

Repotenciación de la Unidad 1 de la central hidráulica Salvajina de la empresa Celsia E.S.P.

Luis Alfonso Arboleda Albornoz
Celsia S.A. E.S.P.
Calle 15 No. 29B-30 Autopista Cali –Yumbo
E-mail: larboleda@celsia.com
Cali - Colombia

Juan Gabriel Osorio Cucalón
Celsia S.A. E.S.P.
Calle 15 No. 29B-30 Autopista Cali –Yumbo
E-mail: josorioc@celsia.com
Cali – Colombia

Ruben Dario Aponte Nuñez
Celsia S.A. E.S.P.
Calle 15 No. 29B-30 Autopista Cali –Yumbo
E-mail: raponte@celsia.com
Cali - Colombia

Carlos Alberto Mantilla Viveros
Celsia S.A. E.S.P.
Calle 15 No. 29B-30 Autopista Cali –Yumbo
E-mail: camantilla@celsia.com
Cali - Colombia

1. Resumen

Este trabajo presenta el compendio de los estudios técnicos realizados para evaluar la viabilidad de repotenciar la Unidad 1 de la Central hidráulica Salvajina de 95 MW a 125 MW; También, el desarrollo de las actividades de ejecución y montaje de los equipos que hacen parte de la repotenciación.

Para llevar a cabo este proyecto, inicialmente se desarrollaron modelos analíticos, pruebas de campo, modelos numéricos y estudios financieros para predecir el comportamiento de la unidad repotenciada. Finalmente, se registra todo el

proceso de ejecución y puesta en marcha de la unidad teniendo en cuenta la metodología del ciclo PHVA.

2. Introducción

La central hidroeléctrica de Salvajina inició operaciones en el año 1985 con una capacidad instalada de 285MW con 3 grupos generadores con una capacidad instalada de 95MW. De acuerdo a pruebas de factor de conversión realizadas en el año 2011 [1] se tiene que, la planta en su condición de menor eficiencia, consumía un poco menos de 300m³/s para generar su potencia instalada.

El sistema de carga de la central (Bocatoma, túnel de carga, distribuidor, turbina y tubo de aspiración), de acuerdo a los diseños originales está calculado con una capacidad de $345\text{m}^3/\text{s}$ a $350\text{m}^3/\text{s}$, es decir, que el sistema tiene una capacidad de caudal mayor a la requerida para la generación de 285MW [2].

En el año 2012, se planteó el proyecto de repotenciación de la Unidad 1 de la central Salvajina que tiene como objetivo cambiar el generador, sistema de excitación y transformador de potencia por unos de mayor capacidad de generación para alcanzar una potencia total de 125MW. Con la implementación de este proyecto la potencia total de la central Salvajina aumentó a 315MW, es decir, 30MW más a la capacidad originalmente instalada. Se logró así, instalar algo más que una pequeña central hidráulica con una menor inversión de lo que hubiera costado el mismo proyecto para esa potencia [3].

Este proyecto se ejecutó en el año 2017 siguiendo la metodología del ciclo PHVA de acuerdo las normas ISO 9001-2015 y 14001-2015, donde además del cambio del generador, regulador de tensión y transformador, se aprovechó por oportunidad realizar el cambio del tubo de aspiración de la turbina y también el mantenimiento preventivo a los equipos auxiliares de este grupo generador.

La iniciativa REPO G1¹ se logró en el tiempo previsto según lo planeado, no se tuvieron imprevistos durante la ejecución dado que se cumplió con rigurosidad el ciclo PHVA y se implementaron controles operacionales que garantizaron la seguridad de las personas, el cuidado del medio ambiente y salvaguardar los activos intervenidos.

¹ Repotenciación grupo 1.

3. Materiales y Métodos

3.1. Estudio de prefactibilidad de la repotenciación de la Unidad 1.

La repotenciación de la Central hidráulica Salvajina fue una oportunidad para mejorar los ingresos de la compañía y la confiabilidad en la operación de la central hidráulica Salvajina. Se concibió para ser implementada en solo un grupo de la central y se basó principalmente en la capacidad instalada de la turbina evaluando 3 aspectos: Factibilidad técnica, análisis de mercado y análisis económico del proyecto.

