fecha del último análisis | 04/03/2016 | No hay datos | No hay datos | 17/11/2015 | 17/11/2015 | 17/11/2015 | No hay datos |
| H ₂ | ND | | | ND | ND | ND | |
| CH ₄ | ND | | | ND | ND | ND | |
| CO | 1 | | | 10 | 90 | 100 | |
| C ₂ H ₄ | ND | | | ND | ND | ND | |
| C ₂ H ₆ | ND | | | ND | ND | ND | |
| C ₂ H ₂ | ND | | | ND | ND | ND | |
| TCG | 1 | | | 10 | 90 | 100 | |
| CO ₂ | 30 | | | 100 | 160 | 160 | |
| O ₂ | 1000 | | | 2700 | 8000 | 5000 | |
| N ₂ | 3000 | | | 1500 | 32000 | 33000 | |
| Fecha del último análisis | No hay datos | | | 25/06/2014 | 25/06/2014 | 25/06/2014 | |
| Agua | N/A | | | 7 | 15 | 7 | |
| N° neutralización, acidez total | N/A | | | 0,01 | 0,01 | 0,01 | |
| Tensión interfacial | N/A | | | 37,3 | 29,3 | 37,2 | |
| Voltaje | N/A | | | 57,34 | 58,8 | 54,98 | |
| Rigidez calculada | N/A | | | 222,48 | 228,3 | 213,32 | |
| Factor disipación | | | | | | | |
| Tg delta a 20°C | N/A | | | 0,0047 | 0,006 | 0,0066 | |
| Dieléctrica | N/A | | | 2,27 | 2,234 | 2,28 | |
| Factor disipación | | | | | | | |
| Tg delta a 100°C | N/A | | | 0,31 | 0,282 | 0,332 | |

Estos resultados indican lo siguiente:

- Estos transformadores se instalaron en el 2005. La gasificación del Análisis de Gases Disueltos parece dudosa, teniendo en cuenta que las cifras son demasiado bajas para una unidad que estado en servicio, incluso para un transformador que nunca ha estado en servicio, los resultados deben ser más altos.
- Parecería que no se está realizando el muestreo ni el análisis del aceite de forma correcta. Se deben tomar nuevas muestras y reanalizarlas utilizando un laboratorio acreditado para este tipo de trabajo, tal como Morgan Schaffer para confirmar los resultados.
- Normalmente se espera que, por cada reporte del análisis del aceite, se tenga un reporte del análisis de gases disueltos, considerando que ambos análisis son hechos con la misma muestra de aceite tomada. Este no parece ser el caso acá, según la información que se suministró. Por ejemplo, hay

datos de gases disueltos hechos en el 2015 pero el análisis de aceite fue hecho en 2014. Esto es indicación que los procedimientos seguidos no son los adecuados.

- El manejo de los resultados parece muy pobre, dado que hay transformadores que no tienen resultados. Anualmente debe realizarse un muestreo de gases y aceite para cada transformador.
- Faltan las placas de varios transformadores, dificultando su identificación. Se debe identificar cada transformador con un número único para asegurar un registro consistente de las pruebas para cada transformador.

4.10.4. Protección Contra incendio

Para los transformadores GSU 1 y 2 existe un sistema de aspersión de agua que no ha sido probado desde que se instaló. Se observó que la calidad del agua no es la óptima, las válvulas no funcionan adecuadamente, las tuberías no han sido limpiadas internamente y posiblemente estén corroídas. Dada estas circunstancias es cuestionable que éste sistema funcione adecuadamente en caso de ser requerido. Los incendios de transformadores son muy difíciles de extinguir una vez iniciado siendo que el agua no puede entrar en el tanque del transformador debido al calor intenso y por lo general todo lo que se puede hacer es evitar que se extienda a otros equipos tanto como sea posible. En una situación de daños por incendio, incluso con un transformador de repuesto, el tiempo de interrupción será significativo.

Para los transformadores elevadores de Acaray II, se cuenta con un sistema de inyección de gas nitrógeno SERGI, sin embargo, éste no ha sido puesto en servicio. Si bien la intención del sistema SERGI es la de prevenir incendios del transformador debido a cortocircuitos en el interior del tanque, se debe tener en cuenta que el 90% de los incendios en transformadores se producen en sus bujes (bushings) los cuales están al aire libre. Lamentablemente el sistema de protección SERGI no cubre esta área. Adicionalmente el nitrógeno inyectado es un gas que no enfría el equipo defectuoso, por lo que tan pronto como la inyección termina el aire vuelve a la unidad, y el transformador se puede encender de nuevo. Debido a lo anterior, se considera que los transformadores de los grupos 3 y 4 no tienen una protección adecuada contra incendios incluso si el SERGI fuera puesto en servicio y por esto, se recomienda la adición de un sistema de aspersión de agua para complementarlo.

Para más detalles, vea 4.12.4 Sistema Contra Incendios de los transformadores elevadores

4.10.5. Repuestos

Las unidades 1 y 2, tienen transformadores que pueden requerir repuestos en el corto plazo. Del transformador de repuesto existente se han venido quitando y utilizando partes por lo que no se puede considerar completamente útil, aunque conforme lo manifestado por el personal de ANDE sólo se requeriría un día o dos para hacer que el transformador GSU de repuesto pueda ser utilizado. Adicionales piezas de repuesto se almacenan en Asunción lo que significaría un cierto retraso en el transporte a Acaray, en caso de un fallo.

Existe un bobinado de repuesto para AT y uno para BT para los transformadores GSU de las unidades 3 y 4.

4.10.6. Recomendaciones y Conclusiones

4.10.6.1. Transformadores de los generadores G1 y G2

Se deben reemplazar los transformadores de los generadores de grupo 1 y 2 de Acaray I, incluyendo una unidad de repuesto, todos con las mismas características eléctricas, incluida su potencia, y apto para el aumento de potencia realizado por la futura repotenciamiento de los grupos. Esto debe incluir los cables, el control y la protección y sistema de aspersión de agua. También se recomienda rehabilitación de cualquier deterioro de hormigón que puede estar ocurriendo. El sistema contra incendio de los transformadores debe incluir detectores HAD (detectores de calor) y boquillas de pulverización para los bujes (bushings). Si bien los estándares actuales para el sistema de dispersión de agua no hacen que la detección y la pulverización de los bujes sean obligatoria, es altamente recomendable su instalación si se tiene en cuenta que la mayoría de los incendios que se presentan en transformadores ocurren en los bujes.

Las barras de 13,8 kV que provienen de los generadores y se conectan a los transformadores deben ser reemplazadas, al menos para la sección de conexión con los transformadores, con cables de 13,8 kV, y se debe



Foto 83 Barras conectando el generador al transformador, con apertura abierta presentando riesgo de aceite y agua entrando la casa de máquinas y galería.

sellar en el nivel del suelo para evitar que el agua y posible aceite encendido de un transformador entren en la casa de máquinas y en las galerías de cables. También se deben adquirir y almacenar los repuestos y terminaciones de cable de 13,8 kV.

4.10.6.2. Transformadores de generadores G3 y G4.

El sistema de protección contra incendios SERGI debe ser rehabilitado y puesto en servicio. Este sistema debe ser complementado con un sistema de aspersión de agua que incluya detectores HAD y boquillas de pulverización para los bujes. El sistema SERGI no es una solución viable para combatir incendios en los bujes, de ahí la necesidad de complementarlo.

Al igual que en las unidades 1 y 2, las barras de 13,8 kV provenientes de los generadores deben ser sustituidas por lo menos para la sección de conexión de los transformadores con cables de 13,8 kV, y deben ser sellados a nivel del suelo para evitar que el agua y posible aceite encendido procedente de un incendio de un transformador entren a la casa de máquinas y galería de cables.

4.10.6.3. Recomendaciones

- El sistema de análisis de gases disueltos tiene fallas fundamentales. Primero, parece que no se realiza el muestreo del aceite de cada transformador cada año (por los registros entregados) o los registros no están disponibles (y sin registros, es imposible demostrar que se realizó el muestreo). Los resultados deben ser analizados por una persona con experiencia y entrenada, directamente después de que se obtengan los resultados del muestreo y las tendencias graficadas.
- Parece que hay problemas fundamentales en la forma que se muestrea el aceite y/o con el laboratorio haciendo el análisis. Los resultados indican que no hay gases disueltos, a pesar de que los transformadores han estado en operación por muchos años; inclusive transformadores recién fabricados normalmente muestran niveles de gases disueltos mucho más altos. Se debe revisar el procedimiento de muestreo y análisis, de no existir se debe preparar uno.
- Las muestras de aceite se deben enviar a dos laboratorios independientes, uno de los cuales debería ser Morgan Schaffer.

4.11. Subestación

4.11.1. Alcance de la inspección

En la subestación, los siguientes componentes fueron inspeccionados y evaluados:

- Subestación 220 kV completa con equipos de potencia (interruptores de potencia, seccionadores, transformadores de potencia (PT), transformadores de corriente (CT), protección, control (SCADA para subestación solamente) y comunicaciones.
- Operación y Mantenimiento (múltiples aspectos) de la subestación de 220 kV
- Edificio de relés de subestación de 220 kV incluidos los bancos de baterías y cargadores
- Red de puesta a tierra de la subestación
- Valores de fallo nominales de corriente y capacidad de interrupción de los equipos de subestación de 220 KV

Se excluyeron todos los equipos asociados con el suministro al sistema de distribución, tal como transformadores a 66 kV, interruptores, seccionadores, TC y TP, por no ser parte del alcance de los estudios, y dado que no forman parte de subestación elevadora 13.8/220 kV indicado en sección 7, Terminos de Referencia acápite 3.2.8, del Pliego de Licitación.

4.11.2. Descripción General

La subestación se encuentra en el nivel superior de Acaray. Existen siete líneas de transmisión que salen de la subestación con una capacidad total de 2.500 MW como nos fue comunicado por la ANDE. Las líneas son: LT-PFO, fuera de servicio; LT-IPU-1 & 2, mantenidas por personal de la Central Itaipú; K30-1 & 2; y COV 1 & 2.



Foto 84 Subestación - vista hacia el norte



Foto 85 Subestación vista hacia el sur

El diagrama unifilar (Single Line Diagram o SLD en inglés) para la subestación se muestra a continuación. Se debe considerar que este SLD no está actualizado, ya que varios interruptores se han eliminado o ya no están en uso.

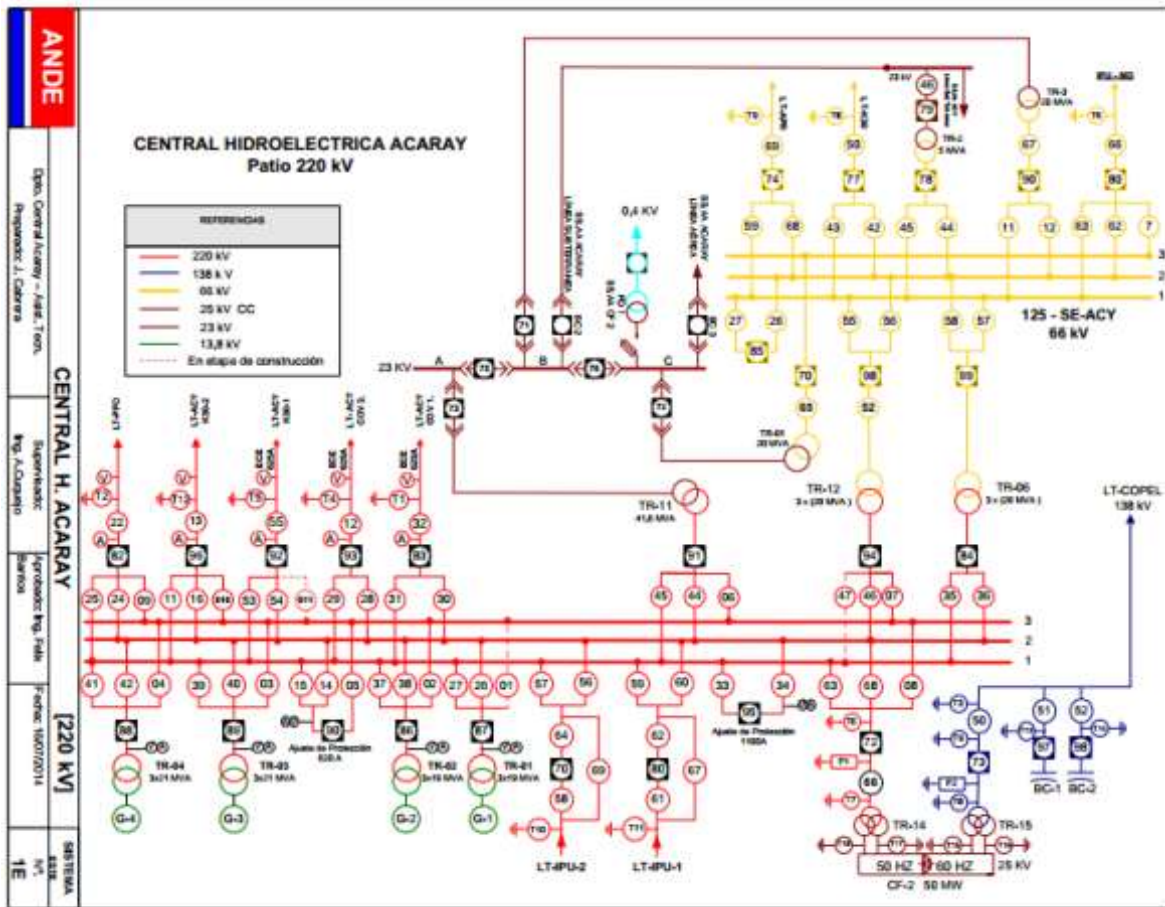


Foto 86 Diagrama unifilar de la subestación

Itaipú tiene dos líneas de 220 kV que hacen una contribución de aproximadamente 680 MW a la carga de Paraguay. No parece haber ninguna razón para hacer un estudio del sistema para la transmisión de capacidad adicional que pueda ser incrementada en Acaray. Sin embargo, si es que se incrementa la capacidad adicional de una nueva central generadora en Yguazú, con una línea de transmisión de 220 kV de 44 kilómetros hasta la subestación Itakyry, probablemente se requerirá un estudio de sistema.

En el estudio de fallas más reciente, el nivel de cortocircuito esperado en 2023 es 33 kA. A continuación, un extracto de la tabla de dicho estudio:

| Año 2023 - Sistema Interconectado | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | | |
|-----------------------------------|--------------------|-------------------------|----------------------|------|-----------|---------|-------|---------------|---------|-------|-------------|--------|--------|----------------------|-------|-------|------|------|-------|--------------|------|-------|------|
| Barra | Nombre de la Barra | Niveles de tensión (kV) | Corrientes Máx. (kA) | | Trifásico | | | Fase - Tierra | | | Fase - Fase | | | Fase - Fase - Tierra | | | | | | Equivalentes | | | |
| | | | | | | | | | | | | | | Ib | | Ic | | In | | Z1 | Z0 | | |
| | | | F | N | kA | MVA | * | kA | MVA | * | kA | MVA | * | kA | * | kA | * | kA | * | % | % | | |
| 345 | ACE | 66 | 6.432 | 6.81 | 6.096 | 696.8 | -82.3 | 6.43 | 735.3 | -81 | 5.279 | 603.5 | -172.3 | -6.41 | -24.3 | -6.15 | -139 | 6.81 | -79.6 | 14.35 | 82.3 | 12.12 | 78 |
| 401 | ACY | 220 | 33.026 | 39.5 | 28.384 | 10815.6 | -87.5 | 33 | 12584.6 | -86.7 | 24.58 | 9366.6 | -177.5 | -32 | -35.5 | -31 | -138 | 39.5 | -85.6 | 0.925 | 87.5 | 0.536 | 84 |
| 382 | ACY | 66 | 16.374 | 20.4 | 13.664 | 1562.1 | -82.2 | 16.4 | 1871.7 | -82.3 | 11.83 | 1352.8 | -172.2 | -15.6 | -33.1 | -15.7 | -132 | 20.4 | -82.5 | 6.402 | 82.2 | 3.224 | 82.9 |
| 281 | ACY | 23 | 18.387 | 27.5 | 13.821 | 550.6 | -88.3 | 18.4 | 732.5 | -88.3 | 11.97 | 476.8 | -178.3 | -18.2 | -47.3 | -18.2 | -129 | 27.5 | -88.4 | 18.16 | 88.3 | 4.631 | 88.4 |

Foto 87 Extracto del Estudio de Nivel de Fallas

En caso de que la ANDE no tenga estudios más recientes de nivel de cortocircuito de la subestación Acaray, esto también podría ser necesario para determinar si los equipos tienen la capacidad suficiente y si la malla de aterramiento es adecuada.

4.11.2.1. Recomendaciones

- Reconciliar la división de responsabilidades entre el grupo de subestaciones y el personal de la central Acaray. No es aparente que cada uno sabe qué hace el otro y no hay intercambio fluido de información. Es preferible que la responsabilidad de mantenimiento descansa en solo un grupo.
- El diagrama unifilar de la subestación no está al día y muestra equipos ya retirados y no muestra nuevos equipos o instalaciones. Una actualización debe hacerse lo más pronto posible.
- No hay una demarcación clara entre los diferentes grupos (central Acaray, grupo Ande de subestaciones, grupo Ande de distribución, Itaipu). Protocolos escritos deben ser implementados.
- La base de datos de la subestación es incompleto, no actualizado y no incluye los datos de placa de cada equipo. Muchas de las placas de los equipos son ilegibles. Una base de datos que contenga toda esta información será de gran utilidad.

4.11.3. Interruptores

Los interruptores en el patio de la subestación son de una variedad de proveedores, incluyendo GEC/AREVA/Alstom (ahora GE), BBC (ahora ABB), Siemens y Magrini Gallic. La siguiente tabla describe los interruptores que formaron parte de la evaluación (según el diagrama unifilar). Los interruptores 70 y 80 están excluidos de esta evaluación, (aquellos asociados con Itaipú que son propiedad de ellos), 72, asociado con el convertidor de frecuencia, ya no está en servicio, y 82, que se ha eliminado físicamente en el lado izquierdo del patio. Cabe señalar que los interruptores de Itaipú solamente se han dimensionado para 31,5 kA, que está por debajo del nivel esperado de falla para 2023 de 33 kA.

Tabla 21 Interruptores en la subestación

| Nro. interruptor | Fabricante | Tensión nominal | Año | Corriente de carga | Interrupción | BIL | Acción |
|------------------|----------------|-----------------|------|--------------------|--------------|---------|---|
| 83 | ABB | 245 KV | 1995 | 2500 A | 40,0 kA | 1050 kV | Aceptable |
| 84 | Magrini Gallic | 245 KV | 1989 | 1250 A | 31,5 kA | 1050 kV | Reemplazar, de acuerdo a la capacidad de 31,5 kA, que está por debajo del nivel de falla de 2023 de 33 kA |
| 86 | Magrini Gallic | 245 KV | 1986 | 2000 A | 31,5 kA | 1050 kV | Reemplazar, de acuerdo a la capacidad de 31,5 kA, que está por debajo del |

| Nro. interruptor | Fabricante | Tensión nominal | Año | Corriente de carga | Interrupción | BIL | Acción |
|------------------|-----------------------|-----------------|------|--------------------|--------------|---------|---|
| | | | | | | | nivel de falla de 2023 de 33 kA |
| 87 | Magrini Gallic | 245 KV | 1986 | 2000 A | 31,5 kA | 1050 kV | Reemplazar, de acuerdo a la capacidad de 31,5 kA, que está por debajo del nivel de falla de 2023 de 33 kA |
| 88 | Magrini Gallic | 245 KV | 1989 | 1250 A | 31,5 kA | 1050 kV | Reemplazar, de acuerdo a la capacidad de 31,5 kA, que está por debajo del nivel de falla de 2023 de 33 kA |
| 89 | Magrini Gallic | 245 KV | 1989 | 1250 A | 31,5 kA | 1050 kV | Reemplazar, de acuerdo a la capacidad de 31,5 kA, que está por debajo del nivel de falla de 2023 de 33 kA |
| 90 | Siemens | 245 KV | 2009 | 3150 A | 40,0 kA | 1050 kV | Aceptable |
| 91 | GEC Alstom (ahora GE) | 245 KV | 1998 | 1250 A | 31,4 kA | 1050 kV | Reemplazar, de acuerdo a la capacidad de 31,5 kA, que está por debajo del nivel de falla de 2023 de 33 kA |
| 92 | Siemens | 245 KV | 2009 | 3150 A | 40,0 kA | 1050 kV | Aceptable |
| 93 | ABB | 245 KV | 1995 | 2500 A | 40,0 kA | 1050 kV | Aceptable |
| 94 | GEC Alstom (ahora GE) | 245 KV | 1998 | 1250 A | 31,4 kA | 1050 kV | Reemplazar, de acuerdo a la capacidad de 31,5 kA, que está por debajo del nivel de falla de 2023 de 33 kA |
| 95 | BBC (ahora ABB) | 245 KV | 1982 | 2050 A | 31,4 kA | 1050 kV | Reemplazar, de acuerdo a la capacidad de 31,5 kA, que está por debajo del |

| Nro. interruptor | Fabricante | Tensión nominal | Año | Corriente de carga | Interrupción | BIL | Acción |
|------------------|------------|-----------------|-----|--------------------|--------------|-----|---------------------------------|
| | | | | | | | nivel de falla de 2023 de 33 kA |

Las pruebas se realizan cada tres años e incluyen aislamiento, tiempo de la capacitancia, tan delta y discrepancia de fase. ANDE dispone de todo el equipamiento necesario para llenar con gas SF₆, recuperarlo y tratarlo mediante filtrado y limpieza.

4.11.3.1. Recomendaciones

- Reemplazar los interruptores que tiene una capacidad de 31,5 kA, que está por debajo del nivel de falla previsto para 2023 de 33 kA.
- Mantener un registro computarizado completo (base de datos) y accesibles a ambos los grupos de Acaray y Transmisión con todos las pruebas realizadas y sus resultados y cualquier intervención (relleno con SF₆, etc.)

4.11.4. Seccionadores, TC y TP

Los seccionadores son mantenidos por el personal de la central de generación cada año y son reparados o reemplazados bajo mantenimiento por lo que no se describe en este informe la extensión de su vida útil. Solamente se necesitará actualizar los equipos para el aumento de los niveles de generación o de falla, los valores nominales son determinados de la base de datos del equipo. Los equipos de maniobra y TP son similares a los seccionadores, pero son mantenidos por el personal del patio de maniobras. ANDE no suministró información con los resultados de las pruebas realizadas a los TC y TP.

4.11.4.1. Recomendaciones

- Reemplazar los seccionadores, TC y TP en caso que el nivel de falla caiga bajo los niveles.
- Mantener un registro computarizado completo (base de datos) y accesibles a ambos los grupos de Acaray y Transmisión con todos las pruebas realizadas y sus resultados y cualquier intervención

4.11.5. Malla de puesta a tierra de la central y de la Subestación de 220 Kv

ANDE indicó que había colmatación del pedregullo con tierra y la capacidad de drenaje de agua lluvia del patio. Esto no fue observado durante la visita dado que no había llovido, pero se puede corregir durante las obras de rehabilitación y modernización. Se debe contratar servicios de consultoría para realizar calicatas y pruebas de infiltración para determinar si se debe reemplazar el pedregullo. También, dicho consultoría debe revisar la topografía de la subestación para asegurar que haya drenaje hacia el perímetro y que haya los drenajes

adecuadas para quitar el agua de lluvia del recinto de la subestación. Después de recibir los resultados de este estudio, se puede contratar las obras necesarias de corrección.

También, se debe realizar un estudio completo de la malla de tierra para asegurar su suficiencia en mantener los voltajes de contacto a un nivel apropiado y según las normas estándares para un subestación de este tamaño y voltaje. Es posible que se necesitará aumentar el área de la malla. Dicho estudio debería examinar el área de cobertura de la malla, los calibres de los cables de cobre desnudos, las conexiones de cable-cable y cable-estructura, las redundancias de conexiones (loops), etc.

El diseño de sistema de puesta a tierra fue solicitado a la ANDE, así como sus normas actuales de aterramiento y niveles de corriente de cortocircuito y los últimos niveles de corriente de cortocircuito (es decir, de los últimos 30 años), pero al parecer no fueron encontrados.

Las conexiones actuales de los equipos a la malla de tierra son totalmente inadecuadas y en muchos casos representan un peligro para la seguridad. La preocupación es que la subestación fue construida en la década de 1960 y un aumento significativo en el nivel de corriente de falla se produjo con la incorporación de Itaipú y la conexión de 6.300 MW de generación adicional a la barra de 220 kV. Como se muestra en las siguientes imágenes, muy pocas piezas de equipos y estructuras están conectadas a tierra. Además, el tamaño del conductor de tierra es sin duda inadecuado en algunos casos y conforme los últimos niveles de corriente de cortocircuito muchos conductores de tierra pueden requerir su sustitución. Los siguientes son algunos ejemplos:

- Conductor por debajo del tamaño requerido – Existen varios casos en los que los conductores parecían dimensionados por debajo de los niveles requeridos y en algunos casos muy por debajo.



Foto 88 Cable de tierra subdimensionado

- Cada componente tal como un interruptor o seccionador, debe tener una plataforma o zona donde el operador pueda pararse y manipular el equipo. Adicionalmente la plataforma y el equipo deben estar conectados a la red de puesta a tierra y tener un lazo de redundancia para generar una zona "equipotencial" y limitar los voltajes de paso y contacto. Se observó que en la mayoría de los casos, dicha plataforma no estaba aterrada, el cable de puesta a tierra parecía demasiado pequeño, la plataforma tenía solamente un punto de conexión a la malla de tierra o la abrazadera estaba rota.
- El equipo o estructuras con una sola conexión del conductor a tierra, no proporciona redundancia. Esto es un problema de seguridad, debe haber redundancia.



Foto 90 Ejemplo de una sola conexión, sin redundancia



Foto 89 Plataforma puesta a tierra con conexión rota

- Secciones de conductor de tierra faltantes. Se supone que las secciones de conductores faltantes son debido al robo; el personal de la ANDE ha indicado que esto es una preocupación y han sustituido las secciones que han sido robadas.

- Uso de conectores apernados y conexiones individuales de presión. Los conectores apernados se deterioran con el tiempo y no hay ningún programa de mantenimiento para verificar el conector de manera periódica. Se recomienda la soldadura exotérmica (Soldadura CAD) de los conductores, ya que tendrán una mayor duración de vida del equipo. Se observó que los conectores de presión eran de un solo prensado sin orificio de observación. Se requiere un orificio pequeño de observación para asegurar que el conector se ha insertado completamente, además se debe hacer doble prensado para garantizar su fijación. En la Foto 92 es un ejemplo de un conector atornillado que debería ser una soldadura CAD. El único conector prensado o atornillado debe ser a la propia estructura.



Foto 92 Conexión apernada - debe ser soldada



Foto 91 Cable de tierra cortada

- Cable temporal de puesta a tierra – Se observó que uno de los cables de puesta a tierra temporal que estaba siendo utilizado era insuficiente, tenía una larga malla y tenía un conector de superficie plana paralela que se estiraría fácilmente por esfuerzos mecánicos durante una falla. El

tamaño del cable de tierra no parecía estar correctamente dimensionado para la corriente de falla de 33 kA del estudio de cortocircuito de 2014-2023.

- El extremo del cable de puesta a tierra temporal debe ser conectado a un terminal de conexión a tierra localizado en la parte de alta tensión del equipo que se va a aterrizar. Un apropiado terminal de conexión debe facilitar la instalación y remoción de la tierra temporal y proveer un buen contacto. Se muestra a continuación un ejemplo de un terminal de tierra, vienen en varios tamaños. Se puede utilizar con una abrazadera en C o una bola y enchufe si es calibrado correctamente.



Foto 93 Ejemplo de cadena de puesta a tierra inadecuada

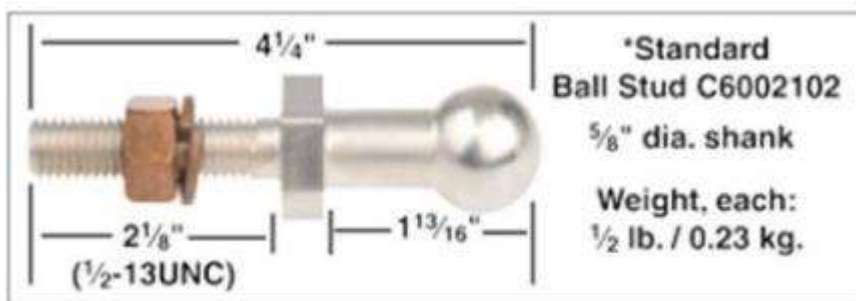


Foto 94 Esparrago de conexión a tierra

4.11.5.1. Recomendaciones y Conclusiones

- Contratar servicios de consultoría para realizar un estudio completo de la malla de tierra para confirmar que tiene las características necesarias para cumplir con las normas estándares para estos tipos de instalación y sus voltajes
- Adecuar, redimensionar, reparar, reconectar y/o agregar los cables de puesta a tierra para asegurar que las estructuras y plataformas de maniobra tienen la conexión a tierra adecuada.
- Reemplazar todas las conexiones de presión o empernado con conexiones de soldadura exotérmica
- Adecuar los cables temporales de puesta a tierra utilizado durante el mantenimiento para asegurar que son apropiados y que tiene las conexiones que no pueden desconectarse en caso de falla.
- Se debe realizar un estudio completo de la malla de tierra para determinar las resistencias a tierra y de contacto para determinar si es necesario ampliarla o reemplazarla.
- Realizar muestreo y estudios para determinar el grado de colmatación del empedrado. Si el empedrado está colmatado, se debe removerlo y reemplazarlo. Al mismo tiempo se debe estudiar el sistema de drenaje perimetral para desviar el agua y el arrastre de materiales que podría recontaminar el empedrado en el futuro.

4.12. Sistemas Auxiliares Mecánicos de Acaray

4.12.1. Sistema Contra-incendios de los Generadores

Los generadores en ambos Acaray I y II cuentan con sistemas de protección contra incendios a base de CO₂. El sistema consiste en botellas de CO₂, sistema de tubería y boquillas de descarga dentro del recinto de los generadores, activado por sensores de temperatura. Este sistema inunda el recinto del generador para apagar cualquier incendio por sofocación.

Los dos sistemas de Acaray I y Acaray II se encuentran desactivados. En el espacio confinado se pudo observar la presencia del sistema de control y protección, mientras afuera hay un sistema de válvulas y botellas de CO₂ de los cuales no se tiene información de su peso o de la última vez que fueron recargados o remplazados. De acuerdo a normas internacionales el contenido de CO₂ en las botellas debe de ser verificado cada 6 meses. Las botellas deben ser reemplazadas cada 12 años. Si no se cuenta con un programa de remplazo de las botellas, estas deben de ser expuestas a pruebas hidrostáticas cada 12 años.

Los dispositivos de activación del sistema de protección de incendio y alarmas no muestran deterioro mas no se tiene un registro de pruebas de los mismos y/o su condición de operación. La operación segura del sistema de descarga de CO₂ es crítica, por lo tanto, se requiere que éste cuente con un sistema de alimentación de energía desde una fuente segura que sea monitoreada en caso de pérdida de energía.

Según el personal de ANDE, las puertas que dan acceso a los recintos de los generadores en ambas casas de máquina cuentan con un bloqueo eléctrico que evita el disparo del CO₂ e informa al sistema de control de la unidad su estado; en caso que el personal requiera realizar servicios dentro del generador este bloqueo se activa, y a la vez, evita el arranque de la máquina. Para las unidades 3 y 4 esta señalización de bloqueo del CO₂ está disponible en el SCADA.

No se tienen datos o documentación reciente de pruebas funcionales del sistema contra incendios, las cuales típicamente son programadas cada 5 años. Estas pruebas incluyen la puesta a prueba de la operación/apertura de la válvula de descarga (no se requiere la descarga de CO₂). Adicionalmente, pruebas funcionales a los circuitos de control y protección deben ser programadas anualmente.



Foto 95 Botellas de CO₂ del sistema contra incendio de los generadores (Acaray I)

4.12.1.1. Recomendaciones

- Rehabilitar o reparar los sistemas de CO₂ con todos sus controles y reponerlos en marcha
- Practicar al mínimo una vez por año un simulacro de un incendio en el recinto del generador para asegurar que los controles funcionan y abren las válvulas de descarga de CO₂. No es necesario que se descargue el gas en las botellas
- Controlar manualmente el peso de las botellas cada año si no se pone de vuelta en operación el sistema de pesaje.

4.12.2. Sistema de Drenaje y Desagüe

Hay sistemas separados en cada casa de máquina de drenaje y desagüe. El sistema consiste en un pozo al cual los drenes descargan el agua (drenes de piso, desagüe de la tapa de la turbina, etc.), y una serie de cuatro bombas sumergibles con sus válvulas de aislamiento que descargan el agua al río.



Foto 96 Cañería de descarga de las cuatro bombas de drenaje

El sistema de drenaje carece de indicadores de medición locales y a distancia. Los sistemas de medición de niveles de agua presentan un estado de sobre deterioro y requiere de su remplazo. Las bombas operan en forma normal mas no se tienen repuestos a mano. Las válvulas son originales y probablemente ameriten su remplazo.



Foto 97 Indicadores de medición de nivel y alumbrado en pobres condiciones

4.12.2.1. Recomendaciones:

- Modernizar los sistemas de medición de niveles de agua (instrumentación) locales y a distancia inmediatamente.
- Renovar las bombas y válvulas de drenaje en los próximos 5 años.

4.12.3. Puente-grúas Casa de Maquinas Acaray I & II

En cada casa de máquina, hay dos puente-grúas para el izaje y maniobra de los componentes del turbo-generador:

Tabla 22 Capacidades de las puente-grúas de las Casas de Máquinas

| Casa de Máquina | Capacidad de gancho principal | Capacidad de gancho auxiliar |
|-----------------|-------------------------------|------------------------------|
| Acaray I | 100 t | 3 t |
| Acaray II | 190 t | 15 t |

El gancho principal y auxiliar de todas las grúas tienen suficiente cable para alcanzar el piso inferior de las casas de máquinas

HATCH

Las grúas tienen una cabina de control montada debajo de las vigas principales y también un control colgante que se opera desde el piso principal. El operador de la grúa depende de instrucciones visuales, y por radio cuando no se tiene visual de las maniobras en los pisos inferiores. No se tiene un control inalámbrico de control de grúa el cual facilite la operación de la misma cuando la carga genera puntos ciegos al operador.

No se tienen datos de cuándo fue la última vez que las grúas fueron inspeccionadas por una entidad reguladora, si ésta existe en Paraguay. Tampoco, hay registro de cuándo se había utilizado la grúa para cargas pesadas. Normalmente una grúa de este tipo debe ser inspeccionada cada año para contar con una certificación apropiada o por lo mínimo para garantizar que todas las funciones y controles están operando correctamente. Conviene que esta inspección la realice una empresa especializada en grúas. Los ítems a controlar son:

- Estructura de los rieles
- Alineación de los rieles
- Sistema de alimentación eléctrico
- Cabina del puente y controles
- Estructura del puente
- Sistema de ruedas, frenos, eje y engranajes del puente, lubricación (“Drivetrain”)
- Estructura del carro: ruedas, eje, frenos, engranaje, lubricación (Drivetrain)
- Sistema Eléctrico del carro
- Drivetrain del sistema de izaje (motor eléctrico, frenos del motor, eje, baleros, cuñas, engranaje, rack y piñón, tambor, cable de acero, poleas, gancho, lubricación, conexiones eléctricas, etc.)

El operador del puente-grúa debe también hacer una inspección y control de todas las funciones de la grúa antes de operarla.

En base a preguntas que se le hicieron al personal técnico de la planta, los sistemas mecánicos como el gancho principal y auxiliar, cable de acero, poleas, cojinetes, tambores, frenos se encuentran en buen estado, sin embargo, los sistemas eléctricos y de control de mando son obsoletos y continuamente fallan en su operación.



Foto 99 Puente Grúa de la Casa de Máquinas de Acaray I

El sistema de alimentación eléctrico es precario y debe ser reemplazado o renovado.



Foto 98 Alumbrado precario de alimentación a la grúa

Se observó que la grúa cuenta con un sistema de dos velocidades alta y baja. Hoy en día, este tipo de sistema han sido reemplazados por un sistema de motores de frecuencia variable los cuales ofrecen un mejor control de desplazamiento del gancho en su desplazamiento vertical.

4.12.3.1. Recomendaciones:

- Instalar un sistema de control remoto inalámbrico para las grúas viajeras.

- Reemplazar el sistema eléctrico de mando (tableros de control), sistema de conductores, cables de botonera o control de grúas de la casa de máquinas Acaray I & II en los próximos 5 años, o antes, especialmente si se van a utilizar las grúas para obras de rehabilitación o repotenciamiento
- Tener una bitácora/record de monitoreo en donde se guarde el número de horas de uso de las grúas
- Contratar una compañía especializada para realizar una inspección completa de las grúas y formular los trabajos que se deba hacer para rehabilitar las grúas.
- Considerar el reemplazo del sistema de velocidad de maniobra existente por un sistema de motores de frecuencia variable los cuales ofrecen un mejor control de desplazamiento.

4.12.4. Sistema Contra Incendios de los transformadores elevadores

4.12.4.1. Acaray I

El sistema contra-incendios para los transformadores de Acaray I se basa en un sistema de aspersión de agua localizado alrededor de la tapa superior de los transformadores. La activación del sistema está condicionada por sensores de temperatura ubicados alrededor del transformador. Cuando estos se activan se ordena la apertura de la válvula de agua principal localizada dentro de la casa de máquinas. Esto produce un rocío de agua que enfría el transformador y trata de apagar o contener el fuego. El transformador se desenergiza en forma automática en caso de un incendio. El agua es alimentada desde la tubería forzada.

Este sistema de contra-incendios de los transformadores de Acaray I es obsoleto y se encuentra en un estado deficiente con un gran número de fugas de agua en los aspersores; la válvula principal dentro la casa de máquinas está averiada. Este sistema debe ser reemplazado completamente con una nueva válvula seca, tubería galvanizada, aspersores y detectores de calor, y además el sistema debe ser incorporado al sistema SCADA de la central. Además, se debe reemplazar el último tramo de las barras desnudas que se conectan al transformador con una sección encapsulada y sellar la abertura que da a la casa de máquinas. En la condición existente, cualquier incendio podría propagarse adentro de la casa de máquinas y producir daños colaterales importantes.

Es importante anotar que, con el estado existente del sistema, ninguna compañía de seguros aceptará que los transformadores están protegidos adecuadamente y por ende, aumentaría la prima para una póliza de seguro y/o no aceptaría dar cobertura a esta sección de la planta.

4.12.4.2. Acaray II

Para los transformadores elevadores de Acaray II, se cuenta con un sistema de inyección de gas nitrógeno SERGI, sin embargo, éste no ha sido puesto en servicio. Si bien la intención del sistema SERGI es la de prevenir incendios del transformador debido a cortocircuitos en el interior del tanque, se debe tener en cuenta que el 90% de los incendios en transformadores se producen en sus bujes (bushings) los cuales están al aire libre⁸. Lamentablemente el sistema de protección SERGI no cubre esta área. Adicionalmente el nitrógeno inyectado

⁸ De acuerdo con el CIGRE (Conseil International des Grands Réseaux Électriques (Consejo Internacional de Grandes Sistemas Eléctricos)

es un gas que no enfría el equipo defectuoso, por lo que tan pronto como la inyección termina el aire vuelve a la unidad, y el transformador se puede encender de nuevo. Debido a lo anterior, se considera que los transformadores de los grupos 3 y 4 no tienen una protección adecuada contra incendios incluso si el SERGI fuera puesto en servicio. Por lo tanto, se recomienda que se instale un sistema de aspersión de agua similar a Acaray I, complementando el sistema de inyección de nitrógeno como sistema adicional.



Foto 100 Agua goteando de uno de los aspersores del sistema contra-incendios



Foto 101 Manguera conectada a uno de los aspersores para canalizar la fuga de agua

4.12.4.3. Recomendaciones:

- Rehabilitar o reemplazar todo el sistema de aspersión de agua de los transformadores de Acaray I, dado que no ofrece ninguna protección contra incendios, y podría invalidar cualquier reclamo contra una póliza de seguro
- Rehabilitar o reparar las válvulas Sergi de los transformadores de Acaray II y poner el sistema en funcionamiento. Esto ofrecerá un nivel mínimo de protección contra incendios.
- Adicionar un sistema de aspersión de agua para los transformadores de Acaray II para complementar el sistema de Sergi.

4.12.5. Sistema de Tratamiento de Agua Potable

Esta agua se extrae de un pozo profundo que se encuentra cerca de las compuertas del vertedero. Esta agua de pozo no se trata o filtra, sino que solo se le agrega una cantidad de hipoclorito de sodio de acuerdo al nivel de pH del agua. El personal técnico de planta no hace una medición exacta de la cantidad de hipoclorito de sodio que se requiere agregar al agua en la pileta. La medición de la cantidad de hipoclorito de sodio activo y total en el agua de la pileta debería de ser medida diariamente por medio de un instrumento de medición. El personal técnico de la planta no cuenta con este tipo de instrumentos de medición. No se tiene establecido un programa de muestras de agua en el cual éstas sean mandadas a un laboratorio certificado local para validar la calidad del agua. Algunos de los parámetros a medir son la cantidad de plomo, hierro, aluminio, e. coli, coliformes totales y compuestos orgánicos solubles en el agua, etc. Especial atención se le tiene que dar a las aguas brutas con alto contenido en compuestos orgánicos solubles, éstos al entrar en contacto con el hipoclorito de sodio producen un subproducto (THM's) el cual tiene un impacto negativo en la salud de las personas.

Este tipo de sistema de agua “potable” no cumple con los mínimos estándares de tratamiento de agua y por lo cual esta agua no se debe consumir.



Foto 102 Pozo de agua potable

4.12.5.1. Recomendaciones:

- Como medida precautoria, instalar carteles “No apto para consumo humano” en todas las instalaciones alimentadas con el agua del pozo.
- Instalar una planta de tratamiento de agua potable para abastecer la central. El pozo profundo puede seguir usándose como fuente de toma, sin embargo, el agua debe potabilizarse en base a estándares internacionales.
- Además, se debe establecer un programa de monitoreo de la calidad del agua mandándose muestras de agua a un laboratorio certificado para su análisis.

4.12.6. Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales o Negras

No existe un sistema de tratamiento de aguas residuales con las aguas negras descargadas directamente al río. Esto debe ser rectificado.

