

**UNIVERSIDAD NACIONAL DEL CALLAO
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA
ESCUELA PROFESIONAL DE INGENIERÍA ELÉCTRICA**



TESIS

**“PLAN DE MEJORA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN
DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA
BAÑOS II (CÍA.MINERA VOLCAN)”**

PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO ELECTRICISTA

AUTOR

ELVIS TITO CAJINCHO ANGO

ASESOR

Dr. Ing. CÉSAR AUGUSTO SANTOS MEJÍA

Callao, 2020

PERÚ

HOJA DE REFERENCIA DEL JURADO Y APROBACIÓN

PRESIDENTE : Mg. Ing. Carlos Alberto Huayllasco Montalva
SECRETARIO : Mg. Ing. Ernesto Ramos Torres
VOCAL : Mg. Ing. Fredy Adán Castro Salazar

ASESOR : Dr. Ing. César Augusto Santos Mejía

DEDICATORIA

A Dios, por darme la fuerza necesaria para continuar en este proceso de obtener uno de mis anhelos más deseados, por mantenernos con salud a mí y a mi familia.

A mis Padres Tito y Fabiana, quienes con su amor, paciencia y esfuerzo me han permitido llegar a cumplir hoy un sueño más, gracias por inculcar en mí el ejemplo de esfuerzo, perseverancia y valentía.

A mi hermana Jessica por su cariño y apoyo incondicional, por estar conmigo en todo momento, por sus consejos que cada día me ayudan a ser una mejor persona.

AGRADECIMIENTO

Mi más profundo agradecimiento al Dr. Ing. César Santos Mejía, por su paciencia y rectitud en el asesoramiento para la realización de esta tesis de titulación.

A los profesores de la Universidad Nacional del Callao, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, por haber compartido sus conocimientos a lo largo de la preparación de nuestra profesión.

A mis jefes y compañeros de trabajo, por su apoyo y asesoramiento constante en el desarrollo de esta tesis de titulación.

INDICE

INTRODUCCIÓN.....	13
I. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	
1.1 Determinación del Problema.....	14
1.2 Formulación del Problema.....	14
1.2.1 Problema General.....	14
1.2.2 Problema Específico.....	14
1.3 Objetivo de la Investigación.....	15
1.3.1 Objetivo General.....	15
1.3.2 Objetivo Específico.....	15
1.4 Justificación.....	15
II. FUNDAMENTO TEÓRICO	
2.1 Antecedentes del Estudio.....	16
2.2 Marco Teórico.....	18
2.2.1 Centrales Eléctricas	
2.2.2 Centrales Hidroeléctricas	
2.2.2.1 Clasificación de Centrales Hidroeléctricas	
2.2.2.2 Componentes de una Central Hidroeléctrica	
2.2.3 Despacho de Carga	
2.2.4 Mantenimiento	
2.2.5 Pruebas Eléctricas	
2.2.6 Ingeniería Inversa	
2.2.7 Evaluación Económica	
2.3 Definiciones de Términos Básicos.....	71
III. VARIABLE E HIPÓTESIS	
3.1 Variable de la Investigación.....	73
3.1.1 Variables Dependientes.....	73
3.1.2 Variables Independientes.....	73
3.2 Operacionalización de Variables.....	73
3.3 Formulación de la Hipótesis.....	73
3.3.1 Hipótesis General.....	73
3.3.2 Hipótesis Específico.....	73
IV. METODOLOGÍA	
4.1 Tipo de Investigación.....	74
4.2 Diseño de la Investigación.....	74
4.3 Población y Muestra.....	127
4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de Datos.....	127

V.	RESULTADOS.....	128
VI.	DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	129
VII.	CONCLUSIONES.....	132
VIII.	RECOMENDACIONES.....	133
IX.	REFERENCIA BIBLIOGRÁFICAS.....	134
X.	ANEXOS.....	135
10.1	Matriz de Consistencia.....	135

TABLAS DE CONTENIDO

TABLA 1: Características del Rodete Pelton de la Central Hidroeléctrica Baños II – G01.
TABLA 2: Valoración de Criticidad
TABLA 3: Valoración de Componentes con respecto a su criticidad e Intervenciones
TABLA 4: Datos obtenidos para la elaboración de la Curva de Pareto
TABLA 5: Valores obtenidos del Estator del Sistema de Excitación
TABLA 6: Valores obtenidos del Rotor del Sistema de Excitación
TABLA 7: Valores obtenidos del Estator del Generador
TABLA 8: Valores obtenidos del Rotor del Generador
TABLA 9: Inspección y Valoración de cangilones
TABLA 10: Inspección y Valoración del filo de ataque del cangilón
TABLA 11: Inspección y Valoración de los Labios del cangilón
TABLA 12: Inspección y Valoración del fondo del cangilón
TABLA 13: Control Dimensional de Erosiones en el Cangilón
TABLA 14: Horas de Operación del Rodete
TABLA 15: Resumen de la Condición del Rodete
TABLA 16: Verificación de la tensión del Banco de Baterías
TABLA 17: Resistencia de Aislamiento del Transformador de Distribución
TABLA 18: Horas-Hombre para el año 2017: 938 H-H
TABLA 19: Costo de la Energía Dejada de Generar
TABLA 20: Costo de la Energía Dejada de Generar para el año 2017
TABLA 21: Costo de Horas – Hombre para el año 2017
TABLA 22: Valores nuevos obtenidos del Estator del Sistema de Excitación
TABLA 23: Valores nuevos obtenidos del Rotor del Sistema de Excitación
TABLA 24: Valores nuevos obtenidos del Estator del Generador
TABLA 25: Valores nuevos obtenidos del Rotor del Generador
TABLA 26: Horas – Hombre para el año 2018: 31 H-H
TABLA 27: Cuadro de comparación de la Generación de Energía Eléctrica
TABLA 28: Cuadro de comparación de las Horas - Hombre
TABLA 29: Evaluación Económica
TABLA 30: Cuadro de comparación de las Horas - Hombre

TABLAS DE FIGURAS

- FIGURA 1: Central de Pasada
- FIGURA 2: Central de Derivación
- FIGURA 3: Central a Pie de Presa
- FIGURA 4: Cámara de Carga
- FIGURA 5: Tubería Forzada
- FIGURA 6: Válvula Tipo Compuerta
- FIGURA 7: Válvula Tipo Mariposa
- FIGURA 8: Válvula Tipo Esférica
- FIGURA 9: Tipos de turbina según la dirección del flujo
- FIGURA 10: Turbina de Reacción (Francis)
- FIGURA 11: Turbina de Reacción (Francis)
- FIGURA 12: Turbina de Reacción (kaplan)
- FIGURA 13: Turbina de Acción (Pelton)
- FIGURA 14: Turbina de Acción (Pelton)
- FIGURA 15: Turbina de Acción (Pelton)
- FIGURA 16: Turbina de Acción (Pelton de 6 chorros)
- FIGURA 17: Turbinas de Acción (Pelton,Turgo y Mitchell Banki)
- FIGURA 18: Inyector
- FIGURA 19: Aguja de Inyector
- FIGURA 20: Deflector
- FIGURA 21: Rodete Pelton
- FIGURA 22: Partes del Cangilón o Cuchara de un Rodete Pelton
- FIGURA 23: Cangilón o Cuchara de un Rodete Pelton
- FIGURA 24: Turbina Pelton Lenta vs Rápida
- FIGURA 25: Parámetros típicos en el rodete de una turbina Pelton
- FIGURA 26: Abrasión de Cuerpos Metálicos
- FIGURA 27: Abrasión de Cuerpos Metálicos
- FIGURA 28: Cavitación de Cuerpos Metálicos
- FIGURA 29: Erosión de Cuerpos Metálicos
- FIGURA 30: Erosión por cavitación
- FIGURA 31: Erosión por Abrasión
- FIGURA 32: Rotor de Polos Salientes
- FIGURA 33: Estator del Generador
- FIGURA 34: Transformador de Potencia
- FIGURA 35: Valores de IR aplicados al voltaje
- FIGURA 36: Valores mínimos de prueba
- FIGURA 37: Lectura IR de 60 seg. Y de 30 seg.
- FIGURA 38: Criterios de paso/falla (DA)
- FIGURA 39: Resistencia de aislamiento de la proporción de 10 min. a 1 min.
- FIGURA 40: Criterios de paso/falla (IP)
- FIGURA 41: Scanner (Ingeniería Inversa)
- FIGURA 42: Proceso de Ingeniera Inversa
- FIGURA 43: Sistema Eléctrico Unidad Chungar – Compañía Minera Volcan
- FIGURA 44: Diagrama Unifilar Unidad Chungar – Compañía Minera Volcan
- FIGURA 45: Grupos de Generación Central Hidroeléctrica Baños II
- FIGURA 46: Este diagrama funcional nos muestra el estado de cada componente de la Central Hidroeléctrica Baños II – G 01, según su criticidad
- FIGURA 47: Curva de Pareto
- FIGURA 48: Desconexión del sistema de excitación.

FIGURA 49: Desmontaje de porta escobillas del colector
FIGURA 50: Estator del Sistema de Excitación
FIGURA 51: Tapa de Estator de Sist. De Excitación
FIGURA 52: Estator del Sistema de Excitación
FIGURA 53: Rotor del Sistema de Excitación
FIGURA 54: Desmontaje de Rotor del Sist. de Excitación
FIGURA 55: Volante de Inercia
FIGURA 56: Tapa protectora del Generador
FIGURA 57: Vista Rotor lado T-G
FIGURA 58: Vista Rotor lado excitatriz
FIGURA 59: Rodamiento de Rotor del Generador
FIGURA 60: Vista de estado del Rodamiento de Bolas
FIGURA 61: Vista de Estado del Generador Rotor/Generador
FIGURA 62: Rotor del Generador
FIGURA 63: Rotor del Generador
FIGURA 64: Estator del Generador
FIGURA 65: Medición de Resistencia de Aislamiento del Rotor
FIGURA 66: Medición de Resistencia de Aislamiento del Estator
FIGURA 67: Vista de Válvula Principal
FIGURA 68: Retiro de Válvula Principal
FIGURA 69: Desajuste de pernos de Inyector Superior
FIGURA 70: Retiro de Inyector Superior
FIGURA 71: Retiro de Inyector Inferior
FIGURA 72: Vista de Alojamiento de inyector inferior y válvula Principal
FIGURA 73: Vista de Inyector Inferior
FIGURA 74: Tobera y aguja de Inyector
FIGURA 75: Tobera de Inyector
FIGURA 76: Asiento de Tobera de Inyector
FIGURA 77: Aguja de Inyector
FIGURA 78: Distribuidor de Inyector
FIGURA 79: Aguja de Inyector
FIGURA 80: Tapa de Turbina
FIGURA 81: Rodete Pelton
FIGURA 82: Rodete Pelton
FIGURA 83: Cangilones del rodete
FIGURA 84: Regulador de Velocidad
FIGURA 85: Motor eléctrico de Regulador de Velocidad
FIGURA 86: Aceite DTE-26 contaminado en el cárter del RR.VV.
FIGURA 87: Tuberías de Conexión del RR.VV.
FIGURA 88: Verificación de los sensores de temperatura tipo RTD PT-100.
FIGURA 89: Verificación de los sensores de temperatura tipo RTD PT-100.
FIGURA 90: Cojinete Lado Libre
FIGURA 91: Cojinete Lado Acople
FIGURA 92: Estado de aceite lubricante en Carter de Cojinete
FIGURA 93: Cojinete Lado Libre
FIGURA 94: Cojinete lado Acople
FIGURA 95: Barras de alimentación
FIGURA 96: Interruptor de Potencia
FIGURA 97: Interior del Interruptor de Potencia
FIGURA 98: Interior del Interruptor de Potencia
FIGURA 99: Componentes del Interruptor de Potencia

FIGURA 100: Banco de batería de 18 unidades
FIGURA 101: Característica de la batería retirada por deterioro
FIGURA 102: Verificación de los parámetros Eléctricos en el cargador de batería 110 VDC
FIGURA 103: Inspección de Componentes Eléctricos del cargador de batería 110 VDC
FIGURA 104: Cortocircuito de los bushing de alta para realizar el megado
FIGURA 105: Cortocircuito de los bushing de baja para realizar el megado
FIGURA 106: Prueba de Medición de Resistencia de Aislamiento
FIGURA 107: Verificación de aterramiento del Transformador
FIGURA 108: Panel de alarmas indicando falla del transformador de potencia Relé Bucholz
FIGURA 109: Pruebas de accionamiento del Relé Bucholz
FIGURA 110: En la gráfica se muestra la Energía Promedio Generada por año (2014 – 2017)
FIGURA 111: Barnizado de Rotor del Sistema de Excitación
FIGURA 112: Barnizado de Estator del Sistema de Excitación
FIGURA 113: Megado de Estator excitatriz
FIGURA 114: Megado de Rotor excitatriz
FIGURA 115: Pulverizado de Rotor del Generador Eléctrico
FIGURA 116: Barnizado de Rotor del Generador Eléctrico
FIGURA 117: Pulverizado de Estator del Generador Eléctrico
FIGURA 118: Barnizado de Estator del Generador Eléctrico
FIGURA 119: Megado del Rotor del Generador Eléctrico
FIGURA 120: Megado del Estator del Generador Eléctrico
FIGURA 121: Conjunto Rotor - Estator del Generador Eléctrico
FIGURA 122: Vista de Rodamiento de Bolas
FIGURA 123: Aguja de Inyector Superior
FIGURA 124: Aguja de Inyector Inferior
FIGURA 125: Asiento de Tobera de Inyector
FIGURA 126: Tobera de Inyector
FIGURA 127: Conjunto Inyector
FIGURA 128: Medición de luz entre aguja y tobera del Inyector
FIGURA 129: Montaje de Rodete
FIGURA 130: Prueba No Destructiva
FIGURA 131: Rodete Pelton
FIGURA 132: Cangilones o cucharas del Rodete Pelton
FIGURA 133: Rodete Pelton
FIGURA 134: Carter del Regulador de Velocidad
FIGURA 135: Carter de Cojinete lado Libre
FIGURA 136: Carter de Cojinete lado Acople
FIGURA 137: Cojinete Lado Libre (Inferior)
FIGURA 138: Cojinete Lado Acople (Inferior)
FIGURA 139: Cojinete Lado Libre (Superior)
FIGURA 140: Cojinete Lado Acople (Superior)
FIGURA 141: 141 Conjunto Cojinete
FIGURA 142: 142 Controladores de Temperatura (Aceite y Cojinete)
FIGURA 143: Verificación Operatividad de Controladores de Temperatura (Aceite y Cojinete)
FIGURA 144: Operatividad de Controladores de Temperatura (Aceite y Cojinete)

FIGURA 145: Vista en talero de Controladores de Temperatura (Aceite y Cojinete)
FIGURA 146: Interrruptor de Potencia
FIGURA 147: Interrruptor de Potencia
FIGURA 148: Banco de Baterías
FIGURA 149: Verificación de Tensión de Banco de Baterías
FIGURA 150: Medición de Resistencia de Aislamiento
FIGURA 151: Toma de muestra de aceite
FIGURA 152: Toma de muestra de aceite
FIGURA 153: Producción de Energia Eléctrica (2014 – 2018)
FIGURA 154: Evolución de las Horas - Hombre (2014 – 2018)
FIGURA 155: Evolución de las Intervenciones (2014 – 2018)

RESUMEN

El propósito del siguiente trabajo de investigación está enfocado en la búsqueda de obtener Confiables y Disponibles las Centrales Hidroeléctricas de la Cía. Minera Volcan, debido a que la Energía Eléctrica suministrada por Empresas externas de Generación Eléctrica tiene un costo elevado y esto afecta en la rentabilidad de la Empresa.