En el estudio técnico se evaluó la capacidad de la bocatoma, túnel de carga, grupo turbina-generador y transformador de potencia para generar los 30MW adicionales [3]. Para esto, se desarrollaron modelos analíticos, pruebas de campo y modelos numéricos (ver Fig. 1), con la finalidad de obtener el comportamiento de todos los sistemas ante las condiciones más críticas de operación que se puedan concebir dentro del contexto de aumento de potencia de una unidad de generación de energía. Este estudio arrojó como resultado que la central está en la capacidad de operar con la Unidad 1 repotenciada de forma segura.

En el análisis de mercado se tuvieron en cuenta los beneficios que la repotenciación traería consigo, esto es, optimización de la venta de energía a corto plazo, incremento de ingresos por generación en AGC² y la disminución de los vertimientos de la central al disminuir la capacidad de descarga de la turbina.

² Control automático de generación (*Automatic Generation Control*)

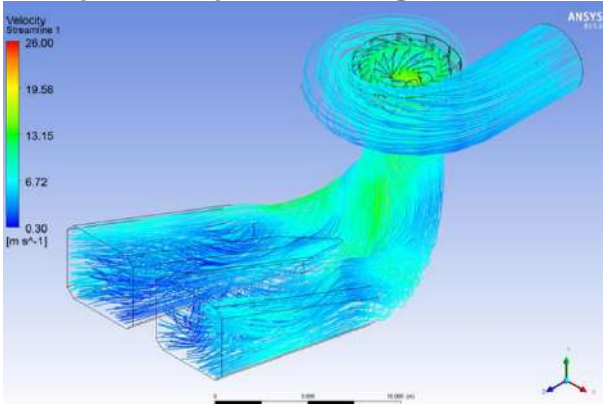


Fig. 1. Simulación numérica CFD de la turbina de Salvajina[4].

Finalmente, la evaluación económica arrojó un concepto favorable con una inversión total de \$25.800 millones de pesos amortizables a 5 años, una TIR del 12.80% alcanzable mediante menores vertimientos, aprovechamiento de vertimientos no turbinables, optimización de generación y aumento de la holgura y participación en AGC por un valor estimado de \$10.000 millones de pesos.

3.2. Ciclo PHVA aplicado a la repotenciación de la Unidad 1.

La metodología establecida en las plantas de generación hidráulica de CELSIA S.A. E.S.P para abordar los mantenimientos de gran envergadura se conoce como “por frentes de trabajo”, lo cual consiste en designar responsables, recursos y personal en formación a cada sistema o equipo a intervenir durante las actividades de mantenimiento programadas que surgen por la implementación de La Ruta de la Calidad (ciclo PHVA) en la Gestión de Activos [5].



Fig. 2. Diagrama de insumo y resultados metodología “por frentes de trabajo”.

Para el caso de la repotenciación se trabajó bajo el esquema de 7 frentes de trabajo distribuidos como se muestra en la Fig. 3.

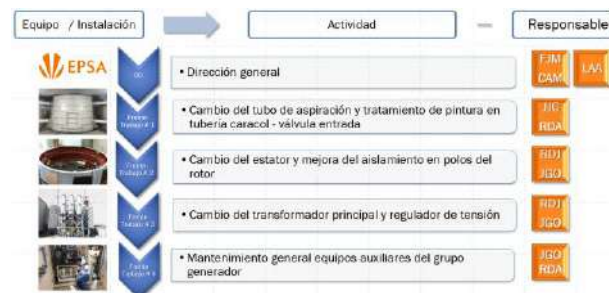


Fig. 3. Frentes de trabajo de la repotenciación de Salvajina.

3.3. Cambio del estator del generador

El estator de la unidad 1 presentaba un histórico de fallas como el que se muestra en la Fig. 4 antes de su intervención por repotenciación en el 2017.

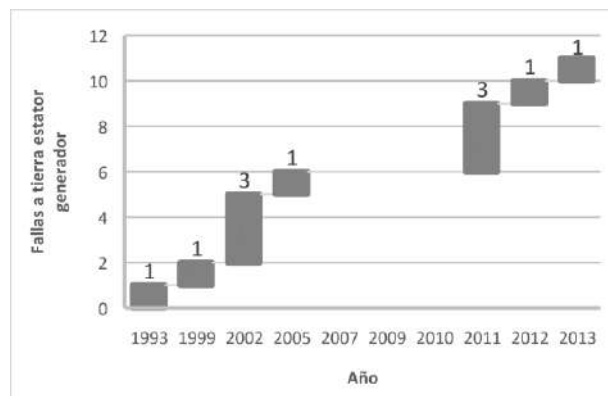


Fig. 4. Ocurrencia fallas a tierra unidad 1 Salvajina.