4.12.6.1. Recomendaciones:

- Instalar una unidad compacta de tratamiento de aguas servidas para cumplir con las normas nacionales e internacionales

4.12.7. Sistema de Recolección y Tratamiento de Aceites

Hay varias áreas donde se podría tener filtraciones de aceite que deben ser captadas antes de la descarga del agua al río. Esto incluye:

- Casas de máquinas
- Transformadores principales
- Subestación y transformadores secundarios
- Talleres mecánicos y eléctricos

No existe un sistema de recolección y tratamiento de aceites en las casas de máquinas. Los sistemas de drenaje de las casas de máquinas de Acaray I y II no tienen los dispositivos necesarios para recolectar y separar los aceites perdidos durante la operación y mantenimiento de las unidades.

No es claro cómo funciona el sistema de drenaje alrededor de los transformadores principales. Normalmente, los pozos rellenos con piedras están dimensionado para recibir todo el aceite en caso de una ruptura o pérdida, y el agua de lluvia. Normalmente se pasa la mezcla de agua/aceite por una cámara de separación de aceite antes de ser descargada al río.

Tampoco es claro cómo opera el sistema de drenaje de la subestación donde hay varios transformadores secundarios.

El cuarto de almacenamiento de aceites residuales no cuenta con el equipo adecuado para tratar lo que se llega a recolectar o recuperar de la mezcla de aceite y agua. El tanque y cuarto de almacén de aceites no cumple con estándares internacionales de almacenamiento de aceites.

Hoy en día, las autoridades ambientalistas son más estrictas y menos tolerantes en lo que se refiere a daños ecológicos, por lo tanto, sería prudente que la planta iniciara cuanto antes un programa apegado a las normas internacionales con el objetivo de obtener la certificación ISO 14000.



Foto 103 Tanque de combustible sin contenedor contra fugas

4.12.7.1. Recomendaciones:

- Contratar servicios de consultoría para investigar todos los sistemas de drenaje en la central para estimar posibles cantidades de agua y aceite a tratar y determinar si es posible de retro-adaptar los sistemas con métodos de remover el aceite. Estos métodos incluyen cámaras separadoras, desencapadora de sogas, filtros, etc. La solución podría ser varios sistemas independientes dispersados alrededor de las dos centrales o una cámara central de tratamiento a cual se bombeen la mezcla de agua/aceite contaminado desde diferentes cámaras colectoras distribuidas alrededor de las dos centrales.
- Adecuar el cuarto de almacenamiento de aceites residuales que cuenta con el equipo adecuado para tratar lo que se llega a recolectar o recuperar de la mezcla de aceite y agua, y no cumple con estándares internacionales de almacenamiento de aceites
- Instalar diques de contención alrededor de cualquier sitio de almacenaje o equipo que contiene aceite para controlar cualquier fuga.

4.12.8. Sistema de Refrigeración del Generador

El sistema de refrigeración del generador toma agua de la tubería forzada, pasándolo por un filtro retrolavable y luego pasándolo por seis intercambiadores de calor montados en cada recinto del generador. El aire es circulado por el giro del rotor, pasando las aletas de los intercambiadores y así enfriándose. Cada

intercambiado se puede aislar con válvulas montadas en la entrada y salida, permitiéndose reparar o limpiar los canales internos del intercambiador. Hay termostatos instalados en el sistema para controlar el flujo de agua y monitorear el enfriamiento. Si hay un aumento de temperatura arriba de una consigna predeterminada, dispara primero una alarma y luego una parada de la unidad si la temperatura sigue aumentando.

La toma de agua desde la tubería forzada consiste de una rejilla en la pared lateral de la tubería. Se observaron que esta rejilla tenía incrustaciones de mejillones impidiendo parcialmente el flujo de agua. Esta rejilla es solamente accesible con el desagüe completo de la tubería. Para evitar la colmatación de la toma de agua, se puede considerar:

- Inyectando ozono al agua para lograr una concentración predeterminada que impide o mate los mejillones. Dado el tamaño de la tubería forzada y el caudal de agua, esta solución probablemente no es viable para Acaray.
- Modificar la toma instalando una rejilla muy gruesa (para solamente evitar la introducción de objetos grandes e instalando aguas debajo de la válvula de cierre una rejilla más fina que se puede remover para limpiar
- Instalando un recubrimiento o pintura antiincrustantes similar a lo usado para los cascos de barcos en la rejilla. Es probable que se debe renovar esta pintura cada año
- Instalando un sistema cerrado con un intercambiador de calor instalado al exterior de la tubería forzada accesible dentro la casa de máquinas. Esta solución se utiliza en casos de incrustaciones severas de mejillones. El sistema necesita una ingeniería precisa para que funcione bien.

Los filtros de toma, tubería y válvulas de 2 ½" de diámetro que alimentan los radiadores del generador son originales. Se constató que los filtros de toma han sido reparados por medio de soldadura debido al exceso de oxidación que presentan en algunas secciones del cuerpo del tanque. No existen instrumentos de medición de flujo, solo un interruptor de flujo. Se debe reemplazar estos filtros con filtros automatizados dúplex o ciclónicos con capacidad de retrolavado en base de tiempo o la diferencial de presión entre entrada y salida. Los filtros deben tener la capacidad de filtración de 50 micrones (depende del análisis de calidad de agua) y deben ser interconectado con el SCADA para captar los números de ciclos de lavado y gatillar una alarma si la frecuencia de retrolavado es alto.



Foto 104 Filtros de agua de refrigeración de los generadores reparados con soldaduras

Los intercambiadores de calor dentro el recinto del generador de las unidades de Acaray I se han reemplazado con los intercambiadores de las unidades de Acaray II, y nuevos intercambiadores comprados para Acaray II.



Foto 105 Intercambiadores de calor y tubería de agua de enfriamiento en el recinto de generador #3

4.12.8.1. Recomendaciones:

- Reemplazar los filtros de toma y válvulas que alimentan los radiadores de los generadores. Se debe instalar un sistema de lavado inverso automático, con la instrumentación apropiada para condicionar la operación del lavado inverso. Se debe considerar un sistema doble (principal y respaldo) que ciclen y así no afectar la generación. Los filtros deben ser dimensionados según el caudal requerido de agua de enfriamiento y la calidad del agua.
- Instalar un sistema de instrumentación para la medición de flujo de agua en la descarga.
- Contratar servicios de ingeniería para determinar la solución óptima de evitar la incrustación y colmatación por mejillones dorados.

4.12.9. Turbina-Generador Auxiliar

En la casa de Máquinas de Acaray I, existe una turbina-generator auxiliar que toma agua de la tubería de conducción de Acaray I.



Foto 106 Turbina-generator auxiliar instalada en la casa de máquinas de Acaray I

Esta unidad ha estado por fuera de servicio por varios años, por problemas en el generador, la válvula de entrada y los cojinetes de la turbina misma, según comentarios del personal de la central.

Es probable que con las redundancias desde diferentes fuentes de alimentación en la subestación y el uso de generador diésel, la rehabilitación de la unidad turbina-generator no sea económica.

En todo caso, en vez de rehabilitar la unidad existente, conviene comprar una unidad compacta nueva, con todos los controles electrónicos.

4.12.9.1. Recomendaciones:

- Realizar un estudio de costo beneficio para determinar el uso del diésel generador existente, sus costos de mantenimiento y operación versus el costo de rehabilitar la unidad auxiliar o la compra de una unidad compacta para reemplazarla.

4.12.10. Generador Diésel

El diésel generador de emergencia está ubicado en el piso a nivel de superficie, a lado de la unidad auxiliar hidroeléctrica en la casa de máquina de Acaray I. Esta unidad alimenta las barras de energía de emergencia en ambos Acaray I y Acaray II. Se nota que el generador fue fabricado por la misma compañía que los transformadores principales de Acaray I. Durante las inspecciones y visitas, no se obtuvieron datos del uso del diésel generador existente pero el personal de ANDE reportó que no tenían problemas con su operación. Es probable que se debe reemplazar la unidad completamente por su edad y problemas en el suministro de repuestos.



Foto 107 Diésel Generador de Emergencia

La ubicación del tanque de combustible para el diésel-generador es inaceptable, siendo ubicado sobre las baterías. Esto presenta un riesgo latente de posible incendio. Se debe reubicar las baterías alejándolas del tanque de combustible. No se sabe si el tanque debe ser elevado para alimentar al diésel generador o se puede reubicarlo sobre el piso con una pileta para contener o captar cualquier derrame de combustible.

La instalación del tanque y las líneas de combustible deben cumplir con las normas internacionales tal como “Environmental Code of Practice for Aboveground Storage Tanks Systems containing Petroleum products” (Código de Práctica Ambiental para Tanques Elevados de Almacenaje que contiene Productos Petróleos).



Foto 108 Tanque de combustible para el generador diésel de emergencia, instalado encima de las baterías de arranque del diésel

4.12.10.1. Recomendaciones:

- Reubicar el tanque de combustible o las baterías que presentan un riesgo serio de incendio y que la instalación cumpla con las normas y prácticas ambientales
- Determinar las horas de operación de la unidad y la disponibilidad de repuestos para evaluar su reemplazo.

4.12.11. Ascensores

4.12.11.1. Acaray I

El ascensor original de Acaray I fueron instalados en 1968, y tiene cuatro paradas (Piso 1 (cota 90); Piso 2 (Cota 93.2); Piso 3 (Cota 97); Piso 4 (Cota 127). Tiene una capacidad de 1000kg y está diseñado para el transporte de personal.

En el año 2011, se ha una reparación y modernización que se llevó a cabo por la falta de repuestos electromecánicos y el desgaste sufrido en los casi 50 años de servicio. Esta rehabilitación incluyó:

- Reemplazo en la totalidad de conductores viajeros y fijos.

HATCH

- Reemplazo de finales de carrera.
- Modernización del tablero de control.
- Mejoramiento de Iluminación interior y panel.
- Cambio de motor y reductor.
- Cambio de cabos de acero (Cabina – Contrapeso)
- Montaje de Plataforma de Motor/Monoblock
- Instalación de controlador de peso.
- Instalación de Variador de frecuencia.
- Reemplazo de cabos de accionamiento de paracaídas con su respectivo dispositivo de control.
- Implementación de accionamiento Manual /Automático para viaje de cabina.
- Sistema de auxilio con alarma y teléfono.
- Instalación de dispositivo de comunicación serial (485/232) para adquirir datos de fallas de la placa de control JYE.
- Instalación de barrera infrarroja en la puerta automática para reapertura



Foto 109 Motor de izaje del ascensor, Acaray I

Se mantenía las guías de cabina, con sus respectivos soportes, el sistema de accionamiento de paracaídas en la cabina, la cabina misma con sus puertas y los contrapesos.

Aunque se reparó el ascensor en 2011, cualquier rehabilitación en el futuro debe considerar los siguientes trabajos:

- Sistema eléctrico: En el futuro se debe mejorar el proyecto eléctrico (Instalaciones), los electroductos de los conductores fijos se encuentran expuestos a pérdidas de aceites en las guías de cabina.
- Sistema de control: Hasta la fecha no tienen inconvenientes, excepto en el stock de repuestos de pulsadores de llamada de pavimento y cabina que no se cuentan.
- Componentes mecánicos: En estos componentes se encuentran los mayores problemas referentes a los ajustes mecánicos debido a los desgastes, como por ejemplo:
- Cabos de izaje: Los permanentemente ajustes, hasta el momento (3 veces), dificultan la determinación del verdadero estado de elongación de los cabos de acero.
- Guía de Cabina: A cabo de 50 años de funcionamiento, estos presentan deformaciones que introducen vibraciones molestas en la cabina.

4.12.11.2. Recomendaciones:

- Aunque el ascensor funcione, se debe considerar el remplazo total del ascensor y todos sus componentes, para garantizar su operación para los próximos treinta años.

4.12.11.3. Acaray II

El ascensor de Acaray II fecha de 1976 y tiene 5 paradas (Piso 1 (cota 89); Piso 2 (Cota 95.4); Piso 3 (Cota 98.2); Piso 4 (Cota 103). Piso 5 (Cota 128)). Tiene una capacidad de 770kg y está diseñado para el transporte de personal.

En el año 2014, se ha una reparación y modernización similar a la de Acaray I que se llevó a cabo por la falta de repuestos electromecánicos y el desgaste sufrido en los casi 50 años de servicio. Esta rehabilitación incluyó:

- Reemplazo en la totalidad de conductores viajeros y fijos.
- Reemplazo de finales de carrera.
- Modernización del tablero de control.
- Mejoramiento de Iluminación interior y panel.
- Cambio de motor y reductor.
- Cambio de cabos de acero (Cabina – Contrapeso)
- Montaje de Plataforma de Motor/Monoblock
- Instalación de controlador de peso.
- Instalación de Variador de frecuencia.
- Reemplazo de cabos de accionamiento de paracaídas con su respectivo dispositivo de control.
- Implementación de accionamiento Manual /Automático para viaje de cabina.
- Sistema de auxilio con alarma y teléfono.
- Instalación de dispositivo de comunicación serial (485/232) para adquirir datos de fallas de la placa de control JYE.
- Instalación de barrera infrarroja en la puerta automática para reapertura
- Instalación de viga de izaje para mantenimiento

Se mantenía las guías de cabina, con sus respectivos soportes, el sistema de accionamiento de paracaídas en la cabina, la cabina misma con sus puertas y los contrapesos.

Aunque se reparó el ascensor en 2014, cualquier rehabilitación en el futuro debe considerar los siguientes trabajos:

- Sistema eléctrico: En el futuro se debe mejorar el proyecto eléctrico, disminuyendo la cantidad de conductores desde el tablero de control y el tablero viajero (señal común). También se debe considerar la disminución de tableros de distribución.
- Sistema de control: Hasta la fecha no tienen inconvenientes, excepto en el stock de repuestos de pulsadores de llamada de pavimento y cabina que no se cuentan.
- Componentes mecánicos: En estos componentes se encuentran los mayores problemas referentes a los ajustes mecánicos debido a los desgastes, como por ejemplo:
- Cabos de izaje: Los permanentemente ajustes, hasta el momento (3 veces), dificultan la determinación del verdadero estado de elongación de los cabos de acero.
- Guía de Cabina: A cabo de 40 años de funcionamiento, estos presentan deformaciones que introducen vibraciones molestas en la cabina.
- Monoblock: Existe actualmente desgastes en los bujes de este dispositivo, generando vibraciones durante el funcionamiento.

4.12.11.4. Recomendaciones:

- Aunque el ascensor funcione, se debe considerar el remplazo total del ascensor y todos sus componentes, para garantizar su operación para los próximos treinta años.

4.12.12. Sistemas de Ventilación

4.12.12.1. Acaray I

No hay sistemas de ventilación en Acaray I. Se debería considerar la instalación de un sistema de Insuflación y extracción en el futuro, para asegurar un recambio de aire adecuada, especialmente si el sistema de CO₂ contra incendio de los generadores esté funcionando dado que el CO₂ es más pesado que aire y presente un riesgo al personal de asfixia.

4.12.12.2. Acaray II

El Sistema de ventilación de la casa de máquinas de Acaray II, consta de 2 (dos) subsistemas: el de insuflación y el de extracción.

El subsistema de insuflación, consta de dos tomas de aire fresco del lado aguas abajo de la casa de máquinas (a mitad de altura entre el techo y piso 5), a través de una ventana con una batería de filtros. Por medio de tuberías metálicas de sección circular bajan hasta la cota 128. En esta cota (piso 5), dentro de un cubículo metálico, se encuentran los ventiladores insufladores (2 unidades), axiales, de 286 m³/min, presión estática de 21 mm CA, 1.400 rpm. Los motores eléctricos, trifásicos, 5 HP, 4 polos, 50 Hz, 380 V. En el mismo cubículo

HATCH

se encuentra el tablero de control de los insufladores. Desde los Insufladores baja una tubería metálica de aluminio, hacia los pisos 4, 3, 2 y 1.



Foto 110 Ventilador insuflador en el piso 5

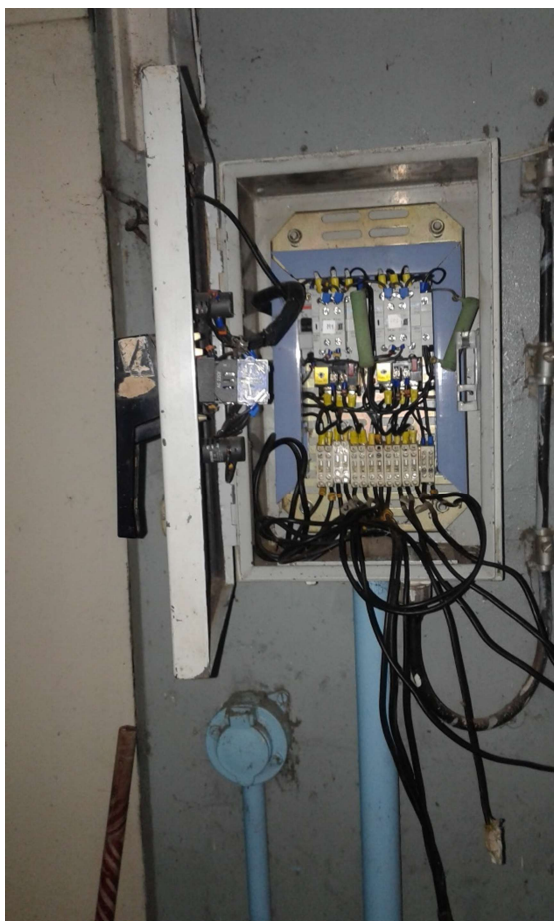


Foto 111 Tablero de conexión de los ventiladores insufladores en malas condiciones

El subsistema de extracción, consta de un sistema principal con tomas a nivel del piso 1, que a través de tuberías de aluminio van subiendo hacia los pisos 2, 3, 4, 5 y 6, con respectivas tomas en los pisos 2 y 3. En el piso 6, se encuentra 1 (un) ventilador extractor (principal), axial de 286 m³/min, 21 mm CA, 1400 rpm., con un motor eléctrico trifásico, 4 polos, 3 HP, 50 Hz, 380 V. En el piso 1, se encuentran otros 3 (tres) ventiladores extractores, axiales, de ¼ Hp. En los pisos 2 y 3, otros dos (2) extractores de ¼ Hp (uno por nivel), como complemento de los principales. Este sistema principal, tiene salida a través de una ventana, al patio de transformadores en la cota 133,00.



Foto 112 Ventilador extractor auxiliar - Piso 3

Existen otros ventiladores extractores, en un sistema complementario al principal, para extraer aire viciado de la galería de cables. Para este sistema, en el piso 6, se encuentra un extractor axial, con un motor de 3/4 HP, 142 m³/min, 5 mm CA, 1450 rpm, con motor eléctrico trifásico, ¾ HP, 4 polos, 50 Hz, 380 V., con salida por una ventana al patio de transformadores, y lo complementan, 2 (dos) extractores de ¼ HP en la galería de cables (uno de ellos fuera de servicio). También, existen 2 (dos) ventiladores de ¼ HP en la misma galería de cables. En la casa de máquinas, antes del nivel del techo, se encuentran en las paredes 2 (dos) extractores de ¾ Hp.

Los componentes de este Sistema de ventilación son los originales y datan del año 1976, salvo el caso de los motores del sistema de Insuflación (2), que fueron sustituidos en el año 1999 por motores de mayor potencia (5 Hp). Los originales eran de 3 Hp.

Conforme a lo manifestado por el personal de mantenimiento, se realizan mantenimientos eléctricos y mecánicos. El mantenimiento mecánico es anual y consta de: limpieza de batería de filtros, extracción y limpieza de palas del ventilador, cambio de correas y rodamientos, verificación del balanceamiento y anclajes, inspecciones visuales de tuberías, etc.

El mantenimiento eléctrico, consta de una frecuencia mensual, en la que solo se realizan inspecciones visuales y, un mantenimiento anual, que consta básicamente de: Limpieza de tableros y sus componentes, mediciones eléctricas de los motores, cambios de rodamientos, etc.

Conforme a lo manifestado por el personal de mantenimiento sobre el Sistema de Ventilación de Acaray II, en la parte mecánica, el sistema funciona bien. Al respecto a la parte eléctrica, se están realizando modificaciones en la parte de mando y control, tanto para la insuflación como para la extracción. En la insuflación el tablero existente dentro del cubículo de los ventiladores será ubicado en los armarios de SSAA (Piso 6) y en el cubículo solo llaves TM para cada insuflador. En el caso de la extracción, todo el mando y control del sistema completo, será realizado a través de un tablero aislado en el piso 6.

4.12.12.3. Recomendaciones:

- Terminar las modificaciones ya en curso al sistema eléctrico del sistema de ventilación de Acaray II para modernizarlo.
- Realizar un estudio de calidad de aire en la casa de máquinas de Acaray I para determinar si la calidad de aire cumple con las normas de ASHRAE. Según los resultados y también por razones de riesgo de asfixia, Se debe considerar la instalación de un sistema de ventilación e insuflación similar a lo de Acaray II.

4.12.13. Sistemas de Aire

4.12.13.1. Acaray I

Para el uso auxiliar en la planta, hay un compresor móvil, marca Maschinenfabrik Karl Witting del año 1971. Esta unidad, aunque funcional es muy antigua, y debe ser reemplazado.



Foto 113 Compresor móvil marca Karl Witting

Los compresores Ingersol Rand del frenado (modelo: B247505, presión: 7 bar) y del regulación de velocidad (modelo: 7T4 X5, presión: 42 bar), para ambos grupos, son relativamente nuevos datan del año 1998/9, cuando se realizaron los trabajos de cambios de las turbina en Acaray II. En esa oportunidad, también se cambiaron componentes hidráulicos del regulador de velocidad y se aprovechó para sustituir los compresores

del regulador de velocidad y del frenado, de los 4 grupos. Estos compresores son muy robustos, sobredimensionados y aparentemente funcionan muy bien, pero se debe considerar adquirir repuestos adicionales.

Los compresores anticavitación se entiende que nunca se han utilizado (las entradas de aire en las tapas están clausuradas), dado que las máquinas I y II prácticamente no cavitan). En caso de un repotenciamiento de los grupos de Acaray I, se debe decidir durante el proceso de diseño si conviene instalar o no compresores anticavitación.

4.12.13.2. Acaray II

Para el uso auxiliar en la planta, hay un compresor marca Consolidated Pneumatic Tool Co Ltd, modelo 160 REA A2. Esta unidad, aunque funcional es muy antigua y falta repuestos, y debe ser reemplazado.

Los compresores Ingersoll Rand del frenado (modelo: B247505, presión: 7 bar) y del regulación de velocidad (modelo: 7T4 X5, presión: 42 bar), para ambos grupos, son relativamente nuevos datan del año 1998/9, cuando se realizaron los trabajos de cambios de las turbinas en Acaray II. En esa oportunidad, también se cambiaron componentes hidráulicos del regulador de velocidad y se aprovechó para sustituir los compresores del regulador de velocidad y del frenado, de los 4 grupos. Estos compresores son muy robustos, sobredimensionados y aparentemente funcionan muy bien, pero se debe considerar adquirir repuestos adicionales.



Foto 114 Compresores de aire de regulación de velocidad, unidad 4

Los compresores anticavitación Ingersoll Rand, SSR, de los Grupos III y IV, ambos están fuera de servicio, con problemas de repuestos (las entradas de aire en las tapas están clausuradas). Estos datan del año 1991/2, cuando se realizaron los mantenimientos generales de estos grupos. Se debe considerar cambiarlos y poner

de nuevo en servicio el sistema dado que las turbinas Voith muestra evidencia de cavitación y tiene problemas de fisuras de los alabes. En caso de una repotenciamiento o reemplazo de las turbinas de los grupos de Acaray II, se debe decidir durante el proceso de diseño si conviene instalar o no compresores anticavitación.

4.12.13.3. Recomendaciones:

- Reemplace todos los compresores móviles ya que están al fin de su vida útil.
- Comprar y mantener en stock las piezas necesarias de repuestos para mantener los compresores de regulación de velocidad
- En caso de una repotenciamiento o reemplazo de las turbinas de los grupos de Acaray II, se debe decidir durante el proceso de diseño si conviene instalar o no compresores anticavitación. Si no son necesarios, se puede remover los compresores anticavitación existentes

4.13. Sistemas Auxiliares Eléctricos de Acaray

El sistema de corriente alterna (CA) de las plantas Acaray I y II suministra el voltaje requerido para el arranque y parada de los equipos auxiliares de las unidades de generación, para el alumbrado y para los servicios comunes. La potencia de emergencia proviene de dos generadores diésel dedicados, uno para Acaray I y el otro, móvil, para Acaray II los cuales operan solo en caso de pérdida total de voltaje. El sistema de Corriente Continua (CC) para Acaray I consiste de un banco de baterías con un cargador y suministra la potencia necesaria para el control, protecciones y sistema de alarmas de las unidades y servicios auxiliares. La misma configuración se presenta en Acaray II.

4.13.1. Sistema de Distribución en Corriente Alterna (CA)

La alimentación para los servicios auxiliares de Acaray I y Acaray II proviene de una barra común en 23kV ubicado en el murallón de Acaray I. Esta barra se alimenta desde la subestación Acaray mediante una línea subterránea y una línea aérea ambas en 23kV. La alimentación normal es tomada desde la línea subterránea a través del seccionador SS-6. El recorrido de la línea aérea es a través de una zona boscosa que constantemente presenta fallas debido al toque de vegetación. Esta línea está conectada a la barra de 23kV a través del seccionador SS-7.

Adicionalmente el sistema contempla alimentación desde los generadores G1 y G2 a través del interruptor 52-71 y desde los generadores G3 y G4 vía los interruptores S3 y S4 y reactancias limitadoras. Esta última alimentación se encuentra fuera de servicio debido a la explosión de las reactancias en 2004 debido a una mala operación.

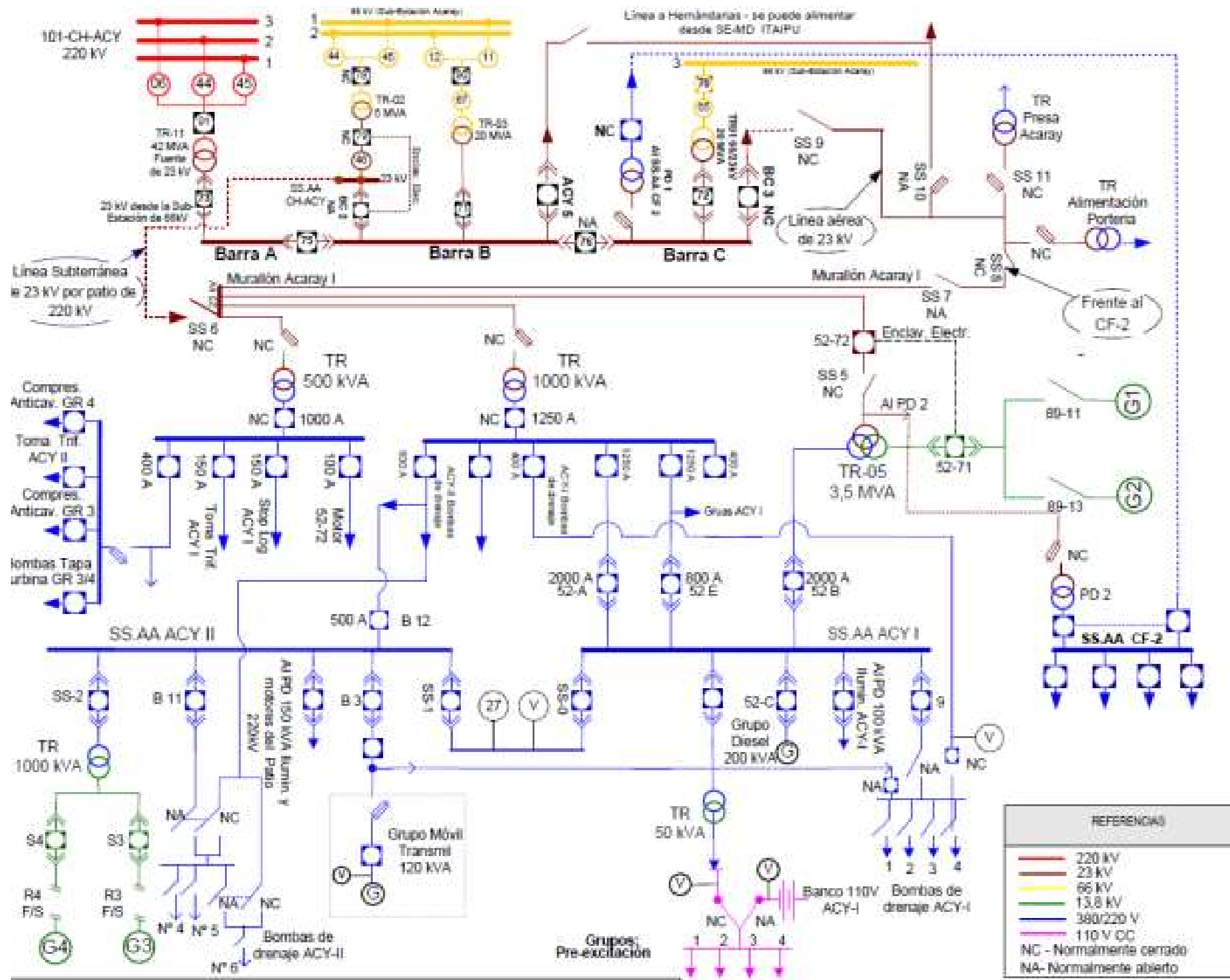
En caso de pérdida total de alimentación desde la subestación Acaray o desde las unidades G1 y G2, se dispone de un generador diésel de emergencia de 200 kVA, conectado a la barra de servicios auxiliares de Acaray I en 380 VCA y un generador diésel móvil de 120 kVA conectado a la barra de servicios auxiliares de Acaray II en 380 VCA.

Originalmente los servicios auxiliares eran alimentados a través de un generador accionado por una turbina hidráulica, sin embargo, a pesar de continuar instalado, se encuentra fuera de servicio por problemas en el

generador, la válvula de entrada y los cojinetes de la turbina misma, según comentarios del personal de la central

La siguiente figura ilustra el esquema de distribución para los servicios auxiliares. Es de resaltar que este esquema no se encuentra actualizado.

Figura 14 Diagrama Unifilar Servicios Auxiliares en corriente alterna



Llegadas de la línea subterránea, aérea y barra de 23kV se muestra en las siguientes fotografías:



Foto 115 Llegada línea aérea de 23 kV y seccionador SS-7



Foto 116 Llegada línea subterránea de 23kV y seccionador SS-6



Foto 117 Barra de 23 kV e interruptor 52-72

A la barra de 23 kV se encuentran conectados tres transformadores identificados en el diagrama unifilar como TR-500, TR-1000 y TR-05.



Foto 118 Transformadores TR-500 y TR-1000

El transformador TR-05 es un transformador de tres devanados conectado a la barra de 23 kV, los generadores G1 y G2 en 13,8 kV y en baja tensión al tablero SS.AA ACY I en 380 VCA.



Foto 119 Transformador de Servicios Auxiliares de tres devanados para Acaray I

El transformador TR 1000 de relación 13,8/0,380 kV alimentado desde las unidades G3 y G4 se encuentra fuera de servicio debido a la falla de los reactores.



Foto 120 Transformador de servicios auxiliares de 1.000 kVA para Acaray II

Los transformadores de TR-500 y TR-1000 de relación 23/0,38 kV están conectados a dos barras independientes de 380 VCA instalados en tableros instalados al exterior, en una plataforma elevada del nivel de piso.



Foto 121 Armarios de distribución en 380 VCA

Desde estos Armarios se distribuye la alimentación para los dos tableros principales de distribución de Acaray I y II y otras cargas como grúas, compuertas y bombas de drenaje.

Las condiciones de instalación de estos Armarios de distribución son deficientes sin espacio para labores de operación y mantenimiento, con equipos fuera de servicio y con riesgo inminente de falla.



Foto 122 Vista Interna Armarios de distribución TR 500

La alimentación de los equipos de la presa Acaray se realiza mediante una línea área de 23 kV desde la Subestación Acaray, un transformador de 23/0,380 kV y un tablero de distribución/centro de control de motores.



Foto 123 Transformador y Centro de Control de Motores para equipos en la Presa Acaray

Los tableros de distribución principales de Acaray I y Acaray II se encuentran instalados en el nivel de entrada a cada Casa de Maquina. Estos tableros son originales, equipados con interruptores, instrumentos y relés obsoletos. El personal de mantenimiento indicó que constantemente presentan problemas con la operación de los interruptores y no disponen de piezas de repuestos.



Foto 124 Equipo de Maniobra en 380 V para Acaray I



Foto 125 Equipo de Maniobra en 380 V para Acaray II

Otros equipos de distribución de potencia incluyen centro de control de motores y sub-tableros los cuales igualmente se encuentran en condiciones inseguras de operación debido a los años de servicio y la escasez de repuestos.



Foto 126 Arrancador de Motores Bombas de Drenaje Acaray II



Foto 127 Centro de Control de Motores Acaray I

Los tableros de distribución y control de motores para las unidades 3 y 4 son de tecnología reciente, probablemente instalados durante los trabajos de actualización del sistema de gobernanación



Foto 128 Centro de Control de Motores de Unidad para Acaray II

La evaluación de la condición de los servicios auxiliares de corriente alterna se hizo a través de una inspección visual, conversaciones con el personal de mantenimiento, revisión de los registros de mantenimiento, pruebas eléctricas a algunos de los transformadores y termografía de algunos de los equipos.

Resultados de las pruebas eléctricas y termografía se pueden observar en el anexo D.

Durante la inspección visual se detectaron varios equipos defectuosos con etiquetas de no operación, instrumentos dañados, interruptores fuera de servicio producto de la falta de repuestos.

Mediante las pruebas termográficas no se encontraron puntos calientes en los equipos inspeccionados, ni en las conexiones. Sin embargo, es de resaltar que en el caso de los transformadores de servicios auxiliares estas pruebas fueron realizadas con los equipos parcialmente conectados a carga nominal.

Los transformadores de servicios auxiliares a los que se les hizo las pruebas eléctricas corresponden al transformador tridevanado, y al transformador bidevanado de 1.000 kVA. Las pruebas de resistencia de aislamiento presentaron resultados satisfactorios.

4.13.1.1. Recomendaciones

- Los equipos de maniobra del sistema de servicios auxiliares en CA han alcanzado el límite de su vida útil, no tienen repuestos y es difícil obtenerlos. Se recomienda su reemplazo en los próximos 5 años. Se exceptúan el tablero de distribución y control de motores para las unidades 3 y 4 que fueron actualizados recientemente.
- Aunque las pruebas de los transformadores no indican problemas actuales, dado el número de años que llevan en operación también se recomienda su reemplazo.
- Para la definición de los requerimientos de los nuevos equipos, necesitará la realización de una modelación completa del sistema con los estudios eléctricos pertinentes como corto circuito, caída de tensión y arco eléctrico. Esto permitirá confirmar la necesidad de instalar los reactores y definirá una posible reconfiguración del sistema de auxiliares eléctricos. Estos estudios requieren extensiva recolección de datos y no forman parte del alcance global de esta evaluación.
- Si el reemplazo de los equipos de maniobra no se hace en los próximos años se recomienda hacer un estudio de arco eléctrico que defina claramente las condiciones de seguridad para el personal que trabaja en las inmediaciones. Este estudio establece las distancias mínimas de acercamiento y el equipo de seguridad que deben portar los operadores durante las maniobras de operación.

4.13.2. Sistema de Distribución en Corriente Continua (CC)

4.13.2.1. Sistema en 125 VCC

El sistema de distribución de corriente continua está conformado por dos cargadores de baterías, dos bancos de baterías y tableros de distribución en 125 VCC.

El sistema de distribución está configurado de manera que se dispone de un cargador y un banco de baterías para Acaray I e igualmente un cargador y un banco de baterías para Acaray II. Igualmente, los equipos de potencia del patio de maniobra y respectivas protecciones y controles son alimentados del correspondiente banco de baterías. Detalles de los componentes de este sistema se indican en la siguiente tabla:

Tabla 23 Características de sistema 125 VCC

| | Acaray I | Acaray II |
|-------------------------|-------------|-------------|
| Capacidad Baterías (Ah) | 800 | 400 |
| Numero de celdas | 58 | 58 |
| Tipo de Batería | Plomo Acido | Plomo Acido |
| Capacidad Cargador | 125 A | 110 A |

Los cargadores y bancos de baterías fueron reemplazados en el 2013 y se encuentran en buenas condiciones de funcionamiento.

Los bancos de baterías están alojados en una sala común y cuentan con sistema de ventilación y dos unidades de aire acondicionado tipo split. Es de resaltar que los bancos de baterías no disponen de contenedor en caso de derrame de ácido. Igualmente, la sala de baterías no cuenta con ducha de agua o estación para el lavado de ojos recomendadas para la protección del personal de mantenimiento en caso de accidentes. Los cargadores están ubicados en una sala separada.



Foto 129 Bancos de baterías para Acaray I y II, y Cargador

De acuerdo a los diagramas unifilares facilitados se observan alimentadores comunes para los relés de protección de las unidades 1 y 2, mientras que no hay redundancia para la alimentación de los relés de protección de las unidades 3 y 4 y sus circuitos de disparo.

La iluminación de emergencia parece haber estado directamente alimentada en corriente continua, en la actualidad se encuentra fuera de servicio.

Los tableros de distribución en corriente continua no han sido reemplazados, y han sido modificados para instalar interruptores diferentes a los originales producto de la indisponibilidad de repuestos. Adicionalmente, algunos instrumentos se encuentran fuera de operación.



Foto 130 Modificaciones al Tablero de Distribución de CC

4.13.2.2. Sistema en 48 VCC

Hay tres juegos de baterías de 48 VCC para Comunicaciones, uno para la ANDE, uno para Itaipú y uno para COPEL. Los juegos para la ANDE e Itaipú están ubicados en el área de acceso a la Sala de Bastidores. En esta área se encuentran los cargadores de baterías y tableros de distribución en CC y CA. Aunque esta área tiene ventilación natural la ubicación de los bancos de baterías no es adecuada ya que se encuentra detrás de tableros de distribución, dificultando su acceso y posibles labores de mantenimiento.



Foto 131 Banco de Baterías de 48 VCC para Comunicaciones

En general los sistemas de baterías de 125 VCC y 48 VCC no disponen de equipos de desconexión y fusibles de alta capacidad de ruptura para proteger los bancos de baterías en caso de cortocircuito.

La evaluación de la condición de los servicios auxiliares de corriente continua se hizo a través de una inspección visual y conversaciones con el personal de mantenimiento. No se encontraron elementos preocupantes. De acuerdo con lo conversado con el personal de mantenimiento no existen problemas inminentes o condiciones anormales.

4.13.2.3. Conclusiones y Recomendaciones

- Los bancos de baterías y los cargadores fueron adquiridos recientemente. De continuar con las labores de mantenimiento se podría esperar que su reemplazo no sea necesario en los próximos 15 a 20 años.
- En la sala de baterías se recomienda la instalación de bandejas para recoger las fugas de ácido de las baterías o derrames que puedan ocurrir durante las labores de mantenimiento. Por seguridad del personal de mantenimiento también se debe instalar una estación de lavado de ojos.
- Las baterías para el sistema de comunicaciones de ANDE e Itaipú que actualmente se encuentran en la sala de los cargadores, debe relocarse a un lugar con ventilación apropiada, preferiblemente en el cuarto de baterías. Se trata de evitar una explosión por acumulación de hidrogeno que se presenta cuando hay fallas eléctricas en las baterías.

- Futuras actualizaciones deben considerar la posibilidad de implementar alimentación redundante en 125 VCC a las protecciones de las Unidades 3 y 4.
- Se recomienda la instalación de fusibles para la protección de los bancos de baterías.
- Se recomienda la habilitación del alumbrado de emergencia.

4.13.3. Bandejas portacables y salas de Bastidores (sub paneles y sub pupitre)

Evaluación de las bandejas portacables y de las salas de bastidores se hizo a través de una inspección visual y a través de conversación con el personal de mantenimiento.

La mayoría de los cables son los originales, sin embargo, actualizaciones recientes han traído nuevos cables que se han ido instalando de manera desordenada. Adicionalmente se observa que los cables que ya no están en uso no han sido removidos. No hay segregación de los cables de potencia de los de control ni tampoco una división clara del lugar de procedencia.



Foto 132 Sala de terminaciones

Esta acumulación desordenada dificulta las labores de mantenimiento, rastreo de fallas y aumenta los riesgos de un incendio. Sobre mencionar las consecuencias de un incendio para los equipos, disponibilidad de la central e integridad del personal.

Futuras mejoras de la Central deben considerar la posibilidad de corregir este problema. Hasta donde sea posible se deben separar los cables de potencia de los de control, segregarlos de acuerdo al área a la que pertenecen (Unidades 1, 2, 3, 4, subestación, etc.) y se deben remover los cables que no cumplen ninguna función. Adicionalmente se puede considerar el reemplazo de algunos de los cables por fibra óptica.

4.13.3.1. Recomendaciones

- Se recomienda separar y organizar los cables, bandejas portacables, zanjías de cables, terminaciones de cable y elementos de control y protecciones de acuerdo con la siguiente distribución:
 - Unidades de G1 y G2 y las partes asociadas de la subestación

- Unidades de G3 y G4 y las partes asociadas de la subestación
- Las dos líneas de Itaipú (estas deben tener su propia barra)
- Se debe remover lo más posibles cables redundantes u obsoletos
- Se recomienda también que el cableado se sustituya por fibra óptica donde sea posible y que los cables son separados físicamente de los cables de potencia. También se debe separar según la clasificación arriba donde sea posible. El cambio a la fibra óptica ya ha empezado en las zonas más nuevas de la subestación.

4.14. Instrumentación y Control

Se inspeccionó y evaluó los sistemas de instrumentación y control de ambas centrales. A continuación, hay un análisis por tipo de sistema.

4.14.1. Temperaturas

Se realizan las siguientes observaciones sobre los diferentes sistemas de medición de temperaturas:

Unidades 1 & 2

Varios dispositivos de tubo capilar para el monitoreo de temperatura del metal y aceite del cojinete se observaron en servicio de la unidad 1 y 2.



Foto 133 Unidad 1&2 Panel de medición de temperaturas de cojinete y mancal

Estos dispositivos han sido confiables, sin embargo, cuentan con más de 50 años. El personal de Acaray prueba los instrumentos cambiando la temperatura del agua en una cubeta con un termómetro. Se debe instalar más instrumentos de monitoreo de los cojinetes para una mejor protección y redundancia. Se recomienda la

utilización de detectores de temperatura resistivos (RTDs), ya que son más fáciles de probar y son más confiables. Nuevas instalaciones normalmente utilizan RTDs de platino 100 ohm IEC 60751. Si se agregan nuevas RTDs para un monitoreo adicional, también se debería considerar el reemplazo de los instrumentos con tubo capilar.