Utilizando metodologías (Evaluaciones técnicas y Económicas) desarrolladas por otras Empresas de Generación Eléctrica, se propone aumentar la producción de Energía Eléctrica en las Centrales Hidroeléctricas de la Compañía Minera Volcan.

Con este propósito se viene desarrollando planes de mejora para éstas Centrales Hidroeléctricas y como inicio se tomó a la Central Hidroeléctrica Baños II para incrementar su Producción de Energía Eléctrica.

Ésta evaluación Técnica - Económica será favorable para la Cía. Minera Volcan como también para otras Empresas dedicadas al negocio de la Generación de Energía Eléctrica, que están iniciando un camino de mejora continua.

ABSTRACT

The purpose of the following research work is focused on the search to obtain Reliable and Available Cia Hydroelectric Power Plants. Minera Volcán, due to the Electric Power supplied by external Electricity Generation Companies have a high cost and affects the profitability of the Company.

Using methodologies (Technical and economic evaluations) developed by other Electricity Generation Companies, it proposes to increase the production of Electric Power in the Hydroelectric Power Plants of the Minera Volcán Company.

For this purpose, improvement plants for Hydroelectric Power Plants are included and as a start they will be used at Baños II Hydroelectric Power Plant to increase its Electric Power Production.

This Technical - Economic evaluation will be favorable for the Company. Minera Volcán is also for other companies dedicated to the Electric Power Generation business, which are starting a path of continuous improvement.

INTRODUCCIÓN

La presente tesis surgió de la necesidad de establecer un Plan de Mejora para incrementar la Producción de Energía Eléctrica en las Centrales Hidroeléctricas de la Compañía Minera Volcan – Unidad Chungar, en este caso se ha considerado a la Central Hidroeléctrica Baños II como una de las primeras para iniciar un plan de mejora en su producción, los objetivos planteados se basaron en evaluaciones Técnicas - Económicas que permitan mejorar la Generación de Energía Eléctrica.

Para analizar esta problemática es necesario mencionar sus causas. Algunas de ellas es el desgaste de los componentes de la turbina, fallas en el generador, Equipos en obsolescencia en los tableros de control, protección y fuerza. Se entiende que si los componentes de la turbina (aguja de inyector, asientos de tobera, rodete, etc.) sufren algún desgaste en la mayoría de casos por cavitación, abrasión y erosión, estos pierden eficiencia. Asimismo si existen fallas en el generador o tableros eléctricos de Control, protección y fuerza, provocan alteraciones en los parámetros de operación de la Central Hidroeléctrica trayendo como consecuencia salidas de servicio de los Grupos de Generación Eléctrica.

La investigación de esta problemática se realizó con el interés de conocer , cómo afecta el desgaste de los componentes de la turbina, fallas en el generador y tableros de control y protección, en la generación de Energía Eléctrica de la Central Hidroeléctrica Baños II y en consecuencia, la economía de la empresa.

Asimismo realizar planes para mejorar la eficiencia de los componentes de la turbina utilizando la tecnología de Ingeniería Inversa para obtener las Plantillas de Perfil Hidráulico de los cangilones del rodete, escaneo en 3d y la elaboración de planos en 3d y 2d, en consecuencia esto servirá para realizar la compra del Rodete con medidas exactas que se utilizará como reemplazo del rodete actual. Por otro lado realizar pruebas Eléctricas al Generador y reemplazar los equipos en obsolescencia en los tableros de control, protección y fuerza.

Así el presente documento está organizado de tal forma que presenta cuatro grandes partes: Un texto Central en el que, primero, se detallan las características de la actual Central Hidroeléctrica Baños II, sus operaciones y el ambiente en el que se encuentra. Segundo, las metodologías de evaluación de la Turbina, generador, tableros, etc. Tercero, se explican las acciones que se proponen realizar para mejorar las condiciones de los componentes y la Producción de la Central Hidroeléctrica Baños II y por último los resultados que se obtuvieron luego de aplicar estos planes de mejora, en la eficiencia y económicamente en los nuevos ingresos que se lograran.

Además, se presentan una serie de Anexos que incluyen documentos específicos relacionados a la decisión y ejecución del plan de mejora y procedimientos para llevar a cabo los trabajos en la Central Hidroeléctrica Baños II.

I. PLANTEAMIENTO DE LA INVESTIGACIÓN

1.1 Identificación del Problema

Volcan es una Compañía Minera que ha invertido en proyectos de Generación Eléctrica para su propio consumo, no obstante, la Generación de sus Centrales Hidroeléctricas no cubre la Máxima Demanda que necesita la minera para no parar su producción. En el 2014 Volcan decide interconectarse al SEIN con dos objetivos muy claros, mantener la Estabilidad de su Sistema Eléctrico y cubrir la diferencia de la Máxima Demanda. Engie es quien provee la Energía faltante, sin embargo por motivos de peaje, pérdidas, etc. en su Línea de Transmisión, Engie factura el MW.H a un costo muy elevado, lo cual afecta en la rentabilidad de Volcan, por tanto, es necesario consumir lo menos posible del SEIN. Por tal motivo es muy importante para Volcan tener sus Centrales Hidroeléctricas confiables y disponibles.

Volcan estos últimos años viene desarrollando planes de mejora para sus Centrales Hidroeléctricas, uno de sus principales planes es identificar las Centrales Hidroeléctricas que tengan deficiencias y en consecuencia pongan en peligro su eficiencia y disponibilidad, para luego realizar planes de mejora para evitar problemas operacionales que puedan afectar económicamente a la empresa.

En el 2017 se identificó a la Central Hidroeléctrica Baños II con problemas de eficiencia, en consecuencia se realizó una evaluación técnica, para identificar los posibles factores que puedan ser causantes de este problema y un análisis económico, para ver el efecto que genera en los ingresos de la empresa. Luego de la evaluación técnica se observó problemas de desgaste en los componentes de la turbina, problemas de aislamiento en el generador Eléctrico, componentes en obsolescencia en los equipos de los tableros de Control, protección y fuerza. En la evaluación económica se identificó que, la Central Hidroeléctrica no aportaba con la potencia necesaria debido a su baja eficiencia, por tal motivo, la Potencia Total entregada por la central era menor a lo entregado años anteriores , en consecuencia , se consumía más Energía del SEIN.

1.2 Formulación del Problema

1.2.1 Problema General

¿Cómo la falta de un plan de mejora en la Central Hidroeléctrica Baños II influye en la producción de Energía Eléctrica?

1.2.2 Problema Específico

- ✓ ¿Cómo la falta de un estudio y evaluación técnica afecta en la productividad de los trabajadores en la Central Hidroeléctrica Baños II?
- ✓ ¿Cómo la falta de un estudio y evaluación económica afecta en la generación de energía eléctrica en la Central Hidroeléctrica Baños II?

1.3 Objetivos de la Investigación

1.3.1 Objetivo General

Desarrollar un plan de mejora para aumentar la Producción de Energía Eléctrica en la Central Hidroeléctrica Baños II.

1.3.2 Objetivos Específicos

- ✓ Desarrollar un estudio y evaluación técnica para optimizar la productividad de los trabajadores en la Central Hidroeléctrica baños II.
- ✓ Desarrollar un estudio y evaluación económica para verificar el incremento de generación de Energía Eléctrica en la Central Hidroeléctrica baños II.

1.4 Justificación de la Investigación

La ejecución del presente trabajo de investigación, se justifica por su:

a) Ambiental

Los resultados de la Investigación serán aplicados en beneficio al medio Ambiente debido a que se realizará un adecuado uso de los Recursos Hídricos en la localidad de San José de Baños y otras del Perú.

b) Económica

Las intervenciones correctivas y preventivas a los Grupos de Generación Eléctrica, a causa de las alteraciones en los parámetros de operación significan un costo elevado por Mantenimiento a muchas Empresas de Generación Eléctrica, por ello es necesario disminuir estas intervenciones realizando un plan de acción para mejorar los parámetros de operación a los que serán sometidos los componentes de este Sistema de Generación y de las diversas Centrales Hidroeléctricas del Perú.

c) Técnica

En el conjunto del Sistema Eléctrico de la Compañía Minera Volcan – Unidad Chungar, se pretende optimizar la generación de Energía Eléctrica para cubrir gran parte de su Demanda Máxima, a través de la propuesta de implementar planes de mejora basadas en Evaluaciones técnicas como por ejemplo Análisis de componentes y equipos bajo una metodología de Criticidad y otras más que serán de gran beneficio para un mejor funcionamiento de su Sistema Eléctrico.

II. FUNDAMENTO TEÓRICO

2.1 Antecedentes del Estudio

Como antecedentes al presente trabajo de investigación, tenemos los trabajos que han sido recopilados de diferentes Universidades Internacionales y Nacionales de Prestigio, que son de gran ayuda para el desarrollo de la presente tesis, entre las cuales tenemos:

- “Propuesta de Mejoramiento de Gestión de Mantenimiento para el departamento de Confiabilidad y Proyectos en la Empresa PETRO SANTANDER Colombia”, de la Universidad Industrial de SANTANDER – Colombia. El objetivo principal del presente proyecto fue diseñar una propuesta para el mejoramiento de la Gestión de Mantenimiento para el departamento de Confiabilidad y Proyectos en la Empresa PetroSantander Colombia, que permita a la empresa el mejoramiento de las actividades diarias del departamento y una controlada y efectiva ejecución de las actividades que sean programadas, para dar cumplimiento al plan diseñado, garantizando la disponibilidad y confiabilidad de los equipos. El presente trabajo de Investigación tomo como guía a la Norma ISO 14224 para la identificación de equipos críticos y no críticos para la operación y el levantamiento de la información. Entre las conclusiones de este trabajo de investigación se puede mencionar que se establecieron indicadores de mantenimiento como respuesta a la carencia de mediciones y controles orientados a la gestión del Departamento, dichos indicadores permitieron hacer trazabilidad a la disponibilidad y confiabilidad de los equipos, así como al tiempo medio entre fallas y tiempo medio para la reparación. [14].
- “Evaluación Técnica- Económica de un Sistema de Generación Eléctrica en base a una Micro Turbina Hidráulica”, de la Universidad Nacional Autónoma de México. El objetivo principal del presente proyecto es realizar un estudio de factibilidad y viabilidad para producción de energía a través del aprovechamiento de un ojo de agua en una central micro- hidráulica con el objetivo de autoabastecer eléctricamente y suministrar agua a una parte de la comunidad de Santo Tomas Ajusco. Entre las conclusiones de este trabajo de investigación se puede mencionar que el desarrollo de esta tesis profundizó en el tema de la pequeña generación y cómo pueden ser desarrolladas las micro centrales hidroeléctricas, con mayor facilidad, sin tantos lineamientos con las actuales reformas energéticas en energía renovable, dando como resultado la factibilidad económica y técnica de dicho proyecto, que no solo evita el desabasto de agua, sino que también provee de energía eléctrica como permisionario de pequeña producción de energía eléctrica, ya que puede ser vendida en su totalidad a la Comisión Federal de Electricidad, o bien puede entrar en la modalidad de suministrar en su totalidad la energía eléctrica a la comunidad rural o áreas aisladas que carezcan de la misma, siendo ésta una sociedad civil de autoconsumo. Con respecto a los resultados económicos arrojados se cree que el periodo de retorno de recuperación TIR, tiene un buen promedio, para los inversionistas y los beneficiarios. El planteamiento de la central resulto conveniente, ya que con los trabajos previos se pudo hacer un buen complemento a nuestro diseño. [15].

- “Diseño de un Plan de Mantenimiento Aplicando la Metodología RCM para los Equipos Críticos de la Mini Central Hidroeléctrica Lurini Cuyo Cuyo Sandia”, de la Universidad Nacional del Altiplano de Perú – Puno. El objetivo principal del presente proyecto es Realizar el Diseño de un plan de mantenimiento preventivo basado en la confiabilidad para los Equipos críticos de la Mini central Hidroeléctrica Lurini, Cuyo Cuyo Sandia mejorando así su disponibilidad y confiabilidad. Entre las conclusiones de este trabajo de investigación se puede mencionar que se ha realizado el Diseño de un plan de mantenimiento preventivo basado en la confiabilidad para los equipos críticos de la Mini Central Hidroeléctrica Lurini Cuyo Cuyo Sandia logrando identificar y realizar las frecuencias de mantenimiento preventivo lo que mejorara así su disponibilidad y confiabilidad. ; Se ha realizado el diagnóstico de la situación actual de los sistemas, sub sistemas y componentes de la planta con lo cual se ha podido determinar sus funciones, fallas funcionales y modos de falla, lo que a la vez me permitió realizar el análisis de criticidad de los diferentes componentes de la Mini Central Hidroeléctrica. ; Se Identificó los componentes más críticos, para determinar la criticidad de los equipos la herramienta que se utilizó fue la aplicación de la matriz de criticidad, la cual por medio de un análisis que comienza por la identificación de los elementos y su frecuencia de, un alto grado de impacto operacional, poca flexibilidad operacional, altos costos de mantenimiento y un alto impacto en la seguridad ambiental y humana, este análisis dio como resultado que el elemento más crítico son los rodamientos. **[16]**.

- “Rehabilitación de los Grupos de Generación de la Central Hidroeléctrica Yaupi”, de la Universidad Nacional de Ingeniería de Perú. El propósito de esta Tesis es presentar una lista de trabajos de rehabilitación, mantenimiento y cambios en el equipamiento principal, los cuales permitirán tomar decisiones para mejorar la generación de energía eléctrica y disponibilidad mecánica de los grupos de generación de la Central Hidroeléctrica de Yaupi. El objetivo principal del presente proyecto es aumentar la energía generada, reducir los costos de mantenimiento, mejorar la confiabilidad; también se prevé disminuir el tiempo de parada por mantenimiento y la frecuencia de los mantenimientos, que en conjunto permitirá tomar la decisión más óptima tanto en lo técnico como en lo económico. Entre las conclusiones de este trabajo de investigación se puede mencionar que Los historiales de mantenimiento para los grupos de generación fueron la base para iniciar los cambios a los componentes, debido que los equipos comprometidos incurren en el 76% de horas totales de las paradas por mantenimiento preventivo; en el periodo del 2002 al 2006 asciende a 926 horas para los cinco grupos, con la ejecución del proyecto las horas totales serán de 300 horas, una reducción al 32%.Con una inversión de \$11 623 081 se obtuvo un VAN(12%) de \$1369210 un TIR de 15.26 % y un B/C de 1.17. **[17]**.

2.2 Marco Teórico y Conceptual

2.2.1 CENTRALES ELÉCTRICAS

Una Central Productora de Energía es cualquier instalación que tenga como función transformar Energía Potencial en Trabajo.

Las Centrales Eléctricas son las diferentes plantas encargadas de la producción de Energía Eléctrica y se sitúan, generalmente, en las cercanías de fuentes de Energía básicas (ríos, yacimientos de carbón, etc.)

También pueden ubicarse próximas a las grandes ciudades y zonas industriales, donde el consumo de Energía es elevado. Los generadores o alternadores son las máquinas encargadas de la obtención de la Electricidad. Estas maquinarias son accionadas por motores primarios. El motor primario junto con el generador forma un conjunto denominado grupo **[1]**.