Esto representaba un reto en recursos para la organización al momento de la intervención de las fallas, dado que eran intempestivas no predecibles y se necesitaba de la concentración del esfuerzo del personal de Salvajina y otras plantas para la atención inmediata de la falla con el fin de garantizar un menor tiempo de indisponibilidad de tal forma que no repercutiera en gran medida en los ingresos de la organización.

Es por lo anterior y considerando que el grupo generador 1 cuenta con una turbina Francis de 135MW, que se decidió cambiar el estator de la unidad 1 el cual contempla el cambio del núcleo del estator por uno de menores pérdidas (de 3.5W a 2.7W por kg) y la actualización tecnológica del aislamiento las barras del estator por uno de avanzada.



Fig. 5. Estator antiguo con evidencia de descargas parciales.

Es así como se inició la decisión de pasar de un generador de 95MW a uno de 125MW construido con materiales de última generación: reduciendo pérdidas, aumentando los valores de aislamiento a tierra y mejorando el índice de disponibilidad de la unidad.

³ Pasando el generador del grupo 1 de 100MVA a 125MVA.

Junto con el cambio del generador se realizó la recuperación del aislamiento núcleo-bobina y aislamiento entre espiras a 40 polos del rotor, esto con el fin aumentar de clase térmica B a F para garantizar que el devanado de excitación no fuera a sufrir estrés térmico producto del aumento de la corriente de excitación por el incremento de la potencia a generar y adicionalmente mejorando la fiabilidad del rotor dado que al cambiar los aislamientos se mejoró la condición de contaminación evidenciado en mantenimientos anteriores que hacían que se presentaran fallas a tierra rotor al menos una vez al año.



Fig. 6. Aislamiento en mal estado polos rotor.

3.4. Cambio transformador de potencia principal de grupo.

El cambio del transformador de potencia principal del grupo 1 está asociado exclusivamente al aumento de potencia del generador, dado que el transformador anterior era de 115MVA y el aumento de potencia previsto del generador fue de 25MVA³. Es como hace necesario entonces la instalación de un transformador de potencia con capacidad de 125MVA capaz de transformar la potencia generada por el nuevo generador, desempeñando características de última

generación en monitoreo preventivo en línea de transformadores como cromatógrafo de gases, desecador automático y registrador de eventos.



Fig. 7. Transformador principal de 115MVA.

El transformador que fue retirado y de capacidad 115MVA, servirá como transformador de repuesto para las centrales de Salvajina (3 unidades) y Alto Anchicayá (3 unidades), representando un activo de reserva capaz de suplir cualquier eventualidad presentada en al menos uno de los transformadores principales para los 6 grupos generadores más importantes de EPSA-CELSIA, reduciendo costos de contingencia en transformador asociados a tiempos de indisponibilidad; optimización de costos y mejorando la confiabilidad del negocio.

3.5. Cambio del regulador de tensión

El regulador de tensión nuevo dentro de la iniciativa de Repotenciación grupo 1 fue producto directamente de la necesidad de aumentar la potencia de generación para la unidad 1, ya que va de la mano con la generación de reactivos y la regulación de tensión en la barra de 230kV a la cual está conectada la central Salvajina al SIN.



Fig. 8. Sistema de excitación antiguo grupo 1 Salvajina.

Por diseño se necesitó ampliar la potencia del transformador de excitación de 685kVA a 780kVA para cumplir con las demandas de potencia en la nueva capacidad del generador y por otro lado, modernizar el sistema de excitación extendiendo la vida útil del grupo generador, mejorando el rendimiento y maximizando su valor hacia la organización.