Los registradores de Unidades 1 y 2 en la sala de control miden varias temperaturas:

- 1 del metal del cojinete guía de turbina
- 3 del núcleo del estator
- 6 de las bobinas del estator
- 3 de entrada de agua a los radiadores del estator
- 6 de la salida de agua de los radiadores del estator
- 3 RTDs de las bobinas del transformador a 13,8 kV

Todas las temperaturas deberían ser incluidas en el Sistema SCADA de la planta para análisis de tendencias. Normalmente se procesen las temperaturas con un PLC de la unidad para disparos y alarmas.

Unidad 3 & 4

El panel de las unidades 3_4 utiliza instrumentos electrónicos (en inglés, Temperature Indication with Switch o TIS). Cada instrumento dispone de dos salidas a contacto tipo C y una salida analógica.



Foto 134 Unidad 3&4 Panel de medición de temperaturas de cojinete

Se miden las siguientes temperaturas:

- 12 de las barras del estator temperaturas (4 no disponible)
- 1 del aceite del cojinete de empuje (cruceta superior)
- 1 del aceite del cojinete de guía (cruceta inferior)
- 3 del metal de cojinete de empuje
- 2 del metal del cojinete de guía superior
- 2 del metal del cojinete de guía inferior
- 1 entrada de agua a los radiadores desde los filtros de cesta
- 5 de aire a la entrada a los radiadores
- 1 de la salida de agua del cojinete inferior
- 1 de la salida de agua del cojinete superior

- 1 de la entrada de agua del cojinete inferior; la de la entrada de agua del cojinete superior no está disponible
- 6 de salida de agua de enfriamiento de los radiadores
- 1 de alta temperatura del agua de enfriamiento de los carbones de empaque de eje de la turbina (esto aparece solamente en U3_4 OIS)
- 1 de muy alta temperatura del metal de empaque de eje de la turbina (esto aparece solamente en U3_4 OIS)

4.14.2. Medición de Flujo

No hay medidores operativos de flujo. Se debe considerar lo siguiente:

- Los medidores de Winter Kennedy se recuperaron durante las pruebas de eficiencia. Se podría complementarlos con un transductor de presión diferencial que puede usarse para pruebas de las unidades. Pruebas van a requerir que se purga la tubería todos los días.



Foto 135 Colector de tubería de Winter Kennedy

- En la imagen 125, los 3 tubos a la derecha del colector son parte del sistema Winter Kennedy. Se puede instalar un transmisor de presión diferencial (Rosemount 3051CD2A02A1AC6S5) a bajo costo, pero necesitará un colector nuevo con válvula de derivación. Se debe mantener un certificado de calibración cuando se utiliza para pruebas.
- Se necesita medidores de caudal del agua de enfriamiento en la salida de los radiadores superficiales. Se debe analizar la disposición actual de la tubería para determinar la cantidad de medidores de caudal que se necesitan. El motor y la válvula del sistema del agua de enfriamiento están en condiciones aceptables.

- Los suministros de agua de enfriamiento de los cojinetes del generador necesitan tener medidores de caudales
- Los suministros de agua del sello del eje necesitan tener medidores de caudales
- El sistema de agua del cojinete de la turbina utiliza un interruptor de caudal. Se debe considerar instalar un medidor de caudal

4.14.3. Vibraciones

- Unidad 3 y 4 tienen varias señales de vibración que no existen en unidades 1 y 2. Señales de fallo pueden ser conectados por cables al dispositivo correspondiente de cada unidad y el SCADA puede supervisar todas las señales estáticas y alarmas.
- Se debe considerar la instalación de sistema de monitoreo de vibraciones tanto para Acaray I como para Acaray II, con el fin de monitorear las vibraciones y los valores de entrehierro del generador. Este sistema permite desplegar alarmas y disparar la unidad en caso de altas vibraciones. Este sistema debe estar integrado al SCADA de modo de realizar análisis de tendencias.

4.14.4. Niveles

Se realizan las siguientes observaciones sobre los diferentes sistemas de medición de niveles:

- Nivel de aceite en el cojinete de empuje – El personal de mantenimiento no tuvo ninguna queja, excepto que la unidad 3 ha sido problemática al reinicio después de que la unidad ha sido parada el suficiente tiempo para que el aceite se enfríe. Parece que el sistema está bien, pero se desconoce el nivel exacto de aceite que se requiere para configurar puntos de consigna de nivel bajo y alto (LO y HI). Un sensor de nivel electrónico podría complementar el sistema actual. El nivel MUY BAJO debería resultar en una salida de la unidad. Una alarma de nivel ALTO puede indicar agua en la cuba de aceite, u ocurre a veces después de que la unidad se calienta después que fue añadido demasiado aceite. Las pantallas de automatización de Unidad 3_4 muestran que un alto nivel de aceite en el cojinete de empuje crea un disparo 86N.
- No se encontraron problemas con el medidor de nivel ALTO del aceite del cojinete inferior del generador (disparo 86N en el sistema de automatización de Unidad 3_4). Normalmente en nivel MUY BAJO debería también disparar la unidad.
- El panel de temperatura de cojinete de turbina Unidad 3 y 4 tiene una pantalla en blanco donde debería estar un medidor de nivel de aceite del cojinete guía de la turbina.
- No hubo ninguna queja sobre los controles de nivel de sumidero de la tapa superior de la turbina. Cabe señalar que no hay un disparo de unidad con el nivel ALTO y que hay una bomba de CA y no una de respaldo de CC.
- El medidor del nivel del embalse está afuera de servicio. Se necesita un sistema nuevo.



Foto 136 Pozo de medición de niveles en el embalse

- El fondo del pozo de quietamiento no es accesible y no se sabe si tiene una válvula para cerrar la bocatoma de agua para permitir pruebas de calibración. Se debe procesar la medición de ambos, los niveles de embalse y también de la descarga con un PLC de la central.
- El sistema de medición de nivel de las descargas no funciona. No se ubicó el pozo de medición, pero el registrador está en la sala de control.
- El Sistema de drenaje y desagüe utiliza un sistema de 2 flotadores mecánicos y 3 bombas, lo cual es confiable. Como mínimo se debe instalar un sistema en paralelo que mida el nivel de agua en metros y volumen para probar las tasas de bombeo. La central tiene controles Manual/Automático y amperímetros para los motores de las bombas. La caja de conexiones del control de flotador cerca de la ubicación de los sumideros de drenaje tiene su tapa media retirada. Idealmente todo cableado debería tener conductos y cajas de empalme impermeables.



Foto 137 Controles del sistema de drenaje

4.14.5. Medición de presiones

Se realizan las siguientes observaciones sobre los diferentes sistemas de medición de presiones:

- Los manómetros analógicos requieren una instalación de válvulas para purgar las tuberías y para comprobar la calibración del dispositivo.
- La medición de la presión de la caja espiral necesita válvulas de dos vías. En Foto 138, la válvula del manómetro del promedio de la presión de la carcasa está cerrada - pudo ser que no funciona o necesita calibración. Se debe instalar un medidor de presión completo con válvula de 2 vías y pantalla local (Rosemount 0306RT22BA11, colector 3051TG2A2B21AB4C6S5, pantalla local 03031-0193-0101).
- El interruptor de presión diferencial de la entrada de agua de enfriamiento de estator parece tener la alarma desconectada.



Foto 138 Instrumento de diferencial de agua de enfriamiento desconectado

- El transductor de presión diferencial neto de caída puede estar en buenas condiciones, pero se necesita un programador y un calibrador de presión para comprobar la calibración. Se requiere un colector con desviación.



Foto 139 Transductor de presión diferencial neta de caída

- El sistema de supresión de fuego de CO₂ del generador necesita un transmisor de presión para monitorear la presión de CO₂.

4.14.6. Control de Unidad

El sistema de control de las unidades 1 y 2 tiene 18 años y debe ser actualizado y configurado como se realizó en las unidades 3 y 4. Los equipos de control de las unidades 3 y 4 fueron actualizados 3 años atrás. El sistema de control de unidad y gobernador de Unidad 1 y 2 residen en un solo PLC mientras que el sistema de control de unidad y gobernador de unidad 3 y 4 está en sistemas separados de PLC redundantes.



Foto 140 Unidad de control de unidades 3 & 4

Se debe revisar la configuración de la red del sistema de interface humano-máquina (Human-Machine Interface o HMI por sus siglas en inglés) y pupitres de interface de operadores (Control Operator Interface Stations o OIS por sus siglas en inglés) porque la configuración existente utiliza ambos visualizadores de SCADA y OIS. Esta configuración es muy confiable, pero un OIS con todos los controles básicos de arranque/parada y parámetros críticos de las unidades será suficiente para respaldar el sistema de SCADA. La configuración del OIS a nivel de unidad está bien.

Se debe instalar un nuevo PLC en la central para el Control Conjunto de la potencia reactiva (Joint Var Control o JVC en inglés), Control Conjunto de Carga (Joint Load Control o JLC en inglés), monitoreo del nivel del embalse y canal de descarga y otros sistemas comunes de todas las unidades.

El control de reactivos se realiza desde cada unidad individualmente. Se debe agregar un PLC para el Control Conjunto de potencia reactiva (Joint Var Control o JVC en inglés) con la salida siendo los puntos de consigna individuales de VAR en el PLC de cada unidad. U3 y 4 tienen un modo automático que ajusta el punto de referencia de VAR a cero mientras que el modo Manual permite a los operadores ajustarlo.

El Control Conjunto de Carga (JLC) está disponible, aunque los operadores normalmente ajusten la carga de cada unidad manualmente. El Control Conjunto de Carga (JLC) resta la potencia de unidad 1 y 2 y asigna el restante en partes iguales a las unidades 3 y 4. El Control Conjunto de Carga (JLC) debe estar ubicado en la nueva estación de PLC con puntos de consigna individuales enviados al PLC del gobernador de cada unidad.

La sincronización de las unidades se realiza manualmente en las unidades 1 y 2 y automáticamente en las unidades 3 y 4. Se debería instalar un sincronizador de multicanales y relés de chequeo de sincronización para automatizar la sincronización de todas las unidades.

Las compuertas de entrada pueden ser cerradas desde la sala de control, pero tienen que ser abiertas localmente en la toma para asegurar que han resuelto la causa del cierre de emergencia y la seguridad de la central.

4.14.7. SCADA

Actualmente todas las funciones básicas de SCADA están disponibles y las pantallas ofrecen una buena vista de la operación de las unidades 3 y 4. El sistema de SCADA de Acaray es Elipse cuya sede se encuentra en Brasil. Se debe reconfigurar el sistema SCADA, comprar equipos adicionales y desarrollar el software, incluyendo las funciones de secuencia de eventos (SOE), servidor historiador y software de análisis de datos de ingeniería que cubra toda la central. Para agregar las unidades 1 & 2 al SCADA también se requiere actualizar el control de automatización y gobernador de modo que coincida con U3 y U4.

El centro de operaciones en Asunción se comunica telefónicamente con la Sala de Control de la CH Acaray e informa los pedidos de operación de las unidades y los interruptores en la subestación. La funcionalidad de servidor OPC existente permite a la CH Acaray enviar los datos de SCADA junto con las señales con conexión alámbrica de instalación permanente a las unidades terminales remotas GE (RTU) y de ahí al centro de operación en Asunción. Con la ampliación del sistema SCADA, esto permitirá que el centro de control en Asunción tenga más información de todas las unidades para realizar las decisiones de despacho.

El manejo general de las alarmas es aceptable. Los registros de tiempo en las alarmas son asignados por el servidor SCADA al momento de la alarma. El tiempo del servidor se actualiza desde un reloj satelital pero el registro de tiempo es normalmente definido dentro de 1 segundo o a la tasa de monitoreo de los puntos.

Los operadores no pudieron demostrar la disponibilidad de informes de secuencia de eventos (SOE). Dado que el sistema SOE monitorea los contactos 'a' y/o 'b' de los interruptores y contactos de los relés de disparo e impone un registro de tiempo con una resolución de 1 milisegundo, esto permite determinar el orden de los disparos y la causa de cualquier falla o disparo. A su vez es importante para el centro de control en Asunción determinar la secuencia de eventos de cambios en los interruptores entre la central y subestaciones.

Los SOE no son necesarios para la protección de Corriente Continua CC, dado que esta protección se deriva generalmente de señales analógicas que responden lentamente y se pueden ver en las tendencias históricas. Los dispositivos de U3_4 ABB AC de protección captan histogramas o informes de falla. Un miembro del

personal de Acaray puede transferir los informes de fallo a un ordenador portátil para su análisis. Los dispositivos de ABB se comunican mediante el protocolo IEC61850 con sellado de tiempo integrado y el software Elipse debe ser capaz de decodificar y mostrar los eventos en un informe SOE. Los dispositivos de protección CA de ABB están sincronizados con un reloj satelital. El fabricante del software Elipse indicó que puede ser configurado para informes SOE y decodificar el informe de falla de los dispositivos de ABB.

El análisis de los datos históricos no está disponible igual que el respaldo de los datos en un servidor remoto. Los datos históricos están limitados a una base de datos de SQL Server Express. No está disponible una base de datos histórica con compresión de datos. Hoy en día es práctica común utilizar otro servidor con RAID y fuentes redundantes de alimentación para el almacenamiento a largo plazo de datos analógicos y eventos. El costo y la redundancia de los servidores de Elipse sería menor que el servidor de datos históricos. El análisis de datos mediante software estará disponible para personal administrativo y de ingeniería. Se requieren procedimientos de respaldo, descarga y restauración de archivos de datos. Se recomienda que equipos de generación de informe y análisis de datos no sean vinculados a internet a menos que se implemente un protocolo de seguridad. Dispositivos tipo 'Cascada' proporcionan seguridad en red y sirven de interfaz para los historiadores.

La funcionalidad del servidor/cliente OPC es buena. Esta funcionalidad de servidor OPC permite a Acaray enviar los datos SCADA junto con las señales a las unidades terminales remotas GE (RTU) y de ahí al centro de operaciones de Asunción.

Etiquetas rojas, amarillas y blancas están disponible en el sistema SCADA. En las pantallas de visualización, se pueden marcar dispositivos con etiquetas rojas (no operar) con el número de la Autorización u Orden de Trabajo. La licencia de etiquetas se debe incrementar a 20.000 etiquetas durante la futura expansión del SCADA de las unidades 1 & 2. La licencia corriente es para 5.000 etiquetas con 3925 ya utilizadas. Se necesitará aumentar también el número de pantallas y servidores.

La visualización de tendencia de datos parece buena, pero se requiere mayor información en referencia a la base de datos.

Los servidores existentes y las pantallas del actual sistema SCADA son adecuados. Estas computadoras tienen 3 – 4 años, pero deben ser remplazadas cada 5-7 años. No se logró obtener datos sobre la configuración de los planes de respaldo, pero ANDE cuenta con el apoyo del fabricante de Elipse. Se debe implementar un programa de control de cambios con seguridad en red si está disponible.

4.14.8. Protecciones de Unidad

Las protecciones CA de las unidades 1 y 2 están en un estado aceptable, pero deben actualizarse a ser similares a las de las unidades 3 y 4. Las unidades 3 y 4 usan ABB REC670 para la protección primaria y REG670 para la protección secundaria. Los dispositivos electrónicos inteligentes (IED) ofrecen una protección adicional y más precisa. El sistema SCADA utiliza el protocolo IEC61850 con registro de tiempo de 1 milisegundo de resolución. El grupo de protección y medición realizan el mantenimiento de muchas facilidades en un área extensa, por lo que no se han realizado pruebas de fallo en la unidad 1 y 2 en varios años.

Las protecciones de C.C. de las unidades 3 y 4 se encuentran en el OIS de automatización – gobernador. Se deben instalar protecciones similares en las unidades 1 y 2.

Se debe extender el sistema de control y protección CC al sistema de drenaje de la tapa superior de la turbina. Se debe determinar y definir si un nivel de agua MUY ALTO debe disparar la unidad. Nuevos equipos de monitoreo pueden ser necesarios para incorporar el nivel de disparo.

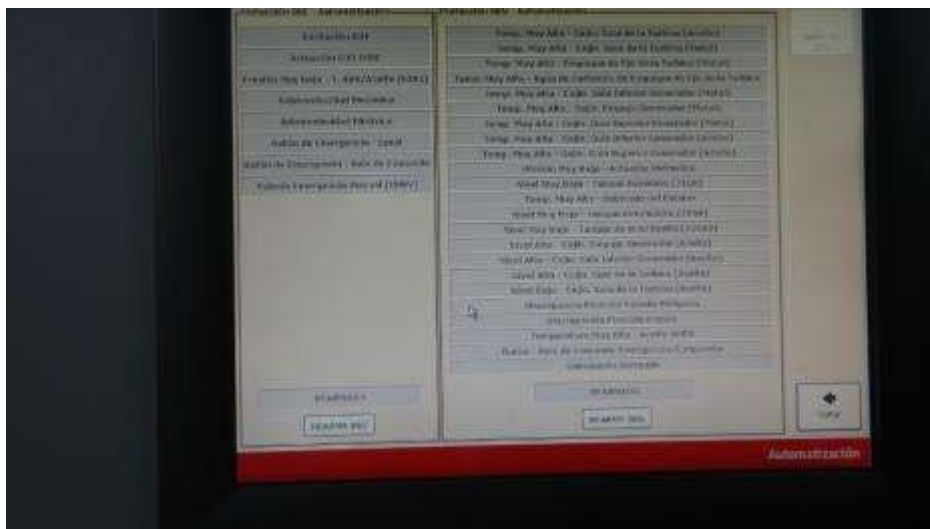


Foto 141 Sistema de protección CC de unidad 3 & 4

4.14.9. Auxiliares

Se requiere un inversor de una sola fase para los computadores de SCADA, pantallas, ordenadores de la sala de Control y otros dispositivos críticos de control operados en CA. El inversor requiere tener un intercambio de corriente con los bancos 1 y 2 de baterías de 110 VCC y requiere una desviación de potencia de servicio de la central. El intercambio del inversor a desviación y viceversa debe estar sincronizado. Actualmente hay una UPS independiente para los equipos SCADA y otra pequeña UPS para el equipo de operador de sala de control. La duración de vida de bancos de baterías plomo ácido de 110 VCC es el doble de las baterías del UPS y más confiable.

El centro de potencia a 380 VCA tiene pocas o nulos repuestos. La central debe mantener un inventario de repuestos para los interruptores de medio y bajo voltaje. Se debe determinar si hoy en día repuestos para estos equipos están aún disponibles. Existen empresas que se especializan en suministrar repuestos para seccionadores o interruptores.

4.14.10. Documentación

La central Acaray requiere diagramas actualizados de instrumentación y tubería (Piping and Instrumentation Diagrams o P&ID por sus siglas en inglés) mostrando los instrumentos y que exista concordancia entre los diagramas y la etiqueta física de los instrumentos. La nomenclatura utilizada debe ser incluida también en la base de datos de etiqueta del sistema SCADA. El sistema de nombramiento y numeración de las etiquetas de las señales de proceso debe basarse en el estándar ISA 5.1. Los dispositivos usados exclusivamente para alarma y disparo deben continuar utilizando el estándar IEEE C37.2. El proceso de etiqueta es importante, por lo cual el personal encargado de la planta de Acaray y los diseñadores necesitan ponerse de acuerdo sobre

una convención de nombres para las etiquetas. La numeración de circuitos forma parte de ISA 5.1 y deben aparecer en el dispositivo del proceso y el cable para el dispositivo.

La sala de terminales tiene cables donde al menos tres grupos diferentes de ANDE mantienen un interés. Planos y documentación actualizada permitirán mejorar el tiempo de búsqueda y corrección de errores, así como también mejoras en la disponibilidad de la planta. Se requiere documentación de interconexión para cada armario en caso de no estar disponible. Las etiquetas de los cables no son legibles y se requiere el re-etiquetado de cables. El personal manifestó que las bandejas de cable tienen muchos cables que no son utilizados y estos deben ser removidos.

La central Acaray debe de procesar y archivar planos “Como Construido” identificando o modificando de acuerdo a mejoras o modificaciones realizadas al sistema. Aunque con la ayuda de personal experimentado en la central, producir los planos “Como Construido” para la sala de terminaciones y las centrales Acaray I y II se estima tomaría al menos 1 año.



Foto 142 Sala de terminaciones y cables

4.14.11. Medición

Medidores de potencia están instalados en la unidad 1 y 2 pero deben ser instalados también en lugares claves tales como los centros de alimentación y de Control de Motor. El sistema de SCADA debe registrar las mediciones de energía y ser capaz de producir informes de uso de energía.

4.14.12. Recomendaciones

- Se debe reemplazar y/o actualizar la instrumentación existentes con equipos modernos con salidas digitales para que se puede conectarlos a un sistema centralizado de SCADA para su monitoreo y activación si miden afuera de consignas predeterminadas. Esto incluye
 - medición de temperatura de los cojinetes,
 - medición de flujo en la tubería forzado y el sistema de agua de enfriamiento,

- medición de vibraciones especialmente para Acaray I,
 - medición de niveles de aceite de los cojinetes, nivel del embalse, aperturas de compuertas radiales, sistemas de drenaje,
 - medición de presión en la caja espiral, diferencial entre la entrada y salida del sistema de agua de enfriamiento
- Se debe instalar nueva instrumentación para facilitar el monitoreo remoto de variables que en este momento queden afuera del sistema de control. Esto incluye medición de caudales, medición de consumo, etc.
- Reemplace el sistema de control de grupos 1 & 2 para compatibilizarlo con el sistema de grupos 3 & 4
- Se debería instalar un sincronizador de multicanales y relés de chequeo de sincronización para automatizar la sincronización de todas las unidades
- Se debe reconfigurar el sistema SCADA, comprar equipos adicionales y desarrollar el software, incluyendo las funciones de secuencia de eventos (SOE), servidor historiador y software de análisis de datos de ingeniería que cubra toda la central. Para agregar las unidades 1 & 2 al SCADA también se requiere actualizar el control de automatización y gobernador de modo que coincida con U3 y U4
- Se debe compatibilizar las protecciones CA y CC de las unidades 1 y 2 a ser similares a las de las unidades 3 y 4.
- Se debe preparar diagramas actualizados de instrumentación y tubería (Piping and Instrumentation Diagrams o P&ID por sus siglas en inglés) mostrando los instrumentos y que exista concordancia entre los diagramas y la etiqueta física de los instrumentos
- La central Acaray debe recopilar datos y procesar y archivar planos “Como Construido” identificando o modificando de acuerdo a mejoras o modificaciones realizadas al sistema de instrumentación y control.

4.15. Componentes Hidromecánicas de Acaray

4.15.1. Compuertas de Vertedero

La Inspección inicial de las compuertas radiales del vertedero consistió en la inspección visual de las 7 compuertas incluyendo el sistema hidráulico, cables de acero, cojinetes, sistema de mando, dispositivos de desplazamiento, indicadores de posición y dispositivos de lubricación.



Foto 143 Guinches de izaje de las compuertas radiales

Los cables de acero son originales y su tensión es uniforme alrededor de la chapa de acero y no presentan fisuras o roturas evidentes. El cuerpo y brazos de las compuertas (vigas, chapa de acero) muestran poca corrosión superficial, excepto uno de los brazos de las compuertas el cual muestra que la pintura ha sido desprendida en su totalidad. El sistema hidráulico y de engranaje que acciona el movimiento de los brazos radiales no muestra signos de desgaste. Las gomas o sellos situados en el fondo y en las partes laterales de las compuertas proveen un sello uniforme entre las compuertas y el hormigón adyacente. La lubricación de los cojinetes, engranajes, y pernos parece ser adecuada. No se encontró la falta de lubricación en ninguno de los componentes. Los puntos de inyección de grasas para los cojinetes, pernos y engranes muestran un buen estado, aunque se podrían reubicar y mejorar el acceso a los mismos.

Los dispositivos de izaje que incluye los cabrestantes, motor, engranaje, eje, acoples, tambores y cables de izaje se muestran en buen estado.

El sistema eléctrico de mando de las 7 compuertas de vertedero es obsoleto y no existen repuestos en existencia. La actuación de las compuertas es de operación manual lo cual requiere de intervención del operador para operar el sistema de mando de cada compuerta. No existe un sistema automático que haga posible la operación de las compuertas desde el centro de control de la planta.

Los indicadores de posición de las compuertas no funcionan y en algunos casos están ausentes y por lo tanto no indican el grado de apertura de las compuertas. Los dispositivos de indicación de apertura no están conectados al centro de control de la planta.



Foto 144 Oxidación de superficie en los brazos de las compuertas radiales

4.15.1.1. Recomendaciones:

- Reparar y reactivar los indicadores de posición de las compuertas inmediatamente.
- Instalar un generador de emergencia tipo generador diésel que asegure la redundancia en el suministro de energía eléctrica a las compuertas del vertedero.
- Instalar un sistema automático de operación de las compuertas desde el centro de control de la planta, incluyendo un sistema de instrumentación para el monitoreo de los niveles de agua desde el cuarto de control de la central.
- Reemplazar el sistema eléctrico de mando (tableros de control) de las 7 compuertas del vertedero.

4.15.2. Compuertas de Obra de Toma

Cada unidad cuenta con una compuerta vertical accionada hidráulicamente y compuerta stoplog ubicadas aguas arriba. Estas últimas se operan mediante la grúa pórtico ubicada en la cresta de la presa. Las compuertas de obra de toma tienen un tipo de mando hidráulico (servomotores) con las unidades de potencia hidráulica ubicado en una caseta al lado de las compuertas.

Las unidades de potencia hidráulica no fueron operadas durante la inspección, pero el personal técnico de planta comentó no tener problemas para su operación; sin embargo presenta pérdidas considerables de aceite en los cilindros hidráulicos.

Las unidades de potencia hidráulica tienen dispositivos de mando local y no se tiene la opción de poder operar a distancia (sala de control). Por lo tanto, el cierre de las compuertas se hace localmente y de forma manual. El sistema de cierre a distancia desde la sala de control y el sistema de cierre automático el cual consiste de un dispositivo sensible a la velocidad del agua en la tubería de presión se encuentran deshabilitados. Ante una emergencia, sobre todo de doble contingencia, en los dispositivos de la central, las compuertas deberían poder cerrar automáticamente por medio de señales emitidas desde las protecciones instaladas en la central. Se trataría de una protección adicional a la correspondiente al sensor de flujo por problemas en las tuberías de conducción de agua a la central.

Se notó que las válvulas solenoides electromecánicas, las cuales controlan la dirección del fluido son originales y no se tienen reemplazos en el almacén.

No se pudieron inspeccionar los componentes de las compuertas (gomas, ruedas, cojinetes y pernos de las ruedas) debido a la falta de acceso.



Foto 145 Sistema hidráulico para operar las compuertas

4.15.2.1. Recomendaciones:

- Rehabilitar el sistema de cierre a distancia y automático de las compuertas de obra de toma desde la sala de control de la central. El sistema de cierre a distancia y automático son críticos en una situación

de emergencia. El no tenerlos en operación representa un gran riesgo para la central. Los trabajos de rehabilitación o renovación de los mismos deben ser llevados a cabo inmediatamente.

- Resolver y corregir las pérdidas de aceite en las unidades hidráulicas
- Rehabilitar la instrumentación de cierre de emergencia
- Modernizar las electro-válvulas y mantener repuestos en el almacén
- Instalar una pileta alrededor de las unidades hidráulicas para contener derrames
- Inspeccionar y reemplazar si es necesario los sellos de las compuertas

4.15.3. Grúas Obra de Toma (30 t & 8 t)

La estructura principal de las grúas se encontró en buen estado, aunque la pintura se muestra un poco desgastada, no se encontraron indicios de oxidación que comprometan la integridad de las grúas. Los rieles de desplazamiento transversal del carro se muestran en buen estado. Durante la visita se observó la operación de la grúa de 30 t instalando las compuertas stoplogs del aliviadero. Se pudo constatar el buen funcionamiento del carro y ruedas del mismo. Los cojinetes y bujes de los carros mostraron un buen estado y lubricación adecuada.

Los cabrestantes que incluyen los tambores, cables de acero, poleas, engranaje y cojinetes no muestran signos de desgaste. Todos los tambores cuentan con más de tres vueltas completas alrededor del tambor cuando el gancho se encuentra en la posición vertical máxima. Los cojinetes, reductores y engranajes se encuentran en buen estado y con una lubricación adecuada. La viga de izaje y ganchos operan sin ninguna dificultad. Sus cojinetes, ruedas y pernos se encuentran en buen estado.

Los motores eléctricos y frenos electromagnéticos de la grúa de obra y los cabrestantes funcionan de forma adecuada según personal técnico de la planta. Los equipos de alimentación, caja de pulsadores e interruptores de final de carrera funcionan sin embargo son obsoletos. Los sistemas de señalización visuales y acústicas no parecen estar en servicio. Todos los cables de acero parecen ser originales y de ser así su vida útil ha sido superada. Las vías de traslación de las grúas se observaron alineadas y en un buen estado.



Foto 146 Grúa de las compuertas de toma, con los cilindros de las compuertas de servicio

4.15.3.1. Recomendaciones:

- Instalar sistemas de señalización visuales y acústicas

4.15.4. Compuertas y grúa de las Obras de Descarga Acaray II (50 t)

Durante la visita inicial se tuvo la oportunidad de evidenciar la instalación de las compuertas de la unidad No.3. Se pudo observar la operación del desplazamiento del carro y el puente los cuales no presentaron ninguna anomalía. Los sistemas de protección de desplazamiento (final de carrera) de los puntos inferior y superior del gancho se encuentran en funcionamiento según personal técnico. En los extremos del recorrido de carro se encuentra un fin de carrera con el propósito de parar el desplazamiento del carro y así evitar el choque con el tope. En caso de falla del sistema de protección de desplazamiento, existe otro fin de carrera con contrapeso el cual desconecta la alimentación del motor. No se observaron problemas en el sistema de frenado.

El sistema eléctrico y de control de mando de la grúa es obsoleto y no se tienen componentes de reserva a la mano. Se encontraron los cojinetes lubricados y el cable de acero recubierto ligeramente de grasa. Se inspeccionó el grado de desgaste de las poleas, tambores y cables, así como el estado de los alambres. Visualmente no se encontraron anomalías, sin embargo, los cables de acero ya han pasado su vida útil y sería prudente la planeación de su reemplazo. No se encontró desgaste o fisuras en las ruedas dentadas o engranaje.

Un punto importante de mencionar es la ausencia de barricadas de seguridad alrededor de la grúa y sobre la estructura del hormigón que soporta la grúa. Es de suma importancia la instalación de barricadas de seguridad para brindar una mayor protección y seguridad al personal que tiene que trabajar alrededor de la grúa de compuertas stoplogs.



Foto 147 Grúa de compuertas stoplog de Acaray II

4.15.4.1. Recomendaciones:

- Reemplazar los cables de acero de la grúa
- Reemplazar el sistema eléctrico de mando (tableros de control), sistema de conductores, cables de botonera o control de la grúa en los próximos 5 años.
- Instalar barricadas de seguridad para brindar una mayor protección y seguridad al personal que tiene que trabajar alrededor de la grúa de compuertas stoplogs. También se deben instalar puntos de anclaje para el uso de arnés de seguridad.

4.15.5. Compuertas y grúa de las Obras de Descarga Acaray I (15 t)

La operación del desplazamiento del carro y el puente no fueron observados durante la visita. Sin embargo, el personal técnico no indicó alguna anomalía de operación cuando se le cuestionó la operación de la grúa. Los sistemas de protección de desplazamiento de los puntos inferior y superior del gancho se encuentran en funcionamiento según personal técnico. Los fines de carrera tanto del carro, puente y gancho se encuentra operando en forma normal.

El sistema eléctrico y de control de mando de la grúa es obsoleto y no se tienen componentes de reserva a la mano. Se encontraron los cojinetes lubricados y el cable de acero recubierto ligeramente de grasa. Se inspeccionó el grado de desgaste de las poleas, tambores y cables, así como el estado de los alambres. Aunque visualmente no se encontraron anomalías en los cables de acero, su vida útil ya ha sido superada y sería prudente planear su remplazo. No se encontró desgaste o fisuras en las ruedas dentadas o engranaje. En cuanto a las compuertas stoplogs, sus sellos de tipo nota musical se encontraron en buen estado. No se encontraron grietas, depresiones, aplastamientos, cortaduras ni falta de tornillos en sus respectivos soportes de sujeción. Algunos de las compuertas stoplogs muestran aéreas de oxidación en sus extremidades. Al igual que la grúa de compuertas stoplogs de Acaray II, se observó la ausencia de barricadas de seguridad alrededor de la grúa y sobre la estructura del hormigón que soporta la grúa.

Las compuertas stoplog y el dispositivo de izamiento muestran áreas de oxidación. Las compuertas de descarga son cerradas por una serie de compuertas stoplog las cuales son instaladas deslizándolas sobre una pendiente inclinada. Según el personal de planta, frecuentemente las compuertas se atrancan al momento de ser deslizadas sobre las guías y complica la tarea de instalación y remoción de las mismas. Cabe mencionar que el personal técnico de la planta indicó tener problemas en el sellado de las secciones superiores las cuales carecen del contrapeso indicado para lograr un sellado eficiente. Las gomas de tipo nota musical no presentaron grietas, depresiones, aplastamientos, cortaduras ni falta de tornillos en sus respectivos soportes de sujeción.

El personal de la planta indicaba que en algunas ocasiones cuando hay mucho caudal en el río Iguazú, ese forma un taponamiento hidráulico al río Paraná y el nivel de agua ha llegado a inundar la zona de la grúa. Cuando esto ocurre, se remueven todos los componentes eléctricos para protegerlos y evitar que se mojen. Dado que es una condición bastante infrecuente, es difícil recomendar una solución, ya que la grúa está montada sobre una estructura de acero bastante alta y esbelta.



Foto 148 Grúa de compuertas stoplogs de salida de Acaray I



Foto 149 Oxidación en las compuertas stoplogs

4.15.5.1. Recomendaciones:

- Reemplazar los cables de acero de la grúa
- Reemplazar el sistema eléctrico de mando (tableros de control), sistema de conductores, cables de botonera o control de la grúa en los próximos 5 años.

- Instalar barricadas de seguridad para brindar una mayor protección y seguridad al personal que tiene que trabajar alrededor de la grúa de compuertas stoplog. También se deben instalar puntos de anclaje para el uso de arnés de seguridad.
- Investigar alternativas para eliminar la necesidad de remover los componentes eléctricos de la grúa cuando hay niveles de agua anormales en el Río Paraná

4.15.6. Compuertas de Servicio Acaray I

Solo el grupo de máquinas 1 y 2 cuenta con compuertas de servicio hidráulicas de descarga. Estas compuertas están ubicadas en una galería colateral subterránea a la casa de máquinas de Acaray I, siendo dos compuertas planas por cada grupo. Cada compuerta está accionada por un servomotor hidráulico. Hay un gabinete eléctrico con los controles ubicados en el centro de la galería junto con la unidad de energía hidráulica.



Foto 150 Servomotores para accionar las compuertas de servicio de grupo 2

Estas compuertas incluyendo el equipo hidráulico servomotores fueron reparadas en el pasado. No se activaron las compuertas durante la visita inicial pero el personal técnico comentó que frecuentemente se tienen problemas con la operación del sistema hidráulico.

Durante la inspección de la tubería forzada se inspeccionaron las compuertas y se encontraron pérdidas de agua en los sellos inferiores.



Foto 151 Tubo Difusor – Filtración de la compuerta de la unidad 2

4.15.6.1. Recomendaciones:

- Monitorear pérdidas o fugas de aceite hidráulico a través de los sellos en los servomotores
- Cambiar sellos inferiores de las compuertas, si hay oportunidad

4.15.7. Compuertas de Fondo

Las compuertas de sector para desagüe profundo consisten en 2 compuertas equipadas con servomotores hidráulicos para las maniobras de apertura y cierre. Las dimensiones del desagüe son de 5 m x 6 m. Los brazos oscilantes de las compuertas tienen un radio de 7.5 m con referencia al eje de rotación y al parámetro de aguas arriba. Cada compuerta es controlada por dos servomotores hidráulicos alimentados por un grupo de bombeo instalado en la cámara de maniobra a la cota 169 m.s.n.m.



Foto 152 Mecanismos hidráulicos para operar las compuertas de fondo

El personal de planta comentó que las compuertas de sector para desagüe profundo no se utilizan y se encuentran fuera de servicio desde su instalación. No se sabe si hay acumulación de sedimentos lado aguas arriba de las compuertas.

Para recuperar el uso de estas compuertas se debe considerar los siguientes pasos:

1. Revisar la capacidad y aptitud de los vertederos para pasar la crecida máxima probable. Si los vertederos son capaces de pasar la crecida sin problema, se debe cuestionar los beneficios de rehabilitar las descargas de fondo, dado los riesgos de la posibilidad que no se pueda cerrarlas después de operarlas, y así vaciar el embalse.
2. Revisar el diseño de las compuertas radiales para ver si fuesen diseñado a operar con la columna de agua con el embalse lleno. No se sabe si existe la memoria de cálculo. Si es necesario, se debe preparar un diseño para modificar las compuertas radiales para que se pueda operarlas con plena carga. Revisar el diseño de las compuertas stoplogs y preparar un diseño para incorporar ruedas para que las compuertas stoplogs se puedan bajar y cerrar con flujo en caso necesario. Esto permita la cierre de la descarga de fondo en caso de una falla de la cierre de las compuertas radiales.
3. Inspeccionar utilizando un sumergible subacuático equipado con sonar y cámaras para determinar la cantidad acumulada de sedimento aguas arriba de las compuertas radiales, y revisar la condición de la cara de las compuertas radiales y las guías de las compuertas stoplogs. También se puede usar buceadores, pero la ventaja del uso de sonar se puede hacer un mapeo con mucha precisión del lecho del embalse.
4. Dragado del sedimento si presente aguas arriba de las compuertas y limpieza de las guías de las compuertas stoplogs. Se debe dragar el canal de aproximación para evitar el lavado de sedimento hacia las compuertas si estén rehabilitado y el posible bloqueo de la cierre de las compuertas radiales.
5. Rehabilitación de las unidades hidráulicas y actuadores. Es posible que se debe instalar unos arrostramientos temporales para evita que la compuerta se mueva al quitar los cilindros hidráulicos.
6. Rehabilitación y modificación si necesario de las compuertas stoplogs y su colocación

7. Desagüe de la sección entre las compuertas y las compuertas stoplogs. Es posible que se debe instalar una boca de acceso en una de las compuertas para acceder este espacio.
8. Accionamiento de las compuertas radiales y modificaciones/rehabilitación de las compuertas incluyendo el reemplazo de los sellos y pintura.
9. Cierre de las compuertas radiales, rellenando el espacio aguas arriba de nuevo con agua y revisión para asegurar que no hay pérdidas.
10. Apertura parcial de las compuertas stoplogs para poner plena carga contra las compuertas radiales
11. Revisión de las operaciones de las compuertas radiales con plena carga.
12. Remover las compuertas stoplogs
13. En el futuro, con frecuencia mínima de una vez al año, instalen las compuertas stoplogs y operar las compuertas radiales en seco, y después remover las compuertas stoplogs y operar en forma cíclica las compuertas radiales.

Es importante destacar que los riesgos que se tomarían al operar las compuertas de desagüe profundo son mucho mayores que los beneficios. Hoy por hoy, las compuertas no cuentan con los mecanismos o un diseño adecuado que garanticen un sellado apropiado, por lo que pone en riesgo la integridad de la presa. El hecho que no ha operado las compuertas por casi 50 años indica que había preocupaciones de su operación adecuada.

4.15.7.1. Recomendaciones:

- Realizar batimetría aguas arriba de las tomas de las compuertas de fondo para determinar la acumulación de sedimentos
- Evaluar la capacidad de los vertederos en la cresta de la presa para asegurar que pueden pasar la crecida máxima posible sin dificultades
- Decidir si conviene rehabilitar las compuertas radiales, antes de seguir con los pasos indicados anteriormente.

4.16. Obras Civiles y Estructuras - Acaray

El complejo hidroeléctrico de Acaray consiste en una serie de estructuras detalladas a continuación:

- Casa de Máquinas Acaray I que comprende unidad 1 & 2
- Casa de Máquinas Acaray II que comprende unidad 3 & 4
- Edificio de control, con la sala de control, sala de cables, oficinas, biblioteca técnica, talleres, sala de reunión, etc.
- Sistema subterráneo de aducción de agua con chimeneas de alivio de presión y tubería forzada
- Presa de Acaray

4.16.1. Casa de Máquinas Acaray I

La casa de máquinas fue construida en 1968, está constituida por una sub-estructura excavada en pozo vertical de sección elíptica de aproximadamente 50.00 m de profundidad, la cual aloja dos unidades de generación tipo Francis con sus equipos correspondientes. La superestructura de la casa de máquinas está constituida por un edificio convencional cubriendo el pozo y las áreas de montaje, con paredes de hormigón armado que soportan dos grúas de 100/3 toneladas cada una. El techo es en estructura metálica cubierto con chapas de zinc.

Una descripción de los diferentes componentes de la Central de Acaray I y su condición actual se describe a continuación:

4.16.1.1. Tubo Difusor (draft tube)

Las obras de descarga constan de un canal difusor con paredes de hormigón armado y revestimiento metálico, y con un canal de descarga al Río Paraná con una pendiente ascendente de 15% aproximadamente. EL tubo difusor de cada unidad está equipado con 2 compuertas hidráulicas operadas desde una galería ubicada en la EL. 91.00 m, y un cierre con compuertas stoplogs al final del canal en el Río Paraná.

El martes 7 de marzo, 2017, se efectuó la inspección del tubo difusor de la unidad # 2. EL hormigón expuesto después del recubrimiento metálico presenta serias deficiencias. Cavidades con profundidades hasta de 15 cm con refuerzo expuesto se observaron en varios sectores de la estructura. El recubrimiento metálico se encontró en buen estado con gran cantidad de sedimentos adheridos. Las pérdidas en las compuertas hidráulicas son mayores que las esperadas para este tipo de estructura, en algunas secciones se presentan huecos en el hormigón alrededor de las guías de las compuertas hidráulicas.

Se requiere una reparación integral del hormigón para extender la vida útil de esta estructura. Se debe efectuar una limpieza total del recubrimiento metálico para verificar la condición de la pintura epóxica y evaluar su necesidad de ser re-pintada. Los sellos de la compuerta no se inspeccionaron debido a que las compuertas estaban en servicio, pero se recomienda cambiarlos antes de cualquier intervención dentro de la estructura para garantizar el buen cierre de la compuerta y limitar las filtraciones durante futuros trabajos.