La clasificación de las Centrales, según la materia prima que utilizan se pueden clasificar en:

- ✓ Centrales Hidráulicas o Hidroeléctricas
- ✓ Centrales Térmicas
- ✓ Centrales Nucleares
- ✓ Centrales Eólicas
- ✓ Centrales Solares
- ✓ Centrales Geotérmicas

2.2.2 CENTRALES HIDROELÉCTRICAS

Sabemos que la energía se transforma, es decir, no se pierde. De igual manera, para obtener energía eléctrica debemos partir de alguna otra forma de energía y realizar un proceso de transformación. Concentrando grandes cantidades de agua en un embalse se obtiene inicialmente energía potencial. Por la acción de la gravedad, el agua adquiere energía cinética o de movimiento: pasa de un nivel superior a otro muy bajo, a través de las obras de conducción. A la energía desarrollada por el agua al caer se le denomina energía hidráulica. Por su masa y velocidad, el agua produce un empuje que se aplica a las turbinas, las cuales transforman la energía hidráulica en energía mecánica. Esta se propaga a los generadores acoplados a las turbinas. Los generadores producen energía eléctrica, la cual pasa a la subestación contigua o cerca de la planta. La subestación eleva la tensión o voltaje para que la energía llegue a los centros de consumo con la debida calidad. Todo el proceso es conducido desde la Sala de Control de la casa de Máquinas. **[2]**.

2.2.2.1 Clasificación de las Centrales Hidroeléctricas

Las Centrales Hidroeléctricas se clasifican de acuerdo a lo siguiente:

➤ Según el discurrir del Agua

1.- Centrales de Pasada o Agua Fluyente

Son centrales que utilizan el agua mientras ésta fluye normalmente por el cauce de un río. El caudal suministrado varía dependiendo de las estaciones del año.

Cuando las precipitaciones son abundantes (avenidas), estas centrales producen su máxima potencia y el agua excedente sigue su curso. En la temporada de aguas bajas (estiaje), la potencia desarrollada disminuye notablemente en función del caudal.

Estas centrales no cuentan con ninguna clase de dispositivos de almacenamiento de agua, siendo la presa de derivación únicamente para mantener un nivel constante en la corriente de agua [1].

Los elementos principales de estas instalaciones son:

- ✓ Azud
- ✓ Toma de agua
- ✓ Desarenador
- ✓ Canal de derivación
- ✓ Cámara de carga
- ✓ Tubería forzada
- ✓ Edificio con su equipamiento electromecánico
- ✓ Canal de Salida

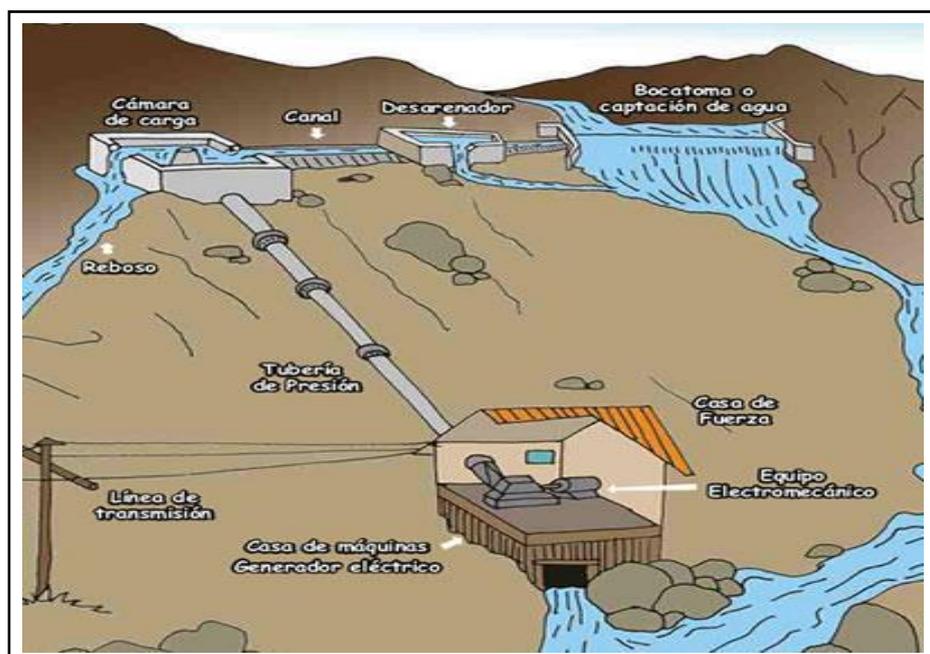


Fig. 1 Central de Pasada

2.- Centrales de Derivación

Son aquellas instalaciones que mediante una obra de toma, captan una parte del caudal del río y lo conducen hacia la central para su aprovechamiento y después lo devuelven al cauce del río.

Esta disposición es característica de las centrales medianas y pequeñas, en las que se utiliza una parte del caudal disponible en el río. Este tipo de centrales tiene un impacto mínimo al medio ambiente, porque al no bloquear el cauce del río, no inunda terrenos adyacentes. [3].

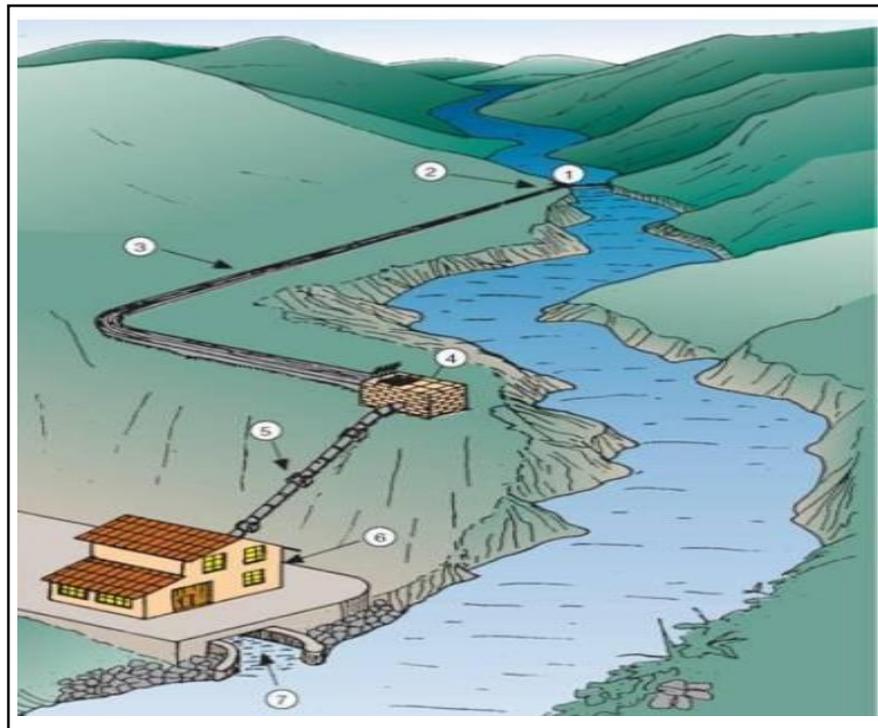


Fig. 2 Central de Derivación

3.- Centrales a Pie de Presa

Consiste en construir, en un tramo del río que ofrece un apreciable desnivel, una presa de considerable altura. El nivel del agua se situará, entonces, en un punto sensiblemente cercano al extremo superior de la presa. A media altura de la presa, para aprovechar el volumen de embalse a cota superior, se encuentra la toma de aguas, y en la base inferior (agua debajo de la presa), la sala de máquinas en la que se encuentra el grupo o grupos turbina-alternador [1]. Son Elementos principales de estas centrales:

- ✓ Presa
- ✓ Toma de Agua
- ✓ Tubería Forzada
- ✓ Edificio con su equipamiento electromecánico
- ✓ Canal de Salida

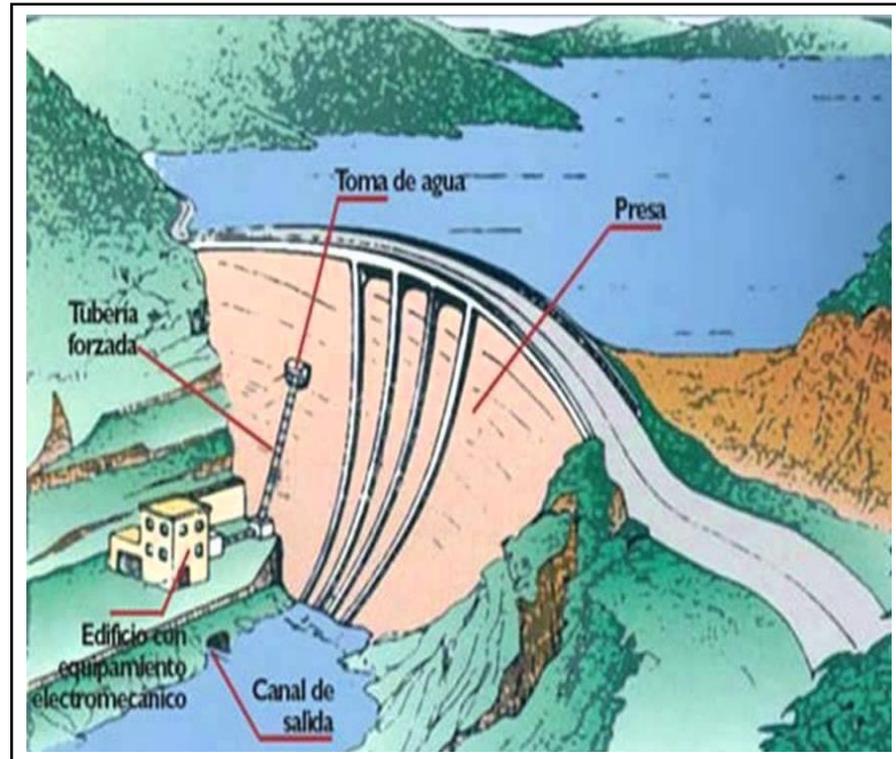


Fig. 3 Central a Pie de Presa

➤ Según el Salto del Agua

1.- Centrales de Alta Presión

Aquí se incluye aquellas Centrales en las que el valor del salto Hidráulico es superior a los 200 m, siendo relativamente pequeños los caudales desalojados, alrededor de unos 20 m³/s por máquina. Están ubicadas en zonas de alta montaña, de donde aprovechan el agua de torrentes que suelen desembocar en lagos naturales.

Se utilizan, exclusivamente, turbinas Pelton y para los saltos de menor altura, Turbinas Francis lentas, que reciben el agua a través de conducciones de gran longitud.

2.- Centrales de Media Presión

Se consideran como tales, las que disponen de saltos Hidráulicos comprendidos entre 200 y 20 m, aproximadamente, desaguando caudales de hasta 200 m³/s por cada turbina. Dependen de embalses relativamente grandes, formados en valles de media montaña.

De preferencia, las turbinas que se utilizan son del tipo Francis medias y rápidas, pudiendo tratarse de turbinas Pelton para los saltos de mayor altura, dentro de los márgenes establecidos. [1]

3.- Centrales de Baja Presión

Se incluyen, en esta denominación, las que, asentadas en valles amplios de baja montaña, el salto hidráulico es inferior a 20 m, estando alimentada cada máquina por caudales que puedan superar los 300 m³/s.

Para estas alturas y caudales, resulta apropiado la instalación de turbinas Francis extra rápidas y especialmente las turbinas Kaplan.

2.2.2.2 Componentes de las Centrales Hidroeléctricas

Los elementos constructivos que forman una Central Hidroeléctrica se pueden dividir en dos grandes conjuntos.

En el primero, se ubican todo tipo de obras, equipos, etc., cuya misión podemos resumir diciendo que es la de almacenar y encauzar el agua en las debidas condiciones, para conseguir posteriormente una acción mecánica.

El segundo conjunto, engloba a los edificios, equipos, sistemas, etc., mediante los cuales, y, después de las sucesivas transformaciones de la energía, llegamos a obtener ésta forma de Energía Eléctrica.

Así tenemos:

Conjunto I:

- ✓ Presas
- ✓ Tomas, aliviaderos, desarenadores y compuertas
- ✓ Galería de aducción
- ✓ Cámara de carga y chimeneas de equilibrio
- ✓ Tuberías forzadas y válvulas
- ✓ Canal de descarga

Conjunto II:

- ✓ Turbinas Hidráulicas y regulador de velocidad
- ✓ Alternador, excitación y regulador de tensión
- ✓ Servicios auxiliares
- ✓ Control y Protección

❖ Presas

Es una construcción que se alza sobre el suelo del río y perpendicular a su dirección, para que permita la derivación o el almacenamiento del agua. Dependiendo de las características orográficas y de su emplazamiento, se escogerá entre una configuración u otra.

Clasificación de las Presas:

Las presas se dividen según la aplicación de las mismas, los materiales empleados y la forma adoptada. [1]

- a) Según la Aplicación
 - ✓ Presas de Derivación
 - ✓ Presas de Embalse

- b) Según los materiales empleados
 - ✓ Presas de Materiales sueltos o presas de tierra o de escollera.
 - ✓ Presas de Hormigón

- c) Según su Configuración
 - ✓ Presas de Gravedad
 - ✓ Presas de Contrafuertes
 - ✓ Presas de Bóveda
 - ✓ Presas de Bóveda Múltiples

❖ **Toma de Agua**

Son estructuras cuya función principal es la captación de una cantidad constante de agua, sobre todo en época de estiaje, lo cual permite el ingreso del agua en el conducto que la lleva hacia las tuberías forzadas.

Estas tomas, además de unas compuertas para regular la cantidad de agua que llega a las turbinas, poseen unas rejillas metálicas que impiden que elementos extraños, como troncos, ramas, etc., puedan llegar a los alabes y producir desperfectos.

❖ **Aliviaderos**

Los aliviaderos o vertederos son estructuras que facilitan la evaluación de caudales de agua excedentes o superiores a los que se desea captar. Durante las crecidas, los caudales excepcionales serán evacuados por los vertederos. Si dichos caudales llegan a ingresar en el sistema podrían generar problemas de imprevisibles consecuencias.

Los aliviaderos cumplen, de esta manera, una valiosa función de protección y seguridad.

❖ **Desripiadores**

Los desripiadores, que preceden a los desarenadores, se encargan de separar el material más grueso. Para evitar que el material flotante (árboles, ramas, etc.) o piedras grandes entren a las obras de captación de agua, se disponen una o más rejías.

❖ **Desarenador**

En toda corriente libre se encuentran partículas minerales más o menos duras y densas, cuyo volumen y peso son mayores a elevadas velocidades y turbulencias del agua. Cuando estas partículas entran en

un conducto de presión, las fuerzas al pasar a través de válvulas, turbinas y otros organismos producen un desgaste en ellos cuya magnitud varía directamente con su tamaño, peso, velocidad y dureza.

Los desarenadores son instalaciones que reducen la velocidad del agua con el objeto de que las partículas de arena o piedras se asienten en el fondo. El desarenador desfoga todas estas partículas mediante unas compuertas que las devuelven al cauce del río, así el agua queda limpia en un 90% aproximadamente, con la disminución del desgaste de la turbina. Las pozas de decantación de los desarenadores, cuyas formas y tamaño pueden ser muy distintos, son periódicamente evacuadas por medio de purgas y lavados en la misma poza. Con el fin de no interrumpir el flujo del agua durante las operaciones de purga y lavado, se prevé generalmente dos o más pozas de decantación en paralelo. El agua decantada sale del extremo del desarenador en su parte más alta y entra en el cana o en la galería pasando a través de tras rejas de protección o de compuertas para la regulación del agua.

❖ **Compuertas**

Las compuertas se utilizan para cerrar las conducciones de agua, así como para regular el caudal de ésta en dichas conducciones. En los aprovechamientos Hidroeléctricos, las compuertas se sitúan en las tomas de agua, en los desagües de fondo, en los canales de derivación, etc.

Las compuertas utilizadas en todos los sitios indicados son de las mismas características constructivas; únicamente hay que tener en cuenta que las compuertas sometidas a grandes presiones (por ejemplo, en las tomas de agua) habrán de ser de construcción más robusta.

❖ **Canales ,túneles y galerías de conducción**

Estas denominaciones se emplean para referirse a las diferentes clases de conductos artificiales, construidos para conducir el agua desde la toma de captación hasta el comienzo de la tubería forzada, según el tipo de instalación.