3.6. Cambio del tubo de aspiración y tratamiento de pintura al caracol y válvula de entrada

El tubo de aspiración era un elemento clave en la repotenciación de grupo generador, dado que, presentaba fuga en las bridas superior y media por el aflojamiento y rompimiento de tornillos producto de las fluctuaciones de presión bajo carga parcial. Esto ocasionaba indisponibilidad del grupo de hasta 12 días por año para realizar el cambio de la tornillería, además de que se tenía mayor vulnerabilidad en el riesgo de inundación por las condiciones asociadas al régimen de vibraciones de la turbina que afectaban directamente la resistencia al esfuerzo de los tornillos en las bridas (ver Fig. 9). Por esto, se realizó el cambio del tubo de aspiración por uno que presentaba un diseño nuevo resistente al régimen de operación de la

4. Resultados

4.1. Pruebas de funcionamiento del generador.

Luego de la puesta en marcha del generador y habiendo cumplido con la expectativa de realizar el cambio del generador, transformador principal y sistema de excitación del grupo generador 1 de la central Salvajina en 91 días según lo que se había planeado, se evidenció una respuesta exitosa en los resultados de generación de potencia dentro de los parámetros establecidos por diseño y lo estipulado por la regulación Colombiana en el código de redes y demás normatividad asociada a la regulación energética.



Fig. 9. Tubo de aspiración antiguo de la Unidad 1 de Salvajina

En una inspección realizada en el 2015 para la tubería de carga, válvula de entrada y la turbina de los grupos [7], a pesar de que se encontraron espesores en el blindaje intactos según información de los planos de diseño, se evidenció el deterioro y desprendimiento de la capa de pintura que protege el blindaje de la válvula de entrada y caracol, hallando áreas con corrosión, “pitting” y procesos corrosivos químicos (ver Fig. 10).



Fig. 10. Caracol y pre-distribuidor de la Unidad 1 de Salvajina con procesos químicos corrosivos.



Fig. 11. Nuevo núcleo y devanado estator unidad 1.

El nuevo generador cuenta con monitoreo de descargas parciales en línea, monitoreo de vibraciones y entrehierro en línea, registrador de fallas de avanzada incorporado en el AVR de la excitación y una gestión del mantenimiento más acorde a los requerimientos del activo dado que se tuvo la experiencia de participar desde el inicio del ciclo de vida del activo, permitiendo el aprendizaje y creación de conocimiento por el personal involucrado en la iniciativa.

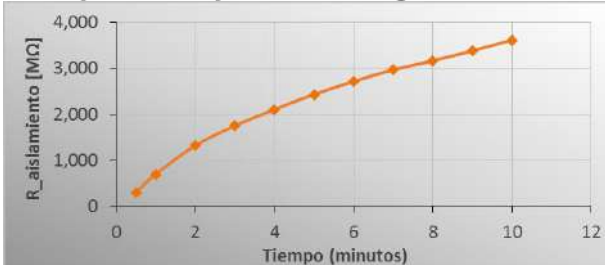


Fig. 12. Prueba de aislamiento final devanado estator.

Por otro lado, el rotor representó mejora en la resistencia de aislamiento para cada uno de los 40 polos, tal como se puede observar en la Fig. 13.

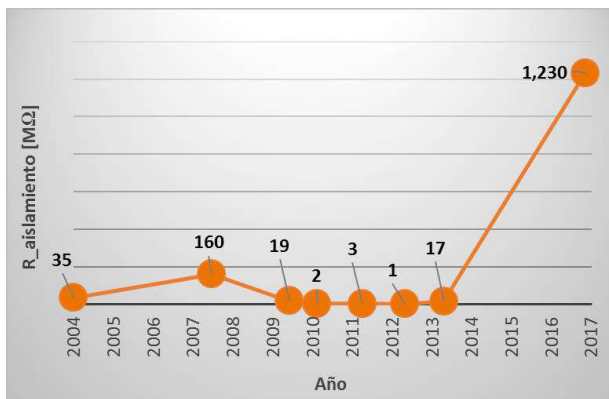


Fig. 13. Comportamiento aislamiento devanado rotor.

Lo anterior pretende disminuir los riesgos asociados a la indisponibilidad del activo por fallas a tierra rotor y a futuro lograr disminuir el costo en el proceso del ciclo de vida del activo gracias a la técnica empleada para el aislamiento y sellado de las bobinas polares.



Fig. 14. Polo luego de cambio aislamiento.

4.2. Pruebas de funcionamiento del transformador de potencia.

El transformador de potencia del grupo 1 se energizó en vacío por el lado de baja tensión previamente a la puesta en marcha del conjunto grupo generador 1, mostrando un funcionamiento normal y satisfactorio.