La Casa de Maquinas Acaray I cuenta con una compuerta Stop Log de mantenimiento al final del canal de descarga al Río Paraná. Esta estructura se encuentra actualmente con problemas de vedación debido a un diseño ineficiente. De acuerdo con el personal de ANDE en sitio, aparentemente los segmentos de las compuertas stoplogs no tienen el peso necesario para garantizar el sellado eficiente por lo cual se ha requerido el uso de buzos para instalar cuñas de madera que garanticen la estanqueidad requerida. Actualmente, desde las crecientes del Río Paraná en 1992, ANDE remueve los equipos eléctricos de izaje para protegerlos de futuras inundaciones. Para solucionar el problema de instalación de las compuertas stoplogs se recomienda que las primeras 2 compuertas stoplogs de cada bahía sean modificados para garantizar el sellado.

Los sellos de las 4 compuertas deberán ser cambiados considerando que ya han cumplido con el periodo vida útil estimada.

El canal de descarga entre las compuertas del tubo difusor y las compuertas stoplogs no pudo ser inspeccionado, pero se presume que su condición es similar a la del tubo difusor, lo que requeriría reparaciones.



Foto 153 Tubo Difusor – Cavidades en el hormigón



Foto 154 Tubo Difusor – Filtración de la compuerta de la unidad 2

4.16.1.2. Piso 1 – EL. 84.00 m

En este piso se encuentra el acceso al difusor, las válvulas mariposa y su sistema hidráulico, los filtros principales de refrigeración de las unidades y el acceso al pozo de drenaje.

En general el hormigón se ve en buenas condiciones. Sin embargo, existe una humedad en el sector de aguas arriba, debido a filtraciones de la válvula mariposa, sistema de bypass de drenaje y a condensación, que hacen necesario reparaciones locales en el hormigón y nueva pintura.



Foto 155 Acceso al Tubo Difusor



Foto 156 Cámara de válvula de pozo de drenaje



Foto 157 Humedad en el hormigón aguas arriba de las unidades

4.16.1.3. Piso 2 – EL. 90.00 m

En este piso se encuentran la tapa de la turbina, el regulador de velocidades y su sistema hidráulico, el CCM (Centro Control Motores) y sistema de frenado e izaje y panel de control de la unidad (*partida/parada*), el acceso al caracol, y la galería de las compuertas hidráulicas de servicio del difusor.

En general el hormigón se encontró en buenas condiciones. En el túnel de acceso a la galería de compuertas se encontraron unas grietas menores en el hormigón y humedad. En la cara norte de la galería de compuertas (Unidad #1) se aprecia humedad en el hormigón que debe ser monitoreada a fin de evaluar la necesidad de reparación.



Foto 158 Humedad en el hormigón en túnel de acceso a la galería de compuertas



Foto 159 Humedad en el hormigón en la cara norte de la galería de compuertas

4.16.1.4. Piso 3 – EL. 93.20 m

Es el piso de generadores, transformadores de centro estrella y el sistema de CO₂ contra incendio. El hormigón de este piso se encuentra en buenas condiciones.



Foto 160 Piso de generadores y sistema CO2 contra incendio.

4.16.1.5. Piso 4 – EL. 97.00 m

Es este piso se encuentran los equipos de excitación de las unidades. El hormigón de este piso se encuentra en buenas condiciones.

4.16.1.6. Piso 5 – EL. 132.90 m y Súper-Estructura

Es este piso se encuentra el área de montaje y los servicios auxiliares. También se encuentran dos grúas Marca Galileo de 100 ton con un gancho de servicio de 3 ton cada una, con apoyo de rueda a la EL. 142.00 m; el cubículo de transformadores de potencial (TPs) y la caseta de control del ascensor. El hormigón se encuentra en buen estado; sin embargo, un mayor mantenimiento y limpieza de las ventanas es recomendado.

El techo se encuentra en mal estado con filtraciones y deterioro de las chapas. Se recomienda el cambio completo de las chapas del techo.



Foto 161 Piso El. 132.90, superestructura y puente grúas.



Foto 162 Techo Central Acaray I.



4.16.1.7. Recomendaciones

| Estructura o sistema | Recomendación |
|--|--|
| 4.16.1.1 Acaray I - Tubo Difusor | <p>Reparación integral del hormigón para extender la vida útil de esta estructura</p> <p>Limpieza total del recubrimiento metálico para verificar la condición de la pintura epóxica y evaluar su necesidad de ser re-pintada</p> <p>Cambiar sellos de compuertas para garantizar el buen cierre de la compuerta y limitar las filtraciones</p> <p>Modificar las primeras dos compuertas stoplogs de cada bahía para garantizar el sellado.</p> <p>Investigar formas de evitar que se tenga que remover la grúa en el caso de niveles de agua muy altos en el Río Paraná. Esto podría incluir levantado la estructura metálica de soporte, impermeabilizando los gabinetes eléctricos o aceptando que se tiene que remover la grúa en estos eventos inusuales.</p> |
| 4.16.1.2 Acaray I - Piso 1 – EL. 84.00 m | Reparaciones locales en el hormigón y nueva pintura |
| 4.16.1.3 Acaray I - Piso 2 – EL. 90.00 m | Monitorear humedad en el hormigón a fin de evaluar la necesidad de reparación. |
| 4.16.1.6 Acaray I - Piso 5 – EL. 132.90 m y Súper-Estructura | <p>Mayor mantenimiento y limpieza de las ventanas</p> <p>Cambio completo de las chapas del techo.</p> |

4.16.2. Casa de Máquinas Acaray II

La casa de máquinas que fue construida en 1976, está constituida por una sub-estructura excavada en pozo vertical de sección elíptica con ejes de 28.00 m y 20.00 m y de aproximadamente 40.00 m de profundidad, la cual aloja dos unidades de generación tipo Francis con sus equipos correspondientes. La superestructura de la casa de máquinas está constituida por un edificio convencional cubriendo el pozo y las áreas de montaje, con paredes de hormigón armado que soportan una grúa de 190/15 toneladas. El techo es en estructura metálica, con una cobertura tipo sándwich como se indica en la figura No. 1.

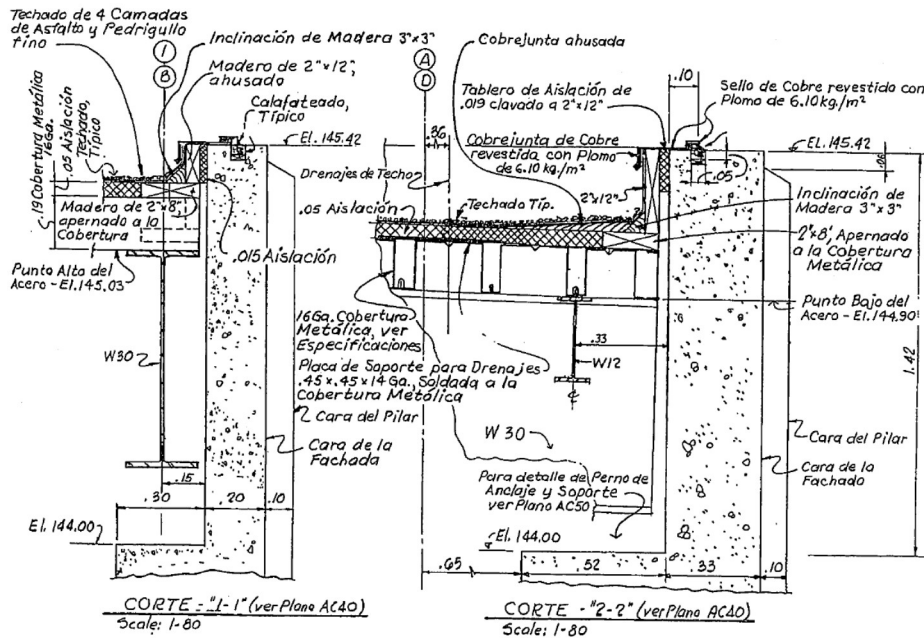


Figura 15 Detalle techo Central Acaray II

4.16.2.1. Tubo Difusor (draft tube)

Las obras de descarga constan de un canal difusor con paredes de hormigón armado y revestimiento metálico, y con un canal de descarga al Río Paraná con una pendiente ascendente de 18% aproximadamente. EL tubo difusor de cada unidad está equipado con 2 compuertas stoplogs al final del canal al Río Paraná.

Se efectuó la inspección de los tubos difusores de las unidades # 3 y # 4. EL hormigón presenta algunas deficiencias después del recubrimiento metálico, cavidades con profundidades hasta de 5 cm se encontraron. El recubrimiento metálico se encontró en buen estado con gran cantidad de sedimentos adheridos. Las filtraciones en las compuertas stoplogs son mínimas.

Se recomienda una reparación a las cavidades encontradas en el hormigón para extender la vida útil de esta estructura. Se debe efectuar una limpieza total del recubrimiento metálico para verificar la condición de la pintura epóxica y evaluar su necesidad de ser re-pintada. Aunque las compuertas stoplogs no presentan mayores filtraciones, se recomienda que los sellos sean inspeccionados y de ser posible remplazados debido a que ya cumplieron su vida útil.



Foto 163 Cavidades/erosión en el concreto del tubo difusor.



Foto 164 Tubo Difusor – Filtración de en las compuertas de las unidades 3 y 4

4.16.2.2. Piso 1 – EL. 89.00 m

En este piso se encuentra el acceso al difusor, las válvulas mariposa (con su respectivo sistema de by-pass) y su sistema hidráulico y los filtros principales de refrigeración de las unidades.

En general el hormigón se ve en buenas condiciones. Sin embargo, existe humedad en el sector de aguas arriba, debido a filtraciones de la válvula mariposa, sistema de bypass de drenaje y a condensación, que hacen necesario reparaciones locales en el hormigón y nueva pintura. Algunas grietas pequeñas fueron observadas, que, aunque no representan un mayor riesgo estructural, deberán ser reparadas. La válvula mariposa del grupo # 3 presenta filtraciones que deberán ser reparadas. Estas filtraciones han producido humedad en el hormigón que hace necesaria su reparación. Se encontró una grieta menor en el apoyo de la válvula mariposa del grupo # 4, deberá ser reparada.



Foto 165 Acceso al Tubo Difusor – Filtración de la válvula mariposa de la unidad 3



Foto 166 Piso de acceso al Tubo Difusor – Grietas en muro

4.16.2.3. Piso 2 – EL. 95.40 m

En este piso se encuentran la tapa de la turbina, el regulador de velocidades y su sistema hidráulico, electro-compresores de la unidad hidráulica, sistema bombas de drenaje, CCM (*centro control motores*), el acceso al caracol, el sistema de control local de las unidades, y el acceso al pozo de drenaje. En general el hormigón se ve en buenas condiciones.



Foto 167 Visita general Piso 2 en buenas condiciones

4.16.2.4. Piso 3 – EL. 98.20 m

Es el piso de generadores, transformadores de centro estrella, el sistema de CO₂ contra incendio y equipos auxiliares (electro-compresores de frenado, monitoreo de temperaturas y sistema de levantamiento). El hormigón de este piso se encuentra en buenas condiciones.

4.16.2.5. Piso 4 – EL. 103.00 m

Es este piso se encuentran las excitaciones de las unidades y el cubículo de transformadores de potencial (TPs). El hormigón de este piso se encuentra en buenas condiciones. En el año 2004, un derrame de aceite Askarel con policlorobifenilos sucedió en la central de Acaray II, lo que resultó en la necesidad de una limpieza profunda y aplicación de una pintura epóxica para sellar el hormigón y prevenir la lixiviación del PCB absorbido dentro el hormigón.

Se entiende que ANDE ya tiene un programa de monitoreo y muestreo, concordado con SEAM para determinar los límites aceptables de contaminación superficial y también en el aire.⁹ Se han realizado muestreos en 2012, 2013, 2014 y 2015 indicando que los niveles cumplen con los niveles establecidos. Se recomienda que se continúe con este programa, pero en caso de una rehabilitación o repotenciamiento extensivo de grupos 3 y 4, se debe sensibilizar al contratista acerca del derrame e incorporar en su contrato la necesidad de tomar las precauciones necesarias, especialmente si hay intervenciones en la zona afectada. Si los niveles de contaminación exceden los límites concordados con SEAM, se debe volver a realizar una limpieza adicional y re-aplicación donde sea necesaria de la pintura epóxica para resellar la superficie, utilizando los métodos y procedimientos ya concordado con SEAM.

⁹ Vea informe acápite 2.1.1 en el informe “Fase IV – Modernización de la Gestión Ambiental de la Central Hidroeléctrica Acaray”.



Foto 168 Visita general Piso 4 en buenas condiciones

4.16.2.6. Piso 5 – EL. 128.00 m y Súper-Estructura

En este piso se encuentra el área de montaje, el sistema de ventilación de aire dentro de la casa de máquinas, los servicios sanitarios y los servicios auxiliares. También se encuentran la grúa Marca Bardella de 180 ton de capacidad con un gancho de servicio de 15 ton, con apoyo de rueda a la EL. 138.50 m. El hormigón se encuentra en buen estado con algunas evidencias de filtraciones en el pozo elíptico.

El techo se encuentra en mal estado con filtraciones y deterioro del recubrimiento aislante. Se recomienda el cambio completo del techo.



Foto 169 Vista general Piso 5 en buenas condiciones

4.16.2.7. Piso 6 – EL. 133.00 m

En este piso se encuentran los servicios auxiliares (VCC y VCA) y la Caseta de Control del Ascensor. En este piso serán montados el panel de media tensión y reactores limitadores de corto circuito de las unidades 3 y 4. En general el hormigón se encuentra en buen estado.

4.16.2.8. Recomendaciones

| Estructura o sistema | Recomendación |
|---|---|
| 4.16.2.1 Acaray II - Tubo Difusor | <p>Reparación a las cavidades encontradas en el hormigón para extender la vida útil de esta estructura.</p> <p>Limpieza total del recubrimiento metálico para verificar la condición de la pintura epóxica y evaluar su necesidad de ser re-pintada.</p> <p>Inspeccionar sellos de compuertas y de ser posible remplazarlos debido a que ya cumplieron su vida útil.</p> |
| 4.16.2.2 Acaray II – Piso 1 – EL. 89.00m | <p>Humedad y filtraciones que hacen necesario reparaciones locales en el hormigón y nueva pintura.</p> <p>Grietas pequeñas deberán ser reparadas.</p> <p>Grieta menor en el apoyo de la válvula mariposa del grupo # 4 deberá ser reparada.</p> |
| 4.16.2.5 Acaray II – Piso 4 – EL. 103.00m | <p>Continuar con el programa existente de monitoreo y muestreo de la presencia de policlorobifenilos en las superficies y en el aire.</p> <p>Sensibilizar el contratista de cualquier rehabilitación o repotenciamiento de grupos 3 y 4 del derrame de policlorobifenilos e incorporar en su contrato la necesidad de tomar las precauciones necesarias, especialmente si hay intervenciones en la zona afectada.</p> |
| 4.16.2.6 Acaray II - Piso 5 – EL. 128.00 m y Súper-Estructura | Cambio completo del techo |

4.16.3. Muro de Contención

El talud aguas arriba de las casas de máquinas de Acaray I y Acaray II cuenta con un muro de protección para la excavación de aguas arriba. Este muro tiene una sección típica constante de 0.40 m desde la elevación EL. 132.00 hasta EL. 142.50 m, anclado a la roca con 6 filas de 2 pernos de 1" DIA y 2.60 m de longitud por panel. También están provistos con huecos de drenaje de 3 pulgadas de diámetro.

El hormigón se encuentra en buen estado. Una grieta identificada por el personal de ANDE fue monitoreada y posteriormente abandonada. Durante la inspección se observó que muchos huecos de drenaje y cunetas bajantes tienen vegetación, la cual debe ser removida y los drenes limpiados. Al inspeccionar el parapeto de coronación del muro, se observó excesiva vegetación, arbustos y árboles pequeños que deben ser removidos.

Se debe rehabilitar la escalera de acceso desde la plataforma de los transformadores hasta el edificio de la sala control dado que es un acceso utilizado por el personal en forma diaria.



Foto 170 Muro de Contención – Grieta cuyo monitoreo fue abandonado por falta de movimiento

4.16.3.1. Recomendaciones:

- Muchos huecos de drenaje y cunetas bajantes tienen vegetación, la cual debe ser removida y los drenes limpiados o re-perforados.
- En el parapeto de coronación del muro, se observó excesiva vegetación, arbustos y árboles pequeños que deben ser removidos.
- Rehabilitar la escalera de acceso desde la plataforma de los transformadores hasta el edificio de la sala control por razones de seguridad industrial

4.16.4. Presa Acaray

Las aguas del río Acaray son retenidas mediante una presa mixta; constituida por una presa de tierra de aproximadamente 420 m de longitud de altura variable con la cresta a elevación 190.20 m, unida a una presa de hormigón que contiene las siguientes estructuras: el vertedero de evacuación de crecidas, un vertedero auxiliar para la evacuación de residuos flotantes, las tomas para las centrales de Acaray I y II, y las descargas de fondo.

El estribo derecho de la presa de concreto está conformado por un bloque de hormigón con cresta a elevación variable desde EL. 190,20 m hasta la EL. 189.20 m con una longitud aproximada de 70 m. Le sigue un bloque de 154.5 m de longitud donde están instaladas 7 compuertas radiales con provisión de compuertas stoplogs para mantenimiento de dichas compuertas. Las compuertas radiales son de 14.51 m de ancho por 8.93 m de altura con sello inferior a EL. 176.67 m. Le sigue un bloque de 35 m de longitud donde se encuentra una boca de limpieza en el centro, equipada con una compuerta para limpieza de flotantes tipo vagón de 9.00 m de ancho por 2.62 m de altura con sello inferior a EL. 182.98 m; y dos descargas de fondo con compuertas radiales equipadas con compuertas stoplogs de servicio. Las compuertas radiales de las descargas de fondo tienen una dimensión de 5.00 m de ancho por 6.30 m de altura con sello a la elevación EL. 157.82 m cada una.

Las estructuras de toma para Acaray I y Acaray II están ubicadas en un bloque de hormigón de 58.50 m de longitud. Cada toma tiene dos aberturas de 6.72 m de ancho por 11.00 m de altura, equipadas con rejillas de retención. Después se encuentran las guías de las compuertas stoplogs para mantenimiento de las

compuertas. Las compuertas stoplogs son de dos secciones de 5.75 de ancho por 3.45 m de alto con sello inferior a EL. 168.60 m. Posteriormente aguas abajo se localizan las dos compuertas hidráulicas de servicio con dimensiones de 3.80 m de ancho por 6.00 m de altura con sello inferior a EL. 168.70 m.

Finalmente, un bloque de hormigón de longitud 90.00 m aproximadamente conecta con el estribo izquierdo. La presa esta provista de una galería de extremo a extremo con tres accesos donde se encuentran ubicadas perforaciones de drenaje.



Foto 171 Vista de la presa con los siete vertederos principales y una de las salidas de fondo



Foto 172 Salidas de tuberías forzadas con sus compuertas de entrada.



Foto 173 Retorno en el margen izquierdo con la salida de las dos tuberías forzadas



Foto 174 Acceso a la entrada de la galería de drenaje. Se puede apreciar la rugosidad de hormigón con la erosión de la matriz cementicia



Foto 175 Vista del terraplén izquierdo mirando hacia la sección de vertederos

La inspección de la presa de Acaray se efectuó entre el 8 y 9 de marzo de 2017. El concreto en general está en buenas condiciones.

Se observaron bandejas de cables sin tapas y los cables expuestos a la radiación del sol

Algunas de las perforaciones de drenaje se encuentran en servicio y otras aparentemente se encuentran bloqueadas. Se debe realizar una limpieza de los drenes del cimiento y también los drenes entre los diferentes bloques de construcción de la presa para garantizar su funcionalidad y la estabilidad de los bloques de hormigón en el largo plazo. Los piezómetros aparentemente se encuentran operativos, sin embargo, requieren un mantenimiento más frecuente.

Había evidencia de filtraciones en la cara aguas arriba de la galería. Una de ellas presentaba una descarga de lodo bien gelatinoso, pero otras tenían incrustaciones de caliza. Las infiltraciones se evidenciaron de muy bajo caudal.



Foto 176 Infiltraciones con depósito de lodo gelatinoso



Foto 177 Infiltración con depósitos de caliza



Foto 178 Infiltraciones en el techo con estalagmitas de caliza

Se evidencia que han reacondicionado la parte superior de los drenajes de los cimientos, instalando nuevas válvulas. Estos drenajes en general estaban abiertos, aunque algunos estaban tapados con caliza y había agua saliendo de los tubos, pero en general en pocas cantidades.



Foto 179 Dren de cemento con agua brotando

La zanja de colección de agua tiene instalado en varias partes vertederos de medición tipo V.



Foto 180 Vertedero tipo V en la canaleta en la galería

No se sabe si hay un programa de auscultación para controlar los caudales.



Foto 181 Drenaje desde la junta de construcción

4.16.4.1. Recomendaciones

- Limpieza de los drenes del cimiento y los drenes entre los diferentes bloques de construcción de la presa para garantizar su funcionalidad
- Mantenimiento integral y reactivación de los piezómetros.
- Implementar un programa de auscultación de toda la instrumentación incluyendo caudales para los vertederos tipo V, instrumentación para medición de desplazamiento de juntas de dilatación de bloques de la presa y monitoreo de fisuras, monumentos topográficos, etc.

4.16.5. Vertederos con Compuertas Radiales

Las compuertas radiales se encuentran operacionales y en buen estado, algunas secciones requieren pintura. Las condiciones específicas encontradas en cada vertedero se describen referenciadas a la siguiente Figura 16:

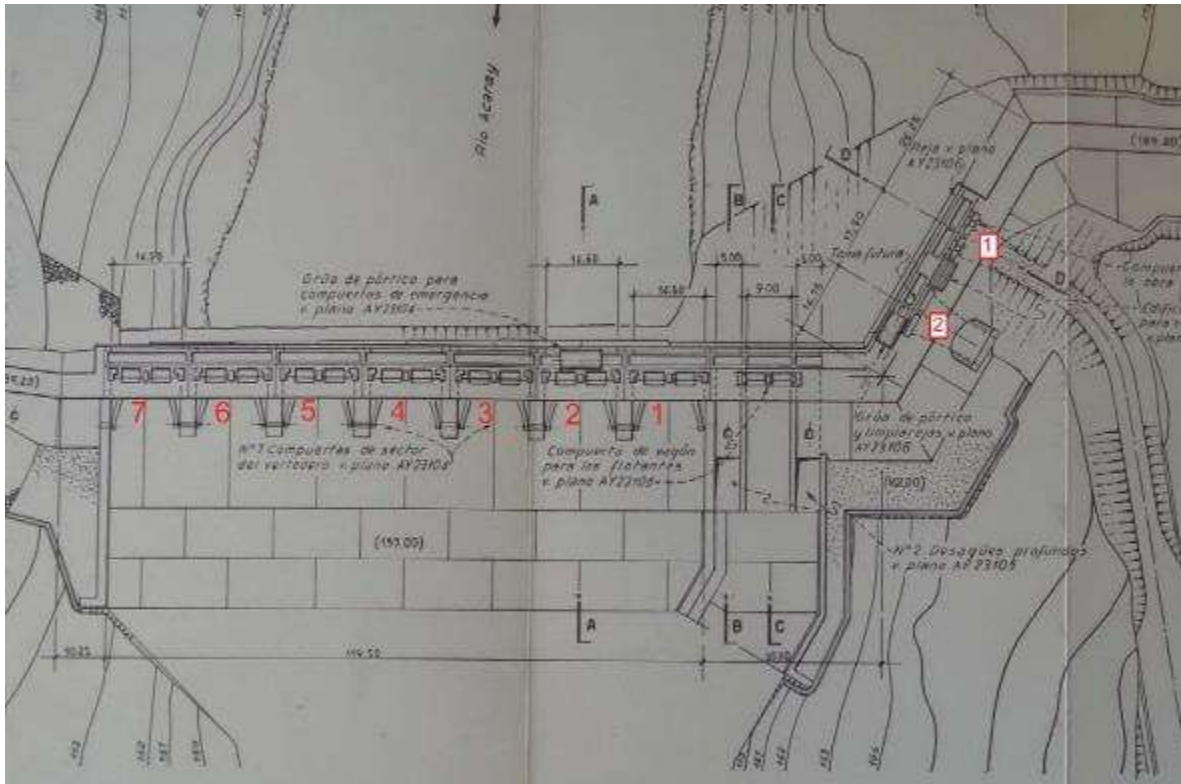


Figura 16 Vertedero Acaray y numeración utilizada de identificación

Vertedero # 1: concreto en buen estado, algunas secciones de la compuerta radial requieren pintura de protección. La escalera de acceso al bloque del muñón esta suelta y partida en la base y requiere mantenimiento.



Foto 182 Vertedero Bahía No.1 – Paredes laterales



Foto 183 Vertedero Bahía No.1 – Losa rápida y detalle escalera de acceso

Vertedero #2: concreto en buen estado, algunas secciones de la compuerta radial requieren pintura de protección.



Foto 184 Vertedero Bahía No.2 – Paredes Laterales



Foto 185 Vertedero Bahía No.2 – Losa rápida y corrosión en el brazo de la compuerta

Vertedero #3: concreto en aceptable estado con cavidades a lo largo de la junta vertical de construcción que requieren reparación; algunas secciones de la compuerta radial requieren pintura de protección.



Foto 186 Vertedero Bahía No.3 – Cavidades en la losa rápida

Vertedero #4: concreto en aceptable estado con huecos a lo largo de la junta vertical de construcción y en el vano izquierdo de la losa rápida con refuerzo expuesto, que requieren reparación; algunas secciones de la compuerta radial requieren pintura de protección.



Foto 187 Vertedero Bahía No.4 – Cavidades en la losa rápida

Vertedero #5: concreto en aceptable estado con huecos a lo largo de la junta vertical de construcción que requieren reparación; algunas secciones de la compuerta radial requieren pintura de protección.



Foto 188 Vertedero Bahía No.5 – Cavidades en la losa rápida

Vertedero #6: concreto en aceptable estado con huecos a lo largo de la junta vertical de construcción que requieren reparación; algunas secciones de la compuerta radial requieren pintura de protección.



Foto 189 Vertedero Bahía No.6 – Cavidades en la losa rápida

Vertedero #7: concreto en buena condición; algunas secciones de la compuerta radial requieren pintura de protección.



Foto 190 Vertedero Bahía No.7 – Hormigón en buena condición

4.16.5.1. Recomendaciones

- Secciones de todas las compuertas radiales requieren pintura de protección.
- En vertedero 1, la escalera de acceso esta suelta y requiere reparación
- En vertedero 3, 4, 5 y 6, cavidades en el hormigón a lo largo de la junta vertical de construcción requieren reparación

4.16.6. Descarga de Fondo

De acuerdo con personal de ANDE, estas compuertas no han sido utilizadas durante la vida útil de la presa. Se encuentran en aceptable condición, aunque requieren mantenimiento para su operación. En el lugar se encontró gran acumulación de guano de murciélago que debe ser removido. La malla metálica de la puerta de acceso #2 está rota y sirve para el ingreso de murciélagos, deberá ser reparada.

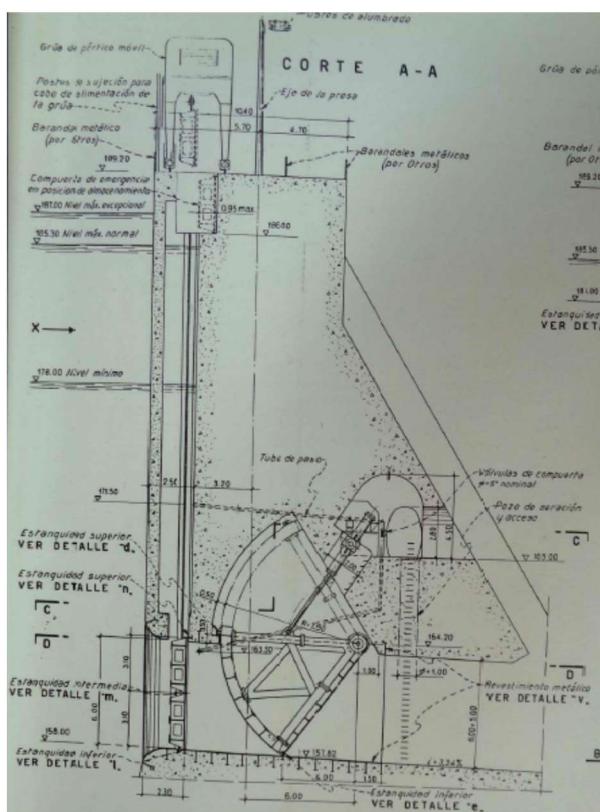


Figura 17 Compuerta radial de fondo



Foto 191 Descarga de Fondo – Compuerta Radial

4.16.6.1. Recomendaciones

- La malla metálica de la puerta de acceso #2 está rota y sirve para el ingreso de murciélagos, deberá ser reparada.

4.16.7. Compuerta de Flotantes

De acuerdo con personal de ANDE, esta compuerta se utiliza con relativa frecuencia y se encuentra en condiciones operacionales. El concreto se encuentra en condiciones aceptables, sin embargo, existe una cantidad de maleza (yuyos) que deben ser removidos, donde se presume existen huecos que deberán ser reparados.

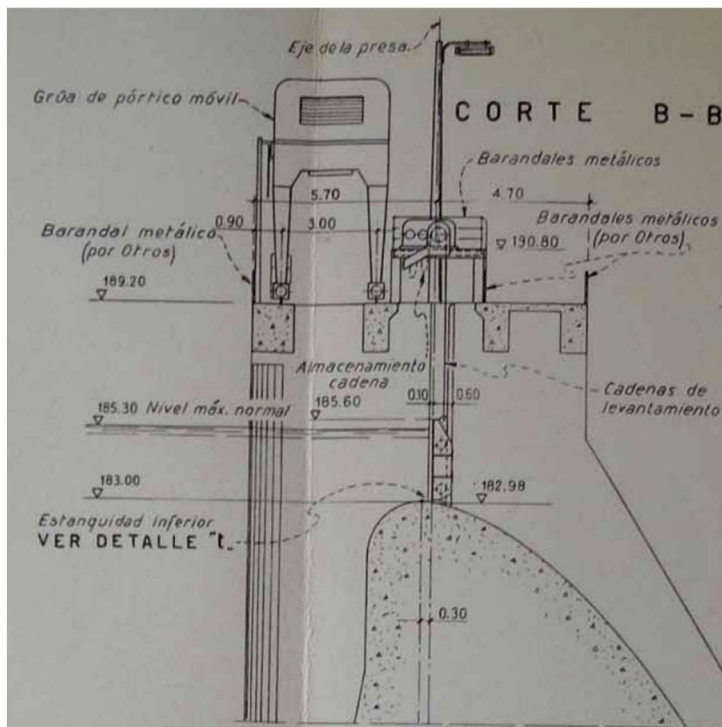


Figura 18 Compuerta de Flotantes - Presa Acaray



Foto 192 Compuerta de Flotantes – Presa Acaray

4.16.7.1. Recomendaciones

- Cantidad de maleza (yuyos) que deben ser removidos, donde se presume existen huecos en el hormigón que deberán ser reparados

4.16.8. Obra de Toma para Acaray I y Acaray II

De acuerdo con personal de ANDE, las compuertas y las compuertas stoplog se utilizan con frecuencia y se encuentran en condiciones operacionales. El hormigón de las dos estructuras de toma, aguas abajo de las compuertas hidráulicas se encuentra en condiciones aceptables, sin embargo, se evidencia un envejecimiento y abrasión del hormigón con presencia de huecos a lo largo de las juntas de construcción y en las zonas de baja presión, por ejemplo, en la pila central. Es importante anotar que en la zona de baja presión de la pila central se encuentra una gran acumulación de “mejillón dorado” o “bivalvo” al igual que en la cara vertical de la compuerta y el ducto de ventilación.

Se recomienda que los huecos en el hormigón y las zonas con mayor presencia de abrasión sean reparados. Igualmente, investigar el uso de un material que repele la adhesión de los “mejillones dorados” tanto al concreto como a la compuerta. También se debe investigar la condición actual de la pintura de protección de la compuerta hidráulica, las compuertas stoplogs y sus respectivos sellos que se presume están deteriorados.

En la toma para Acaray I, la compuerta No. 1 presenta filtraciones del orden de 30 a 40 l/s, mientras que la compuerta No. 2 tiene filtraciones del orden de 15 a 20 l/s.



Foto 193 Toma Acaray I - Pila central con mejillón adherido y abrasión/cavidades en el hormigón



Foto 194 Toma Acaray II - Pila central con mejillón adherido y abrasión/cavidades en el hormigón

4.16.8.1. Recomendaciones

- Huecos en el hormigón y las zonas con mayor presencia de abrasión deben ser reparados.
- Investigar el uso de un material tal como pintura antiencrustrante utilizado en los cascos de barcos que repele la adhesión de los “mejillones dorados” tanto al concreto como a la compuerta.
- Investigar la condición actual de la pintura de protección de la compuerta hidráulica, las rejillas de escombros, las compuertas stoplogs y sus respectivos sellos que se presume están deteriorados.

4.16.9. Cuerpo general de hormigón, estribo izquierdo

El cuerpo de hormigón macizo del estribo izquierdo de la presa, en general está en un estado razonable dada su edad. Hay erosión del material cementicio en la superficie y algunas fugas generalmente en las juntas de construcción, que se debe inyectar.



Foto 195 Filtraciones de agua, estribo izquierdo

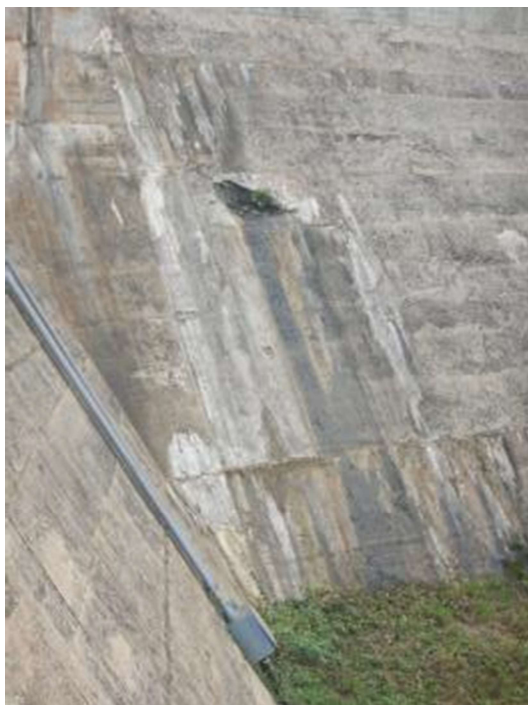


Foto 196 Filtraciones lado izquierdo con un deterioro muy local del hormigón (posiblemente falla de construcción)

4.16.9.1. Recomendaciones

- Fugas en las juntas de construcción deben ser reparadas.

4.16.10. Estribo derecho de terraplén

Hay piezómetros y monolitos topográficos instalados en el estribo derecho del terraplén, pero por su condición se presume que no han sido utilizados por varios años (arbustos crecidos alrededor de los monolitos, cables sin conexión de piezómetros eléctricos, etc.). No está claro si hay un programa de auscultación de la instrumentación en la parte exterior de la presa. Se debe rehabilitarlos e implementar un programa de auscultación para monitorear la condición del terraplén.



Foto 197 Piezómetro con cables ya cortados



Foto 198 Monolito topográfico estribo derecho, con arbusto impidiendo su uso

En el terraplén del margen derecho, aguas abajo, hay zanjas para recoger el escurrimiento y/o cualquier exfiltración de la masa rocosa. Dichas zanjas no están limpias y tienen arbustos y vegetación creciendo en ellas.



Foto 199 Terraplén margen derecho con zanja para captar escurrimiento y/o exfiltraciones

En el terraplén del margen derecho, en general aguas arriba, el talud está limpio aparte de una sección de aproximadamente 100 m donde hay arbustos y árboles que se debe despejar y limpiar. El talud aguas abajo está despejado y limpio.



Foto 200 Sección del talud aguas arriba con vegetación que se debe remover

4.16.10.1. Recomendaciones

- Limpieza de los drenes del cimiento y los drenes entre los diferentes bloques de construcción de la presa para garantizar su funcionalidad
- Mantenimiento integral y reactivación de los piezómetros.
- Implementar un programa de auscultación de toda la instrumentación incluyendo caudales para los vertederos tipo V, instrumentación para medición de desplazamiento de juntas de dilatación de bloques de la presa y monitoreo de fisuras, monumentos topográficos, etc.

4.16.11. Sistema De Aducción de Agua

4.16.11.1. Tuberías de Aducción Acaray I y Acaray II

Las tuberías de aducción de Acaray I y Acaray II fueron inspeccionadas comenzando desde su conexión con las estructuras de toma. En Anexo A1 y A2, se identifican cada una de las virolas y su localización a lo largo de la conducción. La parte vertical de la tubería forzada, desde la chimenea de equilibrio hasta la bifurcación no fue inspeccionada debido al requerimiento de andamiaje para poder realizarla.

Observaciones generales de la condición de las dos tuberías se presenta a continuación:

- no se encontraron señales de sobreesfuerzos en la tubería
- visualmente se apreció que las soldaduras entre las virolas se encuentran en buenas condiciones
- los interiores de las superficies de las tuberías no presentan señales de erosión o cavitación, tampoco se observó abrasión a lo largo de la tubería, incluso cerca de las uniones de las virolas
- las virolas mantienen su circunferencia y no se apreciaron deformaciones
- las mediciones de espesor que se tomaron corresponde a los espesores iniciales del diseño de la tubería
- La pintura de protección epóxica se encuentra en buen estado
- los terraplenes de relleno para protección de las tuberías no presentan asentamientos o deslizamientos a lo largo de la conducción
- Se inspeccionaron las carcasas espirales y las bifurcaciones aguas arriba de las válvulas mariposas hasta los piques verticales, sin encontrar ningún defecto o señales de erosión o cavitación. Ambas superficies de las carcasas tienen una capa de sedimento bastante adherida, que se podía remover.

La inspección se realizó caminando toda la longitud de cada tubería evaluando su condición. Se probaron la adherencia del revestimiento de acero al concreto subyacente con un martillo, para detectar huecos. El especialista civil sugiere que los huecos encontrados no sean inyectados, dado que la cantidad de lechada es muy pequeña y la dificultad de realizar el trabajo es muy alta. Hay también un riesgo que al inyectar se deforme más el revestimiento de acero. Se utilizó un instrumento para medir el espesor de la pintura y del revestimiento.

Durante la inspección, se tomaron como referencia puntos alrededor de la tubería de acuerdo con la Figura 19. A continuación, se describen las particularidades encontradas en cada una de las tuberías de aducción. Los datos de la inspección de las dos tuberías se encuentran en el Anexo A.

En general, la tubería se encuentra en condiciones aceptables. Desafortunadamente no existen registros de inspecciones o mantenimientos realizados a las dos tuberías, por lo cual se debe hacer una nueva inspección en un tiempo no mayor a 5 años, para verificar aquellas virolas donde se encontraron algunas deformaciones y/o vacíos.

Cualquier inspección o mantenimiento realizado a las tuberías deberá ser correctamente documentado y archivado para futuras comparaciones.

4.16.11.2. Tubería de Aducción Acaray I

La tubería de aducción de Acaray I tiene una longitud aproximada de 550 m, consta de una tubería de acero de 6 mm de espesor y 6.00 m de diámetro interno recubierta en concreto reforzado, sobre la cual finalmente va un terraplén de espesor variable.

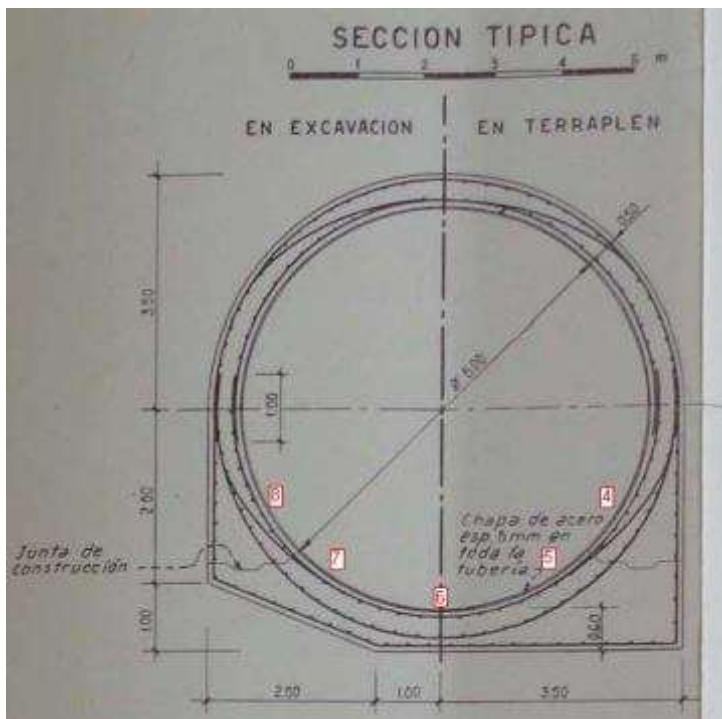


Figura 19 Sección transversal de tubería de aducción con puntos de medición

En general, la tubería se encuentra en condiciones aceptables. Algunas secciones o virolas, presentan vacíos en diferentes tamaños. Estructuralmente esto no debería presentar ningún riesgo, sin embargo, se requiere una nueva inspección para comparar su condición en aproximadamente 5 años. Solo fueron inspeccionados los primeros 459 m de la tubería (o 185 virolas) hasta el cambio de pendiente, debido a los riesgos

deslizamiento o caída para el personal en la sección inclinada de la tubería. Aproximadamente un 45% de la tubería inspeccionada tiene algún tipo de defecto. Los detalles de la inspección se presentan en Anexo A-1.



Foto 201 Boca de acceso a la tubería de aducción de Acaray I



Foto 202 Medición de espesores de la tubería de aducción de Acaray I, deformación Virola # 165

4.16.11.3. Tubería de Aducción Acaray II

La tubería de aducción de Acaray I tiene una longitud aproximada de 600 m, consta de una tubería de acero de 6 mm de espesor y 6.00 m de diámetro interno recubierta en concreto reforzado, sobre la cual finalmente va un terraplén de espesor variable. Una sección típica de la tubería se presenta en Figura 19. Es importante mencionar que no se encontraron planos de diseño o construcción de la tubería de aducción para Acaray II, por lo tanto, no hay referencia para las mediciones tomadas durante la inspección.

En general, la tubería se encuentra en condiciones aceptables. Algunas secciones o virolas, presentan vacíos en diferentes tamaños, especialmente pequeños. Se inspeccionó toda la tubería hasta su conexión con la chimenea de aireación. Aproximadamente un 40% de la tubería inspeccionada tiene algún tipo de defecto. Los detalles de la inspección se presentan en Anexo A-2.