Canal de Derivación

En las Centrales Hidroeléctricas de pasada se utilizan canales de derivaciones, para conducir el agua desde la obra de toma hasta la cámara de carga.

Los canales de derivación pueden estar a cielo abierto o cerrado manteniéndose a presión atmosférica. Se recurre al canal en túnel, cuando el terreno no es estable. [1]

La sección del canal de derivación puede ser rectangular, trapezoidal o semicircular y para evitar filtraciones en el terreno están revestidos con mampostería, hormigón en masa u hormigón armado.

Los canales deben ser diseñados con una pendiente que de lugar al movimiento uniforme del agua sin erosionar las paredes del conducto (< 5 por mil) ni ocasionar sedimentación apreciable (> 2 por mil). Para evitar el rebosamiento del caudal por encima de las paredes del canal abierto, se construyen aliviaderos, que son obras de seguridad que vierten las excedencias de caudal de nuevo afluente.

Túneles y galerías de aducción

Toda derivación para una Central Hidroeléctrica, tomada desde un embalse, se hace por túneles o galerías a presión, que conducen el agua desde la toma en la presa hasta la chimenea de equilibrio. Los túneles y galerías constituyen conductos cerrados subterráneos que toleran la presión del agua, la cual origina el desplazamiento del líquido, con independencia de las pendientes, descendentes o ascendentes. La construcción de todos estos conductos suele ser de hormigón en masa o armado.

❖ Cámara de Carga

La cámara de carga se emplea en las plantas eléctricas de conducción abierta, entre esta área y la tubería forzada que lleva el agua a las turbinas. Tiene por objeto proveer un volumen de agua suficiente a la tubería para amortiguar las ondas de presión (golpes de ariete) causadas por cierre o apertura bruscas de los reguladores de las turbinas o válvulas.

La cámara de carga utilizada, también, como reservorio de regulación diaria. Para ello se proyecta un volumen que abastezca los requerimientos de caudal durante el día y que pueden servir de reservorio diario de regulación. La cámara puede tener en planta una forma rectangular o poligonal, según lo permitan la topografía y la sección del terreno. [1]

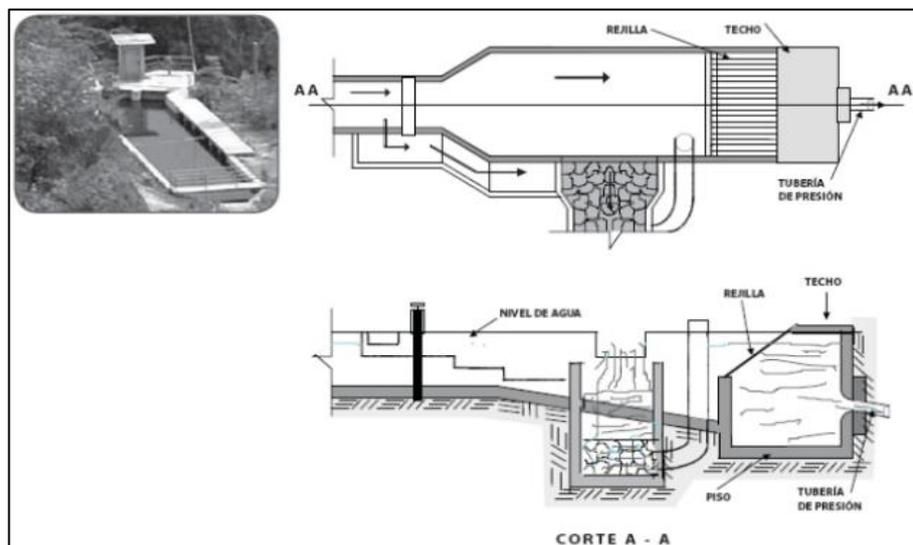


Fig. 4 Cámara de Carga

A la salida de la cámara de carga, antes del empalme con la tubería forzada, se instala rejillas y compuertas. Las primeras impiden la entrada de material en la tubería y las compuertas se emplean como órgano de seguridad para independizar la tubería en caso de trabajos de mantenimiento de la misma.

El canal de desahúe se diseña para el caudal nominal (Q_{nom}). No debe superarse el punto de desenganche, y que puede provocar ingreso de aire. La alarma del desenganche es acústica y visible. El desenganche acciona los equipos de protección y seguridad de las tuberías y turbinas. Generalmente, la cámara de carga funciona también como un desarenador, dado que en el recorrido del canal de aducción se dan aportes sólidos por erosión de los taludes del terreno.

En un mantenimiento se cierra la compuerta principal para aislar la tubería forzada, luego se abren los desarenadores y se regula desde la toma de flujos de agua para evacuar el volumen muerto. Para el llenado se abre ligeramente la compuerta principal para llenar de agua el primer tubo de aireación, luego por el by-pass se llena el segundo aireador hasta llenar totalmente de agua la tubería forzada. Para el vaciado, se abren lentamente las válvulas de vaciado, las cuales se colocan en serie para labores de mantenimiento (cambio de sellos). [1]

❖ **Chimenea de Equilibrio**

Una Chimenea de Equilibrio debe estar situada en el trayecto de la tubería lo más cerca posible de las turbinas. En toda instalación que esté constituida por una galería de presión y que termine en una tubería forzada que conduce el agua a las turbinas, se construye al final de la galería una Chimenea de Equilibrio, que es, en esencia, un pozo vertical o inclinado abierto por la parte superior. La Chimenea de Equilibrio tiene por efecto menguar, al máximo, las consecuencias perjudiciales que originan los golpes de ariete. Cuando se produce un golpe de ariete positivo (sobre presión) en la tubería junto a la turbina, encuentra menos resistencia a vencer en la chimenea y actúa sobre el agua de esta, elevando su nivel, produciéndose una desaceleración del agua en la tubería.

Por el contrario, cuando se produce un golpe de ariete negativo (Sub presión) baja el nivel de agua en la chimenea, originándose una aceleración del agua en la tubería. Es así que la chimenea de equilibrio actúa como muelle mecánico, con lo cual evita las variaciones bruscas de presión. [1]

Golpe de Ariete

Se denomina golpe de ariete a la variación de presión en una tubería forzada, por encima o por debajo de la presión normal de trabajo, provocado por el cierre o apertura rápida de las válvulas y , principalmente , a través del emplazamiento de chimeneas de equilibrio o cámaras de carga, de acuerdo con la configuración de las centrales. Se diferencian golpes de arietes positivos y golpes de arietes negativos. En el primer caso, la onda elástica, se dirige hacia la chimenea de equilibrio o cámara de carga, originando una elevación del nivel de agua

en la misma, con lo que se produce una desaceleración en la columna líquida. En cambio, cuando el golpe de ariete es negativo, el nivel de agua en la chimenea o cámara disminuye, provocando una aceleración del agua en la tubería. El estudio del golpe de ariete tiene su fundamento en la teoría de la onda elástica, la cual implica el desplazamiento, a una velocidad dada, de las variaciones de presión a lo largo de una tubería. La velocidad recibe el nombre de celeridad de la onda, y se refiere a la velocidad del sonido dentro del sistema considerado, estando condicionado por el diámetro, espesor y elasticidad de la tubería, así como de la densidad y compresibilidad del líquido. El valor de la longitud del conducto no influye. [1]

❖ Tuberías Forzadas

Se utiliza tuberías forzadas cuando el declive es mayor al 5%, si no se usan canales. En las instalaciones Hidroeléctricas, las tuberías de presión o tuberías forzadas, tienen por objeto conducir el agua desde un nivel superior a uno inferior, para transformar la energía potencial en energía mecánica. [1]

Características de las Tuberías Forzadas:

- ✓ Impermeabilidad (evitar fugas de agua a altas presiones).
- ✓ Resistencia a la corrosión del agua (pintura), además de resistir compresión, dilatación térmica y peso propio.
- ✓ Resistencia a Sobrepresiones por golpe de ariete (elasticidad).
- ✓ Facilidad y unión (mayor complejidad a mayor presión interna)

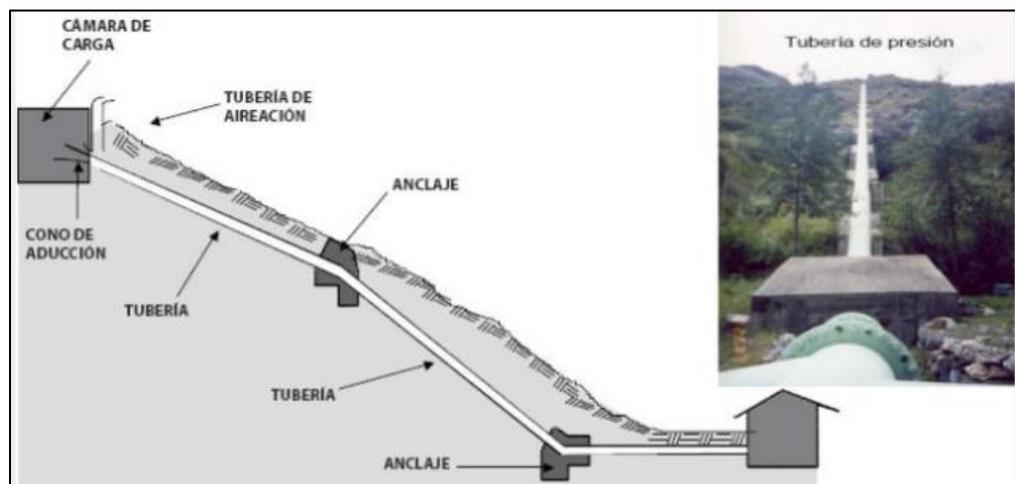


Fig. 5 Tubería Forzada

Materiales empleados para la construcción de las tuberías son:

- ✓ Uralita
- ✓ Hormigón armado
- ✓ Hormigón pre comprimido
- ✓ Metálicas

1.- Tuberías de Uralita

Se emplean en saltos de poca potencia con muy buenos resultados, son muy recomendables por su bajo costo. Generalmente, se montan enterradas en zanjas.

2.- Tuberías de Hormigón Armado

Estas tuberías se utilizan en casos de gran caudal y alturas de salto hasta 50 metros, cuando por las circunstancias del costo de adquisición y transporte de la tubería, resulta más económica la de hormigón.

Por lo general, estas tuberías van enterradas o semienterradas, casi nunca al aire.

3.- Tuberías de Hormigón pre comprimida

Están constituidas por tubos de hormigón armado con una ligera armadura longitudinal de hierro, cuyo objeto es obtener una estructura resistente a los esfuerzos longitudinales. Este tipo de tuberías puede ser utilizado en saltos de hasta 500 m. Generalmente, estas tuberías se montan en el terreno como las de hormigón armado corriente, es decir, enterradas.

4.- Tuberías de presión Metálicas

Las tuberías metálicas o de palastro son muy empleadas, pues pueden adaptarse fácilmente a las más altas presiones. Son más utilizadas las tuberías de palastro, a las que se da forma cilíndrica uniéndolas longitudinalmente los bordes.

Cuando las tuberías metálicas pertenecen a saltos de poca altura, su espesor y diámetro suelen ser constantes; si se trata de saltos de media y gran altura, el diámetro de las mismas se reduce progresivamente y el espesor aumenta de igual manera.

Las superficies exteriores de las tuberías que se encuentran emplazadas al aire libre y las interiores de las tuberías en general, están cubiertas de pintura para su protección. La pintura interna de la tubería se revisa cada 5 años.

Las sub presiones del interior de las tuberías forzadas pueden originar deformaciones, por lo que se montan conductos o dispositivos que posibilitan la entrada y salida de aire. [1]

❖ Válvulas

Los órganos de obturación denominados, en general, válvulas, se utilizan para abrir y cerrar el paso del agua por los conductos forzados. Según el empleo a que están destinadas, las válvulas pueden ser:

1.- Válvulas de seccionamiento, cuya misión es cerrar el paso del agua hacia las turbinas, cuando sea necesario.

2.- Válvulas de seguridad que deben obturar el conducto, no solamente en el caso en que el caudal sobrepase el absorbido normalmente por la turbina sino, también, en caso de embalsamiento de la misma. Estas válvulas están provistas, casi siempre, de dispositivos automáticos de cierre.

La elección del tipo más apropiado de válvula depende de las dimensiones, de la forma de la sección que se ha de obturar, de la presión, de la necesidad de una regulación de apertura parcial, etc. Los órganos de obturación más frecuentes son:

a) Válvulas de Compuerta

Como su nombre indica, se accionan de la misma forma que una compuerta, es decir, por desplazamiento vertical de un tablero deslizante por unas guías.

La función de estas válvulas consiste exclusivamente, en la apertura y cierre, no siendo aptas para regular el paso del agua. Es el mecanismo que logra el desplazamiento del obturador en dirección perpendicular al sentido de circulación del agua, es un vástago accionado manualmente o a través de equipos Hidráulicos, mecánicos, etc.

Las válvulas de compuerta de gran sección llevan un dispositivo de by-pass que permite el paso del agua de una a otra cara de la pantalla de la válvula, así que una vez equilibradas de este modo las presiones de ambas caras, la compuerta puede levantarse con menor esfuerzo. Cuando tienen dimensiones importantes, estas válvulas se maniobran por medio de un servomotor de mando Hidráulico. [1]

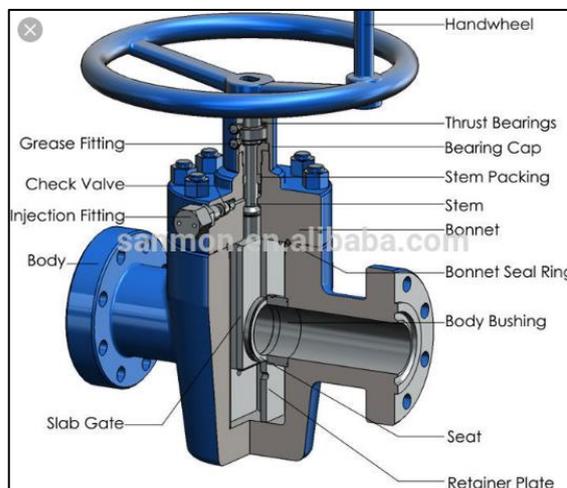


Fig. 6 Válvula Tipo Compuerta

b) Válvulas de Mariposa

Las válvulas de Mariposa se utilizan en saltos de pequeña altura y gran caudal. Se emplean especialmente como órganos de emergencia y de seguridad al inicio de las tuberías forzadas. Al igual que las válvulas de compuerta, se utilizaran, solo para apertura y cierre. El dispositivo de obturación tiene forma de disco y se acciona por un eje instalado diametralmente al cuerpo de la válvula. Para simplificar los giros del obturador, se colocan contrapesos que equilibran esfuerzos. Servomotores o sistemas de cremalleras accionadas Hidráulicamente son los mecanismos encargados de accionar las válvulas. En las válvulas de Mariposa de pequeñas dimensiones, el accionamiento es manual: sea por volante o sea por contrapeso. No necesita by- pass, ya que en cada posición las fuerzas compensadas en cada mitad del órgano de obturación y en la posición de apertura máxima producen siempre unas inevitables pérdidas de carga. [1]



Fig. 7 Válvula Tipo Mariposa

c) Válvulas esféricas

Las válvulas esféricas se utilizan por o general, en saltos de gran altura y poco caudal. El principal inconveniente de las válvulas esféricas es que su cierre no es rápido, por lo que no son utilizadas como mecanismos de seguridad.