Este activo cuenta con un programa de mantenimiento predictivo periódico consistente en tomas de muestra de aceite para AFQ⁴ y AGD⁵, termografías y análisis de las tendencias de los parámetros como resistencia de aislamiento, SFRA, relación de transformación, resistencia óhmica de los devanados y capacitancia de los aisladores capacitivos en A.T. De acuerdo con los resultados de esas mediciones, se programan acciones adecuadas de mantenimiento y se prevé el momento oportuno para su intervención.

⁴ Analisis fisicoquímico del aceite.

⁵ Analisis de gases disueltos en aceites dieléctricos.



Fig. 15. Transformador principal de 125MVA nuevo.

Adicionalmente el nuevo transformador de potencia cuenta con un cromatógrafo de gases en línea capaz de proveer información que servirá para evaluar el riesgo de una parada del activo, mejorando la planeación para la intervención y disminuyendo los tiempos de mantenimiento dado que se conoce la condición real del activo en tiempo real (mantenimiento por condición), esto ayudará reducir los costos totales del mantenimiento.

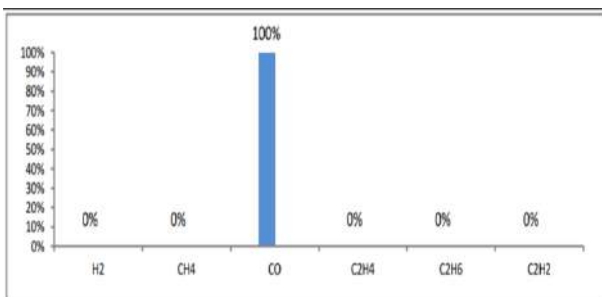


Fig. 16. Contenido de gases disueltos TRF 125MVA en la puesta en marcha (TDCG: 0.082%).

4.3. Pruebas de funcionamiento del regulador de tensión.

Durante las pruebas de puesta en servicio del AVR y sistema de excitación se logró evidenciar una respuesta satisfactoria en lo que respecta al control automático de voltaje y el comportamiento de las

variables eléctricas propias del sistema de excitación. Estos eventos quedaron consignados en el registrador de eventos con el cual cuenta este sistema, permitiendo observar el rendimiento del activo y tomar decisiones para el mantenimiento y explotación del mismo agregando valor a la organización.



Fig. 17. AVR del sistema de excitación REPO grupo 1 Salvajina.

Durante la prueba de rechazo de carga al 100% de la carga nominal del generador (la prueba dinámica más exigente para este tipo de activos), el AVR cumplió con lo previsto en los diseños y pruebas FAT evidenciadas previamente.

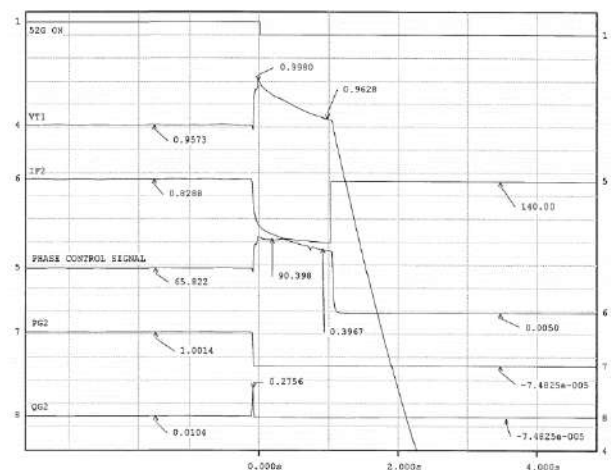


Fig. 18. Rechazo de carga a 125MVA grupo 1.

Por otro lado, el cambio del transformador de excitación maximiza la fiabilidad y eficiencia del equipo gracias a que se cambió de clase de aislamiento B a H entre el transformador antiguo y el nuevo, proporcionando características de respuesta el estrés térmico y eléctrico mejores que el transformador anterior. Aunado a esto, el hecho de emplear aislamiento desarrollados en esta década y diseños modernos de las partes activas del transformador mejora las prestaciones del activo reduciendo los tiempos entre intervenciones, las fallas o cortes no planeados y las pérdidas operativas del activo.



Fig. 19. Nuevo transformador de excitación 780kVA.