Foto 203 Boca de acceso a la tubería de aducción de Acaray II

4.16.11.4. Concreto de protección de las Tuberías de Aducción de Acaray I y Acaray II

El hormigón de protección de la conexión de la toma con las tuberías no se encuentra en condiciones aceptables. Presenta agrietamiento y desprendimiento de pedazos de concreto. La junta de expansión está llena de material orgánico (plantas). Estas plantas deben ser removidas a fin de minimizar el deterioro de la estructura. Se deberán efectuar cálculos de capacidad de carga de estos concretos a fin de evaluar su futura reparación. Además, hay filtraciones en el empalme de tubería #1 con el cuerpo de la presa. Se debe inyectar esta zona, aunque las filtraciones no son significativas.



Foto 204 Apertura de la junta de construcción en tubería forzada #2 de casi 40mm desde aguas abajo



Foto 205 Apertura de la junta de construcción en tubería forzada #2 desde aguas arriba



Foto 206 Filtraciones arriba de la tubería forzada #1 con el empalme con la presa, con evidencias de intentos de reparaciones anteriores



Foto 207 Agrietamiento y presencia de plantas en las juntas de expansión en el hormigón de protección de la tubería de aducción

4.16.11.5. Chimeneas de Equilibrio de las Tuberías de Aducción de Acaray I y Acaray II

Las chimeneas de equilibrio están en buenas condiciones sin ninguna evidencia de fuga de agua. Las escaleras están en buen estado sin oxidación o deterioro. El revestimiento metálico dentro la chimenea debe ser arenado y repintado cuando la central salga de servicio para un mantenimiento mayor o proceso de rehabilitación.



Foto 208 Interior de la chimenea de equilibrio de Acaray I y panorámica de la de Acaray II

4.16.11.6. Recomendaciones

- Realizar una nueva inspección de la tubería de aducción para comparar su condición en aproximadamente 5 años, la cual debe ser correctamente documentada y archivada para futuras comparaciones.
- Reparar el hormigón de protección de la conexión de la toma con las tuberías

- Limpiar juntas de expansión de material orgánico (plantas) para minimizar el deterioro de la estructura.
- Se deberán efectuar cálculos de capacidad de carga de estos concretos a fin de evaluar su futura reparación.
- Además, hay filtraciones en el empalme de tubería #1 con el cuerpo de la presa. Se debe inyectar esta zona, aunque las filtraciones no son significativas.
- Revestimiento metálico dentro de las chimeneas debe ser arenado y repintado cuando la central salga de servicio para un mantenimiento mayor o proceso de rehabilitación.

4.16.12. Edificios Auxiliares de las Centrales de Acaray I y Acaray II

Los edificios auxiliares se observan en general en buenas condiciones. Sin embargo, se requiere una rehabilitación para renovarlos y actualizarlos, incluyendo reemplazo de ventanas, sistemas de ventilación y sistema eléctrico, pintura, coberturas de piso, etc.

En su mayoría, los techos necesitan un muy buen mantenimiento o incluso un cambio que garantice la operación normal de la central por los próximos 30 años.



Foto 209 Edificio de control y oficinas con chimenea de Acaray I detrás

Los equipos existentes en el taller mecánico son los instalados originalmente. Sin embargo, su funcionamiento es aceptable y no existe necesidad de reemplazarlos.

Los cimientos de las estructuras de la subestación requieren reparación para evitar deterioro.

En diferentes lugares dentro del complejo, muchas escaleras marineras no presentan jaula de seguridad al exterior (en particular la escalera bajando al foso de desagüe en ambas centrales) o plataformas de descanso. También algunas parecen oxidadas y con necesidad de ser reemplazadas.

Hay deterioro del hormigón en las losas exteriores, las cuales deben ser reparadas. Este deterioro no representa un riesgo estructural, pero sí un riesgo de seguridad industrial.



Foto 210 Deterioro la superficie del hormigón entre la casa de máquinas y el muro de contención

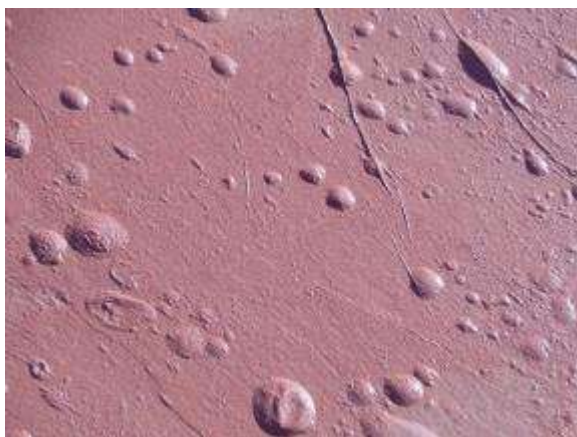


Foto 211 Deterioro del techo de la biblioteca y sala de entrenamiento



Foto 212 Deterioro del techo de la sala de operaciones y gerencia de la central



Foto 213 Deterioro de la mampostería en el edificio de mantenimiento de electrónicos

4.16.12.1. Recomendaciones

- Rehabilitación para renovarlos y actualizarlos, incluyendo reemplazo de ventanas, sistemas de ventilación y sistema eléctrico, pintura, coberturas de piso, etc.
- Cambio de techos o buen mantenimiento para garantizar su estanquidad.
- Cimientos de las estructuras de la subestación requieren reparación para evitar deterioro.
- Instalar en las escaleras marineras jaulas de seguridad al exterior y plataformas de descanso donde falten. Algunas de las escaleras parecen oxidadas y con necesidad de ser reemplazadas.
- Deterioro del hormigón en las losas exteriores, las cuales deben ser reparadas para evitar peligro de tropiezo.
- Reparar deterioro de la mampostería en el edificio de mantenimiento de electrónicos.
- Adecuar área de estacionamiento vehicular

4.17. Sistemas Auxiliares Mecánicos de Yguazú

4.17.1. Energía de Emergencia

El generador diésel que suministra energía de emergencia para la operación de las compuertas y bombas está ubicado en una caseta cerca del edificio de los operadores. Tiene un tanque de combustible adecuado para no más de un día de operación sin retención contra derrames. Los postes que sostienen la línea de distribución que conecta el diésel generador a la represa están en condiciones precarias con cables de ambos energía y control inadecuadamente soportados y con flechas grandes.



Foto 214 Generador Diésel de Emergencia de Yguazú

4.17.1.1. Recomendaciones

- Rehabilitar o reemplazar los postes, conductores y aisladores cerámicos que sostienen la línea de distribución y cables de control desde el generador hasta la presa.
- Instalar una pileta de retención de derrames alrededor del diésel generador y su tanque de combustible
- Aumentar la capacidad del tanque para que el generador diésel pueda funcionar más horas, en caso que el acceso quede cortado.

4.17.2. Sistema de Drenaje

El sistema de drenaje de la presa de Yguazú consiste en canaletas formadas en el piso de las galerías lado aguas arriba que drenan hacia la parte más profunda donde hay un sumidero con dos bombas sumergibles con sus válvulas de aislación y controles de nivel de agua que arrancan y paran las bombas. El agua es bombeada a través de cañerías y descargada aguas abajo en el estribo derecho de la presa.

Durante la visita a la represa de Yguazú se observó que el sistema de drenaje opera en forma normal. Los sistemas de medición de nivel de agua son locales y obsoletos. El sistema de válvulas es original y no se pudo corroborar su integridad interna.



Foto 215 Sistema de bombas de drenaje en la presa Yguazú

4.17.2.1. Recomendaciones:

- Modernizar los sistemas de medición de niveles de agua (instrumentación)
- Renovar las bombas, válvulas de drenaje y cañería en los próximos 5 años.

4.18. Componentes Hidromecánicas de Yguazú

4.18.1. Compuertas de Vertedero de Yguazú

La Inspección de las compuertas de vertedero radiales de Yguazú consistió en la inspección visual de las compuertas incluyendo el sistema hidráulico, cables de acero, cojinetes, sistema de mando, dispositivos de desplazamiento, indicadores de posición y dispositivos de lubricación.

Los cables de izaje de las compuertas radiales fueron reemplazados y un mantenimiento de las compuertas fue realizado en 2012/2013, y están en buen estado.



Foto 216 Sistema de izaje de las compuertas radiales

Los cables de acero y su tensión son uniforme alrededor de la chapa de acero y no presentan fisuras o roturas evidentes. El cuerpo y brazos de las compuertas (vigas, chapa de acero) muestran poca corrosión superficial. El sistema hidráulico y de engranaje que acciona el movimiento de los brazos radiales no muestra signos de desgaste. Las gomas o sellos situados en el fondo y en las partes laterales de las compuertas proveen un sello uniforme entre las compuertas y el hormigón adyacente. La lubricación de los cojinetes, engranajes, y pernos parece ser adecuada. No se encontró la falta de lubricación en ninguno de los componentes. Los puntos de inyección de grasas para los cojinetes, pernos y engranes muestran un buen estado, aunque se podrían reubicar y mejorar el acceso a los mismo.

Los dispositivos de izaje que incluye los cabrestantes, motor, engranaje, eje, acoples, tambores y cables de izaje se muestran en buen estado.

El sistema eléctrico de mando de las compuertas de vertedero es obsoleto y no existen repuestos en existencia. La actuación de las compuertas es de operación manual lo cual requiere de intervención del operador para operar el sistema de mando de cada compuerta. No existe un sistema automático que haga posible la operación de las compuertas desde el centro de control de la planta.

Los indicadores de posición de las compuertas no funcionan y en algunos casos están ausentes y por lo tanto no indican el grado de apertura de las mismas. Los dispositivos de indicación de apertura no están conectados al centro de control de la planta.



Foto 217 Controles de los gúinches de operación de las compuertas radiales



Foto 218 Sistema de Indicación de apertura deshabilitado

En el puente sobre el vertedero margen izquierdo, estaban acopiados las ataguías de mantenimiento. La presa no tiene una grúa pórtico para maniobrar estos componentes, dificultando así el mantenimiento de las compuertas radiales y el sistema de izaje.



Foto 219 Secciones de las ataguías de mantenimiento, almacenadas sobre el puente de acceso

4.18.1.1. Recomendaciones

- Reubicar y mejorar el acceso a los puntos de inyección de grasas para los cojinetes, pernos y engranes
- Actualizar y automatizar el sistema eléctrico de mando de las compuertas de vertedero que se puede operar en forma remota.
- Reemplazar los indicadores de posición de las compuertas y conectarlos a la sala de control que se puede monitorearlos en forma remota.

4.18.2. Compuertas de Fondo

Dentro del cuerpo de la presa hay varias galerías interconectadas accesibles por una escalera en el margen izquierdo. Las galerías dan acceso al recinto con las compuertas planas de fondo con accionamiento hidráulico. Estas compuertas fueron utilizadas para desviar el río durante la construcción de la presa y no se han abiertos desde la construcción por el temor de no poder cerrarlas y el sistema eléctrico e hidráulico se encuentran deshabilitados.



Foto 220 Cilindro hidráulico para accionar una de las compuertas planas de fondo



Foto 221 Grúa de maniobra de las compuertas y ataguías de la salida de fondo, sin cable

No se conoce la acumulación de sedimento en frente de estas compuertas aguas arriba.

Antes de considerar la rehabilitación y posible uso de las compuertas planas de fondo, se debe evaluar la capacidad de los vertederos libres, en la cresta de la presa para asegurar que puedan pasar la crecida máxima

probable sin dificultades, con y sin las compuertas de descarga. Si pueden, probablemente conviene no rehabilitar las compuertas de fondo dado los riesgos de su operación.

La grúa para maniobrar las ataguías de la salida de fondo y/o los componentes de las compuertas planas de fondo y sus servomotores hidráulicos está fuera de servicio, sin cables y la parte eléctrica funcionando. Los componentes de las ataguías se encuentran almacenados al lado de la grúa. Si se considere su uso, se deben rehabilitar todos los sellos.

Para recuperar el uso de estas compuertas planas se debe considerar los siguientes pasos:

1. Revisar la capacidad y aptitud de los vertederos para pasar la crecida máxima probable. Si los vertederos son capaces de pasar la crecida sin problema, se debe cuestionar los beneficios de rehabilitar las descargas de fondo, dado los riesgos de la posibilidad que no se pueda cerrarlas después de operarlas, y así vaciar el embalse.
2. Revisar el diseño de las compuertas planas para ver si fuesen diseñado a operar con la columna de agua con el embalse lleno. No se sabe si existe la memoria de cálculo. Si es necesario, se debe preparar un diseño para modificar las compuertas planas para que se pueda operarlas con plena carga. Revisar el diseño de las compuertas stoplogs y preparar un diseño para incorporar ruedas para que las compuertas stoplogs se puedan bajar y cerrar con flujo en caso necesario. Esto permita la cierre de la descarga de fondo en caso de una falla de la cierre de las compuertas planas.
3. Inspeccionar utilizando un sumergible subacuático equipado con sonar y cámaras para determinar la cantidad acumulada de sedimento aguas arriba de las compuertas planas, y revisar la condición de la cara de las compuertas planas y las guías de las compuertas stoplogs. También se puede usar buceadores, pero la ventaja del uso de sonar se puede hacer un mapeo con mucha precisión del lecho del embalse.
4. Dragado del sedimento si presente aguas arriba de las compuertas y limpieza de las guías de las compuertas stoplogs. Se debe dragar el canal de aproximación para evitar el lavado de sedimento hacia las compuertas si estén rehabilitado y el posible bloqueo de la cierre de las compuertas radiales.
5. Rehabilitación de la grúa para maniobra las compuertas planas y compuertas stoplogs.
6. Rehabilitación de las unidades hidráulicas y actuadores, y el sistema de alimentación eléctrica. Es posible que se debe instalar unos arrostramientos temporales para evita que la compuerta se mueva al quitar los cilindros hidráulicos.
7. Rehabilitación y modificación si necesario de las compuertas stoplogs y su colocación
8. Desagüe de la sección entre las compuertas planas y las compuertas stoplogs.
9. Accionamiento de las compuertas planas y modificaciones/rehabilitación de las compuertas planas incluyendo el reemplazo de los sellos y pintura.
10. Cierre de las compuertas planas, rellenando el espacio aguas arriba de nuevo con agua y revisión para asegurar que no hay pérdidas.
11. Apertura parcial de las compuertas stoplogs para poner plena carga contra las compuertas planas
12. Revisión de las operaciones de las compuertas planas con plena carga.
13. Remover las compuertas stoplogs
14. En el futuro, con frecuencia mínima de una vez al año, instalen las compuertas stoplogs y operar las compuertas planas en seco, y después remover las compuertas stoplogs y operar en forma cíclica las compuertas planas.

Es importante destacar que los riesgos que se tomarían al operar las compuertas de desagüe profundo son mucho mayores que los beneficios. Hoy por hoy, las compuertas no cuentan con los mecanismos o un diseño adecuado que garanticen un sellado apropiado, por lo que pone en riesgo la integridad de la presa. El hecho que no ha operado las compuertas por casi 50 años indica que había preocupaciones de su operación adecuada.

4.18.2.1. Recomendaciones

- Realizar batimetría aguas arriba de las tomas de las compuertas de fondo para determinar la acumulación de sedimentos
- Evaluar la capacidad de los vertederos en la cresta de la presa para asegurar que pueden pasar la crecida máxima posible sin dificultades
- Decidir si conviene rehabilitar las compuertas radiales, antes de seguir con los pasos indicados anteriormente.

4.19. Obras Civiles y Estructuras de Yguazú

4.19.1. Presa de Yguazú

La presa de Yguazú fue construida en 1976, consiste de una sección central de hormigón en el centro con terraplenes de roca con núcleo de arcilla de 1.4 km de longitud en el estribo izquierdo y 2.0 km de longitud en el estribo derecho. La sección central de hormigón está compuesta por un vertedero libre en el margen derecho, dos vertederos en la sección central controlados por compuertas radiales, un vertedero libre cruzado por un puente que conecta los vertederos con el terraplén del estribo izquierdo y una sección con dos descargas de fondo de sección cuadrada de 4.00 x 4.00 m, la cual está ubicada adyacente al terraplén del estribo izquierdo.

Los terraplenes se encuentran en aceptable condición, no se aprecian deformaciones de los taludes ni hundimientos de la cresta. Sin embargo, se evidencia gran cantidad de arbustos y/o árboles que deberán ser removidos.

De acuerdo con el personal de ANDE, en el 2013 se realizó una adecuación del equipo de instrumentación de la presa que consistió en la instalación de 16 piezómetros tipo Casagrande en los terraplenes y 8 mojones de asentamientos en la presa de enrocado; 5 medidores tri-ortogonales en la galería de las estructuras de hormigón, y 2 mojones de asentamiento en la cresta de la presa de hormigón; adicionalmente se realizó un mantenimiento a los huecos de drenaje existentes dentro de la galería.

En general el hormigón se encuentra en buenas condiciones, algunos elementos prefabricados de las losas del puente están con los bordes partidos. En los vertederos libres se observaron algunas cavidades en el concreto con presencia de arbustos.



Foto 222 Presa de Terraplén Estribo Izquierdo – Arbustos y maleza a ser removidos



Foto 223 Presa de Terraplén Estribo Izquierdo – Detalles de la Instrumentación



Foto 224 Vertedero libre estribo derecho – Algunos defectos del concreto



Foto 225 Vertedero libre estribo izquierdo



Foto 226 Vertedero de compuertas radiales – Condición del hormigón en buen estado



Foto 227 Vertedero de compuertas radiales – Condición del hormigón en la losa del puente



Foto 228 Galería de Inspección y Drenaje – Medidor tri-ortogonal



Foto 229 Vertedero de pared delgada y hueco de drenaje en buena condición



Foto 230 Equipo de Izaje de la Compuertas de la Descarga de Fondo



Foto 231 Sistema de Bombeo de la Galería de Inspección y Drenaje



Foto 232 Vertedero de Pared Delgada para medir filtraciones a través de la presa de enrocado



Foto 233 Canal de salida de la descarga de fondo

4.19.1.1. Recomendaciones

- Remover árboles y arbustos creciendo los taludes de los diques de terrapén
- Reparar hormigón dañado o erosionado donde sea necesario
- Mantener un base de datos electrónico para registrar todos las mediciones de auscultación (piezómetros, topográficos, medición de filtraciones, etc.) para su análisis de tendencias.

4.20. Operación y Mantenimiento

4.20.1. General

Los términos de referencia no requieren explícitamente un análisis de las prácticas de operación y mantenimiento (O & M) en la central hidroeléctrica Acaray. Sin embargo, MHI/Hatch considera que la optimización de las prácticas de operación y mantenimiento puede conducir a una mayor disponibilidad y

confiabilidad de los equipos de la central. Un aumento de la disponibilidad y confiabilidad de la central puede ser un medio de bajo costo para mejorar la producción anual de energía. Las prácticas de operación y mantenimiento optimizadas también pueden extender la vida útil de los equipos existentes de la central posponiendo así las inversiones de rehabilitación o reemplazo. El especialista de operación y mantenimiento de MHI/Hatch realizó una evaluación general del estado actual de las prácticas de operación y mantenimiento de las casas de máquinas de Acaray. Este informe también incluye una serie de recomendaciones y oportunidades en este aspecto.

Los profesionales de ANDE que estuvieron involucrados en la evaluación de las operaciones y mantenimiento fueron muy serviciales y tenían un verdadero interés en el intercambio de información. Ellos están motivados para explorar las oportunidades de mejora con el objetivo de mejorar el rendimiento general de la central. Muchos de los profesionales realizaron preguntas relacionadas con las mejores prácticas de la industria y se mostraron interesados en discutir sus niveles de rendimiento.

Los procesos de la central están en gran medida dentro de los niveles básicos y el rendimiento de la central está articulado en el conocimiento del personal experto. Muchos de los procesos y procedimientos, no están documentados, o más bien, están mal documentados, lo que pone a la central en cierto riesgo cuando el personal experto se jubile.

La organización de los grupos de trabajo es típica, pero los niveles de dotación de personal en el área de asistencia técnica deberían ser revisados.

La herramienta de software actual utilizada para la gestión del trabajo en la central es muy limitado y no permite ningún análisis del trabajo o tendencias.

Las prácticas de mantenimiento no aprovechan las tecnologías de mantenimiento predictivo lo que finalmente puede conducir a un aumento en el trabajo correctivo a expensas del trabajo programado, y la disponibilidad y confiabilidad a menudo empeoran.

Aparentemente hay poco o ningún control de inventario de materiales, o integración formal en el trabajo de mantenimiento que también pone a la central en un cierto riesgo de extender los cortes correctivos o programados cuando los materiales y las piezas no están disponibles.

El proceso de adquisiciones y contrataciones es muy restringido y dilatado en el tiempo. Lo que ha resultado en una extensión de los tiempos de indisponibilidad de los equipos y la pérdida de ingresos por falta de producción.

4.20.2. Rendimiento de la Central

La disponibilidad de indicadores clave de rendimiento (KPI) típicos fue limitada, tales como los informes anuales que resumen el factor de disponibilidad (Availability Factor o AF), las tasas de paro forzado (Forced Outage Rate o FOR), factor de utilización (Utilization Factor o UF), etc. Esto ocurrió en gran parte debido a la naturaleza informal del sistema de archivos de la central. Aparentemente no hay un depósito central de información de reportes de la central hidroeléctrica, y aunque el personal fue muy servicial, fue difícil localizar la información de rendimiento histórico.

No hubo evidencia de que se almacenó una cantidad significativa de datos de la central. Algunos de los datos fueron automatizados a través de algunos sistemas de la central tal como el SCADA, pero esto se limita a Acaray II, donde se han realizado mayor número de proyectos de modernización y actualización tecnológica. Gran parte de los datos son registrados por los operadores y esto suele ser manuscrito, luego en algunos casos, transferido a planilla electrónica.

En el corto tiempo utilizado para la evaluación, se cree que la disponibilidad de la estación es razonablemente buena (en un rango de 90 a 95%) para una central de carga base. Las interrupciones planificadas representan aproximadamente el 4% de la falta de disponibilidad de equipos. Los detalles de paradas forzadas fueron difíciles de encontrar y estaban en varios archivos, a pesar de que había evidencia de que Acaray II era menos confiable que Acaray I. La unidad 4 (Acaray II), fue forzada a salir de servicio durante nuestra visita debido a una grieta en el álabe del rodete de la turbina.

Los datos de rendimiento de salud y seguridad integral son obsoletos, y el consultor no pudo encontrar informes típicos de indicadores de seguridad que incluyeran frecuencia de accidentes, gravedad de accidente, tiempo perdido debido a lesiones, accidentes de grupo de trabajo, etc.

4.20.2.1. Recomendaciones

Se recomienda que Acaray organice y colecte los datos operativos para generar una planilla electrónica de indicadores de rendimiento clave. Esta planilla se debe realizar utilizando los datos mensuales y el acumulado del año hasta el periodo en evaluación. Adicionalmente se deben fijar los objetivos acordados y metas para cada Indicador Clave de Rendimiento (KPI en inglés) y revisar de manera rutinaria (mensual o trimestral) su desempeño con relación a las metas u objetivos. Esta información debe ser compartida con el personal a fin de motivar y hacer énfasis en la importancia de su labor en el cumplimiento de los objetivos de la Central.

A continuación, se presentan ejemplos de una planilla electrónica de KPI de generación y de seguridad y salud industrial para Acaray.

Figura 20 Ejemplo de Tabla de Indicadores Claves

| Medida KPI (Indicador Clave de Rendimiento) | Definición | Año hasta la fecha | Año hasta la fecha | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
|--|---|--------------------|--------------------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| Factor de Disponibilidad (%) | Número Total de Disponibilidad Horas para todos Generadores / Número Total de Horas hasta la Fecha X Numero de Generadores (%) | 0.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Factor de Indisponibilidad de la Planta | Número Total de Indisponibilidad Horas para todos Generadores / Número Total de Horas en el periodo x Numero de Generadores (%) | 0.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Factor de Utilización | Generación Actual en MWhr/Generacion Total Disponibilidad en MWhr (%) | 0.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Factor de Indisponibilidad G1 | Número Total Indisponibilidad Horas Para Generador 1 / Número Total de Horas en el periodo (%) | 0.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Factor de Indisponibilidad G2 | Número Total Indisponibilidad Horas Para Generador 2 / Número Total de Horas en el periodo (%) | 0.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Factor de Indisponibilidad G3 | Número Total Indisponibilidad Horas Para Generador 3/ Número Total de Horas en el periodo (%) | 0.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Factor de Indisponibilidad G4 | Número Total Indisponibilidad Horas Para Generador 4 / Número Total de Horas en el periodo (%) | 0.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Taza de Parada Forzada de la Planta (FOR) | Total Horas Parada Forzada / Total Horas en Periodo de Información * Número de unidades (%) | 0.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Generador G1 Taza de Parada Forzada | Total Horas Parada Forzada en Generador 1 / (Total Horas Parada Forzada en Generador 1 + Total Horas Servicio en Generador 1) x 100 (%) | 0.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Generador G2 Taza de Parada Forzada | Total Horas Parada Forzada en Generador 2 / (Total Horas Parada Forzada en Generador 2 + Total Horas Servicio en Generador 2) x 100 (%) | 0.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Generador G3 Taza de Parada Forzada | Total Horas Parada Forzada en Generador 3 / (Total Horas Parada Forzada en Generador 3 + Total Horas Servicio en Generador 3) x 100 (%) | 0.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Generador G4 Taza de Parada Forzada | Total Horas Parada Forzada en Generador 4 / (Total Horas Parada Forzada en Generador 4 + Total Horas Servicio en Generador 4) x 100 (%) | 0.00 | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Números Totales de Paradas Forzadas de la Planta | Número Total de Paradas Forzadas (suma de Generadores 1 a 4) | | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Número de Paradas Forzadas en Generador 1 | Número de Paradas Forzadas en Generador 1 | | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Número de Paradas Forzadas en Generador 2 | Número de Paradas Forzadas en Generador 2 | | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Número de Paradas Forzadas en Generador 3 | Número de Paradas Forzadas en Generador 3 | | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Número de Paradas Forzadas en Generador 4 | Número de Paradas Forzadas en Generador 4 | | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Número de Paradas Forzadas en Total Planta | Número de Paradas Forzadas en Total Planta | | 0.00 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Duración Total de Paradas Forzadas en la Planta | Duración Total de Paradas forzadas en Horas para todos los Generadores | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Paradas Totales | Números Totales de Paradas | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Paradas Totales | Duración Total de las Paradas | | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Paradas Planificadas | Número de Paradas Planificadas | 0.00% | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Paradas Planificadas | Duración de Paradas Planificadas | 0.00% | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Paradas Mantenimiento Correctivo | Número de Paradas de Mantenimiento | 0.00% | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Paradas Mantenimiento Correctivo | Duración de Paradas de Mantenimiento | 0.00% | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Paradas Forzadas | Número de Paradas Forzadas | 0.00% | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Paradas Forzadas | Duración de Paradas Forzadas | 0.00% | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |

Figura 21 Ejemplo de Tabla de Tasas de Accidentes

| Medida KPI (Indicador Clave de Rendimiento) | Definición | Promedio de referencia | Valor hasta la fecha en el año de Acaray | | | | | | | | | | | | |
|---|---|------------------------|--|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|------|
| | | | | Ene | Feb | Mar | Abr | May | Jun | Jul | Ago | Sep | Oct | Nov | Dic |
| Taza de Frecuencia de Accidente | Número de Accidentes por 200,000 Horas-Hombre de Trabajo | 0.73 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Taza de Gravedad de Accidente | Número de Días-Hombre Perdido (debido a un accidente) por 200,000 Horas-Hombre de Trabajo | 17.66 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 | 0.00 |
| Número total de Accidentes | Número Total de Accidentes | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Accidente sin pérdida de tiempo | Número Total de accidentes sin pérdida de tiempo | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Duración de Accidente Pequeño | Número Total de accidentes con 1-3 días perdidos | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Duración de Accidente Mediano | Número Total de accidentes con 4-30 días perdidos | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Duración de Accidente Largo | Número de accidentes con más 30 días perdidos | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Total de Días Perdidos | Número Total de días perdidos | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Número de Muertes | Número de Muertes | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Seccion Mantenimiento Mecanico - accidentes | Número de Accidentes | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Seccion Mantenimiento Electrico - accidentes | Número de Accidentes | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Seccion Mantenimiento Electronico - accidentes | Número de Accidentes | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |
| Seccion mantenimiento Programacion y Operaciones - accidentes | Número de Accidentes | | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 | 0 |

4.20.3. Dotación de Personal

4.20.3.1. Estructura Organizacional

El personal de mantenimiento de Acaray trabaja en horario de oficina de lunes a viernes, mientras que los operadores trabajan en turnos rotativos 24 horas al día durante toda la semana. Hay personal de guardia, esto consiste en 1 supervisor, 2 mecánicos, 2 electricistas y 2 electrónicos

Figura 22 Organigrama Departamental Central Acaray

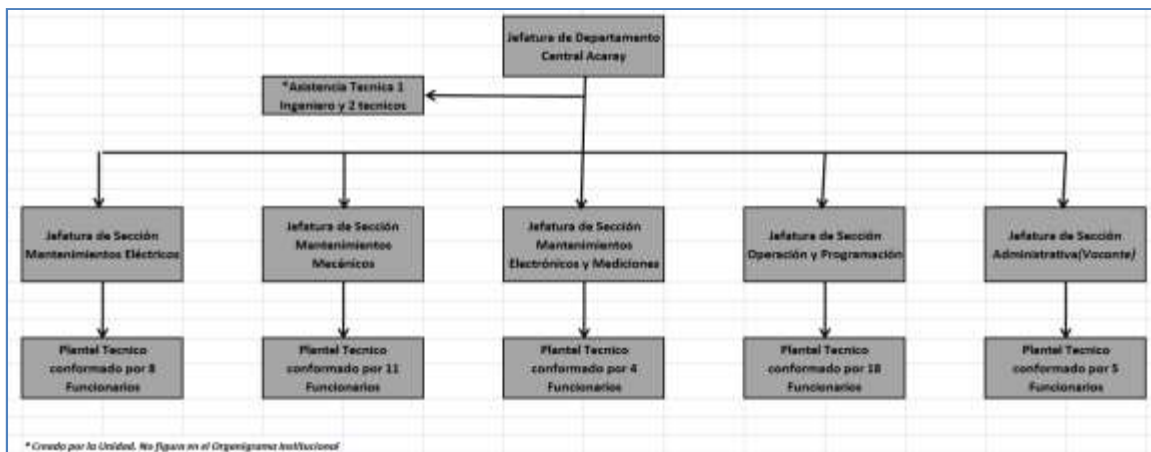
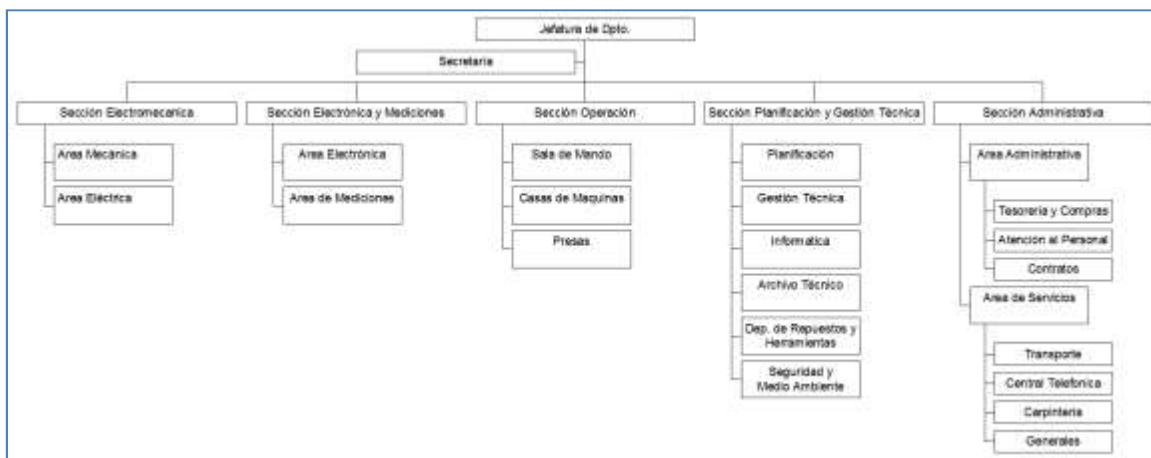


Figura 23 Organigrama Funcional de la Central Acaray



La totalidad actual de personal en la central hidroeléctrica de Acaray es de cincuenta y seis (56) y se divide de la siguiente manera:

Tabla 24 Números de personal en Acaray

| Sección | Número de Empleados | |
|----------------------------------|---------------------|------------|
| | Permanente | Contratado |
| DIRECTIVO y de SUPERVISION | 5 | 0 |
| SECCION MTO ELECTRICO | 6 | 2 |
| SECCION MTO MECANICO | 9 | 2 |
| SECCION MTO ELECTRONICO | 3 | 1 |
| ADMINISTRATIVA | 5 | 0 |
| SECCION PROGRAMACION Y OPERACIÓN | 17 | 1 |
| ASISTENCIA TECNICA | 5 | 0 |
| TOTAL | 50 | 6 |

4.20.3.2. Recomendaciones

Mientras que la cantidad total de personal podría ser apropiada para una central de esta antigüedad y tamaño, hay algunas áreas de preocupación.

- Parece que los operadores pueden estar subutilizados. Los técnicos realizan inspecciones de rutina básica y mantenimiento ligero que normalmente se lleva a cabo por el personal de operación en la mayoría de las otras centrales de generación. Por ejemplo, las inspecciones visuales de rutina de los filtros, compresores e incluso algunas lecturas son asignadas a los técnicos. Este trabajo encaja dentro de las capacidades de la sección de operación y ahorra un tiempo valioso, permitiendo a los técnicos que realicen más trabajo técnico adecuado a su formación.
- La función de planificación de mantenimiento es muy escasa en la sección de asistencia técnica. La planificación de mantenimiento en Acaray utiliza un sistema muy básico y la ejecución requiere una cantidad significativa de trabajo. Sólo hay dos miembros del personal asignados para implementar el plan de mantenimiento anual que consiste en la emisión de órdenes de trabajo diarias (OTs) para todos los miembros del equipo técnico. Una sección típica de planificación de centrales de generación no sólo es responsable de la gestión de órdenes de trabajo de mantenimiento, sino también de la gestión de los documentos relacionados con las actividades de mantenimiento, tales como planos, manuales, datos de operación y mantenimiento, análisis de las causas principales de paradas forzadas, y en muchos casos generando informes de mantenimiento.
- El equipo de supervisión es escaso y hay poco incentivo para ascender a un puesto de supervisión. En el momento de la evaluación, el puesto de supervisor de administración estaba vacante y esas responsabilidades estaban siendo manejadas por el gerente de la central. La supervisión de sección eléctrica se estaba cubriendo temporalmente por un técnico que deseaba regresar a su

puesto anterior. El puesto de supervisor de la sección mecánica estaba siendo cubierto por un ingeniero eléctrico.

- Actualmente no hay personal dedicado a la salud ocupacional y seguridad industrial. La central tenía un personal responsable de la salud y la seguridad, pero desde que se jubiló el puesto ha quedado vacante. Sin ningún personal dedicado a la eficiencia de este aspecto, la seguridad del personal está en riesgo. No existe ningún personal impartiendo capacitación en seguridad, investigando accidentes, preparando informes sobre el rendimiento de seguridad, etc.

4.20.3.3. Descripciones de los Trabajos Básicas

En general, las descripciones de trabajo, incluyendo las aptitudes, experiencia y responsabilidades no están bien detalladas. Las descripciones de trabajo de la central Acaray parecen ser lo que se ha utilizado ampliamente por la ANDE para el personal característico de transmisión y de distribución.

4.20.3.4. Técnicos

Los técnicos en la central de Acaray parecen ser técnicamente sólidos en general y el equipo de la central se mantiene razonablemente bien dentro de las restricciones de presupuestos de mantenimiento e inversiones.

Hay tres niveles de técnicos en Acaray, junior, plenamente capacitados (pleno), y senior. El técnico de nivel básico requiere la culminación de la escuela secundaria y el grado en el programa de tecnología ya sea eléctrico o mecánico.

La promoción a puestos técnicos plenamente capacitados depende de la adquisición del conocimiento técnico adicional a través de cursos internos, así como de la experiencia necesaria en Acaray. Un técnico plenamente capacitado requiere cuatro años como técnico junior para ser promovido y un técnico senior requiere cuatro años como técnico plenamente capacitado para la promoción.

4.20.3.5. Operadores

El plantel total de operadores es de veinte. Hay cuatro operadores en cada turno de ocho horas y un total de cinco turnos para cubrir un horario 24 horas diarias 7 días a la semana.

Los operadores de la sala de control y con los que nos hemos relacionado durante la visita de evaluación mostraron ser competentes y con experiencia. Estos operadores son responsables de las actividades de la sala de control y del patio de la subestación, pero normalmente no entran en las casas de máquinas.

Los operadores de cada casa de máquinas, eran de menor rango (junior) y por lo general con un nivel educativo inferior. Las tareas fueron bastante limitadas y restringidas en sus respectivas casas de máquinas.

El requisito educativo para los operadores es de educación escolar básica con un poco de entrenamiento especializado en electricidad básica, hidromecánica básica y seguridad industrial.

Los operadores de la sala de control requieren una formación adicional en Windows (Word y Excel), conceptos básicos de PLC, así como cursos internos en operación de la sala de control. Hay también un requerimiento de cuatro años de experiencia en Acaray.

4.20.3.6. Recomendaciones

Las descripciones de trabajo para el personal técnico y de operación deben ser más específicas para la central Acaray e incluir más detalles.

Acaray debe considerar el desarrollo de un documento de funciones y responsabilidades para utilizar como guía para la orientación del personal y que justifiquen los niveles de salario.

4.20.4. Capacitación y Desarrollo

4.20.4.1. Técnicos

La capacitación de técnicos en Acaray parece ser una mezcla exterior e interior, diseñada para técnicos de transmisión y distribución. El centro de formación específica de técnicos de Acaray en gran parte no está estructurado y es realizado por el personal senior. Este proceso no está bien documentado.

Acaray dependen en gran medida del conocimiento de los técnicos senior para llevar a cabo la mayoría de las tareas no rutinarias. Este es un riesgo grave cuando el personal senior se retira y no exista una transferencia de conocimientos.

Típicamente, esta capacitación está enfocado a las disciplinas eléctricas y mecánicas. La capacitación debe cubrir en varios módulos los siguientes temas, e incluir clases teóricos, prácticas, y ejercicios. Anote que esta lista es parcial y puede incorporar otros temas según las necesidades y nivel de capacitación de los alumnos:

- Eléctrico
 - Alumbrado de paneles
 - Amperímetro tipo pinza
 - Análisis de baterías
 - Básicos de aparejo
 - Básicos de termografía
 - Brocas y machas
 - Cableado
 - Calibración de temperaturas
 - Chequeo antes de operar un camión de canasta
 - Conexiones de cables
 - Ensayando relés de gas
 - Equipos personales de protección
 - Escaleras
 - Esquemáticos
 - Fabricando empacadoras
 - Fabricando empacadoras
 - Fundamentos de interface humano - maquina
 - Guantes y mangas de goma
 - Herramientas de corte
 - Herramientas de engaste

- Herramientas de mano
- Herramientas eléctricas - sierras
- Herramientas - esmeriles
- Herramientas - punzón
- Herramientas de medición
- Instalaciones temporales de puesta a tierra
- Introducción a reguladores
- Introducción a camiones de canasta
- Introducción a maniobras
- Lectura de medidores
- Límites con operación de grúa
- Lista de cables y terminaciones
- Maniobras - ordenes de operaciones
- Maniobras - simulación
- Materiales de construcción eléctrica
- Medidor de capacitancia
- Métodos de cableado
- Micro-ohmímetro
- Numeración de instrumentos
- Planificación de trabajo - riesgos y barricadas
- Planificación de obras
- Planificación de trabajo - emergencias
- Planos de distribución
- Posicionamiento de camiones de canasta
- Prácticas de aparejo
- Probador
- Probado de tierra
- Probador de aislamiento
- Probador de falla a tierra de baterías
- Puente de capacitores
- Puesta a tierra
- Símbolos y abreviaciones
- Sistemas de numeración
- Sistemas hidráulicos de camiones de canasta
- Soldadura
- Solución de problemas
- Solventes de limpieza
- Taladros eléctricos
- Terminología eléctrica
- Vehículos
- Voltímetro de CA

- Mecánicos
 - Análisis de vibración
 - Acoples y alineación
 - Afilando brocas y herramientas
 - Agua de generación - sistemas y componentes
 - Aparejo
 - Bombas
 - Brocas y mechas
 - Carburación
 - Cavitación
 - Cojinetes y rodamientos
 - Componentes de una sala de control
 - Componentes de turbinas
 - Componentes de un sistema eléctrica
 - Componentes de una subestación de transformadores
 - Componentes de una central hidroeléctrica
 - Controles neumáticos
 - Control de agua
 - Corrientes alternas
 - Diagramas de operación
 - El motor diésel
 - Energía y potencia eléctrica
 - Fabricado empacadoras
 - Fabricación de herramientas
 - Filtro prensado de aceite de insolación
 - Grúas
 - Herramientas de mano
 - Herramientas de medición
 - Inspección y mantenimiento de turbinas
 - Lectura de planos
 - Magnetismo
 - Manejo de escombros y desechos
 - Mantenimiento de carburadores
 - Máquinas de fresa
 - Métodos seguros son los mejores
 - Mezcla de combustible
 - Motores de 2 ciclos
 - Motores de 4 ciclos
 - Presa, bocatomas y tuberías forzadas
 - Procedimientos de maniobras y precauciones
 - Rehabilitación de compresores
 - Reparación de turbinas

- Sistema de combustible
- Sistema de ignición
- Sistemas de gobernación
- Sistemas de ventilación
- Sistemas hidráulicas
- Soldadura
- Taladro de pie, velocidades, lubricación
- Técnicas de pruebas no destructivas
- Tornos
- Turbinas hidráulicas
- Válvulas
- Válvulas de alivio de presión

4.20.4.2. Operadores

No parece existir un programa de capacitación para los operadores y, como es el caso con los técnicos, la capacitación se lleva a cabo principalmente por la tutoría de operadores senior.