Las válvulas del tipo esféricas están constituidas por una esfera con un orificio central de igual diámetro que la tubería, que gira alrededor de un eje horizontal para apertura o cierra. Necesitan by-pass y con un diseño adecuado pueden servir de válvulas de regulación. Al igual que las de Mariposa se accionan mediante un motor hidráulico. [1]



Fig. 8 Válvula Tipo Esférica

❖ **Canal de Descarga**

El Canal de Descarga, llamado también socaz, recoge el agua a la salida de la turbina para devolverla nuevamente al río en el punto conveniente. A la salida de las turbinas, el agua tiene todavía una velocidad importante y, por lo tanto, bastante poder erosivo para evitar socavaciones del piso o paredes hay que revestir cuidadosamente el desembocadura del agua de las turbinas. [1]

❖ **Turbinas Hidráulicas**

La turbina Hidráulica es el componente principal de una Central Hidroeléctrica, donde se transforma la Energía contenida en el agua, en Energía Mecánica.

Comparada con una rueda de agua, una turbina hidráulica logra mayores velocidades rotacionales y eficiencias de conversión que la hace más apropiada para la generación de electricidad. Existen diferentes tipos de turbina. El tipo más apropiado para un proyecto depende de las condiciones topográficas e hidrológicas del sitio, siendo el caudal y caída las más importantes. Se distinguen turbinas de Reacción y Acción. [4]

Clasificación de las Turbinas

a. Según el grado de reacción

Las turbinas se clasifican en turbinas de acción o de impulso y en turbinas de reacción, diferenciándose unas de otras en el modo de transformar la energía del agua.

En las turbinas de acción, la presión permanece constante en todo el rodete (presión atmosférica), por lo tanto la altura de presión absorbida por el rodete H_p es nula; y, en consecuencia, el grado de reacción de estas turbinas debe ser igual a cero.

En las turbinas de acción el agua sale del distribuidor a la presión atmosférica, y llega al rodete con la misma presión; en estas turbinas, toda la energía potencial del salto se transmite al rodete en forma de energía cinética.

En las turbinas de reacción, la presión a la entrada del rodete es mayor que la presión a la salida del mismo, por tanto la altura de presión es diferente de cero. El grado de reacción de estas máquinas se halla comprendido entre cero y uno.

En las turbinas de reacción el agua sale del distribuidor con una cierta presión que va disminuyendo a medida que el agua atraviesa los álabes del rodete, de forma que, a la salida, la presión puede ser nula o incluso negativa; en estas turbinas el agua circula a presión en el distribuidor y en el rodete y, por lo tanto, la energía potencial del salto se transforma, una parte, en energía cinética, y la otra, en energía de presión.

b. Según la dirección del flujo en el rodete

Las turbinas pueden ser de flujo radial, de flujo radio-axial, de flujo axial y de flujo tangencial.

En las turbinas de flujo radial las partículas de fluido recorren trayectorias inscrita en un plano perpendicular al eje de la máquina. La velocidad del fluido en ningún punto del rodete tiene componente axial (paralela al eje). Es el caso, por ejemplo, de las turbinas Francis puras. (Fig. a)

En las turbinas de flujo radio-axial o diagonal las partículas de fluido recorren en el rodete trayectorias situadas en una superficie cónica. La velocidad tiene las tres componentes: radial, axial y tangencial. Por ejemplo en las turbinas Francis. (Fig. b y c)

En las turbinas de flujo axial las partículas de fluido recorren en el rodete trayectorias situadas en un cilindro coaxial con el eje de la máquina. La velocidad del fluido en ningún punto del rodete tiene componente radial. Solo tiene dos componentes: axial y periférica (tangencial). Por ejemplo, las turbinas Kaplan y de Hélice. (Fig. d).

En las turbinas de flujo tangencial, la entrada del flujo es tangente al rodete. Por ejemplo, las turbinas Pelton. [4]

En las figuras se representan las trayectorias de una partícula de fluido que atraviesa el rodete en los cuatro primeros casos:

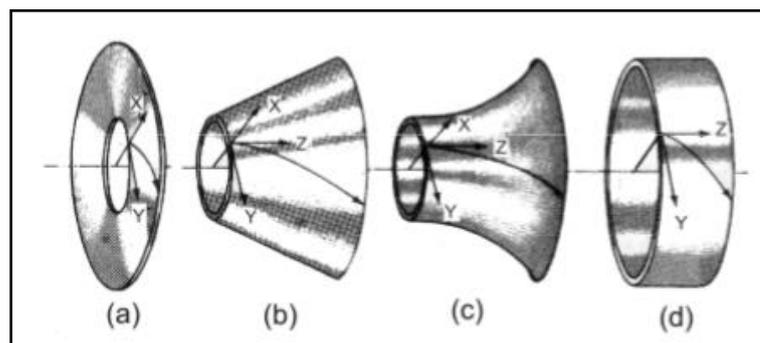


Fig. 9 Tipos de turbina según la dirección del flujo

1. Turbinas de Reacción

Pueden ser:

- De flujo diagonal (radio axial): Turbinas Francis y Turbinas Deriaz
- De flujo axial: Turbinas Kaplan y de Hélice

a) **Turbinas de Reacción de Flujo Diagonal**

Características Generales:

En las turbinas de reacción el flujo ingresa por un conducto alimentador en forma de caracol circundando la máquina y es dirigido mediante álabes directores estacionarios hacia el rodete móvil por medio del distribuidor; este último regula el gasto o caudal de acuerdo a la potencia requerida de la central. Pueden ser de eje vertical, como en las centrales grandes o de eje horizontal en las pequeñas centrales. [4]

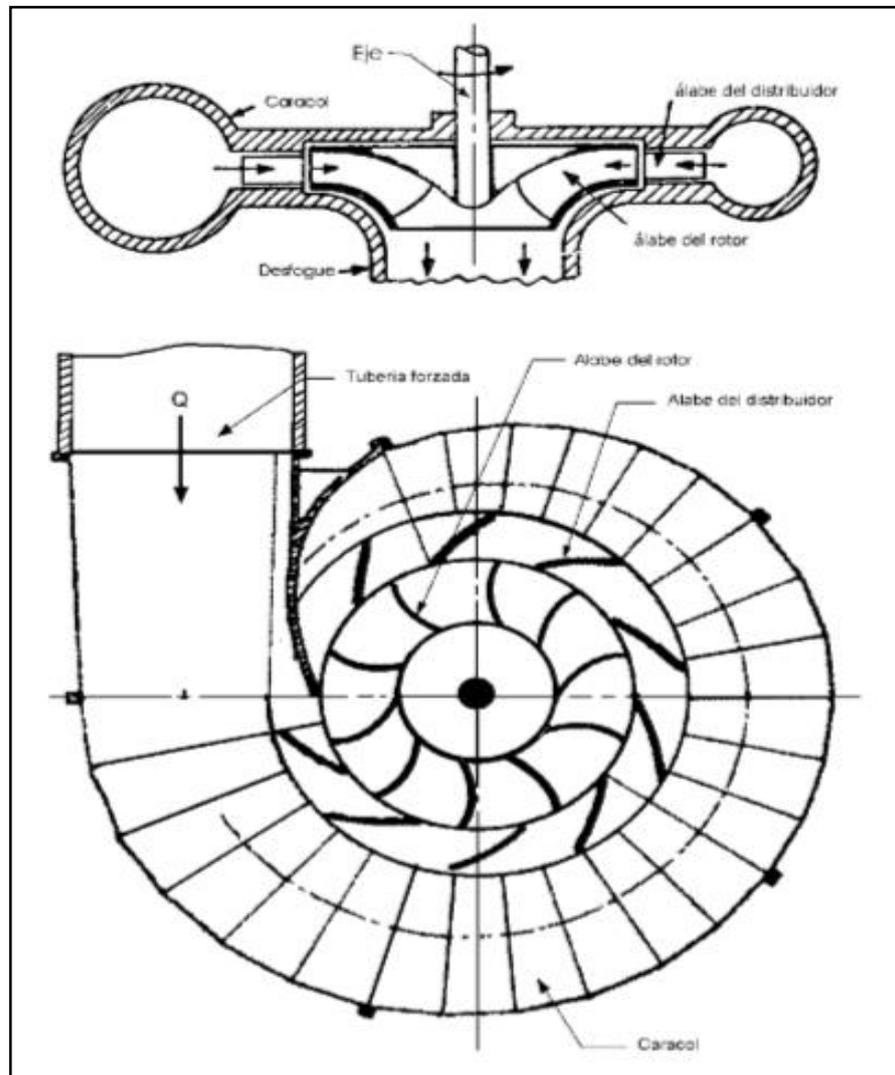


Fig. 10 Turbina de Reacción (Francis)

Funcionamiento Hidráulico:

A partir del inicio del caracol hasta la salida del rodete, la energía de presión del fluido disminuye mientras aumenta la energía cinética a lo largo de los álabes fijos del distribuidor y de los álabes móviles del rodete; es decir:

“La velocidad relativa del fluido no es constante a lo largo de los álabes”

A medida que el flujo viaja por el interior del rodete reduce su momento angular e imparte un momento de torsión al rodete, produciendo el giro del eje.

Posteriormente, el flujo sale del rodete a través de un difusor o tubo de aspiración que convierte la altura cinética restante y la energía potencial en energía de presión hasta llegar al valor de la presión atmosférica en el canal de desagüe. [4]

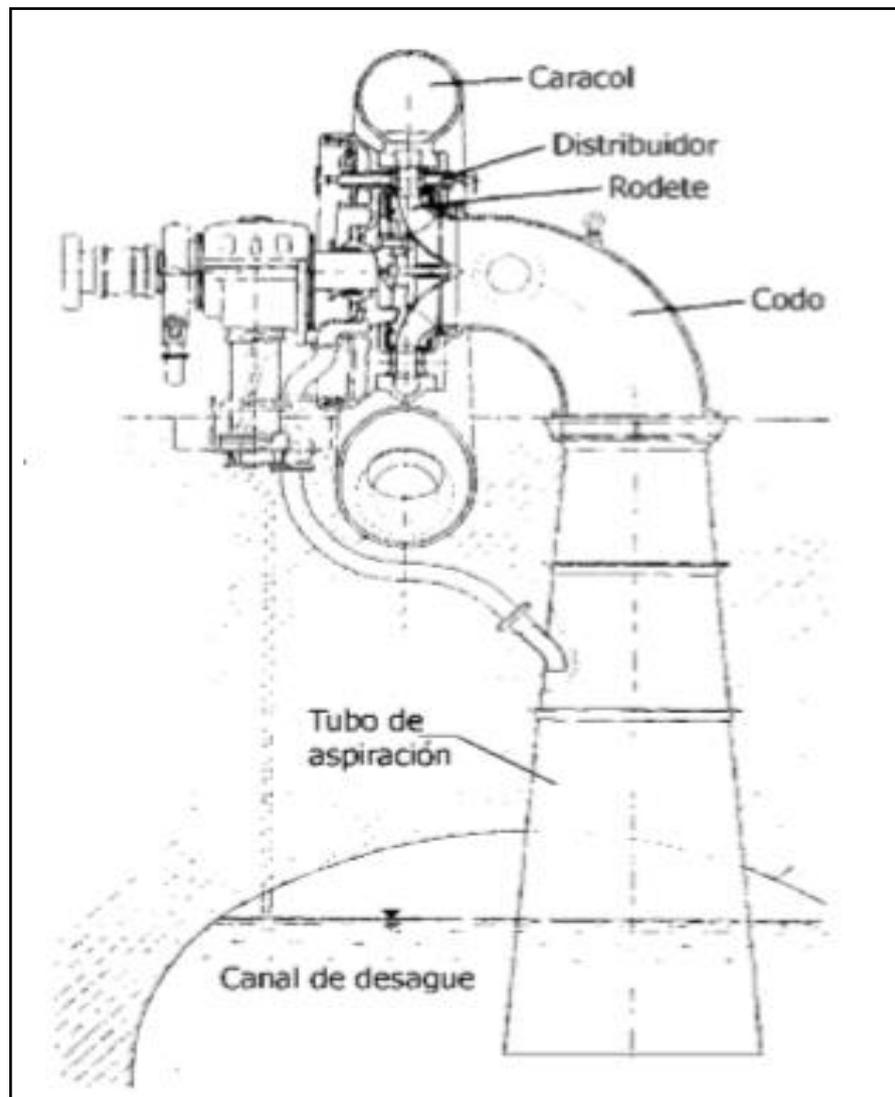


Fig. 11 Turbina de Reacción (Francis)

b) Turbinas de Reacción de Flujo Axial

Características Generales:

Son turbinas de hélices, con álabes ajustables automáticamente (Turbinas Kaplan) ó con álabes fijos (Turbinas de Hélices), de modo que el fluido incida en el borde de ataque del álabe en condiciones de máxima eficiencia para cualquier caudal o carga con lo cual se logra regular la potencia del flujo. Fue inventado por Víctor Kaplan (1914). [4]

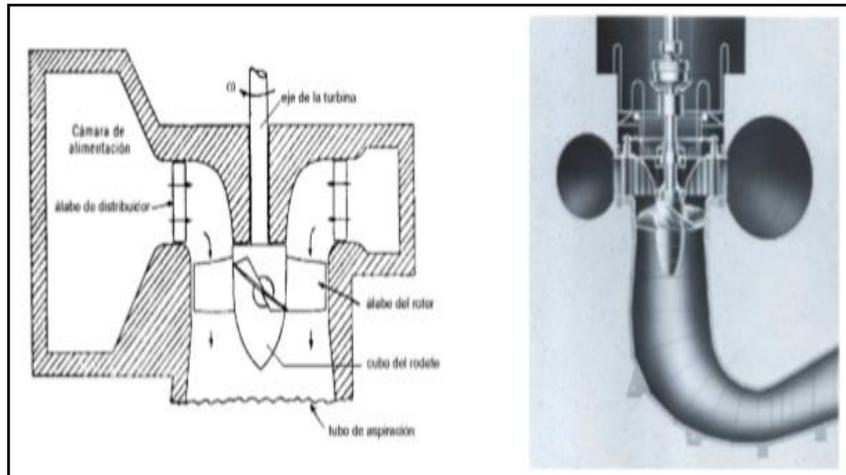


Fig. 12 Turbina de Reacción (kaplan)

2. Turbinas de Acción o de Impulso

Características Generales:

Estas máquinas operan bajo la acción de uno o varios chorros libres a alta velocidad. Cada chorro, de diámetro d , se acelera hasta obtener el máximo de velocidad C mediante una tobera externa al rodete de la turbina. El chorro impacta en el álabe, comunicándole una velocidad periférica u y le imparte al rotor un movimiento giratorio w alrededor del eje de la turbina. [4]

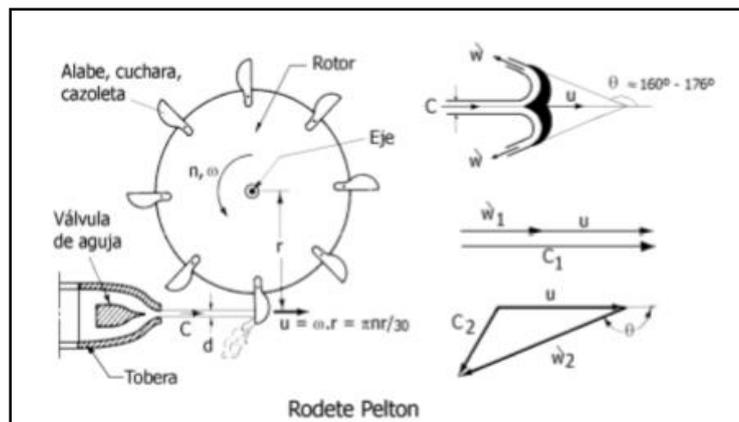


Fig. 13 Turbina de Acción (Pelton)

La característica fundamental de estas máquinas es que si se desprecian los efectos del rozamiento y de la gravedad, entonces, la velocidad relativa del fluido W se mantiene constante a lo largo del álabe. Además, en ningún instante el rodete se encuentra lleno de fluido; la presión atmosférica rodea siempre al rotor y al álabe. Por tanto, la aceleración máxima del flujo se produce en la tobera y no en los álabes.