4.4. Pruebas operativas del tubo de aspiración

Se logró instalar el nuevo tubo de aspiración con el nuevo diseño, lo cual aumentó la confiabilidad de la unidad teniendo en cuenta que el aumento de potencia en 30MW del generador requiere una mayor rigidez y resistencia del tubo de aspiración de la turbina. Para constatar esto, se realizaron ensayos no destructivos (pruebas de vibraciones mecánicas y medición de esfuerzos en pared y tornillos) donde se evidenció una disminución en los desplazamientos del 78% en condiciones normales y del 93% en condiciones severas [8]. Con respecto a la resistencia mecánica, los esfuerzos medidos en la pared y en los tornillos

fueron suficientemente bajos para poder tener factores de seguridad altos, lo que hace que estos no se encuentre en riesgo de fatiga [9].



Fig. 20. Tubo de aspiración nuevo de la Unidad 1 de Salvajina.

El trabajo de pintura realizado en el caracol y válvula de entrada, además de controlar el desgaste corrosivo y por microorganismos, le brinda una recuperación de eficiencia al grupo generador de hasta 0.4% [10].



Fig. 21. Caracol y pre-distribuidor de la Unidad 1 de Salvajina después del tratamiento de pintura.

Respecto a la ejecución del cronograma de montaje del nuevo tubo de aspiración, pintura del caracol y válvula de entrada, se tuvo una reducción del 43% en el tiempo de las actividades con respecto a lo programado, debido a la adecuada planeación, lecciones aprendidas y planes de acción para la instalación de los tubos de aspiración de las otras unidades de generación y también producto de la

implementación del ciclo PHVA para la gestión de activos.

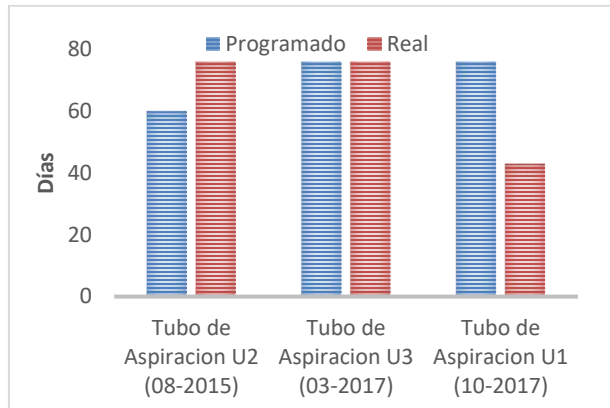


Fig. 22. Desviaciones de tiempos de instalación de los tubos de aspiración de Salvajina.

5. Conclusiones

- Se cumplió con el tiempo previsto para la ejecución de la Repotenciación del grupo 1 de la central Salvajina, sin presentar desviaciones en el tiempo programado de intervención, gracias a la planeación rigurosa con la metodología del PHVA y al compromiso del personal que participó en la iniciativa.
- Mediante la actualización tecnológica y mejoras en los diseños del generador, transformador, sistema de excitación y tubo de aspiración se logrará disminuir el índice de averías y costos asociados a fallas a tierra del estator, así como también los desajustes del tubo de aspiración y las paradas de planta por correctivos, mejorando así la confiabilidad y seguridad en la operación del grupo generador.
- Se logró instalar el tubo de aspiración y aplicar pintura en el caracol y válvula de entrada de la Unidad 1 de Salvajina con una reducción en tiempo de ejecución del 43% (33 días) y con una disminución de vibraciones del 78% (de 680 μ m a 150 μ m en desplazamiento).
- Se incrementarán los ingresos de la organización por aumento en la generación AGC en un rango de 30MW a 125MW.

- Uno de los mayores beneficios de esta iniciativa será la optimización de la venta de energía para aprovechar 30 MW adicionales en una unidad 1 de la central Salvajina.
- Otro beneficio es la disminución o eliminación de los vertimientos en la central y la venta de energía optimizada para las horas pico gracias a la ampliación del rango de operación del tubo de aspiración en carga parcial.
- Eliminación del problema de descargas parciales y efecto corona en los devanados del estator, que luego de desencadenar en una falla a tierra, indisponía el grupo generador por periodos de hasta mes y medio por año.

6. Agradecimientos

Agradecimientos especiales a todo el personal de planeación y ejecución de labores de repotenciación de CELSIA S.A. E.S.P., TOSHIBA e IA S.A.S.