Típicamente esta capacitación se debe cubrir en varios módulos con los siguientes temas. La capacitación incluye clases teóricas, prácticas, y ejercicios:

- Introducción
 - Obligaciones del operador
 - Limpieza y Orden
 - Lectura de medidores
 - Interpretación de lecturas de instrumentos
 - EPP, conmutación, permisos y etiquetas de aislamiento
 - Manejo de alarmas
 - Guantes de goma aislante
 - Sistemas de protección contra fuego
 - Bombas - operación básica
 - Válvulas
 - Agua sanitaria y aguas residuales
 - Sistemas de control de clima
 - Sistemas de aire comprimido
 - Cargadores de baterías
 - Operación de baterías
 - Componentes del sistema de energía
 - Patios de llaves y subestaciones
 - Líneas de CA líneas
 - Protección temporal de puesta a tierra
 - Interruptores motorizados
 - Disyuntores
 - Fundamentos de transformadores

- Cambiadores de carga
 - Sistemas eléctricos de servicio
 - Enclavamiento
- Generación
 - Introducción a la generación hidráulica
 - Centrales hidroeléctricas
 - Salas de control de centrales hidroeléctricas
 - Presas y diques
 - Vertederos
 - Bocatomas, carcassas espirales y tubos de desfogue
 - Sistemas de desagüe y drenaje
 - Componentes de la turbina
 - Cavitación y diseño de turbinas
 - Cojinetes y Guías en unidades verticales
 - Sistema de freno del generador
 - Estator y rotor de generador
 - Enfriamiento del generador
 - Gobernadores
 - Sistema de aceite del gobernador
 - Fundamentos de gobernadores
 - Transformadores elevadores
 - Componentes de excitación
 - Sistemas de excitación – rotativo y estático
 - Sistemas de excitación – regulación de voltaje
 - Fundamentos de sistemas de excitación
- Avanzado
 - Transformadores de corriente
 - Transformadores de potencia
 - Lectura de planos
 - Símbolos de diagramas de control
 - Circuitos básicos de control
 - Circuitos de control de disyuntores
 - Circuitos de señales y alarmas
 - Cadenas de arranque y parada de generadores
 - Fallas de rotores y estatores de generadores
 - Generadores síncronos
 - Sincronización
 - Operación en paralelo de generadores
 - Fallas en el sistema de energía
 - Fundamentos de sistemas de protección
 - Maniobras – responsabilidades
 - Maniobras – etiquetas de insolación y enclavamiento

- Maniobras – formularios
- Maniobras – procedimientos y precauciones
- Maniobras – permisos de trabajo
- Maniobras – secuencias de maniobras
- Recuperación de emergencia
- Recuperación de la central
- Recuperación del sistema

4.20.4.3. Recomendaciones

- Se debe diseñar e implementar un programa de capacitación enfocado a los técnicos eléctricos y mecánicos y los operadores. Dicho programa debe ser una combinación de aula y experiencia directa, utilizando el valioso conocimiento técnico y operativo de su personal senior y recurso externos tal como colegios técnicos, universidades, etc.
- Se debe mejorar la documentación de sus procesos y procedimientos. Esto serviría como base para el desarrollo de un programa específico de capacitación interna en el campo.

4.20.5. Prácticas de Mantenimiento

El mantenimiento de la central Acaray se basa en el plan de mantenimiento anual que se elabora en los últimos seis meses del año anterior. El desarrollo del plan está coordinado por los planificadores en la oficina de asistencia técnica con el aporte de los jefes de los departamentos de mecánica, eléctrica y electrónica. El plan cubre los trabajos programados en las tres secciones y se divide en las frecuencias apropiadas, diarias, semanales, mensuales, anualmente trimestrales.

Adicionalmente en el plan también está incluido la actividad principal planificada para el próximo año, el trabajo requerido para los grupos de trabajo fuera de la central Acaray (es decir, transmisión o distribución), así como el trabajo no completado en el ciclo de planificación actual.

A partir de la elaboración, el plan es enviado al centro de control central en Asunción para su aprobación. Tras la aprobación, los planificadores en la oficina de asistencia técnica emiten órdenes de trabajo (OT) a los jefes de los tres grupos de trabajo de la central, basado en el cronograma del plan de mantenimiento anual. En la sala de control los operadores emiten autorizaciones de trabajo (AT) para las OT. Casi todas las AT y OT son coordinadas y aprobadas por el centro de control central en Asunción, exceptuando aquellas emitidas bajo situaciones de emergencia.

Los operadores de la central mantienen un libro escrito a mano de OT/AT. Los planificadores y los responsables de las tres secciones se reúnen semanalmente para finalizar el plan de mantenimiento de la semana siguiente. Luego los jefes de las tres secciones, asignan el trabajo al personal de su sección y se encargan de los equipos y materiales necesarios para llevar a cabo la OT. Las OT culminadas son regresadas a los jefes de la sección para su revisión y comentadas por escritos. Luego son enviadas a la oficina de asistencia técnica para entrar en la base de datos.

Si se requiere realizar un trabajo correctivo o no planificado, esto es iniciado por el personal de la sala de control. Si el problema requiere una intervención urgente, el jefe de la sala de control contacta con la sección

de mantenimiento correspondiente por teléfono. El jefe de la sección correspondiente conjuntamente con el operador determina la urgencia del problema y planifican el trabajo en consecuencia. En caso de que la actividad correctiva o no planificada puede esperar, entonces se solicita la aprobación para retirar el equipo y el trabajo se planifica dentro del plan de mantenimiento anual. En el caso contrario, es decir si el trabajo no puede esperar, el equipo se retira inmediatamente de servicio y la ejecución de esta actividad es prioritaria.

La base de datos Access es un repositorio de la información de OT. La base de datos Access no es de fácil búsqueda y no proporciona un análisis de la funcionalidad.

El proceso de planificación de mantenimiento de Acaray es básico, pero con éxito permite la realización del programa anual de mantenimiento planificado. El plan consiste en el trabajo programado no completado del año anterior, nuevos trabajos identificados y un plan de trabajo histórico básico para cada pieza de equipos.

La estación cuenta con personal para llevar a cabo el programa anual de mantenimiento básico, pero a medida que aumenta el trabajo de mantenimiento correctivo y de emergencia esto impactará en la capacidad del personal de la estación para completar su programa de trabajo. Los trabajadores contratados por lo general no se utilizan para el trabajo programado, pero se utilizan para tareas especializadas fuera de las competencias del personal Acaray.

La estación tiene previsto cortes de unidad a los efectos de realizar mantenimientos de tres meses, seis meses y anual. El de tres meses es normalmente un corte de un día, el de seis meses es de dos a siete días y el anual hasta catorce días.

Parece ser que uno de los mayores desafíos para la finalización efectiva del plan de mantenimiento son las constricciones presupuestarias.

El personal de mantenimiento se maneja bien con el presupuesto que tienen, pero a medida que envejece la estación esta falta de inversión estratégica en los presupuestos de CAPEX y OPEX tendrá un impacto en la disponibilidad y fiabilidad de la estación.

Las unidades en Acaray I no han sido desmanteladas por más de 25 años y el personal es reacio a hacerlo alegando que pueden no tener la experiencia que permita reinstalar los componentes y alinear las unidades.

No existe un proceso formal utilizado para el análisis de las causas de interrupciones forzadas o no planificadas. Existe documentación básica de la Actuación de protección, pero no hay un proceso de revisión que se hiciese evidente.

4.20.5.1. Sistema de Gestión de Trabajo

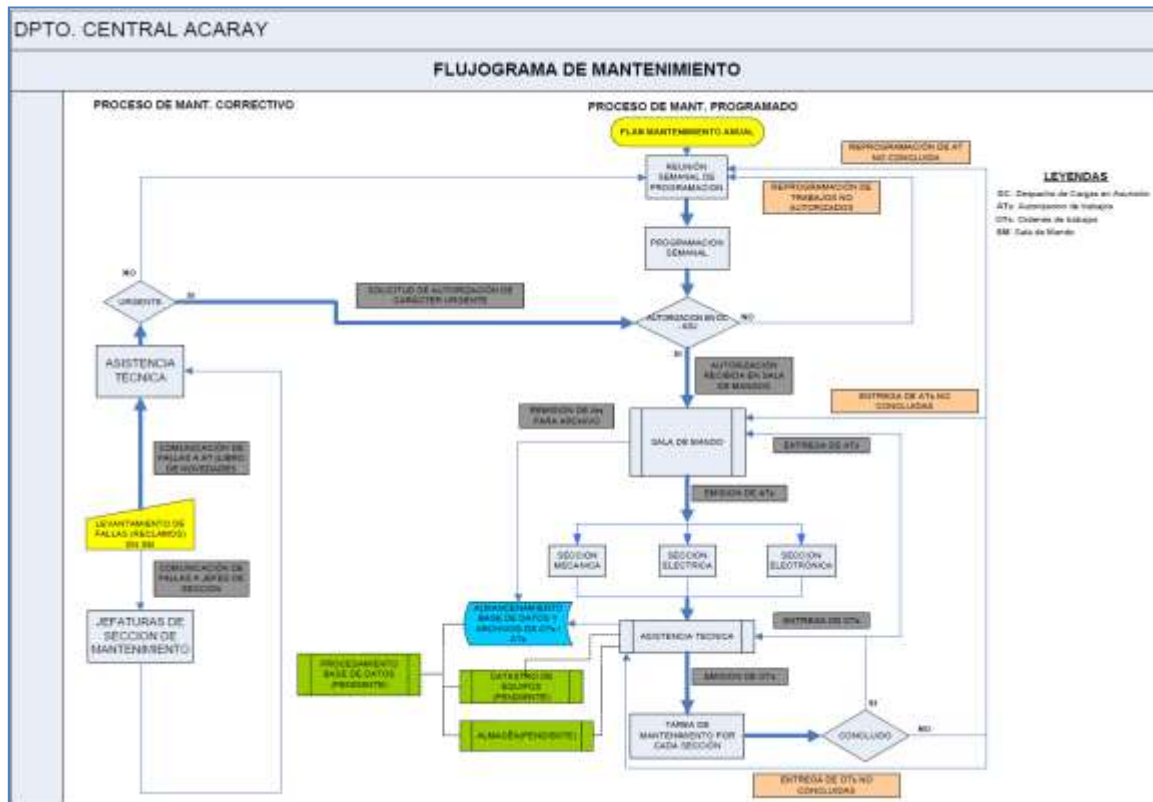
La estación utiliza una lista de equipo básico que se agrupa por tipo de equipo, por ejemplo, bombas de drenaje como un grupo, pero no las bombas de drenaje específicas.

Hay planificadores de mantenimiento dedicados, pero esta área parece contar con poco personal. La función de los planificadores es coordinar y programar el mantenimiento (planeado, correctivo y de emergencia) con los aportes de los jefes de sección técnica. Los planificadores de mantenimiento en la mayoría de las empresas de servicios públicos también llevan a cabo algunos análisis sobre el rendimiento de equipos que utilizan tecnología de mantenimiento predictivo como el escaneo infrarrojo, vibración, el muestreo de aceite,

ultrasonido, etc. Este análisis conduce a la optimización de las actividades de mantenimiento, tales como frecuencias y profundidad de las actividades de mantenimiento. Esto no ocurre en Acaray.

El flujograma ilustra el proceso actual de Acaray para la planificación del mantenimiento del programa de trabajo (mantenimiento preventivo PM) y el trabajo correctivo. Lo que no se muestra en el mapa es el trabajo de emergencia, pero este trabajo, obviamente, tiene prioridad sobre el trabajo previsto.

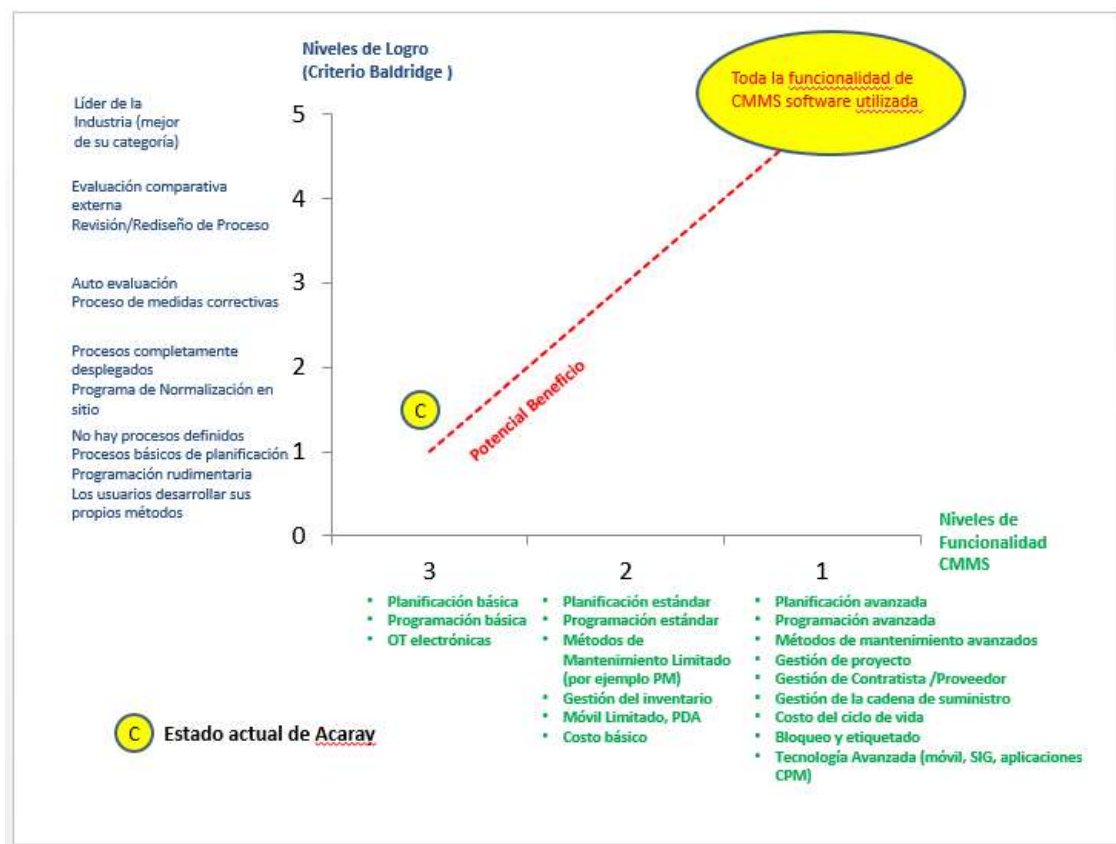
Figura 24 Flujograma para el proceso de mantenimiento



4.20.5.2. Sistema Computarizado de Gestión del Mantenimiento

Los planificadores son un tanto limitados en lo que se puede lograr debido al sistema computarizado básico de gestión de mantenimiento (Computerized Maintenance Management System o CMMS) que utilizan actualmente. Acaray utiliza una base de datos de MS Access desarrollado en la central para capturar algunos datos de mantenimiento y equipos básicos. El proceso es principalmente manual con órdenes de trabajo de papel (OT) generados en base a un acuerdo en programado y se entregarán a los técnicos para su finalización. Las OTs son completadas, verificadas por el jefe de sección y se devuelven al planificador para la entrada manual de datos relevantes y los comentarios del técnico. El equipo introducido es limitado y básico y no permite mucho análisis.

Figura 25 Evaluación del estado de CMMS en Acaray



Una evaluación muy básica del estado actual del Acaray CMMS se llevó a cabo y con fines comparativos los resultados están representados en un formato gráfico en la figura anterior. El actual CMMS de Acaray se evalúa teniendo una funcionalidad de Nivel 3 y un nivel de logro entre 1 y 2. El gráfico se explica a continuación.

A lo largo del eje X de la gráfica anterior son tres niveles (niveles de funcionalidad) del software CMMS. Los niveles están representados por los números 1, 2 y 3 con el nivel 1 que proporciona la mayor funcionalidad y nivel 3 en representación de las funciones de entrada o menos nivel de CMMS. Al considerar la funcionalidad, es necesario considerar la complejidad de la organización que está siendo apoyada.

Nivel 3 - Pequeña capitalización con activos mínimos mantenidos por un grupo pequeño de personal de mantenimiento o personal de mantenimiento contratados. No hay piezas de recambio o un inventario de mantenimiento es mantenido por la empresa usuaria.

Nivel 2 - capitalización media con los activos diversificados y / o distribuidos por el personal de mantenimiento a tiempo completo. Un inventario de mantenimiento y de piezas de repuesto es mantenido por la empresa usuaria.

Nivel 1 - Gran capitalización con cantidades significativas de activos distribuidos mantenidos por un gran número de personal de mantenimiento y personal de mantenimiento contratado. Un inventario de material de mantenimiento y piezas de repuesto son mantenidos por la empresa usuaria con los procesos de adquisición y contratación estrechamente integradas a la función de mantenimiento. La empresa usuaria toma decisiones con respaldo del CMMS para la planificación táctica y estratégica.

A lo largo del eje Y de la gráfica anterior están cinco niveles de logro de la empresa (basados en los criterios del Premio Baldrige) que están habilitados basados en el uso del software CMMS. Estos niveles están representados por los números del 1 al 5. Los niveles de rendimiento que aparecen en el eje Y representan los siguientes perfiles del departamento de mantenimiento.

Nivel 1 - Una organización de mantenimiento en gran medida reactiva con poca o ninguna organización. Un medio ambiente de "apaga incendio" hace que sea difícil identificar oportunidades de mejora.

Nivel 2 – Un Programa de mantenimiento preventivo (PM) se instituyó proporcionando algún cumplimiento y programa de mantenimiento planificado. Capacidad para planificar de acuerdo con procedimientos estandarizados ofrece oportunidades para identificar excepciones buenas y malas.

Nivel 3 - Los altos niveles de mantenimiento planificado. Proceso impulsado de organización de mantenimiento ofrece la oportunidad de implementar la autoevaluación y mejora continua sostenible.

Nivel 4 – Organización de mantenimiento robusta, logro de los objetivos de rendimiento, comienza a buscar a otros líderes de la industria para comenzar el ciclo de evaluación comparativa y la innovación.

Nivel 5 - Mejor en la clase en el departamento de mantenimiento estrechamente integrado con las áreas funcionales de operaciones e ingeniería.

La ventaja primordial de ser derivada de un CMMS es su capacidad para analizar los datos históricos.

4.20.5.3. Recomendaciones

Los registros del equipo de estación deben ampliarse en sub-componentes con el fin de analizar el rendimiento de los equipos específicos y no sólo a los grupos de equipos.

La central debe considerar la exploración del reemplazo del sistema CMMS que sea apropiado para el tamaño, la evolución de las actividades de mantenimiento y el presupuesto más importante de Acaray. A menudo es mejor empezar con un sistema escalable y comenzar con el uso de la funcionalidad básica. A medida que maduran los procesos de mantenimiento el sistema existente puede ser mejorado para ampliar la funcionalidad. Se recomienda extrema precaución en la selección de la herramienta de software adecuada para la estación.

Se recomienda que Acaray considere la posibilidad de embarcarse en un programa de evaluación del estado del equipo. Esto requeriría una inversión en tecnología de predicción. El uso de esta tecnología reduce normalmente paradas forzosas comprendiendo mejor cuando es probable que falle el equipo y la planificación de una intervención antes del fallo. Esta información lleva a la siguiente recomendación.

La estación debe preparar un plan de desembolso de capital (CAPEX) de cinco años para el sostenimiento o sustitución del equipo. Los proyectos dentro del plan deben ser priorizados y justificados con precisión en una descripción detallada de caso de negocio. Este plan estaría sujeto a aprobación en base a una ejecución anual.

HATCH

Un proceso de análisis formal de las causas para las interrupciones no planificadas debe ser desarrollado e implementado. Esta función suele ser coordinada por el personal de la sección de planificación.

4.20.6. Repuestos, Almacén e Inventario

Acaray mantiene en su inventario lo básico, esto es mayormente consumibles para piezas pequeñas de bajo costo. Una evaluación detallada del inventario no se llevó a cabo, sin embargo, parece que hay un inventario limitado de repuestos críticos para sus principales activos. Las imágenes a continuación muestran un par de piezas de repuestos críticos, es decir un estator para unidad 3 o 4, que es nuevo, pero requiere una inspección, y una serpentina de enfriamiento para el cojinete de empuje. Esta última no está bien almacenada y está en riesgo de daño.



Foto 234 Piezas nuevas para Unidades 3&4



Foto 235 Serpentina de enfriamiento para cojinete de empuje de repuesta

4.20.6.1. Desarrollo de un Depósito e Inventario de Repuestos

Justificación

La gestión económica del inventario de repuestos es una forma de póliza de seguro, mitigando los riesgos de:

- producción, por ejemplo, retrasos en la reparación de equipos y su retorno al servicio,
- reputación empresarial,
- seguridad y medio ambiente
- carencia de repuestos en el stock, por ejemplo, la falta de repuestos cuando sean necesarios.

La gestión de inventarios de repuestos es esencialmente una forma de gestión de riesgos para mitigar las consecuencias de los riesgos mencionados anteriormente.

Una de las primeras preguntas que debe considerar es qué reparar y qué reemplazar. Esta es una cuestión crítica, ya que definirá "repuesto" y la manera en que se manejen las fallas. Decidir qué reparar dependerá de las habilidades disponibles en las funciones de mantenimiento y de ingeniería de Acaray, el tiempo que se tarda en reparar contra reemplazar y costo del tiempo de inactividad.

Este proceso debe aplicarse a todos los equipos instalados - mecánicos, eléctricos, electrónicos, hidráulicos, neumáticos. Una vez que se toma la decisión de la estrategia de reparación, los siguientes pasos incluyen la realización de análisis de operación y de criticidad.

Análisis de criticidad

Existen muchos modelos para realizar un análisis de criticidad. Los distintos modelos suelen tener en cuenta el impacto de un fallo en la producción, la calidad, la seguridad y el medio ambiente, así como la probabilidad de fracaso y su previsibilidad. Este es un sistema de clasificación de riesgos que calcula los impactos de una falla y la probabilidad de que esta ocurra.

Uno de los pasos más importantes es desarrollar una lista de equipos que incluya todos los componentes que puedan recibir mantenimiento como se describe anteriormente. Se puede lograr de varias maneras. Si una empresa tiene un buen sistema de gestión de activos empresariales (EAM) o un sistema de gestión de mantenimiento informatizado (CMMS) con un índice de activos actualizado, la lista puede descargarse directamente del índice a una hoja de cálculo de Excel. Sin embargo, en el caso de Acaray, tendrían que utilizar la información existente en el formato disponible para desarrollar una lista maestra de equipos (si esto no se ha hecho todavía).

Una vez que se haya desarrollado la lista maestra de equipos y se haya finalizado el análisis de criticidad, se podrá continuar con el siguiente paso.

Repuestos críticos y plazos de entrega

Luego de haber asignado la criticidad de los equipos, se puede determinar la estrategia de repuestos. La Tabla 25 muestra un ejemplo de tal estrategia para la categoría de mayor criticidad (Categoría 1). Considerando que el equipo presenta el mayor riesgo para la empresa, todos los repuestos deben almacenarse en el sitio. Para la Categoría 2, los repuestos deben estar disponibles en un período de 24 horas, y así sucesivamente para las categorías de criticidad más baja. Tenga en cuenta que la Tabla 25 es sólo un ejemplo con fines ilustrativos. Acaray tiene que desarrollar su propio sistema, el cual será diferente del ejemplo expuesto, lo importante es aplicarlo de una manera coherente.

Tabla 25 Plazo de entrega de repuestos

| Criticidad General | Plazo de entrega requerida para los repuestos |
|-----------------------------------|--|
| Categoría 1 – Catastrófico | En el sitio |
| Categoría 2 – Crítico | 24 horas |
| Categoría 3 – Marginal | 1 semana |
| Categoría 4 - Menor | 1 mes |

Después de conocer la disponibilidad de los repuestos requeridos, el siguiente paso es comprobar el plazo de entrega y, en el caso de los componentes que pueden ser reparados, verificar el tiempo de reparación. La Tabla 26 muestra cómo estos pasos afectan la cantidad mínima estimada del stock.

Este proceso puede ser profundizado, calculando la cantidad económica del pedido (EOQ) (es decir cuál es la cantidad mínima factible a comprar – por ejemplo, se puede comprar una caja de filtros pero solamente una bomba hidráulica), los niveles máximos y los puntos de reordenamiento, creando así un proceso de gestión de repuestos integral.

Tabla 26 Ejemplo de Estimación de Cantidades de Repuestos

| Categoría Criticidad | Tiempo Entrega requerido (días) | Tiempo Entrega (días) | Tiempo de Reparación estimado (para el componente reparable) (días) | Número de Equipos Similares ¹ | Cantidad Mínima Estimada de Inventario |
|----------------------|---------------------------------|-----------------------|---|--|--|
| 1 | 0 | 1 | 2 | 15 | 4 |
| 2 | 1 | 14 | 10 | 15 | 3 |
| 3 | 7 | 14 | 10 | 15 | 2 |
| 4 | 30 | 14 | 12 | 15 | 0 |

¹ Por ejemplo, se determina en el análisis de criticidad que se debe tener en el inventario los cepillos de excitación para que se pueda reducir el plazo de salida. El número de equipos similares refleja el número de sistemas de excitación similares, y por ende, con la frecuencia de reemplazo de los cepillos y el plazo de entrega, se puede establecer los niveles máximos y mínimos del inventario.

Matrices de Riesgo de Repuestos

Para determinar si conviene comprar y mantener un nivel predeterminado de repuestos, se debe hacer una evaluación de riesgos, comparando las consecuencias de una falla en términos de seguridad industrial de los empleados, impactos ambientales y a la empresa en términos de imagen y financiera. Las siguientes tablas muestran ejemplos de las consecuencias de riesgo, la probabilidad de una falla y la combinación de estos dos factores en una matriz de decisiones de comprar o no comprar.

Tabla 27 Matriz de consecuencia de riesgo

| Consecuencia | Puntaje de la Consecuencia (indisponibilidad) | | | | |
|---|---|--|---|---|----------------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Seguridad (potencial para lesiones sin el repuesto) | Sin preocupaciones de seguridad | Preocupaciones manejables de seguridad | | | Potencial real de lesiones |

| Consecuencia | Puntaje de la Consecuencia (indisponibilidad) | | | | |
|---|---|---|---|--|--|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Ambiente | Fuga menor. | Fugas significativas. Algunos costos de limpieza y menores impactos operacionales | Polución significativa. Participación del regulador/ atención de los medios | Impactos mayores ambientales. Costos significativos de limpieza, acciones de reguladoras | Impactos mayores ambientales. Liberación importante de contaminantes. Daño a la reputación de la empresa |
| Impacto Empresarial (Pérdida de Generación) | \$0 - \$999 | \$1,000 - \$9,999 | \$10,000 - \$99,999 | \$100,000 - \$1M | >\$1M |

Tabla 28 Matriz de puntaje de probabilidad

| Puntaje de probabilidad | | | | |
|---------------------------------|------------------------------|------------------------------|--|---|
| 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| Más de 5 años antes de un fallo | 3 – 5 años antes de un fallo | 1 – 3 años antes de un fallo | Podría fallar en los próximos doce meses | Ha fallado o fallará en los próximos doce meses |

Tabla 29 Matriz de Decisión

| Puntaje Probabilidad | Puntaje Consecuencia | | | | |
|----------------------|----------------------|------------|------------|-------------------------|-------------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 1 | No comprar | No comprar | No comprar | Decisión Gerente Senior | Decisión Gerente Senior |

| Puntaje Probabilidad | Puntaje Consecuencia | | | | |
|----------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|-------------------------|------------------|
| | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| 2 | No comprar | No comprar | No comprar | Decisión Gerente Senior | Comprar repuesto |
| 3 | No comprar | No comprar | Decisión Gerente Senior | Comprar repuesto | Comprar repuesto |
| 4 | Decisión Gerente Senior | Decisión Gerente Senior | Comprar repuesto | Comprar repuesto | Comprar repuesto |
| 5 | Decisión Gerente Senior | Comprar repuesto | Comprar repuesto | Comprar repuesto | Comprar repuesto |

El proceso descrito anteriormente es una metodología de alto nivel que utiliza prácticas aceptadas de la industria para desarrollar un inventario de repuestos funcional y eficiente para Acaray.

Como punto de partida, se recomienda que Acaray revise los manuales de mantenimiento originales de los fabricantes de equipos (OEM) y otras documentaciones obtenidas durante las actividades de puesta en marcha. Estos documentos pueden ser valiosas fuentes de información de los repuestos recomendados para los diversos componentes de la central. A partir de esta lista inicial de repuestos, se puede utilizar la metodología mencionada anteriormente para optimizar y refinar los inventarios compatibles con la tolerancia de riesgo de Ande y los factores específicos del sitio.

4.20.6.2. Proceso de Adquisición

El proceso de adquisición en Acaray ofrece retos para el personal. El gerente de la estación tiene un límite presupuestario de \$ 200 USD para la adquisición de servicios y materiales. La aprobación de gastos por encima de este límite es realizada por la Alta Gerencia de la ANDE. Este proceso ha provocado retrasos en la devolución de los equipos a servicio en el momento oportuno.

4.20.6.3. Recomendaciones

Se recomienda que la ANDE revise el proceso de adquisición actual con el objetivo de optimizar el proceso con el fin de reducir el tiempo de parada de los equipos. Se debe considerar el uso de contratos marcos, suministradores y fabricantes pre-autorizado, etc., dado que el valor de la pérdida de generación puede superar mil veces más que el valor de la repuesta o servicio.

Se recomienda que la ANDE desarrolle una política de gestión de repuestos, tomando en cuenta la criticidad de un fallo a la operación del central, las consecuencias, y por ende, los niveles de inventario que se debe mantener para minimizar el riesgo de fallo y el impacto de seguridad industrial, ambiental y empresarial.

4.20.7. Herramientas, Equipo e Instalación

4.20.7.1. Talleres

Una inspección de las herramientas y equipos utilizados para el programa de mantenimiento reactivo y del equipo de la estación, reveló herramientas que uno esperaría encontrar en una instalación de este tipo de instalaciones. Acaray tiene un taller de mantenimiento situado junto a la estación de generación. El taller está equipado con herramientas de gran formato, incluyendo:

- Torno, fresadora;
- Equipo de soldadura;
- Compresor de aire portátil;
- Taladro de banco;
- Taladro radial de brazo;
- Elevador hidráulico portátil;
- Prensa hidráulica.



Foto 236 Taller Mecánico



Foto 237 Taller mecánico

El personal entrevistado indica que muchas de las herramientas son viejas y anticuadas. Esto plantea un problema para los técnicos recién contratados que están capacitados en equipos nuevos, algunos nunca antes habían visto algunos de los equipos y herramientas de prueba en servicio en Acaray.

4.20.7.2. Recomendaciones

Existen algunos riesgos de seguridad potenciales en los talleres debido a problemas de limpieza que es evidente en las imágenes de arriba. Se recomienda que las áreas sean liberadas del riesgo de tropiezos y permitan el acceso de los extintores de incendios.

4.20.8. Operaciones

4.20.8.1. Descripción Básica de las Operaciones

La casa de máquinas de Acaray I tiene los grupos de generadores, unidades 1 & 2, de mayor edad y utilizan el sistema de control original. La estación es muy estable y fiable, pero su operación es muy manual.

La casa de máquinas de Acaray II tiene grupos de generadores unidades 3 & 4 que son más recientes con un sistema de control más moderno.

Existe un generador de emergencia que funciona con un motor diésel en la casa de máquinas de Acaray I que es operado localmente por el personal de operaciones. Esto proporciona una potencia limitada para las bombas claves y/o arranque de una unidad en negro. Durante la etapa de construcción existía una mini turbina-generator externa que fue utilizada durante la construcción de la central, la cual fue desmantelada. Hoy en día en Acaray I, existe una mini turbina-generator en casa de máquinas I que está fuera de servicio y cuya rehabilitación debe ser analizada con la idea de ser utilizada como generación de respaldo para los servicios auxiliares.

El Personal de operaciones es responsable de emitir las autorizaciones para trabajar (ATs) para el personal técnico. Las ATs están coordinadas y con referencias cruzadas con las órdenes de trabajo (OTs). Existe un sistema de etiquetas en funcionamiento, pero el equipo no hace el bloqueo fuera de servicio en forma consistente.

El personal de operaciones no levanta el bloqueo de equipos para el proceso de AT como suele ser el caso en muchas de las empresas de servicios públicos. Esta tarea está a cargo de los técnicos, así como la restauración de los equipos. El personal de operaciones es instruido para presenciar el desbloqueo de los equipos, pero las discusiones con el personal Acaray indican que esto no siempre se hace.

Las tareas de operaciones de la estación no incluyen inspecciones de los equipos o de los trabajos de mantenimiento como también es realizado típicamente en otras instituciones. Los técnicos realizan las tareas muy básicas, tales como inspecciones visuales de los equipos.

El personal de operaciones realiza rondas muy básicas, una vez por hora en Acaray I y dos veces por turno en Acaray II.



Foto 238 Sala de control

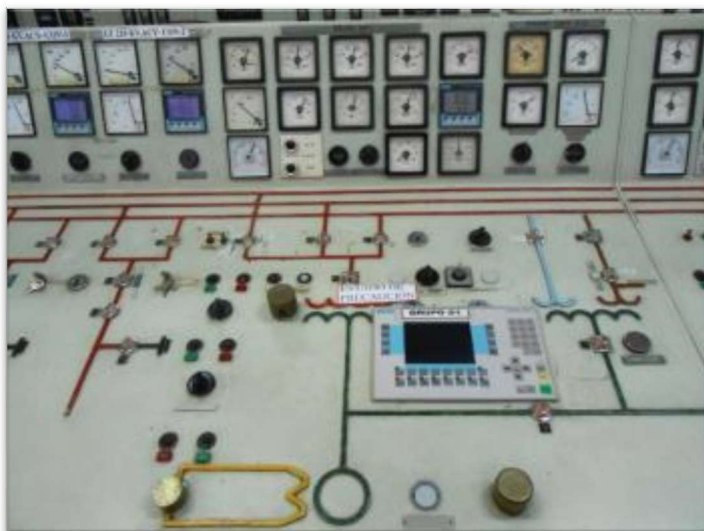


Foto 239 Pupitre de control Acaray I

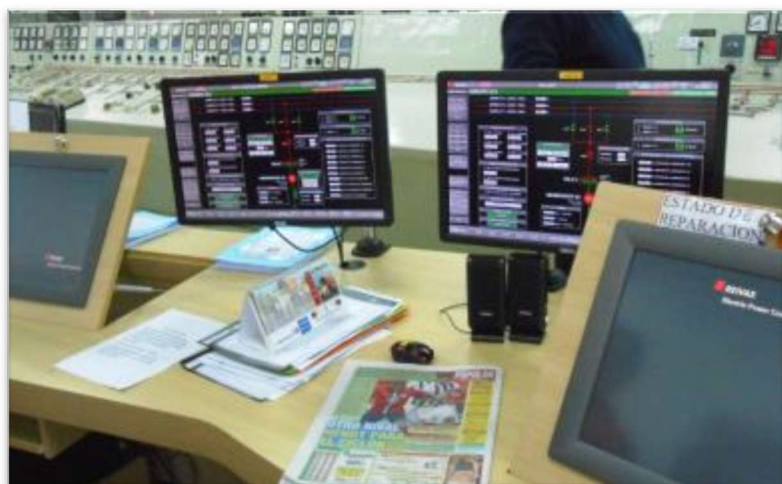


Foto 240 Escritorio de control Acaray II

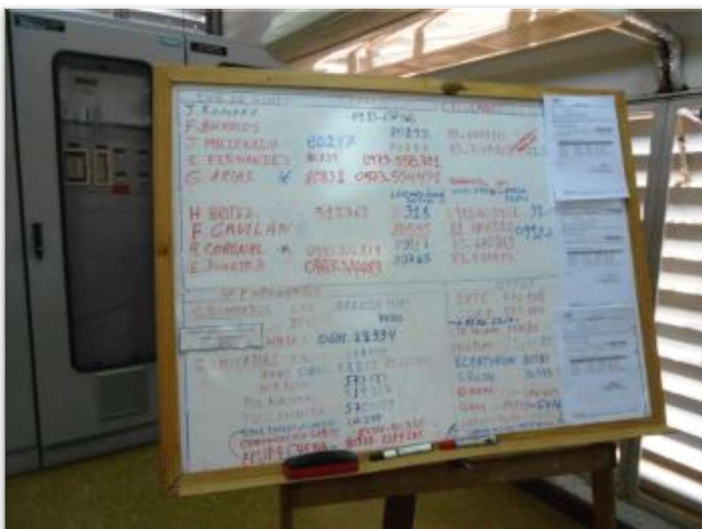


Foto 241 Tablero de Anuncios para Operaciones

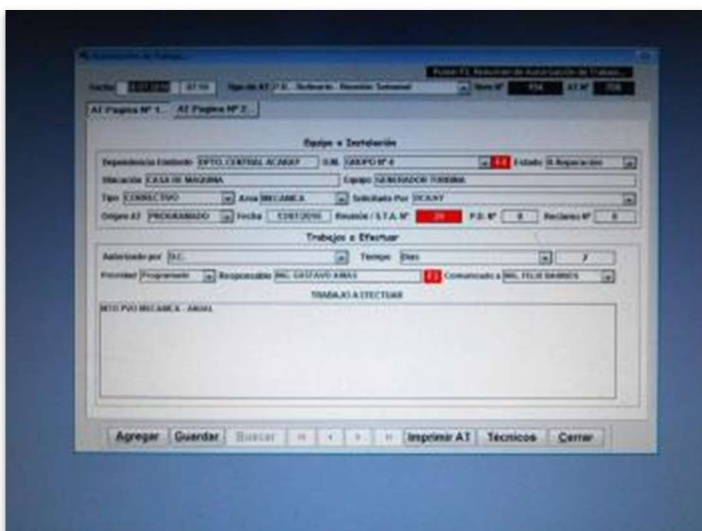


Foto 242 Vista de pantalla del Sistema de Autorizaciones de Trabajo en MS Access

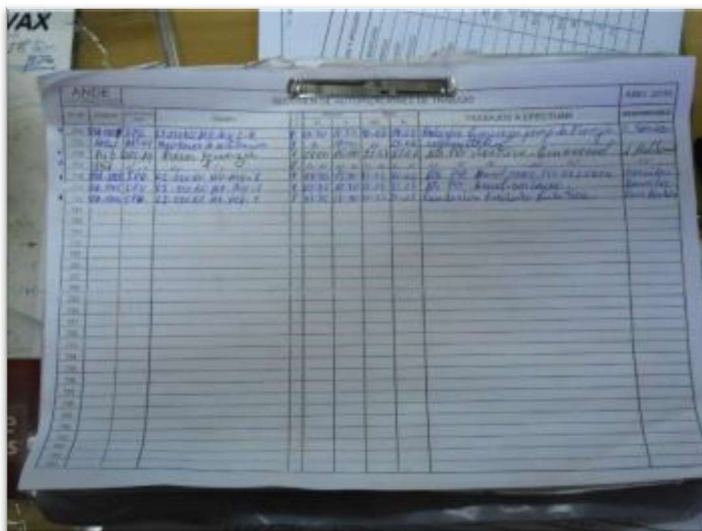


Foto 243 Libro de control de Autorizaciones de Trabajo/Ordenes de Trabajo en la sala de control

4.20.8.2. Informe

El personal de operaciones realiza la tarea de información básica, como lecturas de los medidores, lecturas de instrumentos en los pupitres, el libro de registro diario y el mantenimiento de los registros AT / OT en la sala de control. Algunas de las tareas están automatizadas para Acaray II cuando hay una mayor automatización y un sistema SCADA.

4.20.8.3. Manual de Operaciones

Cada central deberá tener un manual de operación para la orientación del personal de operación. Generalmente debe incluir los siguientes temas:

- Información general sobre el proyecto
- Características destacadas del Proyecto
- Datos del equipo
- Procedimiento de operación de la central
 - Inicio normal
 - Verificación pre-inicio
 - Procedimiento de inicio
 - Automático
 - Manual
 - Sincronización y toma de carga
 - Apagado normal
 - Apagado de emergencia
 - Sincronización de barra inactiva
 - Tomando conjunto D.G. en servicio

- Problemas durante la operación de la planta
- Procedimiento planificado de interrupción de la central
 - Interrupción del sistema del conductor de agua
 - Retirar el transformador principal para mantenimiento
 - Retirar el conjunto generador turbina
 - Interrupción de la central para mantenimiento de máquina
 - Formulario de solicitud de interrupción
 - Instrucciones de interrupción de la central
 - Procedimiento para el personal de operación para la interrupción planificada de la central.
- Diseños esenciales
 - Disposición de la central
 - Disposición hidráulica
 - Diagrama unifilar principal
 - Diagramas unifilares para el suministro de baja tensión, sistema CC, sistema de engrase y Sistema de CO₂ (donde haya sido provisto)
 - Planos de diferentes pisos
 - Sección transversal a través de la unidad
 - Sección longitudinal a través de la línea central de la unidad
 - Lista de paneles
 - Lista de circuitos
 - Diagramas esquemáticos
- Funcionamiento de sistemas auxiliares y otros instalados en la central generadora
 - Unidad de presión de aceite del regulador de la turbina
 - Sistema de agua de refrigeración
 - Sistema de drenaje y desagüe
 - Sistema de excitación y AVR
 - Sistema de puesta a tierra del neutro del generador
 - Sistema de elevación y frenado
 - Sistema de ventilación y aire acondicionado
 - Sistema de baja tensión de CA
 - Sistema de engrase
 - Unidad de fuga de aceite
 - Conjunto DG
 - Sistema de aire comprimido para el regulador (si está previsto)
 - Compresores de la central
 - Iluminación de la central y alumbrado de emergencia
 - Sistema de control en C.C. de la estación
 - Sistema de extinción de incendios del generador
 - Grúas EOT
 - Compuertas de las tomas, compuertas de bypass, compuertas de D.T.
- Sistema anti incendios y de seguridad
 - Sistema anti incendios en general

- Visualización de gráficos de seguridad
 - Seguridad eléctrica
 - Primeros auxilios
- Tareas del personal asignado para el funcionamiento de la planta en cada turno (designación)
 - Ingeniero encargado de turno
 - Técnico (sala de control)
 - Operador de turbina
 - Asistentes
 - Operador de compuerta de toma
- Detección de averías de varios equipos instalados en la central
- Interrupción prevista de la planta
 - Desconexión breve
 - Larga desconexión
 - Parada programada para mantenimiento preventivo
 - Parada de emergencia

El personal de Acaray debe preparar dicho manual de Operaciones.