Funcionamiento Hidráulico:

La energía de presión del agua aumenta a partir de la cámara de carga hacia la tobera, a costa de la energía potencial o altura bruta, que disminuye. La energía cinética permanece constante si el diámetro de la tubería permanece constante. Al llegar a la tobera se tendrá el máximo de energía de presión, la cual será gastada hasta cero (presión manométrica) convirtiéndola totalmente en energía cinética en la tobera. En el rodete, la energía cinética disminuye a lo largo del álabe transformándose en energía útil en el eje de la turbina. La energía de presión permanece constante e igual a la presión atmosférica. [4]

Componentes principales de la turbina de Acción:

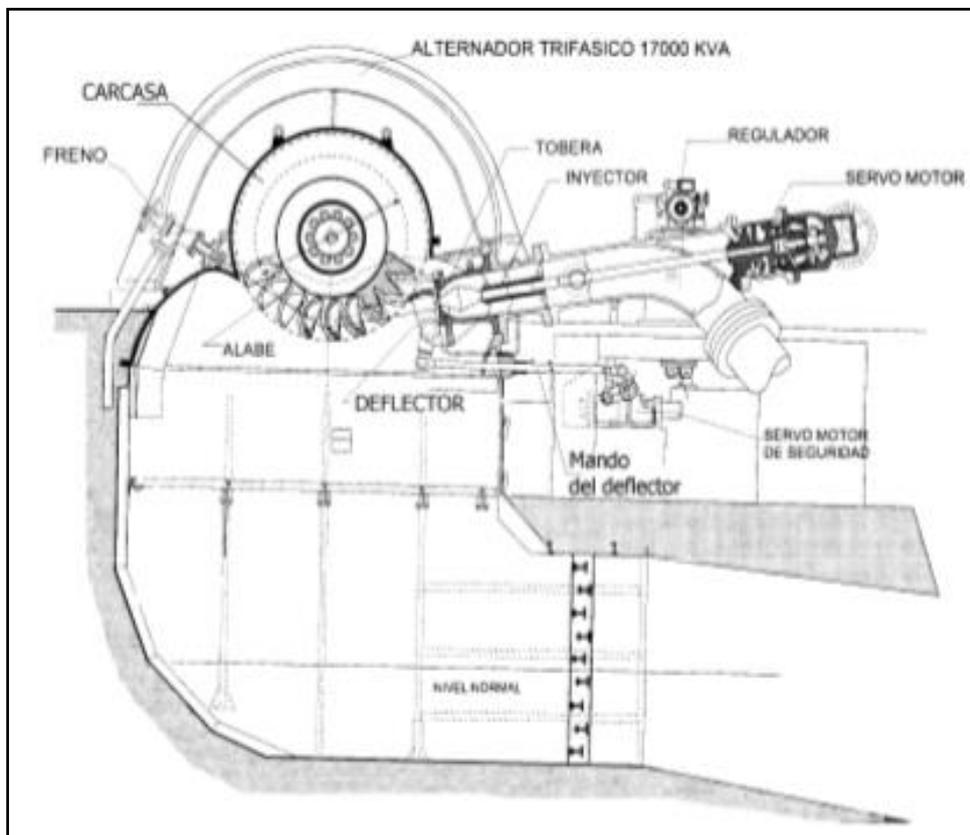


Fig. 14 Turbina de Acción (Pelton)

- **El inyector.-** Transforma la energía de presión en energía cinética. Consta de tobera y válvula de aguja. Constituye el distribuidor de las turbinas de impulso.
- **El Servomotor.-** Desplaza la aguja del inyector mediante presión de aceite.
- **El Regulador.-** Controla la posición de la válvula de aguja dentro del inyector.
- **El deflector o pantalla deflectora.-** Sirve para evitar el golpe de ariete y el embalamiento de la turbina. El mando del deflector. Controla la posición del deflector.
- **El Rodete.-** Compuesto por el rotor y los álabes de la turbina. Los Alabes, cucharas o cazoletas.
- **El Freno de la turbina.-** Sirve para detener al rodete mediante la inyección de un chorro de agua de diámetro 25mm impactando en el dorso de los álabes.

Características principales de las Turbinas de Acción:

- ✓ Se utilizan con cargas hidráulicas relativamente altas pero con caudales relativamente bajos. Por ejemplo, 1 650 m en la C. H. Fully – Suiza, 1 770 m en Reisseck-Austria.
- ✓ Poseen relativa baja velocidad específica, entre 4 m CV y 85 m CV.
- ✓ A menudo emplean ejes horizontales (con 1 ó 2 toberas y son de fácil mantenimiento) pero existen también los de ejes verticales (3 a 6 toberas, para centrales grandes). [4]

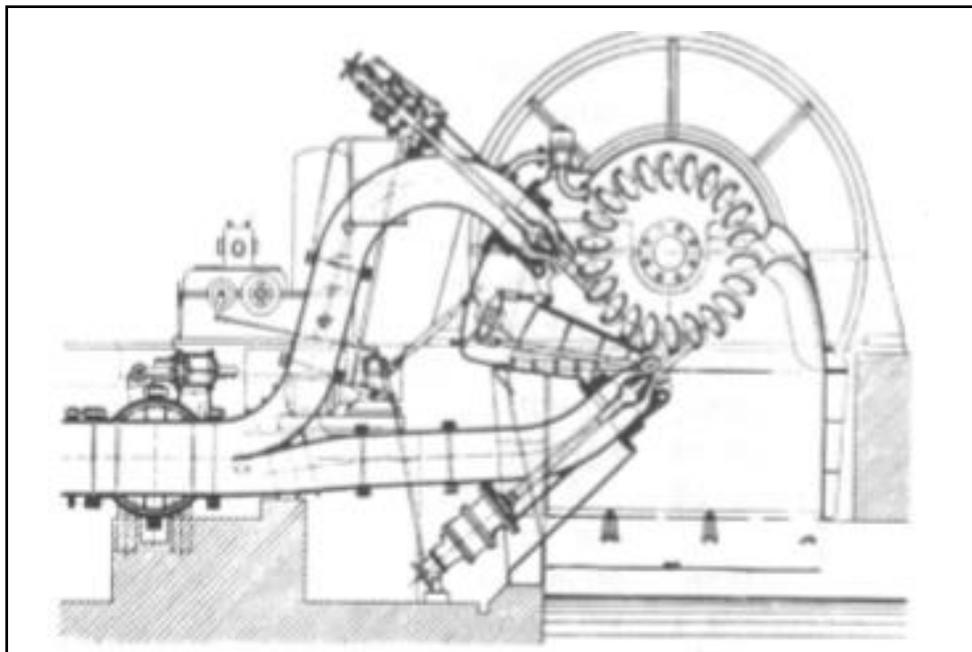


Fig. 15 Turbina de Acción (Pelton)

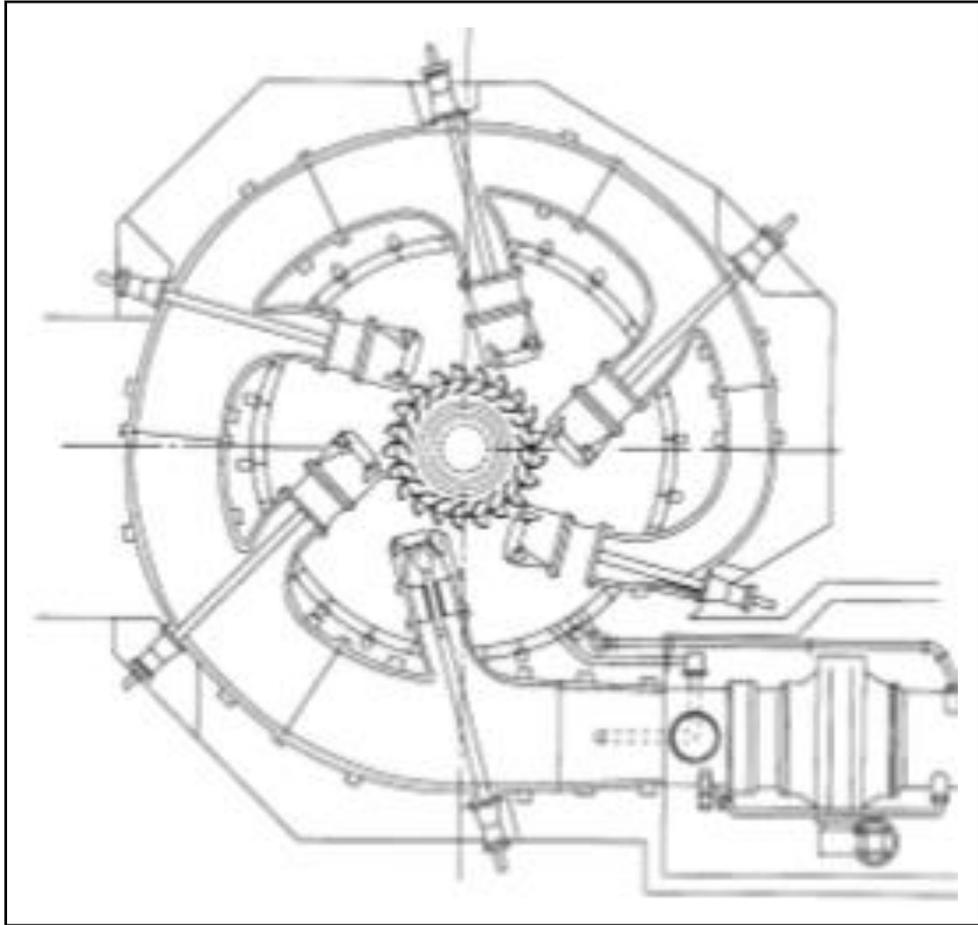


Fig. 16 Turbina de Acción (Pelton de 6 chorros)

✓ Pertencen a esta clasificación las turbinas PELTON, TURGO y MITCHELL BANKI, etc.

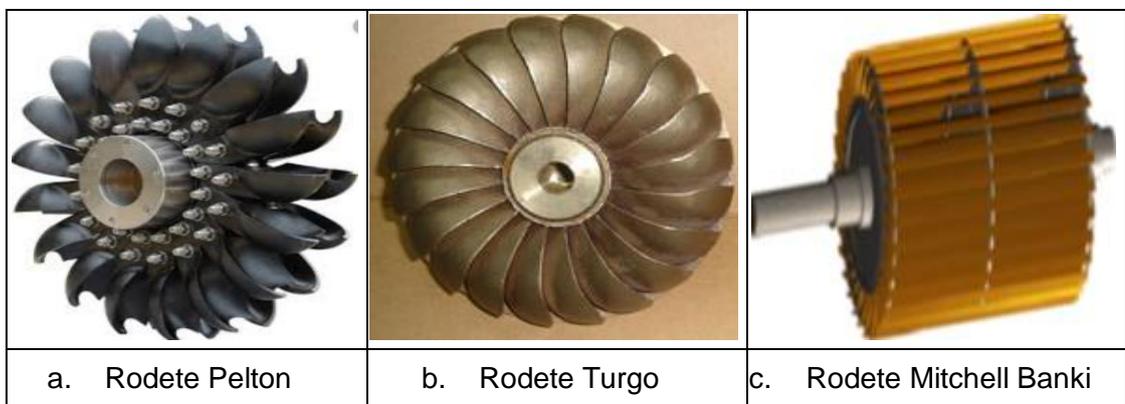


Fig. 17 Turbinas de Acción (Pelton,Turgo y Mitchell Banki)

A) TURBINAS PELTON

Las turbinas Pelton, como turbinas de acción o impulso, están constituidas por la tubería forzada, el distribuidor y el rodete, ya que carecen tanto de caja espiral como de tubo de aspiración o descarga. Dado que son turbinas diseñadas para operar a altos valores de H, la tubería forzada suele ser bastante larga, por lo que se debe diseñar con suficiente diámetro como para que no se produzca excesiva pérdida de carga del fluido entre el embalse y el distribuidor.

Características del Distribuidor

El distribuidor de una turbina Pelton es una tobera o inyector, como el esquematizado en la Figura. La misión del inyector es aumentar la energía cinética del fluido, disminuyendo la sección de paso, para maximizar la energía de fluido aprovechada en la turbina, ya que en el rodete de este tipo de turbinas sólo se intercambia energía cinética (tanto la sección 1, de entrada al rodete, como la sección 2, de salida del rodete, están abiertas a la atmósfera). De esta manera, no hay problema para que la sección de la tubería forzada sea mayor, haciendo esta transformación a energía cinética inmediatamente antes de la entrada del fluido al rodete. [5]

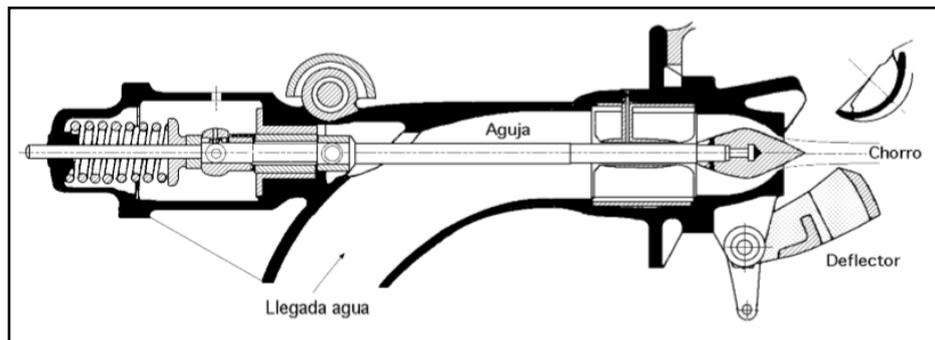


Fig. 18 Inyector

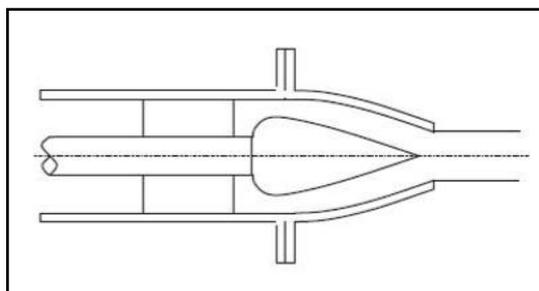


Fig. 19 Aguja de Inyector

Una turbina Pelton puede tener entre 1 y un máximo de 6 inyectores. Cuando tiene un solo inyector, el eje del rodete es normalmente horizontal. Cuando el número de inyectores es superior, el eje del rodete es normalmente vertical, con el alternador situado por encima. En este

caso, la tubería forzada se bifurca tantas veces como número de inyectores, y cada inyector tiene su propia tubería independiente.

El inyector dispone de una válvula de aguja para regular el caudal y ajustarlo a la demanda de energía eléctrica. La válvula de aguja está diseñada para que el módulo de la velocidad, se mantenga prácticamente constante aunque varíe el caudal (la sección de salida cambia en la misma proporción que el caudal). Para evitar cambios bruscos de caudal, que podrían ocasionar golpes de ariete en la tubería forzada, cada inyector dispone de un deflector que cubre parcialmente el chorro durante los cambios de caudal y permite realizarlos más lentamente. [5]

La Figura muestra un detalle del deflector.