7. Bibliografía

- [1]EPSA S.A., “Datos pruebas factor de conversión percentil 90 Salvajina 2011,” Cali, 2011.
- [2]EPSA S.A., “Central Hidroeléctrica de Salvajina, Proyecto: Repotenciación de la Unidad 1 - Informe de cálculo de la capacidad y pérdidas hidráulicas de la captación, túnel de carga y distribuidor,” Cali, 2016.
- [3]EPSA S.A., “Estudio de factibilidad técnica para repotenciar la Unidad 1 de la Central Hidroeléctrica Salvajina,” Cali, 2015.
- [4]ANSYS, *ANSYS CFX-Solver Modeling Guide*. 2013.
- [5]F. J. Murcia and J. G. Osorio, “Gestión de actividades por frentes de trabajo en parada de planta y mantenimiento mayor. Caso central hidroeléctrica Salvajina,” *CIMGA*, 2016.
- [6]C. A. Mantilla, “Diseño del cono del tubo de aspiración de la central hidroeléctrica Salvajina,” Universidad del Valle, 2009.
- [7]J. Osorio, Juan Gabriel, Valencia,

“Confiabilidad de instalaciones prioritarias: inspección a torre de toma, equipos de levante de la compuerta hemisférica y sistema principal de conducción de agua. Salvajina, Caso exitoso central hidroeléctrica,” *CIMGA*, 2017.

[8]A. RBM, “Reporte de Vibración AZR17-086-RP EPSA – SALVAJINA,” Cali, 2018.

[9]F. Casanova, “Análisis de esfuerzos en pernos de sujeción y pared del tubo de aspiración del Grupo 1 de la central Hidroeléctrica salvajina,” Cali, 2018.

[10] P. Maruzewski *et al.*, “Surface Roughness Impact on Francis Turbine Performances and Prediction of Efficiency Step Up,” *Int. J. Fluid Mach. Syst.*, vol. 2, no. 4, pp. 353–362, Dec. 2009.

Luis Alfonso Arboleda. Especialista en gerencia financiera, especialista en automatización industrial, ingeniero electricista. Auditor interno calidad, seguridad y medio ambiente. Líder de la central hidráulica Salvajina (2017-Presente); jefe central hidráulica Calima y Menores Celsia E.S.P (2009-2015); Jefe Centrales Alto y Bajo Anchicayá Celsia E.S.P (1998-2009). Experiencia en operación y mantenimiento de centrales Hidroeléctricas, actualización tecnológica, análisis de fallas, restablecimiento de operaciones, implementación de sistemas de gestión y auditoría de procesos en sistemas de gestión de calidad, seguridad y ambiente.

Celsia S.A. E.S.P.

Calle 15 No. 29B-30 Autopista Cali –Yumbo

E-mail: larboleda@celsia.com

Cali - Colombia

Juan Gabriel Osorio Cucalón. Ingeniero Electricista de la Universidad del Valle, 2009. Trabajó como ingeniero electricista residente de obra desde el 2009 hasta el 2014 en el sector industrial del Valle del Cauca. Actualmente trabaja como Líder de mantenimiento eléctrico para las plantas de generación de Celsia E.S.P.

Celsia S.A. E.S.P.

Calle 15 No. 29B-30 Autopista Cali –Yumbo

E-mail: josorioc@celsia.com

Cali - Colombia

Rubén Darío Aponte Núñez. Ingeniero mecánico de la Universidad del Valle, 2010. Es estudiante de Maestría en Ingeniería de la Universidad del Valle. Ha trabajado con dinámica computacional de fluidos y elementos finitos desde el 2008. Actualmente trabaja como líder de mantenimiento mecánico en la central hidroeléctrica Salvajina de EPSA y participa como co-investigador en el Grupo de Investigación en Fatiga y superficies (GIFS) de la Universidad del Valle en el proyecto “Diseño Integral de Estrategias para el Control de Desgaste Erosivo en Turbinas” entre Celsia, la Universidad del Valle y Colciencias.

Celsia S.A. E.S.P.

Calle 15 No. 29B-30 Autopista Cali –Yumbo

E-mail: raponte@celsia.com

Cali - Colombia

Carlos Alberto Mantilla. Magister en ingeniería de la Universidad del Valle 2016, Ingeniero mecánico de la Universidad del Valle 2009, Líder de gestión técnica de la gerencia de generación hidráulica de Celsia E.S.P. Experiencia en operación y mantenimiento de Centrales Hidráulicas de Celsia E.S.P.

Calle 15 No. 29B-30 Autopista Cali –Yumbo

E-mail: camantilla@celsia.com

Cali – Colombia