4.20.8.4. Procedimientos Operativos Estándar (POE).

Además de este manual, se debe preparar Procedimientos Operativos Estándar (POE). La preparación de estos estándares tiene que ser sistemático, con cadena de revisión y aprobación, actualizaciones periódicas, detallada a continuación:

Metodología para la Preparación del POE

La organización debe tener un procedimiento en funcionamiento para determinar qué procedimientos o procesos necesitan documentarse. Esos POE deben ser escritos por individuos con conocimiento de la actividad y la estructura interna de la organización. Estas personas son esencialmente expertos en la materia que realmente realizan el trabajo o usan el proceso. Un enfoque de equipo puede ser seguido, especialmente para los procesos multitarea donde las experiencias de un número de individuos son claves, que también promueve el "buy-in" de los usuarios potenciales del POE.

Los POE deben ser escritos con suficiente detalle para que alguien con poca experiencia o conocimiento del procedimiento, pero con un entendimiento básico, pueda reproducir con éxito el procedimiento cuando no esté supervisado. El requisito de experiencia para realizar una actividad debe ser anotado en la sección sobre calificaciones del personal.

Revisión y Aprobación del POE

Los POE deben ser revisados (es decir, validados) por una o más personas con capacitación y experiencia adecuadas con el proceso. Es especialmente útil si los borradores de POE son en realidad probados por personas distintas del escritor original antes de que los POE sean finalizados.

Los POE finalizados deben ser aprobados como se describe en el Plan de Gestión de Calidad de la organización o su propio POE para la preparación de POE. Generalmente, el supervisor inmediato, como un jefe de sección

o de departamento, y el oficial de aseguramiento de calidad de la organización revisan y aprueban cada POE. La aprobación de la firma indica que un POE ha sido revisado y aprobado por la gerencia.

Frecuencia de actualizaciones y comentarios

Los POE necesitan permanecer actualizados para ser útiles. Por lo tanto, siempre que se cambien los procedimientos, los POE deben ser actualizados y re-aprobados. Si lo desea, modifique sólo la sección pertinente de un POE e indique la fecha de cambio / número de revisión para esa sección en la tabla de contenido y la notación de control de documentos.

Los POE deben ser también revisados sistemáticamente de forma periódica, por ejemplo, cada 1-2 años, para asegurar que las políticas y procedimientos permanezcan actualizados y apropiados, o para determinar si los POE son necesarios. La fecha de revisión debe agregarse a cada POE que se ha revisado. Si un POE describe un proceso que ya no se está utilizando, debe ser retirado del archivo actual y archivado.

El proceso de revisión no debe ser demasiado engorroso para fomentar una revisión oportuna. La frecuencia de la revisión debe ser indicada por la gerencia en el Plan de Gestión de Calidad de la organización. Ese plan también debe indicar la (s) persona (s) responsable (s) de asegurar que los POE estén vigentes.

Lista de Verificación

Muchas actividades utilizan listas de verificación para asegurarse de que los pasos se siguen en orden. Las listas de verificación también se utilizan para documentar las acciones completadas. Las listas de verificación o formularios incluidos como parte de una actividad deben ser referenciadas en los puntos en el procedimiento donde se van a utilizar y luego se adjuntan al POE.

En algunos casos, las listas de verificación detalladas se preparan específicamente para una actividad. En esos casos, el POE debe describir, al menos en general, cómo debe prepararse la lista de verificación, o en que se debe basar. Las copias de listas de verificación específicas deben mantenerse en el archivo con los resultados de la actividad y/o con el POE.

Recuerde que la lista de verificación no es el POE, sino una parte del POE.

Control de Documentos

Cada organización debe desarrollar un sistema de numeración para identificar y etiquetar sistemáticamente sus POE, y el control de los documentos debe estar descrito en su Plan de Gestión de la Calidad. Generalmente, cada página de un POE debe tener notación de documentación de control, similar a la ilustrada a continuación. Un título corto y un número de identificación (ID) pueden servir como una designación de referencia. El número y la fecha de revisión son muy útiles para identificar el POE en uso cuando se revisan los datos históricos y es crítico cuando los registros se hacen necesarios y cuando la actividad está siendo revisada. Cuando se indica el número de páginas, el usuario puede comprobar rápidamente si el POE está completo. Generalmente este tipo de notación de control de documentos se encuentra en la esquina superior derecha de cada página de documento después de la página de título.

Rastreo y Archivo de Documento POE

La organización debe mantener una lista maestra de todos los POE. Este archivo o base de datos debe indicar el número, el número de versión, la fecha de emisión, el título, el autor, el estado, la división organizativa, la

sucursal, la sección y cualquier información histórica relacionada con versiones anteriores del POE. El Gerente de Control de Calidad (o designado) generalmente es el responsable de mantener un archivo que incluya todos los POE actuales relacionados con la calidad utilizados dentro de la organización. Si se utiliza una base de datos electrónica, se pueden enviar avisos automáticos "Revisar POE". Tenga en cuenta que esta lista puede utilizarse también cuando se están considerando las auditorías o cuando se plantean preguntas sobre las prácticas que se siguen dentro de la organización.

Ejemplo

Título corto / ID #

Rev. #:

Fecha:

Página 1 de

Como indicado anteriormente en la sección "Frecuencia de Correcciones y Revisiones", el Plan de Gestión de Calidad debe indicar la persona o personas responsables de asegurar que sólo se utilice la versión actual. Dicho plan también debe designar dónde y cómo se deben mantener o archivar las versiones obsoletas de manera que se evite su uso continuo, así como también para tener a disposición para la revisión histórica de los datos.

Los medios electrónicos de almacenamiento y recuperación son generalmente más fáciles de acceder que un formato de documento impreso. Para el usuario, el acceso electrónico puede limitarse a un formato de sólo lectura, para protección de los cambios no autorizados en el documento.

4.20.8.5. Directrices para el Mantenimiento de Centrales Hidroeléctricas

En la mayoría de las centrales hidroeléctricas se prefiere el enfoque de mantenimiento preventivo en vez de otros enfoques. A continuación se recomienda realizar inspecciones para este tipo de mantenimiento:

- Chequeos diarios
- Chequeos semanales
- Chequeos mensuales
- Chequeos trimestrales
- Chequeos semestrales
- Mantenimiento e inspecciones anuales
- Mantenimiento mayor (rehabilitación o repotenciamiento)

Cada una de estas inspecciones debe tener su formulario para registrar la inspección y cualquier anomalía u observación que se detecta durante la inspección. También se necesita un procedimiento de seguimiento de las anomalías u observaciones para asegurar que estén atendidas y resueltas.

Se recomienda que Acaray considere la posibilidad de una mejor utilización de su personal de operaciones. Tareas tales como inspecciones visuales e incluso el mantenimiento de la iluminación de la central, se adaptan bien a la habilidad del operador establecido y libera a los técnicos para realizar tareas más complejas. Con el desarrollo de procedimientos detallados como un entrenamiento básico existe poco riesgo en la asignación de esta tarea a Operaciones.

4.20.9. Recomendaciones

- Elaborar y mantener actualizado un manual de operación para la orientación del personal de operación
- Elaborar y mantener actualizado Procedimientos Operativos Estándar (POE) incluyendo
 - Preparación por individuos con conocimiento de la actividad y la estructura interna de la organización
 - Revisión y aprobación
 - Frecuencia de actualizaciones y comentarios
 - Lista de Verificación
 - Control de documentos
 - Archivo de POE
- Preparación de formularios para mantenimiento para registrar la inspección y cualquier anomalía u observación que se detecta durante la inspección
- Implementar una mejor utilización del personal de operaciones. Tareas tales como inspecciones visuales e incluso el mantenimiento de la iluminación de la central, se adaptan bien a la habilidad del operador establecido y libera a los técnicos para realizar tareas más complejas.

4.21. Salud y Seguridad Industrial

4.21.1. Observaciones

La Seguridad y Salud en el lugar de trabajo son claves para cualquier organización ya que de qué no sirve producir en una empresa si las personas que trabajan en ella van a ser lastimadas y explotadas. Un Sistema de Gestión en Seguridad y Salud Ocupacional (SGSSL) ayuda a proteger a la empresa y a sus empleados. OHSAS 18001 es una especificación internacionalmente aceptada que define los requisitos para el establecimiento, implantación y operación de un Sistema de Gestión en Seguridad y Salud Ocupacional efectivo.

Los beneficios de un sistema de Salud y Seguridad Industrial son:

- Un lugar de trabajo más seguro: Un SGSSL permite identificar peligros, prevenir riesgos y promover las medidas de control necesarias en el lugar de trabajo para prevenir accidentes.
- Moral: La implementación de OHSAS 18001 demuestra un claro compromiso con la seguridad del personal y puede contribuir a que estén más motivados sean más eficientes y productivos.
- Reduce costos: Menos accidentes significa un tiempo de inactividad menos caro para una organización. OHSAS 18001 además mejora la posición de responsabilidad frente al seguro.

El enfoque de los procesos de seguridad industrial y salud debe ser mejorado para que se pueda operar la planta en forma segura y luego cumplir con ISO 18000.

Las siguientes observaciones están ofrecidas en el espíritu de mejoras que se puede hacer y no son críticas:

- Hay una conciencia de la importancia de seguridad industrial, evidenciado por la presencia de carteles y señalética en la planta.

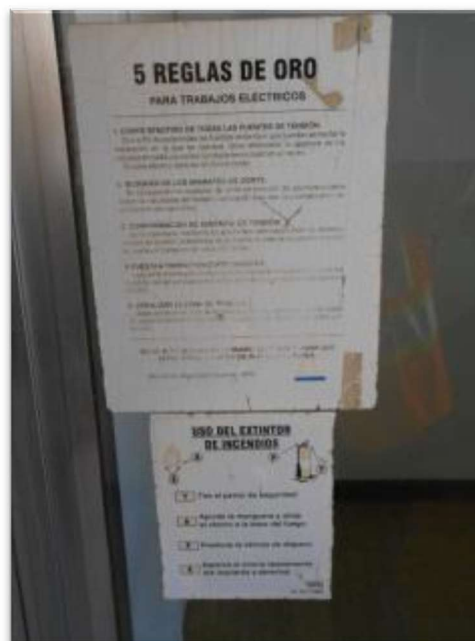


Foto 244 Señalética de seguridad industrial y salud

- Hay sistemas electrónicos y físicos de bloqueo:



Foto 245 Bloque físico en el pupitre de control de Acaray I

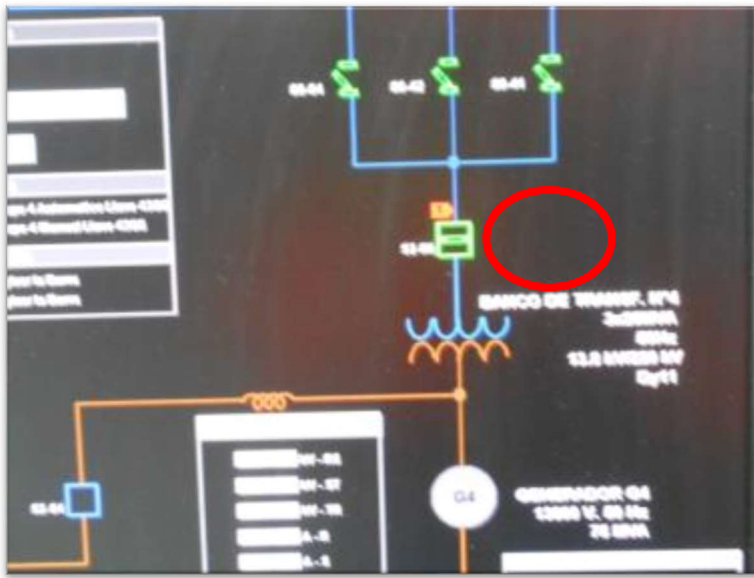


Foto 246 Sistema de bloqueo electrónico de Acaray II

- No hay una persona responsable del área de seguridad industrial y salud en la nómina de la planta. El último encargado no fue reemplazado cuando se jubiló.
- No hay registros de incidentes o accidentes y los estadísticos correspondientes (Tasa de Frecuencia Total de Lesiones Registrables (TRIFR por sus siglas en inglés), etc.). Capacitación en medidas de seguridad parece informales y no son registrados.
- Aunque hay disponible elementos de protección personales (EPP) (idealmente cascos, zapatos de seguridad, chaleco reflectante, protección auditivo y lentes de seguridad), no hay un uso consistente por el personal de la planta.
- No hay una inducción de seguridad para los visitantes a la planta. Esto es importante para orientar los visitantes a los riesgos inherentes en una planta hidroeléctrica con maquinaria rotativa pesada y altos voltajes y corrientes.
- Hay un sinfín de ejemplos de métodos de trabajar, instalaciones u infraestructura que presenten riesgos, tal como indicado en las fotos siguientes:



Foto 247 Escalera empinada sin pasamanos para facilitar la bajada



Foto 248 Cables sueltos presentando riesgo de tropiezo y electrocución



Foto 249 Tapa de apertura en el piso corrida

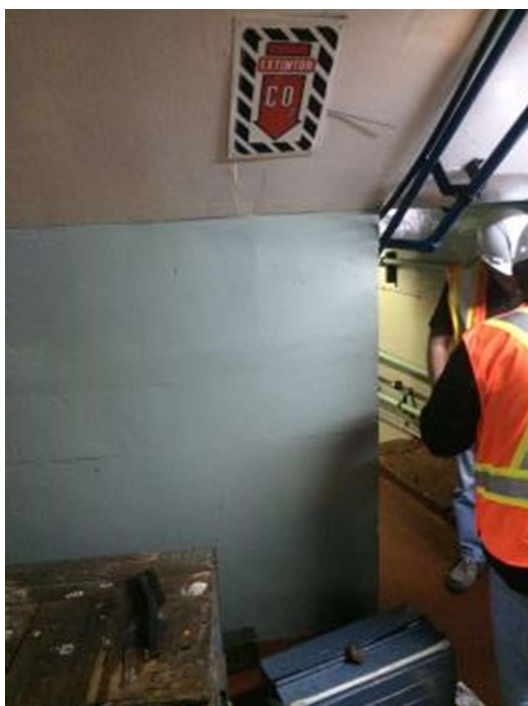


Foto 250 Señal para extintor sin extintor presente



Foto 251 Baranda sin placa protector o rodapié. Falta de baranda horizontal.



Foto 252 Apertura al foso de drenaje sin protección de anti-caída



Foto 253 Presencia de tambores vacíos en lugares inapropiados (varios lugares en la planta)



Foto 254 Escotilla abierta sin protección anti-caída adecuada



Foto 255 Materiales sueltos sobre el piso presentando un riesgo de caída



Foto 256 Maniobras de compuerta sin arnés de protección o amarre



Foto 257 Maniobras de compuerta sin arnés de protección o amarre



Foto 258 Barras de la salida del generador sin protección



Foto 259 Riesgo de incendio con combustible arriba de baterías



Foto 260 Riesgo de tropiezo por falta de gestión de limpieza



Foto 261 Acceso impedido al extintor

- En general los interruptores en los centros de control de motores no permiten instalar un dispositivo para múltiples candados, que permita el bloqueo de la operación de los equipos por diferentes personas, tal como indicado en la foto. Se utilizan tarjetas de precaución, pero estas están sujetas a ser fácilmente removidas.



- El sistema de CO₂ debe tener un sistema de aislamiento, que permita ingresar al cubículo del generador sin riesgo de disparar el sistema, y prevenir el arranque de la unidad mientras haya personal en el interior.
- Se debe mejorar la limpieza y ordenamiento en general en la planta. En varios sectores se ven escombros, basura, piezas de tubería, lámparas fluorescentes, materiales sueltos, etc., tirados en el piso. Estos presentan riesgos de seguridad industrial al personal.

4.21.2. Capacitaciones

El adoctrinamiento de una mentalidad de trabajo seguro, prevención de riesgos y salud industrial necesita una capacitación continua a través de lecciones semanales, capacitación especializada y un liderazgo de los gerentes de la planta y disciplinas de no permitir la realización de un trabajo en forma insegura.

Típicamente la capacitación debe cubrir en varios módulos los siguientes temas. La capacitación incluye clases teóricos, prácticas, y ejercicios:

- Básicos de trabajar en altura
- Capacitación en el uso de extintores
- Capacitación en el uso de respiradores
- Concienciación ambiental
- Concienciación de asbestos
- Concienciación de derrames
- Concienciación de los conceptos de seguridad de presa
- Concienciación de policlorobifenilos
- Concienciación de riesgos de arcos eléctricos
- Conservación de audición y control de ruido

- Enclavamiento
- Entrada en espacios confinados
- Estrés térmico
- Etiquetas de no-operar y enclavamiento
- Materiales riesgosos y derecho de saber
- Orientación de seguridad específico a un sitio u operación
- Planificación de trabajo antes de comenzar
- Prevención de fuego
- Primeros auxilios
- Procedimientos en métodos y prácticas de trabajos seguros
- Reanimación cardiopulmonar
- Seguridad eléctrica para trabajadores no-eléctricos
- Seguridad utilizando escaleras portátiles
- Trabajando solo o en lugares solitarios
- Uso de barricadas y arneses

4.21.3. Recomendaciones

Es aconsejable que Acaray incorpore un personal dedicado a velar por la salud y seguridad industrial en la central. Este recurso debe ser responsable conjuntamente con el Gerente de la central y los supervisores para el mantenimiento de un sistema de gestión de seguridad apropiado, incluyendo análisis de riesgo, planes de mitigación de riesgo y control en el uso de los equipos de protección.

Se debe considerar medir y monitorear el rendimiento y cumplimiento de seguridad industrial de la central.

El personal de la Central debe ser proporcionado con el adecuado equipo de protección personal y ser responsable por el uso de los equipos.

Los sistemas de bloqueo se deben revisarse para incorporar mecanismos de cierre además de etiquetas para mayor seguridad. Existen numerosos dispositivos de cierre personalizados que pueden adaptarse a la mayoría de los equipos que no han sido diseñados para ser bloqueado.

A largo plazo, ANDE debe apuntar a la implementación de un Sistema de Gestión en Seguridad y Salud Ocupacional (SGSSL) basado en las normas OHSAS 18001 e ISO 18000. Para lograr esto, se recomienda la contratación de una consultoría que ayude en la implementación mencionada.

5. Conclusiones y Recomendaciones

5.1. Resumen de la Condición de las Centrales

5.1.1. Equipos y sistemas

Las dos centrales y sus equipos en general tienen más de 50 años desde su fabricación y puesta en marcha, y aunque hay equipos que han sido renovados y reemplazados, la condición de los equipos y sistemas refleja la antigüedad. Las unidades 1 & 2 no han tenido un mantenimiento mayor en más de 25 años y la inspección detallada realizada indica que estos equipos están llegando al final de su vida útil y deben ser completamente reconstruidos con posibles ganancias de eficiencia y potencia. Esto incluye reconfigurando las turbinas y reemplazando los generadores (estator y rotor) por completo.

La capacidad de los generadores de las unidades 3 & 4 limitan la potencia de las turbinas. Esto conlleva a que la operación de las turbinas se encuentre fuera de las zonas óptimas de diseño. Adicionalmente el diseño de los perfiles y el método de fabricación de los rodets han generado la formación de fisuras en los álabes al igual que zonas de cavitación con pérdida de material desde el inicio de la operación de estos componentes. ANDE ha reactivado el contrato de reemplazo de los generadores considerando un incremento de potencia, firmado con la empresa IMPSA. Considerando las condiciones actuales de los rodets, con considerables aportes de soldadura para reparación de cavitación y grietas en los álabes, es probable que se deban intervenir las turbinas nuevamente con el fin de mejorar el diseño y su fiabilidad. Adicionalmente, se debe considerar el reemplazo y rehabilitación de los componentes principales de las turbinas, los cuales están instalados desde la puesta en operación de las unidades.

Los transformadores principales de grupo 1 y 2 de Acaray I están casi al fin de su vida útil y deben ser reemplazados como parte de cualquier trabajo de repotenciamiento o rehabilitación. Se debe reemplazar el sistema de aspersión de agua de los transformadores de Acaray I, y se recomienda la complementación del sistema Sergi en Acaray II con un sistema de aspersión de agua. Similarmente la subestación elevadora de 13.8/220 kV tiene equipos que no van a cumplir con los niveles de cortocircuito esperado en 2023 y que se debe reemplazar. La malla de tierra y sus conexiones a las estructuras presentar fallencias graves que se debe corregir.

En el general, los sistemas auxiliares mecánicos y eléctricos de ambos Acaray I y II deben ser modernizados o reemplazados para cumplir con los estándares internacionales utilizados hoy en día y que pueden contar con repuestos.

Los equipos hidromecánicos en general están en condiciones aceptables con trabajos localizados para actualizarlos y adecuarlos para otros 30 años.

Las obras civiles en general están en una condición esperable dado su edad y necesitan renovación o reparaciones localizadas para adecuarlas para otros 30 años.

La instrumentación en general tiene que ser completamente reemplazada y se debe implementar un sistema moderno de SCADA y control con historiadores y análisis de tendencias.

Todo los trabajos indicados anteriormente significan tareas de ingeniería y luego la contratación de servicios especializados para el diseño final, fabricación, instalación y puesta en marcha en una forma coordinada y que sean compatibles. Estas tareas llevarán varios años y significan una inversión importante para lograr que las centrales sigan funcionando otros 30 años.

5.1.2. Operación y Mantenimiento

Los sistemas operativos y de mantenimiento de la central son básicos, por lo que el rendimiento de la central depende del conocimiento experto del personal actual. No se manejen las estadísticas normales en forma consistente de una central hidroeléctrica tal como horas operando, salidas preventivas y forzadas, etc. Se debe documentar los procesos y procedimientos de operación y mantenimiento.

El sistema de gestión de mantenimiento es muy limitado y no permite análisis de las razones de fallas a nivel de sistema o equipo individual, ni el análisis de tendencias ni el manejo de inventario de repuestos. Las prácticas de mantenimiento de la central no usan las tecnologías predictivas y podría resultar en un aumento de trabajos reactivos, disminuyendo tanto la confiabilidad como la disponibilidad. Se debe implementar un sistema moderno de manejo de mantenimiento.

Se debe implementar un programa de capacitación de técnicos y operadores para permitir la operación en el futuro de las centrales sin depender del conocimiento y pericia del personal senior.

Falta personal y no hay un enfoque en la salud y seguridad industrial que incluya los riesgos asociados de accidentes laborales. No se manejan estadísticas de accidentes o incidentes laborales.

5.2. Curvas de probabilidad de falla y los cálculos de edad representativa

Para Fase II, Plan de Inversiones de Corto, Mediano y Largo Plazo de la consultoría, MHI/Hatch utilizará el programa HydroVantage™ para evaluar las probabilidades de falla de los diferentes equipos, sub-equipos y sistemas de las centrales de Acaray I y II para preparar el plan de inversiones de corto, mediano y largo plazo. HydroVantage™ es una aplicación de software específicamente diseñado para realizar el análisis de la optimización de los gastos de capital (en inglés Capital Expenditures o CapEx) en base de riesgos de falla en plantas hidroeléctricas. HydroVantage™ utilice curvas de probabilidad de falla derivadas estadísticamente y su base de datos de referencia contiene costos y duraciones de salidas para varios modos de intervención y/o falla para diferentes componentes típicos. Su producto principal es un cronograma de intervención que suministre el más bajo Valor Neto Presente (NPV en inglés) del gasto de capital (CapEx), costo de riesgo de una salida, costo de operación y mantenimiento menos los beneficios de rendimiento asociado con una intervención.

En el informe de Fase II, se incorporará muchos más detalles y descripción del programa HydroVantage™ y su producto pero se incluye en este informe en Anexo F un análisis preliminar de las edades representativas de los equipos, a través de gráficos/tablas que muestran las dichas edades representativas y curvas de probabilidad de falla para cada uno de los componentes principales de las centrales de Acaray I y II. Los ajustes de la edad para cada componente se realizan en base a su historia de rehabilitación y calificación de la condición realizada durante las visitas de inspección. HydroVantage™ no produce una curva agregada de la tasa de fallo probable de toda la Central.

Cabe señalar que la esperanza de vida media para cada componente es en el punto de la probabilidad de falla de 0.5 para cada curva. Estas curvas se utilizan como entradas al modelo en HydroVantage™ para calcular los costos de riesgo, sin embargo no se programan las intervenciones basadas en la vida que solo. Los costos de riesgo se calculan basado en la probabilidad de falla (a partir de las curvas) así como la consecuencia de la falla (costo de la interrupción y los costos de materiales). Componentes con alta consecuencia de falla normalmente están programados para una intervención antes que su vida media esperada, mientras que componentes con un bajo consecuencia de la falla por lo general están programados más tarde de su vida media esperada.

La probabilidad de que las curvas de fracaso se proporcionan solamente como un contexto para el análisis de los resultados.

Las diversas curvas de probabilidad de falla presentadas en Anexo F son propiedad de Hatch Ltd. La información contenida en este anexo puede utilizarse exclusivamente por Ande y en ninguna circunstancia deben ser compartida con otro gobierno o entidades comerciales. Las curvas han sido construidas por Hatch Ltd. ("Hatch") usando una combinación de la información disponible de fuentes públicas así como de experiencia en análisis de riesgo y confiabilidad de equipos y componentes en la industria hidroeléctrica. Estas curvas deben utilizarse con precaución, dado que se requiere juicio considerable de ingeniería para la interpretación correcta.

5.3. Recomendaciones

Las recomendaciones principales están resumido en Tabla 30, haciendo referencia a la sección correspondiente del informe principal.

Es importante acotar que si se decide realizar una rehabilitación o repotenciamiento de las centrales de Acaray I y II, muchos de los trabajos anotados a continuación deberían ser incluidos en el alcance de los contratos de dicha rehabilitación o repotenciamiento. También, en esta lista no están incluidos los trabajos normales de una rehabilitación o repotenciamiento, tal como rebobinado del estator y rotor de un generador, o remplazo de los centros de controles de motores entre otros.

No se indica en esta tabla el plazo de ejecución ni el tiempo en el cual se deben realizar los trabajos, dado que esto dependerá de los resultados del análisis del estado de los equipos y de la preparación de un plan de inversiones utilizando el software HydroVantage™. Esta evaluación se realizará en Fase II de la consultoría.