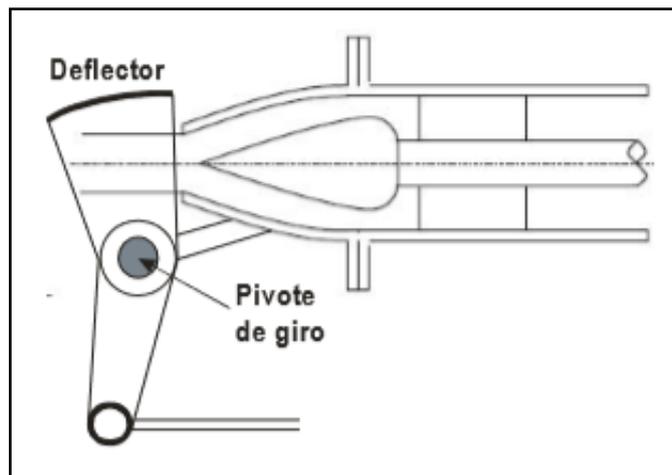


Fig. 20 Deflector

Características del Rodete

Las turbinas Pelton son turbinas de Chorro libre que se acomodan a la utilización de saltos de agua con un alto desnivel y caudales relativamente pequeños, con márgenes de empleo entre 60 y 1500 metros ,consiguiéndose rendimientos máximos del orden del 90%.

El rodete de una turbina Pelton es una rueda con álabes en forma de cucharas o cangilones, con un diseño característico, situados en su perímetro exterior, como se puede observar en la Figura. Sobre estas cucharas es sobre las que incide el chorro del inyector, de tal forma que el choque del chorro se produce en dirección tangencial al rodete, para maximizar la potencia de propulsión (Pt).

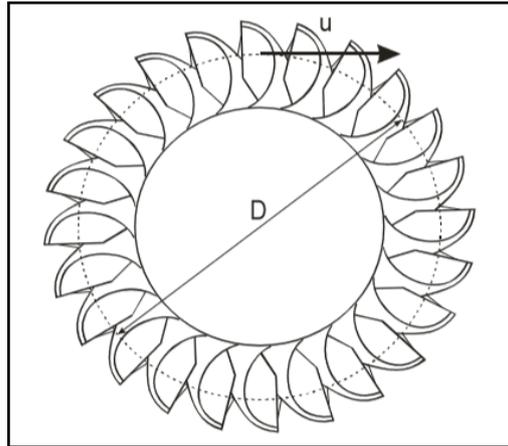


Fig. 21 Rodete Pelton

Las cucharas tienen una forma característica, tal como puede apreciarse en la Figura, donde se aprecia la sección de entrada (1) y la sección de salida (2): presentan una mella en la parte externa, son simétricas en dirección axial, y presentan una cresta central afilada. Las dimensiones de las cucharas, y su número, dependen del diámetro del chorro que incide sobre ellas (d): cuanto menor sea ese diámetro, más pequeñas serán las cucharas y mayor número de ellas se situarán en el rodete.

La mella, con una anchura ligeramente superior al diámetro del chorro (típicamente, $1,1 \times d$), tiene como función evitar el rechazo. El máximo aprovechamiento energético del fluido se obtiene cuando el chorro incide perpendicularmente sobre la cuchara. Pero, al girar el rodete, cuando se aparta una cuchara y llega la siguiente, ésta tapa a la anterior antes de estar en condiciones de aprovechar su energía adecuadamente. La mella evita que una cuchara tape a la anterior demasiado pronto. [5]

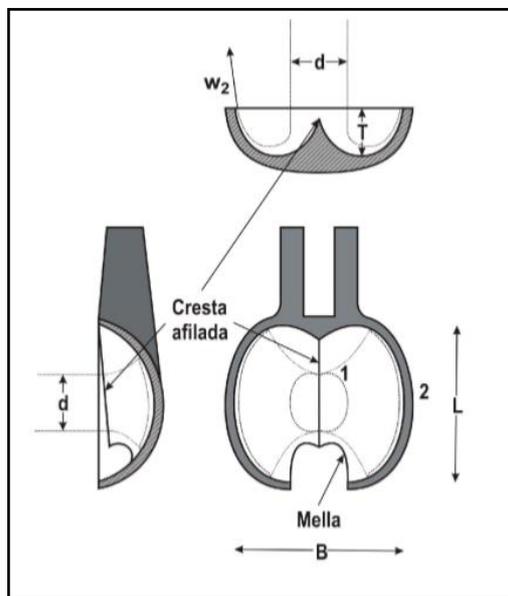


Fig. 22 Partes del Cangilón o Cuchara de un Rodete Pelton

En una rueda Pelton la dirección del chorro no es ni axial ni radial, sino tangencial; el elemento constructivo más importante es la cazoleta en forma de doble cuchara que recibe el chorro exactamente en su arista media donde se divide en dos, circulando por su cavidad y recorriendo hasta la salida casi un ángulo de 180°, contrarrestándose así los empujes axiales por cambio de dirección de los dos chorros.

Las cazoletas, en las versiones más modernas, tienen forma de elipsoide; la arista que las divide en dos puede quedar al ras de los bordes de las mismas, o a veces se queda algo adentro.

Las medidas se adoptan en función del diámetro del chorro, para un óptimo funcionamiento de la turbina.

Las cazoletas no se colocan exactamente en sentido radial, sino en forma tal que el chorro al alcanzar de lleno un de ellas, se halle perpendicular a la arista de la misma, quedando separada la cazoleta del inyector el mínimo que permita la construcción, atacándola el chorro lo más cerca posible de la corona del rodete, para que las pérdidas a la salida resulten más pequeñas.

Las cazoletas tienen que ir dispuestas de tal forma, que su separación no permita que se pierda agua, es decir, cuando el chorro abandone una, debe encontrarse con la siguiente. [5]

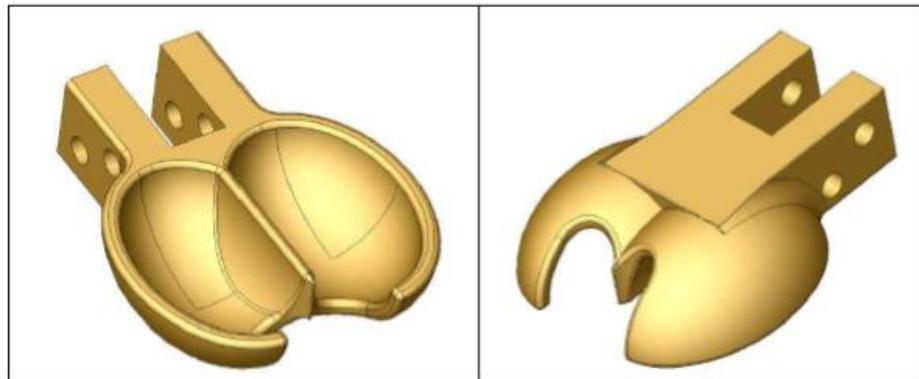


Fig. 23 Cangilón o Cuchara de un Rodete Pelton

▪ **Clasificación de las turbinas Pelton según el número específico de revoluciones**

Las leyes de semejanza de las turbinas expresan que “todas las turbinas geoméricamente semejantes tienen el mismo número específico de revoluciones”. El valor de n_s determina la forma del rodete de las turbinas de modo que se pueda alcanzar la velocidad angular deseada. [4]

Se clasifican en lentas y rápidas.

- ✓ Turbinas Pelton Lentas.- Tienen el n_s pequeño y cumplen con la relación $D/d > 60$.
- ✓ Turbinas Pelton Rápidas.- Tienen el n_s grande y cumplen con la relación $D/d \leq 7$.

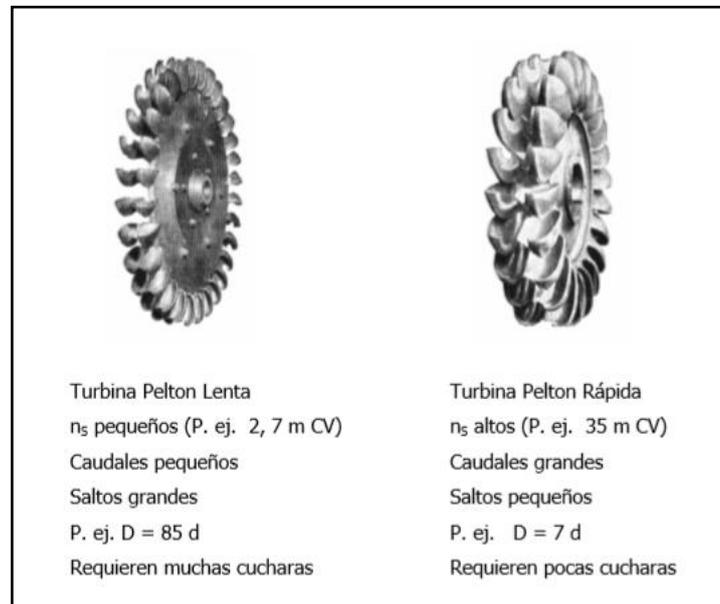


Fig. 24 Turbina Pelton Lenta vs Rápida

▪ Aplicación de La Ecuación de Euler a las Turbinas Pelton

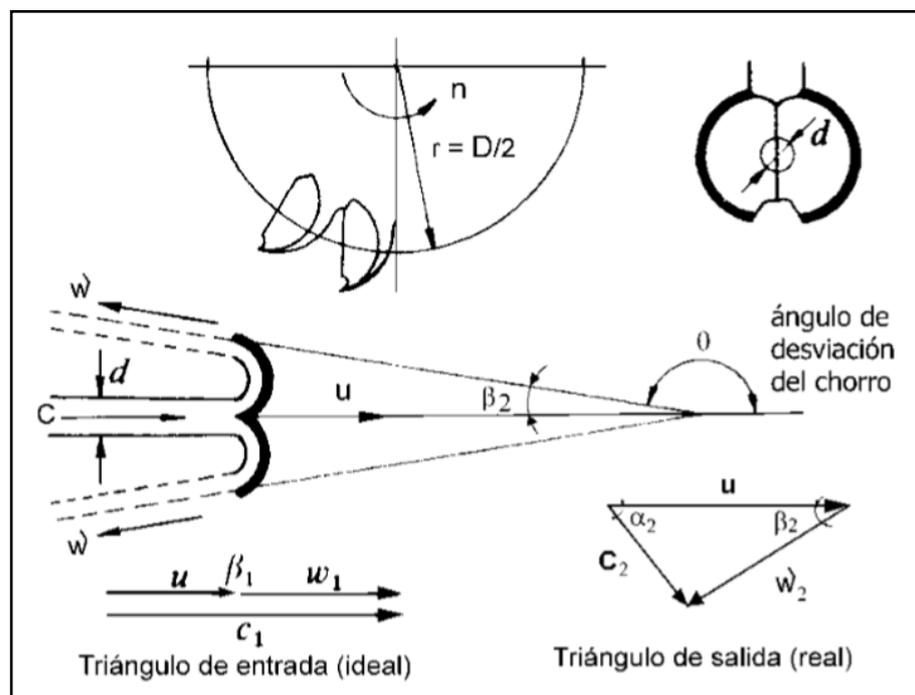


Fig. 25 Parámetros típicos en el rodete de una turbina Pelton

Donde:

d = Diametro del Chorro

D = Diametro del Rodete

C_1 = Velocidad de Ingreso del Fluido

C_2 = Velocidad de Salida del Fluido

u = Velocidad periferica del Alabe

Notas:

1.- La trayectoria de una partícula de fluido en el álabe es tangencial, de modo que:

$$u_1 = u_2 = u = wr = wD/2$$

2.- Se supone que no hay rozamiento en el álabe $\rightarrow W1 = W2$ (ideal).

Pero en realidad: $W2 < W1$, tal que $W1 = kW2$; con k - coeficiente de disminución de velocidad relativa, menor que 1.

3.- La velocidad de salida del chorro del inyector a la atmósfera (Sin considerar perdidas) es:

$$C_1 = \sqrt{2gH} \text{ (ideal)}$$

En el caso Real, considerando pérdidas en el inyector:

$$C_1 = C_v \sqrt{2gH} \text{ (real)}$$

Donde:

C_v : Coeficiente de Contracción de la vena líquida, depende de la boquilla.

Usualmente $C_v = [0.96 - 0.98]$

También:

$$C_v = \sqrt{1 - \frac{H_{e-1}}{H}} \quad \text{Donde: } H_{e-1}: \text{Pérdidas en el inyector. } y$$

H : Altura Neta.

4.- El rendimiento óptimo (ideal) de la turbina se logra cuando:

$$u_1 = \frac{1}{2} C_1 = \frac{1}{2} \sqrt{2gH}$$

En la práctica:

$$u_1 = x\sqrt{2gH} \quad ; \quad \text{con } x = [0.45 - 0.47]$$

5.- Idealmente $\alpha_1 = 0^\circ$; $\beta_1 = 180^\circ$; en la practica $\alpha_1 \leq 17^\circ$.

6.- Idealmente $C_2 = 0$ pues la idea es aprovechar al máximo la energía cinética del agua; en la práctica C_2 es muy pequeña.

7.- La potencia desarrollada por la turbina está dada por:

$$P_i = \bar{F} \cdot \bar{u} = \rho Q u (C_1 - u) (1 - \cos\theta) \quad \text{para } W_1 = W_2$$

$$P_i = \rho Q u (W_1 - W_2 \cos\theta) \quad \text{para } W_1 \neq W_2$$

[4]

▪ DESGASTE DE TURBINAS

En términos generales podemos decir que son tres los procesos que limitan la vida de los productos metálicos que nos proporcionan bienestar: desgaste, corrosión y fatiga. Los ejemplos son diversos, pero algunos representan al desgaste como la peor limitación de vida de los productos. Considerar por ejemplo, el desgaste que se presenta entre la pared del cilindro y los anillos del pistón en una máquina de combustión interna diesel, o bien, una herramienta metálica que se desgasta al inicio y durante el proceso de corte.

El desgaste se manifiesta en diferentes grados, algunas veces puede ser tolerado hasta cierto grado, otras es benéfico inclusive. A pesar de que existen diversos métodos para reducirlo, su presencia representa considerables pérdidas económicas.

Una interesante alternativa para disminuir el desgaste en los materiales, es mediante el uso de recubrimientos y tratamientos superficiales. Los recubrimientos, se depositan sobre la superficie de los materiales donde se genera el desgaste por diversos procesos. Los tratamientos superficiales se logran siguiendo técnicas específicas. [6]

Existe gran variedad de recubrimientos y tratamientos superficiales resistentes al desgaste; seleccionar cualquiera de ellos, requiere necesariamente de realizar pruebas en el laboratorio.

Inicialmente, se debe conocer el tipo de desgaste que se presenta en el componente a través de las condiciones de operación a las que se encuentra sometido, así como de elaborar una lista de los posibles recubrimientos a utilizar, y sobre todo, consultar de los que ya hayan sido aplicados con cierto éxito.

Generalmente las superficies sufren desgaste simultáneamente por dos o más procesos. Debido a que algunos de ellos son dominantes, algunas veces se deben de generar las condiciones para balancearlos, controlando la pérdida de partículas generadas durante el deslizamiento por efecto del ciclo de trabajo, tipo de vibración, entre otros factores. [6]

1) Abrasión

Es causado por el efecto de partículas o protuberancias duras, las cuales golpean o son forzadas a moverse a lo largo de una superficie sólida ocasionando daño y pérdida progresiva de material.

Una vez que el material duro penetra en la superficie, la remoción del material se realiza por uno o varios mecanismos a la vez. En particular, en este proceso de desgaste ocurre como corte, rayado, astillado o rompimiento por fatiga. Las propiedades del material, el tipo de movimiento y la carga tienen marcada influencia durante la remoción del material.

La tasa de desgaste no solo depende del material y sus características superficiales, sino también de la presencia de partículas abrasivas entre las superficies, de la velocidad de contacto y de las condiciones del ambiente.