Tabla 30 Recomendaciones para Trabajos de Rehabilitación o Reparación

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|--|---|
| 3.3 Organización de Documentación y Datos | <p>Preparar un índice electrónico de todos los documentos, planos, etc. que existen en la biblioteca, con los datos principales, tal como título, autor, fecha, resumen del contenido, ubicación en la biblioteca</p> <p>Escanear todos los documentos, planos, etc. preferiblemente en un formato OCR (Optical Character Recognition o Reconocimiento Óptico de Caracteres).</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|--|--|
| | Convertir o preparar planos en AutoCad u otro formato electrónico. Esto aplica especialmente a los planos de conexión de instrumentos |
| 3.4 Análisis de Idoneidad de la Documentación | <p>Planos: Un programa de actualización de los planos principales de la Central, tales como diagramas unifilares, diagramas de cableado, disposición de equipos, lista de cables, etc., debe implementarse de inmediato.</p> <p>Manuales de Operación y Mantenimiento: Hacer un inventario de los que se posee. Para aquellos faltantes tratar de obtener copia de los fabricantes o tratar de rastrearlos a través de internet.</p> <p>Instructivos de Mantenimiento: Un programa de elaboración de estos instructivos debe implementarse de inmediato.</p> <p>Instructivos de Operación: Un programa de elaboración de estos instructivos debe implementarse de inmediato.</p> |
| 4.1 Turbinas | |
| 4.1.1 Acaray I | <p>Se debe considerar su reemplazo (reemplazo por rehabilitación o por incremento de capacidad) en el corto plazo.</p> <p>Remover restos de soldadura y esmerilar la superficie a ras en el rodete.</p> <p>En caso de requerir reparar con soldadura (material base es de acuerdo a normas italianas X10C13 y de acuerdo a tablas consultadas presenta buena soldabilidad) se debería realizar un análisis metalúrgico que comprueba la composición y a partir de ahí generar un procedimiento de reparación.</p> <p>Se debe realizar una limpieza de los pasajes de agua, eliminar la capa de sedimentos acumulada en el predistribuidor y superficie de los álabes directrices. Esta limpieza se debe realizar con una frecuencia mínima de cada cinco años. Mantener los pasajes sin sedimentos adicionalmente de disminuir pérdidas, facilita las inspecciones y el mantenimiento.</p> <p>Disminuir en lo posible las fugas en el sistema de gobernación, y realizar chequeos y ajustes de alturas de álabes directrices de modo de evitar sobre presión en el sistema Modificar los procedimientos de operación para evitar la operación del grupo 2 entre 15 y 20 MW de potencia de salida del generador a una caída neta de 84.1 m.</p> <p>Se recomendaría en lo posible mantener las unidades operando entre 70% y 85% de apertura que da la mejor eficiencia</p> <p>Complementando lo anterior es importante que se establezca el polígono de operación de las unidades, combinando mediciones de vibración con</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|----------------------|---|
| | <p>diferentes caídas. De modo de establecer las zonas óptimas de operación a diferentes caídas durante el año.</p> <p>El resto de los componentes se encuentra cerca del fin de su vida útil, por lo que requieren constantes intervenciones correctivas (cuba de aceite cojinete guía turbina). Para estos componentes no se puede emitir mayores recomendaciones, dado que el análisis de riesgo que se hará en la siguiente fase de este estudio proporcionará las recomendaciones de reemplazo o repotenciación. Aunque se debe considerar que el eventual cambio (bien sea de incremento de potencia o rehabilitación) debe considerar una intervención global de la unidad.</p> |
| 4.1.2 Acaray II | <p>Dada las condiciones del rodete del grupo 3 y 4, los cuales presentan historial de grietas y reparaciones, se deben realizar inspecciones periódicas de las condiciones de cada rodete, manteniendo un registro de las horas de operación fuera de zonas óptimas de eficiencia (por debajo de 50MW de potencia de salida del generador) y las variaciones de altura neta correspondientes.</p> <p>Basado en el punto anterior, los rodets existentes de los grupos 3 y 4 deben ser considerados para ser reemplazados en el mediano plazo. Incluso luego del reemplazo de los generadores, no se recomienda mantener por un largo plazo estos</p> <p>Se recomienda solicitar a VOITH Hydro, las plantillas de los perfiles del alabe, con el fin de realizar las reparaciones subsiguientes sin alterar el perfil.</p> <p>Al encontrar cavitación en los bordes de los agujeros de los pernos de fijación del anillo de desgaste inferior, se recomienda sellar los agujeros con material epóxico y conformar la forma al contorno del anillo.</p> <p>Se recomienda sustituir el anillo de desgaste del Grupo 3 en el corto plazo, dado que actualmente el existente presenta holgura excesiva entre el anillo inferior y la cara posterior del anillo de desgaste.</p> <p>Dado los resultados de las mediciones de vibraciones del grupo 3 se recomienda operar las unidades de Acaray II por encima de los 50MW a una altura neta 81m.</p> <p>Considerando que las unidades de Acaray II solo han tenido intervenciones parciales (reemplazo de rodete, cambios del sistema de gobernación y sustitución de los generadores en progreso) se recomienda que la próxima intervención se haga en manera global, de modo de actualizar la mayor cantidad de componentes.</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|---|---|
| 4.2 Sistema de Gobernación y Unidad de Control | |
| 4.2.3.1 Acaray I | <p>Disminuir en lo posible las fugas en el sistema de gobernación, y realizar chequeos y ajustes de alturas de álabes directrices de modo de evitar sobre presión en el sistema.</p> <p>Poner la protección de sobre-velocidad hidráulica en servicio de nuevo</p> |
| 4.2.3.2 Acaray II | <p>Disminuir en lo posible las fugas en el sistema de gobernación, y realizar chequeos y ajustes de alturas de álabes directrices de modo de evitar sobre presión en el sistema.</p> <p>Evite el exceso de lubricación de grasa en los bujes de conexión de los servomotores con el anillo de operación.</p> |
| 4.3 Válvula de turbina | |
| 4.3.3.1 Acaray I | <p>Las válvulas de entrada necesitan trabajos de rehabilitación, cambiando el sello del disco.</p> <p>Reparar fugas en los muñones de ambos válvulas.</p> <p>Repintar el cuerpo de las válvulas y tubería de by-pass para evitar corrosión</p> <p>Modernizar el sistema de sensor mecánico de equilibrio de presión en ambas válvulas</p> |
| 4.3.3.2 Acaray II | <p>Las válvulas de entrada necesitan trabajos de rehabilitación, cambiando el sello del disco.</p> <p>Reparar fugas en los muñones de ambos válvulas cambiando los sellos</p> <p>Repintar el cuerpo de las válvulas y tubería de by-pass para evitar corrosión</p> |
| 4.4 Componentes Mecánicas del Generador | |
| 4.4.3.1 Acaray I | <p>Rehabilitar el sistema de contraincendio de CO₂</p> <p>En caso de una rehabilitación o repotenciamiento de los grupos, rediseñar y rehabilitar el sistema de frenos incorporando sistema de colección de polvo y levantamiento de rotor que se puede girarlo.</p> |
| 4.5 Pruebas de Eficiencia | |
| 4.5.3 Recomendaciones | <p>Considerando los valores de eficiencia obtenidos, los cuales se consideran en el punto bajo para turbinas de tipo Francis (hoy día), se realizará en la siguiente fase de este estudio, una evaluación de manera global con las opciones de mejora de eficiencia (rehabilitación y aumento de potencia) existentes a la fecha.</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|-------------------------------------|--|
| | Es importante que se establezca el polígono de operación de las unidades, combinando mediciones de vibración con diferentes caídas, de modo de establecer las zonas óptimas de operación a diferentes caídas durante el año. |
| 4.6 Medición de Vibraciones | |
| 4.6.3.1 Acaray I | De acuerdo a las pruebas de eficiencia y medición de vibraciones del grupo 2 la zona de operación a evitar es entre 15 y 20 MW de potencia de salida del generador a una caída neta de 84.1 m, en la que los valores de vibración sobrepasan los límites de la zona de confort de las normas ISO10816-5 “Vibración in Rotary Equipment” en valores de velocidad RMS. En el resto del rango de operación los niveles de vibración son aceptables. |
| 4.6.3.2 Acaray II | Las mediciones de vibración del grupo 3 no arrojaron valores excesivos durante los diferentes rangos de operación de la unidad. Aunque de acuerdo a los valores de eficiencia de la unidad y de la turbina, mientras más cerca esté la generación del punto de diseño de la turbina mejor se comportara la unidad, por lo que es importante operar las unidades de Acaray II por encima de los 50 MW con un salto neto de 81 m. |
| 4.7 Generadores y Excitación | |
| 4.7.3 Grupo Generador 1, Acaray I | <p>Hacer una prueba de alto voltaje al devanado completo por fase para verificar la efectividad de las reparaciones que se han hecho.</p> <p>El devanado del estator y de los polos está llegando al final de su vida útil y debe considerarse su reemplazo en los siguientes 5 años después que el grupo entre en servicio.</p> <p>En el corto plazo, se debe realizar un apriete, realineamiento de las secciones del núcleo y pruebas de lazo (loop) y/o ELCID.</p> <p>En caso de otra falla, ANDE debe continuar con la reparación de los polos, pero con la inclusión de una firma especializada que no solo se encargue de la reparación, pero también de la instalación de manera que se garantice el balanceo del rotor.</p> <p>Una vez el grupo entre en servicio debe considerarse el re-bobinado de los polos del rotor en los próximos 5 años. Adicionalmente se debe hacer un reajuste de la fijación de los polos a la llanta del rotor.</p> <p>Debe considerarse una intervención mayor del núcleo del estator (reemplazo completo) en los próximos 5 años después que la Unidad entre en servicio.</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|--|--|
| | <p>Como parte del mantenimiento periódico, incorporar la prueba de caída de voltaje por polo en el rotor, por lo menos una vez por año.</p> <p>Cambiar modo de operación de aplicación de frenos durante las paradas a 25% de la velocidad nominal para disminución en la generación de material contaminante, menor desgaste del anillo de frenado y del sistema en general.</p> <p>Incorporar en el mantenimiento periódico la prueba de factor de disipación, preferiblemente cada año con el fin de observar la variación de degradación del devanado.</p> <p>Integrar en el mantenimiento el monitoreo de descargas parciales</p> <p>Instalar un sistema de monitoreo para las unidades, el cual cubriría vibraciones, temperaturas, medición del entrehierro y descargas parciales.</p> <p>Igualmente, la inspección visual del generador debe estar dentro del plan anual de mantenimiento, haciendo énfasis en las señales de deterioro más comunes:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Estado del acuñado ○ Devanado de campo suelto ○ Evidencia de descargas parciales ○ Evidencia de sobrecalentamiento <p>Continuar las buenas prácticas de mantenimiento del cubículo de neutro y puesta a tierra</p> |
| <p>4.7.5 Grupo Generador 2, Acaray I</p> | <p>El devanado está llegando al final de su vida útil y debe considerarse su reemplazo en los próximos 5 años.</p> <p>Debe considerarse el re-bobinado de los polos del rotor en los próximos 5 años. Adicionalmente se debe hacer un reajuste de la fijación de los polos a la llanta del rotor.</p> <p>El aislamiento de los polos está llegando al final de su vida útil. Cambio del aislamiento debe realizarse en el corto plazo.</p> <p>El núcleo del estator requiere una intervención mayor, en el corto plazo. La intervención debe considerar el reemplazo completo del núcleo.</p> <p>En el corto plazo se debe incluir el apriete de las láminas y realineamiento de las secciones que lo componen.</p> <p>Como parte del mantenimiento periódico, incorporar la prueba de caída de voltaje por polo en el rotor, por lo menos una vez por año.</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|---|---|
| | <p>Realizar la prueba de índice de polarización periódicamente (anualmente) para establecer un patrón progresivo.</p> <p>Cambiar modo de operación de aplicación de frenos durante las paradas a 25% de la velocidad nominal para disminución en la generación de material contaminante, menor desgaste del anillo de frenado y del sistema en general.</p> <p>Incorporar en el mantenimiento periódico la prueba de factor de disipación, preferiblemente cada año con el fin de observar la variación de degradación del devanado.</p> <p>Integrar en el mantenimiento el monitoreo de descargas parciales.</p> <p>Instalar un sistema de monitoreo para las unidades, el cual cubriría vibraciones, temperaturas, medición del entrehierro y descargas parciales.</p> <p>Igualmente, la inspección visual del generador debe estar dentro del plan anual de mantenimiento, haciendo énfasis en las señales de deterioro más comunes:</p> <ul style="list-style-type: none"> ○ Estado del acuñado ○ Devanado de campo suelto ○ Evidencia de descargas parciales ○ Evidencia de sobrecalentamiento <p>Continuar las buenas prácticas de mantenimiento del cubículo de neutro y puesta a tierra</p> |
| 4.8 Sistema De Excitación | |
| 4.8.4 Recomendaciones | <p>Reemplazar las excitaciones en los próximos 5 años.</p> <p>Los transformadores de excitación están en la mitad de su vida útil y parecen estar en buenas condiciones. Se debe continuar con el programa de mantenimiento periódico haciendo énfasis en:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Inspecciones visuales frecuentes • Hacer pruebas de condición (Aislamiento, relación de transformación, termografía) • Mantener una limpieza general y hacer un apriete de tornillos. |
| 4.9 Barras de salida del generador | |
| 4.9.2 Recomendaciones | <ul style="list-style-type: none"> • Instalar las cubiertas y tornillos faltantes |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|--|--|
| | <p>Instalar avisos de advertencia del riesgo de contacto con el barraje a lo largo de la ruta.</p> <p>En ciertos puntos de la ruta del barraje la altura disminuye considerablemente. Se recomienda restringir el paso en estas áreas cuando los grupos de generación están en operación. El paso de personal con objetos cuyas dimensiones o características pudiesen entrar en contacto con el barraje debe ser prohibido completamente.</p> <p>Se debe considerar que, si en el futuro se repotencian los grupos de generación, se debe revisar la capacidad de las barras para asegurarse de que todavía son adecuadas para transportar la energía hasta los transformadores, y si no son adecuadas, reemplazarlas con cables</p> |
| 4.10 Transformadores Elevadores de Potencia | |
| 4.10.3 Toma de muestras de aceite | <p>Acaray I</p> <p>La calidad del aceite en unidades 39429 y 41151 es afuera de norma y debe ser reprocesado en forma urgente</p> <p>Se debe considerar reprocesando el aceite en el corto plazo en unidades 39429, 39430, 39431, 39432, 41150 y 41151 por sus contenidos medio alto de agua.</p> <p>Se debe reanalizar el aceite en forma urgente de unidad 41150, dado que el último registro es de 2008.</p> <p>Los resultados de gases disueltos parecen muy sospechosos cuando se comparen con la unidad de repuesto, especialmente después de 40 años. El sospecho es que es un análisis mal hecho. Se debe repetir el análisis para todos los transformadores utilizando un laboratorio acreditado para este tipo de trabajo, tal como Morgan Schaffer para confirmar los resultados.</p> <p>Se debe retomar muestras para reanalizar unidades 39430 y 39432 por ser son idénticos, que es imposible. Se sospecha que se han equivocado en el muestreo o el análisis. .</p> <p>Dado las anomalías en los resultados, se debe repetir el análisis de aceite, gases disueltos y furanos para todos los transformadores, utilizando dos laboratorios independientes y acreditados para este tipo de análisis. Se debe implementar un proceso mucho más riguroso de muestreo, análisis del aceite, evaluación de los resultados incluyendo gráficos de tendencia y archivos de la documentación en un CMMS disponible a todos.</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|---|---|
| | <p>Acaray II</p> <p>Dado las anomalías en los resultados, se debe repetir el análisis de aceite, gases disueltos y furanos para todos los transformadores, utilizando dos laboratorios independientes y acreditados para este tipo de análisis.</p> <p>Se debe implementar un proceso mucho más riguroso de muestreo, análisis del aceite, evaluación de los resultados incluyendo gráficos de tendencia y archivos de la documentación en un CMMS disponible a todos.</p> <p>Faltan las placas de varios de los transformadores, dificultando su identificación. Se debe identificar cada transformador con un número único para asegurar un registro consistente y único de las pruebas para cada transformador.</p> |
| 4.10.4 Protección Contra incendio | Vea recomendaciones en 4.12.4 Sistema Contra Incendios de los transformadores elevadores. |
| 4.10.6.1 Transformadores de los generadores G1 y G2 | <p>Se debe reemplazar los transformadores de generación para unidades G1 y G2, todos con las mismas características eléctricas, incluida su potencia, más la compra de repuestos con una potencia suficiente para manejar cualquier requisito de aumento de MVA. Esto debe incluir los cables, el control y la protección y sistema de diluvio, así como rehabilitación de cualquier deterioro de hormigón que puede estar ocurriendo.</p> <p>El sistema de diluvio debe incluir detectores HAD para los bornes y boquillas de pulverización debido a que los bornes son un riesgo del 90% de los incendios.</p> <p>Las barras de 13,8 kV de los generadores deben ser reemplazados al menos para la sección de conexión con los transformadores con cables de 13,8 kV que estén sellados en el nivel del suelo para evitar que el agua y posible aceite encendido de un transformador entren en la casa de máquinas y en las galerías de cable.</p> <p>Repuestos de cable de 13,8 kV y las terminaciones deben ser comprados y almacenados también</p> |
| 4.10.6.2 Transformadores de generadores G3 y G4. | <p>El sistema de protección contra incendios SERGI debe ser puesto en marcha y complementado por un sistema de diluvio que incluye detectores HAD para los bornes y boquillas de pulverización de bornes.</p> <p>Al igual que en las unidades 1 y 2, las barras de 13,8 kV desde los generadores deben ser sustituidos por lo menos para la sección de conexión de los transformadores con cables de 13,8 kV que están sellados a nivel del suelo para evitar que el agua y posible aceite encendido</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|---|--|
| | procedente de un incendio de un transformador entren a la casa de máquinas y galería de cables. |
| 4.11 Subestación | |
| 4.11.2 General | <p>Reconciliar la división de responsabilidades entre el grupo de subestaciones y el personal de la central Acaray. No es aparente que cada uno sabe qué hace el otro y no hay intercambio fluido de información. Es preferible que la responsabilidad de mantenimiento descansa en solo un grupo.</p> <p>El diagrama unifilar de la subestación no está al día y muestra equipos ya retirados y no muestra nuevos equipos o instalaciones. Una actualización debe hacerse lo más pronto posible.</p> <p>No hay una demarcación clara entre los diferentes grupos (central Acaray, grupo Ande de subestaciones, grupo Ande de distribución, Itaipu). Protocolos escritos deben ser implementados.</p> <p>La base de datos de la subestación es incompleto, no actualizado y no incluye los datos de placa de cada equipo. Muchas de las placas de los equipos son ilegibles. Una base de datos que contenga toda esta información será de gran utilidad.</p> |
| 4.11.3 Interruptores | <p>Reemplazar los interruptores que tiene una capacidad de 31,5 kA, que está por debajo del nivel de falla previsto para 2023 de 33 kA.</p> <p>Mantener un registro computarizado completo (base de datos) y accesibles a ambos los grupos de Acaray y Transmisión con todos las pruebas realizadas y sus resultados y cualquier intervención (relleno con SF₆, etc.)</p> |
| 4.11.4 Seccionadores, TC y TP | <p>Reemplazar los seccionadores, TC y TP en caso que el nivel de falla caiga bajo los niveles.</p> <p>Mantener un registro computarizado completo (base de datos) y accesibles a ambos los grupos de Acaray y Transmisión con todos las pruebas realizadas y sus resultados y cualquier intervención</p> |
| 4.11.5 Malla de puesta a tierra de la central y de la Subestación de 220 Kv | <p>Contratar servicios de consultoría para realizar un estudio completo de la malla de tierra para confirmar que tiene las características necesarias para cumplir con las normas estándares para estos tipos de instalación y sus voltajes</p> <p>Adecuar, redimensionar, reparar, reconectar y/o agregar los cables de puesta a tierra para asegurar que las estructuras y plataformas de maniobra tienen la conexión a tierra adecuada.</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|---|---|
| | <p>Reemplazar todas las conexiones de presión o empernado con conexiones de soldadura exotérmica</p> <p>Adecuar los cables temporales de puesta a tierra utilizado durante el mantenimiento para asegurar que son apropiados y que tiene las conexiones que no pueden desconectarse en caso de falla.</p> <p>Se debe realizar un estudio completo de la malla de tierra para determinar las resistencias a tierra y de contacto para determinar si es necesario ampliarla o reemplazarla.</p> <p>Realizar muestreo y estudios para determinar el grado de colmatación del empedrado. Si el empedrado está colmatado, se debe removerlo y reemplazarlo. Al mismo tiempo se debe estudiar el sistema de drenaje perimetral para desviar el agua y el arrastre de materiales que podría recontaminar el empedrado en el futuro</p> |
| 4.12 Sistemas Auxiliares Mecánicos de Acaray | |
| 4.12.1 Sistema Contra-incendios de los Generadores | <p>Rehabilitar o reparar los sistemas de CO₂ con todos sus controles.</p> <p>Se deben realizar pruebas anuales en seco para asegurar que el sistema dispare con la consigna apropiada</p> <p>Los sistemas de supresión de fuego de CO₂ del generador necesitan un transmisor de presión para monitorear la presión de CO₂.</p> <p>Al poner el sistema de CO₂ en operación de nuevo, se debe rehabilitar el sistema de aislamiento, que permita ingresar al cubículo del generador sin riesgo de disparar el sistema, y prevenga el inicio de la unidad cuando el personal está en el interior del recinto.</p> <p>Controlar manualmente el peso de las botellas cada año si no se pone de vuelta en operación el sistema de pesaje.</p> |
| 4.12.2 Sistema de Drenaje y Desagüe | <p>Modernizar los sistemas de medición de niveles de agua (instrumentación) locales y a distancia inmediatamente.</p> <p>Renovar las bombas y válvulas de drenaje en los próximos 5 años.</p> |
| 4.12.3 Puente-grúas Casa de Maquinas Acaray I & II | <p>Instalar un sistema de control remoto inalámbrico para las grúas viajeras.</p> <p>Reemplazar el sistema eléctrico de mando (tableros de control), sistema de conductores, cables de botonera o control de grúas de la casa de máquinas Acaray I & II en los próximos 5 años, o antes, especialmente si se van a utilizar las grúas para obras de rehabilitación o repotenciamiento</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|--|---|
| | <p>Tener una bitácora/record de monitoreo en donde se guarde el número de horas de uso de las grúas</p> <p>Contratar una compañía especializada para realizar una inspección completa de las grúas y formular los trabajos que se deba hacer para rehabilitar las grúas.</p> <p>Considerar el reemplazo del sistema de velocidad de maniobra existente por un sistema de motores de frecuencia variable los cuales ofrecen un mejor control de desplazamiento.</p> |
| 4.12.4 Sistema Contra Incendios de los transformadores elevadores Acaray I | <p>Rehabilitar o reemplazar todo el sistema de aspersión de agua de los transformadores de Acaray I, dado que no ofrece ninguna protección contra incendios, y podría invalidar cualquier reclamo contra una póliza de seguro</p> <p>Rehabilitar o reparar las válvulas Sergi de los transformadores de Acaray II y poner el sistema en funcionamiento. Esto ofrecerá un nivel mínimo de protección contra incendios.</p> <p>Adicionar un sistema de aspersión de agua para los transformadores de Acaray II para complementar el sistema de Sergi.</p> |
| 4.12.5 Sistema de Tratamiento de Agua Potable | <p>Como medida precautoria, instalar carteles “No apto para consumo humano” en todas las instalaciones alimentadas con el agua del pozo.</p> <p>Instalar una planta de tratamiento de agua potable para subástese a la central. El pozo profundo puede seguir usándose como fuente de toma, sin embargo, el agua debe potabilizarse en base a estándares internacionales.</p> <p>Además, se debe establecer un programa de monitoreo de la calidad del agua mandándose muestras de agua a un laboratorio certificado para su análisis.</p> |
| 4.12.6 Sistema de Tratamiento de Aguas Residuales o Negras | <p>Instalar un sistema compacto de tratamiento de aguas residuales que cumpla con las normas vigentes.</p> |
| 4.12.7 Sistema de Recolección y Tratamiento de Aceites | <p>Contratar servicios de consultoría para investigar todos los sistemas de drenaje en la central para estimar posibles cantidades de agua y aceite a tratar y determinar si es posible de retro-adaptar los sistemas con métodos de remover el aceite. Estos métodos incluyen cámaras separadoras, desencapadora de sogas, filtros, etc. La solución podría ser varios sistemas independientes dispersados alrededor de las dos centrales o una cámara central de tratamiento a cual se bombeen la mezcla de agua/aceite</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|---|--|
| | <p>contaminado desde diferentes cámaras colectadoras distribuidas alrededor de las dos centrales.</p> <p>Adecuar el cuarto de almacenamiento de aceites residuales que cuenta con el equipo adecuado para tratar lo que se llega a recolectar o recuperar de la mezcla de aceite y agua, y no cumple con estándares internacionales de almacenamiento de aceites</p> <p>Instalar diques de contención alrededor de cualquier sitio de almacenaje o equipo que contiene aceite para controlar cualquier fuga.</p> |
| 4.12.8 Sistema de Refrigeración del Generador | <p>Reemplazar los filtros de toma y válvulas que alimentan los radiadores de los generadores. Se debe instalar un sistema de lavado inverso automático, con la instrumentación apropiada para condicionar la operación del lavado inverso. Se debe considerar un sistema doble (principal y respaldo) que ciclen y así no afectar la generación. Los filtros deben ser dimensionado según el caudal requerido de agua de enfriamiento y la calidad del agua.</p> <p>Instalar un sistema de instrumentación para la medición de flujo de agua en la descarga.</p> <p>Contratar servicios de ingeniería para determinar la solución óptima de evitar la incrustación y colmatación por mejillones dorados.</p> |
| 4.12.9 Turbina-Generador Auxiliar | <p>Realizar un estudio de costo beneficio para determinar el uso del diésel generador existente, sus costos de mantenimiento y operación versus el costo de rehabilitar la unidad auxiliar o la compra de una unidad compacta para reemplazarla</p> |
| 4.12.10 Generador Diésel | <p>Reubicar el tanque de combustible o las baterías que presentan un riesgo serio de incendio y que la instalación cumpla con las normas y prácticas ambientales</p> <p>Determinar las horas de operación de la unidad y la disponibilidad de repuestos para evaluar su reemplazo.</p> |
| 4.12.11 Ascensores | <p>Aunque los ascensores funcionen, se debe considerar el remplazo total de ellos y todos sus componentes, para garantizar su operación para los próximos treinta años.</p> |
| 4.12.12 Sistemas de Ventilación | <p>Terminar las modificaciones ya en curso al sistema eléctrico del sistema de ventilación de Acaray II para modernizarlo.</p> <p>Realizar un estudio de calidad de aire en la casa de máquinas de Acaray I para determinar si la calidad de aire cumple con las normas de ASHRAE. Según los resultados y también por razones de riesgo de asfixia, Se debe</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|---|--|
| | considerar la instalación de un sistema de ventilación e insuflación similar a lo de Acaray II. |
| 4.12.13 Sistemas de Aire | <p>Reemplace todos los compresores móviles ya que están al fin de su vida útil.</p> <p>Comprar y mantener en stock las piezas necesarias de repuestos para mantener los compresores de regulación de velocidad</p> <p>En caso de una repotenciamiento o reemplazo de las turbinas de los grupos de Acaray II, se debe decidir durante el proceso de diseño si conviene instalar o no compresores anticavitación. Si no son necesarios, se puede remover los compresores anticavitación existentes</p> |
| 4.13 Sistemas Auxiliares Eléctricos | |
| 4.13.1 Sistema de Distribución en Corriente Alterna (CA) | <p>Reemplazo de los equipos de maniobra del sistema de servicios auxiliares en CA en los próximos 5 años. Se exceptúan el tablero de distribución y control de motores para las unidades 3 y 4 que fueron actualizados recientemente.</p> <p>Aunque las pruebas de los transformadores de servicio no indican problemas actuales, dado el número de años que llevan en operación también se recomienda su reemplazo.</p> <p>Realizar una modelación completa del sistema de servicios auxiliares acompañada de los estudios eléctricos pertinentes como corto circuito, caída de tensión y arco eléctrico.</p> <p>Si el reemplazo de los equipos de maniobra no se hace en los próximos años se recomienda hacer un estudio de arco eléctrico que defina claramente las condiciones de seguridad para el personal que labora en las inmediaciones.</p> |
| 4.13.2 Sistema de Distribución en Corriente Continua (CC) | <p>En la sala de baterías se recomienda la instalación de bandejas para recoger las fugas de ácido de las baterías o derrames que puedan ocurrir durante las labores de mantenimiento.</p> <p>Instalar una estación de lavado de ojos dentro del recinto de las baterías.</p> <p>Relocalizar las baterías para el sistema de comunicaciones de ANDE e Itaipú que actualmente se encuentran en la sala de los cargadores, debe relocalizarse en un lugar con ventilación apropiada, preferiblemente en el cuarto de baterías.</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|--|---|
| | <p>Futuras actualizaciones deben considerar la posibilidad de implementar alimentación redundante en 125 VCC a las protecciones de las Unidades 3 y 4</p> <p>Se recomienda la instalación de fusibles para la protección de los bancos de baterías.</p> <p>Se recomienda la habilitación del alumbrado de emergencia.</p> |
| 4.13.3 Bandejas portacables y salas de | <p>Se recomienda separar y organizar los cables, bandejas portacables, zanjas de cables, terminaciones de cable y elementos de control y protecciones de acuerdo con la siguiente distribución:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Unidades de G1 y G2 y las partes asociadas de la subestación • Unidades de G3 y G4 y las partes asociadas de la subestación • Las dos líneas de Itaipú (estas deben tener su propia barra) <p>Se recomienda también que el cableado se sustituya por fibra óptica donde sea posible y que los cables sean separados físicamente de los cables de potencia</p> <p>Se debe remover lo más posibles cables redundantes u obsoletos</p> |
| 4.14 Instrumentación y Control | |
| 4.14.1 Temperaturas | <p>Unidades 1 & 2</p> <p>Se debe reemplazar los dispositivos de tubo capilar en caso de una rehabilitación o repotenciamiento de las unidades.</p> <p>Se debe instalar más instrumentos de monitoreo de los cojinetes para una mejor protección y redundancia.</p> <p>Se debe incorporar en el SCADA de la planta todos los instrumentos de las temperaturas para análisis de tendencias</p> |
| 4.14.2 Medición de Flujo | <p>No hay medidores operativos de flujo. Los medidores de Winter Kennedy deben ser reemplazado por un transductor de presión diferencial</p> <p>Se debe instalar medidores de caudal del agua de enfriamiento en la salida de los radiadores superficiales, en los suministros de agua de enfriamiento de los cojinetes del generador, en los suministros de agua del sello del eje y en el sistema de agua del cojinete de la turbina.</p> <p>Se debe incorporar todas los instrumentos en el SCADA de la planta para análisis de tendencias</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|------------------------------|--|
| 4.14.3 Vibraciones | <p>Se debe considerar la instalación de sistema de monitoreo de vibraciones tanto para Acaray I como para Acaray II, con el fin de monitorearlas vibraciones y los valores de entrehierro del generador. Este sistema permite desplegar alarmas y disparar la unidad en caso de altas vibraciones.</p> <p>Este sistema debe estar integrado al SCADA de modo de realizar análisis de tendencias.</p> |
| 4.14.4 Niveles | <p>Se debe realizar mejoras/cambios en la medición de niveles en el sistema de aceite de las turbinas/generadores</p> <p>Se debe instalar un nuevo sistema de medición del nivel del embalse y la descarga, utilizando PLCs.</p> <p>Actualizar el sistema de drenaje y desagüe con un sistema de medición en paralelo que mide el nivel de agua en metros y volumen para probar las tasas de bombeo.</p> <p>Se debe incorporar todos los instrumentos en el SCADA de la planta para análisis de tendencias</p> |
| 4.14.5 Medición de presiones | <p>Instalar válvulas que permite purgar las tuberías y para comprobar la calibración del dispositivo para los manómetros</p> <p>Se debe instalar un medidor de presión completo con válvula de 2 vías y pantalla local para la medición de la presión de la caja espiral</p> <p>Se debe tener programador y un calibrador de presión para comprobar la calibración para el transductor de presión diferencial neto de caída. Se requiere un colector con desviación.</p> <p>El sistema de supresión de fuego de CO₂ del generador necesita un transmisor de presión para monitorear la presión de CO₂.</p> <p>Todos los instrumentos deben ser incluidos en el SCADA de la planta para análisis de tendencias.</p> |
| 4.14.6 Control de Unidad | <p>Se debe reemplazar el sistema de control de Unidad 1 y 2 Control y configurarlo en forma idéntico a las unidades 3 y 4.</p> <p>Se debe revisar la configuración del red del sistema de interface humano-máquina (Human-Machine Interface o HMI por sus siglas en inglés) y pupitres de interface de operadores (Control Operator Interface Stations o OIS por sus siglas en inglés)</p> <p>Se debe instalar un nuevo PLC en la central para el Control Conjunto de Var (Joint Var Control o JVC en inglés), Control Conjunto de Carga (Joint Load</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|-------------------------------|---|
| | <p>Control o JLC en inglés), monitoreo del nivel del embalse y canal de desfogue y otros sistemas comunes de todas las unidades.</p> <p>Se debe agregar un PLC para el Control Conjunto de Var (Joint Var Control o JVC en inglés) con la salida siendo los puntos de consigna individuales de VAR en el PLC de cada unidad.</p> <p>Se debería instalar un sincronizador de multicanales y relés de chequeo de sincronización para automatizar la sincronización de todas las unidades.</p> |
| 4.14.7 SCADA | <p>Se debe reconfigurar el sistema SCADA, comprar equipos adicionales y desarrollar el software, incluyendo las funciones de secuencia de eventos (SOE), servidor historiador y software de análisis de datos de ingeniería que cubre toda la central. Para agregar las unidades 1 & 2 al SCADA también se requiere actualizar el control de automatización y gobernador de modo que coincida con U3 y U4.</p> <p>La licencia de etiquetas se debe incrementar a 20.000 etiquetas durante la futura expansión del SCADA de las unidades 1 & 2. Se necesitará aumentar también el número de pantallas y servidores.</p> <p>Las computadoras deben ser remplazadas cada 5-7 años.</p> <p>Se debe implementar un programa de control de cambios con seguridad en red si es disponible.</p> |
| 4.14.8 Protecciones de Unidad | <p>Las protecciones CA de unidades 1 u 2 deben actualizarse a ser similares a las de las unidades 3 y 4</p> <p>Se debe extender el sistema de control y protección CC al sistema de drenaje de la tapa superior de la turbina. Se debe determinar y definir si un nivel de agua HI HI debe disparar la unidad. Nuevos equipos de monitoreo puede ser necesario para incorporar el nivel de disparo.</p> |
| 4.14.9 Auxiliares | <p>Se requiere un inversor de una sola fase para los computadores de SCADA, pantallas, ordenadores de la sala de Control y otros dispositivos críticos de control operados en CA. El inversor requiere tener un intercambio de corriente con los bancos 1 y 2 de baterías de 110VCC y requiere una desviación de potencia de servicio de la central. El intercambio del inversor a desviación y viceversa debe estar sincronizado.</p> <p>Se debe determinar si hoy en día repuestos para el centro de potencia a 380VCA estén aun disponibles. Si no hay, se debe reemplazarlo.</p> |
| 4.14.10 Documentación | <p>Se debe actualizar los diagramas de instrumentación y tubería (Piping and Instrumentation Diagrams o P&ID por sus siglas en inglés) mostrando los instrumentos y que exista concordancia entre los diagrama y la etiqueta</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|---------------------------|--|
| | <p>física de los instrumentos. La nomenclatura utilizada debe ser incluida también en la base de datos de etiqueta del sistema SCADA.</p> <p>Se requiere documentación de interconexión para cada armario en caso de no estar disponible.</p> <p>Las etiquetas de los cables no son legibles y se requiere el re-etiquetado de cables.</p> <p>Las bandejas de cable tienen muchos cables que no son utilizados y estos deben ser removidos.</p> <p>Se debe procesar y archivar planos “Como Construido” identificando o modificando de acuerdo a mejoras o modificaciones realizadas al sistema</p> |
| 4.14.11 Medición | <p>Se debe instalar medidores de potencia en lugares claves tales como los centros de alimentación y de Control de Motor. El sistema de SCADA debe registrar las mediciones de energía y ser capaz de producir informes de uso de energía.</p> |
| 4.14.12 General y Resumen | <p>Se debe reemplazar y/o actualizar la instrumentación existentes con equipos modernos con salidas digitales para que se puede conectarlos a un sistema centralizado de SCADA para su monitoreo y activación si miden afuera de consignas predeterminadas. Esto incluye</p> <ul style="list-style-type: none"> • medición de temperatura de los cojinetes, • medición de flujo en la tubería forzada y el sistema de agua de enfriamiento, • medición de vibraciones especialmente para Acaray I, • medición de niveles de aceite de los cojinetes, nivel del embalse, aperturas de compuertas radiales, sistemas de drenaje, • medición de presión en la caja espiral, diferencial entre la entrada y salida del sistema de agua de enfriamiento <p>Se debe instalar nueva instrumentación para facilitar el monitoreo remoto de variables que en este momento queden afuera del sistema de control. Esto incluye medición de caudales, medición de consumo, etc.</p> <p>Reemplace el sistema de control de grupos 1 & 2 para compatibilizarlo con el sistema de grupos 3 & 4</p> <p>Se debería instalar un sincronizador de multicanales y relés de chequeo de sincronización para automatizar la sincronización de todas las unidades</p> <p>Se debe reconfigurar el sistema SCADA, comprar equipos adicionales y desarrollar el software, incluyendo las funciones de secuencia de eventos (SOE), servidor historiador y software de análisis de datos de ingeniería que</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|--|---|
| | <p>cubra toda la central. Para agregar las unidades 1 & 2 al SCADA también se requiere actualizar el control de automatización y gobernador de modo que coincida con U3 y U4</p> <p>Se debe compatibilizar las protecciones CA y CC de las unidades 1 y 2 a ser similares a las de las unidades 3 y 4.</p> <p>Se debe preparar diagramas actualizados de instrumentación y tubería (Piping and Instrumentation Diagrams o P&ID por sus siglas en inglés) mostrando los instrumentos y que exista concordancia entre los diagramas y la etiqueta física de los instrumentos</p> <p>La central Acaray debe recopilar datos y procesar y archivar planos “Como Construido” identificando o modificando de acuerdo a mejoras o modificaciones realizadas al sistema de instrumentación y control.</p> |
| 4.15 Componentes Hidromecánicos de Acaray | |
| 4.15.1 Compuertas de Vertedero | <p>Reparar y reactivar los indicadores de posición de las compuertas inmediatamente.</p> <p>Instalar un generador de emergencia tipo generador diésel que asegure la redundancia en el suministro de energía eléctrica a las compuertas de vertedero.</p> <p>Instalar un sistema automático de operación de las compuertas desde el centro de control de la planta, incluyendo un sistema de instrumentación para el monitoreo de los niveles de agua desde el cuarto de control de la central.</p> <p>Reemplazar el sistema eléctrico de mando (tableros de control) de las 7 compuertas de vertedero.</p> |
| 4.15.2 Compuertas de Obra de Toma | <p>Rehabilitar el sistema de cierre a distancia y automático de las compuertas de obra de toma desde la sala de control de la central. El sistema de cierre a distancia y automático son críticos en una situación de emergencia. El no tenerlos en operación representa un gran riesgo para la central. Los trabajos de rehabilitación o renovación de los mismos deben ser llevados a cabo inmediatamente.</p> <p>Resolver y corregir las pérdidas de aceite en las unidades hidráulicas</p> <p>Rehabilitar la instrumentación de cierre de emergencia</p> <p>Modernizar las electro-válvulas y tener repuestos en el almacén</p> <p>Instalar una pileta alrededor de las unidades hidráulicas para contener derrames</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|--|---|
| | Inspeccionar y reemplazar si es necesario los sellos de las compuertas |
| 4.15.3 Grúas Obra de Toma (30 t & 8 t) | <p>Reemplazar y modernizar los equipos de alimentación, caja de pulsadores e interruptores de final de carrera, siendo obsoletos.</p> <p>Reparar o reemplazar los sistemas de señalización visuales y acústicas que no parecen estar en servicio.</p> <p>Reemplazar todos los cables de acero que parecen por ser originales y de ser así superada su vida útil.</p> |
| 4.15.4 Compuertas y grúa de las Obras de Descarga Acaray II (50 t) | <p>Reemplazar el sistema eléctrico y de control de mando de la grúa que es obsoleto y tener repuestos en el almacén</p> <p>Fabricar e instalar barricadas de seguridad alrededor de la grúa, e instalar puntos de enganche para arneses de seguridad</p> <p>Reemplazar los cables de acero de la grúa</p> |
| 4.15.5 Compuertas y grúa de las Obras de Descarga Acaray I (15 t) | <p>Reemplazar el sistema eléctrico y de control de mando de la grúa que es obsoleto y tener repuestos en el almacén</p> <p>Reemplazar todos los cables de acero que parecen por ser originales y de ser así superada su vida útil.</p> <p>Arenar y repintar las compuertas stoplog y el dispositivo de izamiento</p> <p>Resolver problemas en el sellado de las secciones superiores de las ataguías</p> <p>Investigar alternativas para eliminar la necesidad de remover la grúa cuando hay niveles de agua anormales en el Río Paraná</p> |
| 4.15.6 Compuertas de Servicio | <p>Monitorear pérdidas o fugas de aceite hidráulico a través de los sellos en los servomotores</p> <p>Cambiar sellos inferiores de las compuertas, si hay oportunidad</p> |
| 4.15.7 Compuertas de Fondo | <p>Realizar batimetría aguas arriba de las tomas de las compuertas de fondo para determinar la acumulación de sedimentos</p> <p>Evaluar la capacidad de los vertederos en la cresta de la presa para asegurar que puedan pasar la crecida máxima posible sin dificultades</p> <p>Decidir si conviene rehabilitar las compuertas radiales, antes de seguir con los pasos indicados en el acápite.</p> |
| 4.16 Obras Civiles y Estructuras - Acaray | |
| 4.16.1.1 Acaray I - Tubo Difusor | Reparación integral del hormigón para extender la vida útil de esta estructura |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|--|--|
| | <p>Limpieza total del recubrimiento metálico para verificar la condición de la pintura epóxica y evaluar su necesidad de ser re-pintada</p> <p>Cambiar sellos de compuertas para garantizar el buen cierre de la compuerta y limitar las filtraciones</p> <p>Modificar las primeras dos compuertas stoplogs de cada bahía para garantizar el sellado.</p> <p>Investigar formas de evitar que se tenga que remover la grúa en el caso de niveles de agua muy altos en el Río Paraná. Esto podría incluir levantado la estructura metálica de soporte, impermeabilizando los gabinetes eléctricos o aceptando que se tiene que remover la grúa en estos eventos inusuales.</p> |
| 4.16.1.2 Acaray I - Piso 1 – EL. 84.00 m | Reparaciones locales en el hormigón y nueva pintura |
| 4.16.1.3 Acaray I - Piso 2 – EL. 90.00 m | Monitorear humedad en el hormigón a fin de evaluar la necesidad de reparación. |
| 4.16.1.6 Acaray I - Piso 5 – EL. 132.90 m y Súper-Estructura | <p>Mayor mantenimiento y limpieza de las ventanas</p> <p>Cambio completo de las chapas del techo.</p> |
| 4.16.2.1 Acaray II - Tubo Difusor | <p>Reparación a las cavidades encontradas en el hormigón para extender la vida útil de esta estructura.</p> <p>Limpieza total del recubrimiento metálico para verificar la condición de la pintura epóxica y evaluar su necesidad de ser re-pintada.</p> <p>Inspeccionar sellos de compuertas y de ser posible remplazarlos debido a que ya cumplieron su vida útil.</p> |
| 4.16.2.2 Acaray II – Piso 1 – EL. 89.00m | <p>Humedad y filtraciones que hacen necesario reparaciones locales en el hormigón y nueva pintura.</p> <p>Grietas pequeñas deberán ser reparadas.</p> <p>Grieta menor en el apoyo de la válvula mariposa del grupo # 4 deberá ser reparada.</p> |
| 4.16.2.5 Acaray II – Piso 4 – EL. 103.00m | <p>Continuar con el programa existente de monitoreo y muestreo de la presencia de policlorobifenilos en las superficies y en el aire.</p> <p>Sensibilizar el contratista de cualquier rehabilitación o repotenciamiento de grupos 3 y 4 del derrame de policlorobifenilos e incorporar en su contrato la necesidad de tomar las precauciones necesarias, especialmente si hay intervenciones en la zona afectada.</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|--|---|
| 4.16.2.6 Acaray II - Piso 5 – EL. 128.00 m y Súper-Estructura | Cambio completo del techo |
| 4.16.3 Muro de Contención | <p>Muchos huecos de drenaje y cunetas bajantes tienen vegetación, la cual debe ser removida y los drenes limpiados o re-perforados.</p> <p>En el parapeto de coronación del muro, se observó excesiva vegetación, arbustos y árboles pequeños que deben ser removidos.</p> <p>Rehabilitar la escalera de acceso desde la plataforma de los transformadores hasta el edificio de la sala control por razones de seguridad industrial</p> |
| 4.16.4 Presa Acaray | <p>Limpieza de los drenes del cimiento y los drenes entre los diferentes bloques de construcción de la presa para garantizar su funcionalidad</p> <p>Mantenimiento integral y reactivación de los piezómetros.</p> <p>Implementar un programa de auscultación de toda la instrumentación incluyendo caudales para los vertederos tipo V, instrumentación para medición de desplazamiento de juntas de dilatación de bloques de la presa y monitoreo de fisuras, monumentos topográficos, etc.</p> |
| 4.16.5 Presa Acaray - Vertederos con Compuertas Radiales | <p>Secciones de todas las compuertas radiales requieren pintura de protección.</p> <p>En vertedero 1, la escalera de acceso esta suelta y requiere reparación</p> <p>En vertedero 3, 4, 5 y 6, cavidades en el hormigón a lo largo de la junta vertical de construcción requieren reparación</p> |
| 4.16.6 Presa Acaray – Descarga de Fondo | La malla metálica de la puerta de acceso #2 está rota y sirve para el ingreso de murciélagos, deberá ser reparada. |
| 4.16.7 – Presa Acaray – Compuerta de Flotantes | Cantidad de maleza (yuyos) que deben ser removidos, donde se presume existen huecos que deberán ser reparados |
| 4.16.8 – Presa Acaray - Obra de Toma para Acaray I y Acaray II | <p>Huecos en el hormigón y las zonas con mayor presencia de abrasión deben ser reparados.</p> <p>Investigar el uso de un material que repele la adhesión de los “mejillones dorados” tanto al concreto como a la compuerta.</p> <p>Investigar la condición actual de la pintura de protección de la compuerta hidráulica, las rejillas de escombros, las compuertas stoplogs y sus respectivos sellos que se presume están deteriorados.</p> |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|---|---|
| 4.16.9 Presa Acaray - Cuerpo general de hormigón, estribo izquierdo | Fugas en las juntas de construcción deben ser reparadas. |
| 4.16.10 Presa Acaray - Estribo derecho de terraplén | Rehabilitar piezómetros y monolitos topográficos e implementar un programa de auscultación para monitorear la condición del terraplén. Remover arbustos y árboles de los lados del terraplén y limpiar la zanja de escurrimiento para controlar que no hay filtraciones |
| 4.16.11.1 Tuberías de Aducción Acaray I y Acaray II | Realizar una nueva inspección de la tubería de aducción para comparar su condición en aproximadamente 5 años, la cual debe ser correctamente documentada y archivada para futuras comparaciones. |
| 4.16.11.4 Concreto de protección de las Tuberías de Aducción de Acaray I y Acaray II | Reparar el hormigón de protección de la conexión de la toma con las tuberías Limpiar juntas de expansión de material orgánico (plantas) para minimizar el deterioro de la estructura. Se deberán efectuar cálculos de capacidad de carga de estos concretos a fin de evaluar su futura reparación. Además, hay filtraciones en el empalme de tubería #1 con el cuerpo de la presa. Se debe inyectar esta zona, aunque las filtraciones no son significativas. |
| 4.16.11.5 Chimeneas de Equilibrio de las Tuberías de Aducción de Acaray I y Acaray II | Revestimiento metálico dentro de las chimeneas debe ser arenado y repintado cuando la central salga de servicio para un mantenimiento mayor o proceso de rehabilitación. |
| 4.16.12 Edificios Auxiliares de las Centrales de Acaray I y Acaray II | Rehabilitación para renovarlos y actualizarlos, incluyendo reemplazo de ventanas, sistemas de ventilación y sistema eléctrico, pintura, coberturas de piso, etc. Cambio de techos o buen mantenimiento para garantizar su estanquidad. Cimientos de las estructuras de la subestación requieren reparación para evitar deterioro. Instalar en las escaleras marinerías jaulas de seguridad al exterior y plataformas de descanso donde falten. Algunas de las escaleras parecen oxidadas y con necesidad de ser reemplazadas. Deterioro del hormigón en las losas exteriores, las cuales deben ser reparadas para evitar peligro de tropiezo. |

| Estructura o Sistema | Recomendación |
|---|--|
| | <p>Reparar deterioro de la mampostería en el edificio de mantenimiento de electrónicos.</p> <p>Adecuar área de estacionamiento vehicular</p> |
| 4.17 Sistemas Auxiliares Mecánicos de Yguazú | |
| 4.17.1 Energía de Emergencia | <p>Rehabilitar los postes que sostienen la línea de distribución desde el generador hasta la presa.</p> <p>Instalar una pileta de retención de derrames</p> <p>Aumentar la capacidad del tanque para que el generador diésel pueda funcionar más horas, en caso que el acceso quede cortado.</p> |
| 4.17.2 Sistema de Drenaje | <p>Modernizar los sistemas de medición de niveles de agua (instrumentación)</p> <p>Renovar las bombas, válvulas de drenaje y cañería en los próximos 5 años.</p> |
| 4.18 Componentes Hidromecánicos de Yguazú | |
| 4.18.1 Compuertas de Vertedero de Yguazú | <p>Reubicar y mejorar el acceso a los puntos de inyección de grasas para los cojinetes, pernos y engranes</p> <p>Actualizar y automatizar el sistema eléctrico de mando de las compuertas de vertedero que se puede operar en forma remota.</p> <p>Reemplazar y automatizar para permitir su control en forma remota el sistema eléctrico de las compuertas, incluso los instrumentos de control, tal como indicadores de posición.</p> |
| 4.18.2 Compuertas de Fondo | <p>Realizar batimetría aguas arriba de las tomas de las compuertas de fondo para determinar la acumulación de sedimentos</p> <p>Evaluar la capacidad de los vertederos en la cresta de la presa para asegurar que puedan pasar la crecida máxima posible sin dificultades</p> <p>Si se decide a reacondicionar las compuertas de fondo, rehabilitar la grúa para maniobrar las ataguías de la salida del fondo y/o los componentes de las compuertas planas de fondo que es sin cables y la parte eléctrica funcionando</p> <p>Si se decide instalara un central utilizando las compuertas de fondo, se debe rehabilitar el sistema hidráulico, eléctrica y de controles.</p> <p>Decidir si conviene rehabilitar las compuertas radiales, antes de seguir con los pasos indicados en el acápite.</p> |

| 4.19 Obras Civiles y Estructuras de Yguazú | |
|---|---|
| 4.19.1 Presa de Yguazú | <p>Gran cantidad de arbustos y/o árboles en los terraplenes deberán ser removidos.</p> <p>Reparar hormigón de las losas del puente, están con los bordes partidos, para evitar peligro de tropiezo.</p> <p>Rehabilitar piezómetros y monolitos topográficos e implementar un programa de auscultación para monitorear la condición del terraplén.</p> |
| 4.20 Operación y Mantenimiento | |
| 4.20.1 General | <p>Se debe documentar o mejorar muchos de los procesos y procedimientos de la central.</p> <p>La organización de los grupos de trabajo es típica, pero los niveles de dotación de personal en el área de asistencia técnica deberían ser revisados.</p> <p>Se debe reemplazar la herramienta de software actual utilizada para la gestión del trabajo en la central con un sistema más completo que permite un análisis del trabajo o tendencias.</p> <p>Se debe implementar un CMMS con prácticas de mantenimiento en base de las tecnologías de mantenimiento predictivo no reactivo.</p> <p>Se debe implementar un sistema de inventario enlazado al CMMS y establecer niveles mínimos de repuestos y materiales que eviten extender los cortes correctivos o programados cuando los materiales y las piezas no están disponibles.</p> <p>Se debe diseñar e implementar un proceso de adquisiciones y contrataciones que es mucho más ágil para que no extienda los tiempos de indisponibilidad de los equipos y la pérdida de ingresos por falta de producción.</p> |
| 4.20.2 Rendimiento de la Central | <p>Se recomienda que Acaray organice y colecte los datos operativos para generar una planilla electrónica con los indicadores clave de rendimiento (KPI en inglés) típicos que resumen el factor de disponibilidad (Availability Factor o AF), las tasas de paro forzado (Forced Outage Rate o FOR), factor de utilización (Utilization Factor o UF), etc.</p> |
| 4.20.3 Dotación de Personal | <p>Mientras que la cantidad total de personal podría ser apropiada para una central de esta antigüedad y tamaño, hay algunas áreas de preocupación.</p> <p>Se debe utilizar los operadores para realizar inspecciones de rutina básica y mantenimiento ligero para liberar el personal de mantenimiento que realice más trabajo técnico adecuado a su formación.</p> |

| | |
|--|---|
| | <p>Se debe crear un grupo de planificación de mantenimiento que no sólo es responsable de la gestión de órdenes de trabajo de mantenimiento, sino también de la gestión de los documentos relacionados con las actividades de mantenimiento, tales como planos, manuales, datos de operación y mantenimiento, análisis de las causas principales de paradas forzosas, y en muchos casos generando informes de mantenimiento.</p> <p>Se debe aumentar el equipo de supervisión con incentivos y posibilidades de ascenso y desarrollo de carrera</p> <p>Se debe contratar personal dedicado a la salud ocupacional y seguridad industrial que se dedica a impartiendo capacitación en seguridad, investigando accidentes, preparando informes sobre el rendimiento de seguridad, etc.</p> <p>Las descripciones de trabajo para el personal técnico y de operación deben ser más específicas para la central Acaray e incluir más detalles.</p> <p>Acaray debe considerar el desarrollo de un documento de funciones y responsabilidades para utilizar como guía para la orientación del personal y que justifiquen los niveles de salario.</p> |
| 4.20.4 Capacitación y Desarrollo | <p>Se debe diseñar e implementar un programa de capacitación enfocado a los técnicos eléctricos y mecánicos y los operadores. Dicho programa debe ser una combinación de aula y experiencia directa, utilizando el valioso conocimiento técnico y operativo de su personal senior y recurso externos tal como colegios técnicos, universidades, etc.</p> <p>Se debe mejorar la documentación de sus procesos y procedimientos. Esto serviría como base para el desarrollo de un programa específico de capacitación interna en el campo.</p> |
| 4.20.5 Prácticas de Mantenimiento | <p>Se deben ampliarse los registros del equipo de estación en sub-componentes con el fin de analizar el rendimiento de los equipos específicos y no sólo a los grupos de equipos.</p> <p>Se debe comprar e implementar un sistema CMMS que sea apropiado para el tamaño, la evolución de las actividades de mantenimiento y el presupuesto más importante de Acaray.</p> <p>Se debe desarrollar e implementar un proceso de análisis formal de las causas para las interrupciones y salidas no planificadas.</p> |
| 4.20.6 Repuestos, Almacén e Inventario | <p>Se recomienda que la ANDE revise el proceso de adquisición actual con el objetivo de optimizar el proceso con el fin de reducir el tiempo de parada del equipo.</p> <p>Se recomienda que la ANDE desarrolle una política de y proceso de gestión de repuestos, tomando en cuenta la criticidad de un fallo a la operación del</p> |

| | |
|---|---|
| | central, las consecuencias, y por ende, los niveles de inventario que se debe mantener para minimizar el riesgo de fallo y el impacto de seguridad industrial, ambiental y empresarial. |
| 4.20.7 Herramientas, Equipo e Instalación | Se recomienda que los talleres sean limpiados y ordenados para eliminar del riesgo de tropiezos y permitan el acceso de los extintores de incendios. |
| 4.20.8 Operaciones | <p>Elaborar y mantener actualizado un manual de operación para la orientación del personal de operación</p> <p>Elaborar y mantener actualizado Procedimientos Operativos Estándar (POE) incluyendo</p> <ul style="list-style-type: none"> • Preparación por individuos con conocimiento de la actividad y la estructura interna de la organización • Revisión y aprobación • Frecuencia de actualizaciones y comentarios • Lista de Verificación • Control de documentos • Archivo de POE <p>Preparación de formularios para mantenimiento para registrar la inspección y cualquier anomalía u observación que se detecta durante la inspección</p> <p>Implementar una mejor utilización del personal de operaciones. Tareas tales como inspecciones visuales e incluso el mantenimiento de la iluminación de la central, se adaptan bien a la habilidad del operador establecido y libera a los técnicos para realizar tareas más complejas.</p> |
| 4.21 Salud y Seguridad Industrial | |
| 4.21 Salud y Seguridad Industrial | <p>Se debe incorporar un personal dedicado a velar por la salud y seguridad industrial en la central. Este recurso debe ser responsable conjuntamente con el Gerente de la central y los supervisores para el mantenimiento de un sistema de gestión de seguridad apropiado, incluyendo análisis de riesgo, planes de mitigación de riesgo y control en el uso de los equipos de protección.</p> <p>Se debe considerar medir y monitorear el rendimiento y cumplimiento de seguridad de la estación.</p> <p>Los sistemas de bloqueo se deben revisarse para incorporar mecanismos de cierre además de etiquetas para mayor seguridad. Existen numerosos dispositivos de cierre personalizados que pueden adaptarse a la mayoría de los equipos que no han sido diseñados para ser bloqueado.</p> |

| | |
|--|--|
| | <p>Se debe implementar registros de incidentes o accidentes y los estadísticos correspondientes (Tasa de Frecuencia Total de Lesiones Registrables (TRIFR por sus siglas en inglés), etc.).</p> <p>El personal de la Central debe ser proporcionado con el adecuado equipo de protección personal (idealmente cascos, zapatos de seguridad, chaleco reflectante, protección auditivo y lentes de seguridad) y su uso exigido en todas partes de la planta</p> <p>Se debe implementar una inducción de seguridad para los visitantes a la planta para orientarlos a los riesgos inherentes en una planta hidroeléctrica con maquinaria rotativa pesada y altos voltajes y corrientes. Al reemplazar los centros de control de motores, deben ser especificados para permitir instalar un dispositivo para múltiples candados, que permita el bloqueo de la operación de los equipos por diferentes personas. ,.</p> <p>Se debe implementar el uso de medidas de seguridad tal como barandas, barricadas, arnés de seguridad y/o capacitación del personal y/o cambios en los procedimientos para eliminar riesgos latentes.</p> <p>Se debe mejorar la limpieza y ordenamiento en general en la planta, eliminando escombros, basura, piezas de tubería, lámparas fluorescentes, etc. tirados en el piso. Estos presentan riesgos de seguridad industrial al personal.</p> |
|--|--|