El fenómeno de desgaste por abrasión, se genera por tres procesos: dos cuerpos, tres cuerpos y fractura frágil. El primero, ocurre cuando un material duro se desliza a lo largo de una superficie sólida más blanda. Mientras, que el segundo, se presenta cuando, entre superficies en deslizamiento, existe material abrasivo que se atrapa, mismo que actúa sobre la superficie blanda, causándole daño significativo. En la Figura, se muestra los procesos de dos y tres cuerpos. [6]

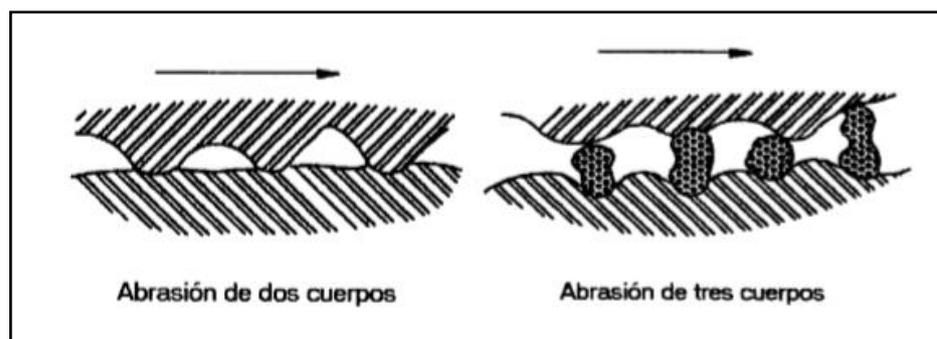


Fig. 26 Abrasión de Cuerpos Metálicos



Fig. 27 Abrasión de Cuerpos Metálicos

2) Cavitación

Fenómeno que se produce cuando la presión del fluido en una determinada zona del movimiento desciende por debajo del valor de la presión de vapor del fluido a una determinada temperatura. Se produce en estructuras estáticas (tuberías, venturímetros, etc.) o en máquinas hidráulicas (a la entrada del rodete de una bomba o a la salida del rodete de una turbina)

Tipo de desgaste que ocurre en componentes hidráulicos. La superficie afectada presenta picaduras, acompañadas de corrosión debida a los líquidos que circulan. Durante su manejo, se forman bolsas y burbujas, que comienzan a ebullición debido a que la presión del líquido es menor a la presión de vapor. Al fluir las burbujas a regiones de alta presión, se colapsan e impactan en las superficies de los materiales cuando se encuentran cerca o en la frontera de los mismos. Para evitar la erosión por cavitación, se recomienda el uso de materiales a base de aleaciones de cobalto, titanio, hierro, cobre y de níquel. Algunos recubrimientos también la resisten. [6]



Fig. 28 Cavitación de Cuerpos Metálicos

3) Erosión

El fenómeno de erosión es causado por la interacción de partículas sólidas o líquidas, contra a superficie de un cuerpo sólido, ocasionando una remoción del material en este. En casos severos, se genera un daño superficial extremo como resultado de la penetración y pérdida de espesor del cuerpo impactado, dado origen a lo que se denomina Desgaste Erosivo.

Existen diferentes mecanismos de erosión, dependiendo de las propiedades físicas de la partícula incidente. Las variables que lo afectan, son de tres tipos: Impacto, propiedades mecánicas-geométricas de la partícula abrasiva, así como las propiedades físicas y químicas del material involucrado. En efecto, el daño por erosión, de manera general, puede considerarse inversamente proporcional a la dureza de la superficie colisionada.

El desgaste erosivo es la responsable de los daños ocasionados en materiales metálicos y no metálicos, ocasionando una pérdida de eficiencia en los equipos correspondientes, así como vibraciones y ruido. [6]



Fig. 29 Erosión de Cuerpos Metálicos

Tipos de Erosión:

Existen diferentes tipos de erosión, dependiendo de las propiedades físicas de la partícula incidente, que puede ser sólida, líquida o gaseosa, el cual impacta la superficie del material. A continuación se presenta una breve explicación de los mismos.

✓ Erosión por cavitación

El desgaste erosivo por cavitación, es la pérdida gradual de material de la superficie como resultado de la implosión de las burbujas de gas contenidas en un líquido, las cuales impactan con la superficie sólida de algún cuerpo. El líquido en el cual están inmersas las burbujas hace que la velocidad de transportación a la superficie sea relativamente alta. Las burbujas chocan contra superficie, colapsando por el impacto; lo que crea a la vez una onda de choque, que genera una gran cantidad de esfuerzos, ocasionando pequeñas cavernas (pitting) sobre la superficie del material.

Este tipo de desgaste, frecuentemente, se presenta en estructuras hidráulicas estáticas, en bombas ya sean hidráulicas o de crudo, hélices de barcos y lanchas, alabes de turbinas, entre otros. [6]



Fig. 30 Erosión por cavitación

✓ Erosión y Abrasión

Es de suma importancia tener en cuenta la diferencia entre estos dos fenómenos, ya que con frecuencia son confundidos. Dado que la Erosión por Partícula Sólida, se refiere al daño ocasionado por el golpeteo continuo de partículas sobre la superficie de un material, en cambio, la abrasión es el resultado del deslizamiento de partículas duras sobre la superficie expuesta a la acción de una fuerza externamente aplicada. [6]

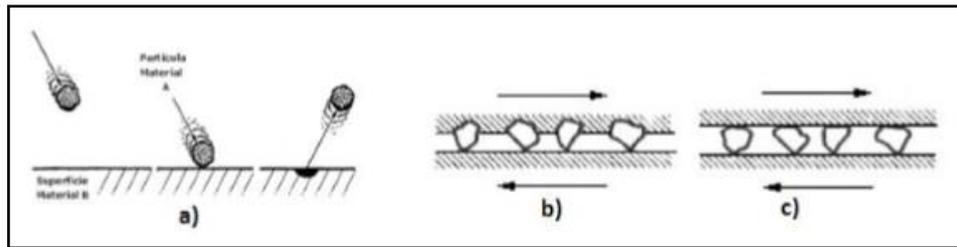


Fig. 31 Erosión por Abrasión

❖ **Regulador de Velocidad**

El Regulador de Velocidad o gobernador es el mecanismo destinado a mantener sensiblemente constante, la velocidad de sincronismo de la turbina ante todas las variaciones de cargas que tienden a reducir o aumentar el número de revoluciones de la misma. Además, el regulador debe ser capaz de mantener la velocidad dentro de los límites permitidos durante el arranque y la parada; así como la desconexión (apertura del interruptor) con carga.

En turbinas Pelton, la acción del regulador se realiza sobre la válvula de aguja del inyector que gradúa el chorro de agua que actúa en las cucharas del rodete, y también en el deflector, desviando parte del chorro hacia el exterior del rodete. [1]

El Regulador de Velocidad está compuesto por:

a) Elemento sensible a la velocidad:

Consiste en un equipo mecánico, electromagnético o electrónico que sensa las variaciones de velocidad de la turbina y las transmite al sistema de Control.

b) Válvula de Control o válvula de Distribución:

Accionada a través de los mandos del elemento sensible a la velocidad; su cometido es de distribuir el aceite a presión y enviarlo al correspondiente lado del servomotor.

c) Servomotor:

Que por medio de fuerzas hidráulicas controla la posición de la varilla que acciona al distribuidor.

Consiste en un pistón cuyo diámetro interior viene dado por la fuerza máxima necesaria que requiera el ajuste del distribuidor. La velocidad de respuesta del pistón es una función de la cantidad de aceite proporcionada por el cilindro. [1]

Características del Sistema de Regulación:

Las características principales de la regulación están basadas en la curva de estaticidad (velocidad del grupo y potencia). Se dice que una regulación es **estática** cuando la velocidad disminuye al aumentar la potencia y es **astática** cuando la velocidad permanece constante a cualquier potencia. El sistema de regulación estático permite una regulación estable, es decir, reacciona rápidamente al presentarse el efecto perturbador.

Estatismo:

La función básica del Estatismo es permitir la repartición proporcional de la carga total de la red entre los grupos que lo sirven; esta se efectúa mediante a ley que define en todo momento la relación de la velocidad o frecuencia y la potencia activa de la máquina. [1]

❖ Generador Eléctrico

El alternador o generador de corriente alterna es una maquina rotativa que transforma la energía mecánica de la turbina en Energía Eléctrica, mediante fenómenos de inducción.

Un alternador consta de dos partes fundamentales, el inductor que es el que crea el campo magnético y el inducido que es el conductor, el cual es atravesado por líneas de fuerza de dicho campo, generando corriente alterna. En las grandes maquinas del inductor siempre está constituido por electroimanes, cuya corriente de alimentación o excitación proviene de un generador de corriente continua auxiliar o de la propia corriente alterna generada por el alternador convenientemente rectificadas. El alternador acoplado al eje de la turbina genera una corriente alterna de alta intensidad y baja tensión. [1]

Características Principales del Generador:

➤ **Rotor:**

El generador síncrono es un convertidor de energía electromecánico constituido de una parte móvil (rotor o inductor) y una parte fija (estator o inducido) las cuales están separadas por un entre hierro. El sistema inductor contiene los polos magnéticos los cuales son excitados con corriente continua y están destinados para crear el flujo inductor. El sistema comúnmente utilizado cuenta con un circuito de excitación el cual alimenta los polos del rotor mediante unos anillos colectores que giran con el rotor y a los cuales llega la corriente proporcionada por la excitación de la máquina.

Esencialmente existen dos tipos de generadores y estos dependen del tipo de rotor que los conforme, ya sea de polos salientes o de polos lisos. La aplicación de uno u otro está en función de diferentes variables como el tipo de planta generadora, la velocidad síncrona, etc. Por

ejemplo para una planta hidroeléctrica debido a la baja velocidad, lo más adecuado es un generador de polos salientes, mientras que en plantas termoeléctricas, se ha optado por generadores de polos lisos debido a que se logran alcanzar velocidades de 3600 rpm. [7]

✓ **Rotor de Polos Salientes:**

En el rotor de polos salientes se cuenta con una estructura soporte en la cual se alojan los polos. La forma de dicha estructura depende de diferentes factores entre los cuales el más importante el número de polos a ser colocados, lo cual se debe a que este tipo de rotores es aplicado en turbinas hidráulicas, las cuales alcanzan velocidades hasta 1200 rpm y se tiene la necesidad de una frecuencia de 50 ó 60 Hz .

Los polos regularmente son insertados sobre una masa sólida que tiene una superficie externa formada por tantas superficies elementales como polos tiene el rotor, de tal forma que el núcleo tiene forma de un prisma. En el caso de rotores de diámetros grandes la franja superficial del rotor se construye de paquete de laminaciones con una debida distribución para fijarse al núcleo.

Es notable el hecho de que las bobinas de excitación van alrededor de los núcleos polares y las bobinas se conectan en serie con el polo adyacente teniendo polaridad opuesta. Conjuntamente se utiliza un devanado de jaula de ardilla o expansiones polares. En condiciones normales este devanado no lleva ninguna corriente debido a que el rotor gira a la velocidad de sincronismo. Sin embargo, cuando la carga en el generador cambia repentinamente la velocidad del rotor empieza a fluctuar, produciendo variaciones momentáneas de velocidad por arriba o por debajo de la velocidad síncrona. Esto induce voltaje en el devanado de jaula de ardilla y a su vez una corriente la cual interacciona con el campo magnético rotatorio del estator que es traducido en corrientes parasitas. [7]

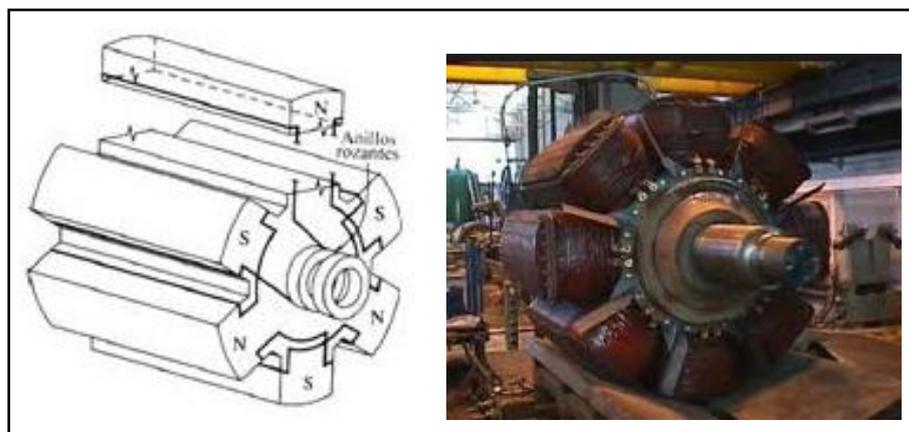


Fig. 32 Rotor de Polos Salientes

➤ **Estator:**

Hasta estos momentos solo se ha hecho mención a la parte móvil del generador, por lo que la parte fija es el estator o inducido, el cual está constituido, principalmente de las siguientes partes:

- ✓ Carcasa
- ✓ Núcleo magnético
- ✓ Devanados
- ✓ Accesorios mecánicos y eléctricos

La carcasa es la estructura metálica la cual tiene como función sostener y centrar el núcleo magnético del estator. [7]



Fig. 33 Estator del Generador

1) PROTECCION DE GENERADORES

Los generadores, a diferencia de otros componentes de los sistemas de energía, requieren ser protegidos no sólo contra los cortocircuitos, sino contra condiciones anormales de operación. Algunos ejemplos de tales condiciones anormales son: la sobreexcitación, el sobrevoltaje, la pérdida de campo, las corrientes desequilibradas, la potencia inversa, y la frecuencia anormal. Al estar sometido a estas condiciones, el generador puede sufrir daños o una falla completa en pocos segundos, por lo que se requiere la detección y el disparo automático. [8]

Las protecciones más usuales a los generadores son:

- ✓ **Protección diferencial del generador. (87)**
- ✓ **Protección de sobrecorriente. (51/50)**
- ✓ **Protección de mínima tensión. (27)**
- ✓ **Protección de sobretensión. (59)**

- ✓ **Protección de mínima frecuencia. (81U)**
- ✓ **Protección contra pérdida de campo. (40)**
- ✓ **Protección contra desbalance. (46)**
- ✓ **Protección contra potencia inversa. (32)**
- ✓ **Protección contra fallas a tierra. (64)**
- ✓ **Protección de sobreexcitación.**
- ✓ **Protección contra energización inadvertida.**
- ✓ **Protección térmica con resistencia dependiente de la temperatura.**

No pudiendo excitarse por sí mismo, el generador requiere que una fuente de C.D. excite su campo inductor. El sistema de Excitación es el conjunto de equipamientos que proveen la alimentación en corriente continua al arrollamiento rotórico de los alternadores y regulan la tensión de excitación. Esta excitación puede realizarse por medio de una batería de acumuladores de corriente tomada de colectores de C.D., provenientes de generadores independientes o, más generalmente, por medio de generadores de corriente continua acoplados al eje del generador.

Los reguladores de tensión son dispositivos que regulan el voltaje del alternador con la regulación de la corriente continua de excitación, para mantener la constante tensión en bornes. **[1]**

Los sistemas de excitación se clasifican en:

- **Excitación Rotativa:**

Es la compuesta por un pequeño generador de corriente continua, que se encuentra acoplado mecánicamente al eje del generador y, por tanto, aprovecha el giro de la maquina motriz para generar la corriente de excitación.

Este método constituye el sistema clásico de alimentación del enrollado del inductor de un generador, con el uso de anillos rozantes y escobillas. **[1]**

- **Excitación Estática con escobillas:**

Se basa en la alimentación del enrollado inductor por medio de un puente rectificador controlado por tristores. La alimentación del puente rectificador se hace desde la misma salida de generador mediante un transformador de excitación.

El puente rectificador tiene mayor confiabilidad y requiere de poco mantenimiento comparado con los generadores DC, por ser un equipo de componentes estáticos.

Este esquema de excitación no evita la necesidad de anillos rozantes y escobillas.

- **Excitación Estática sin escobillas:**

Este método consiste en colocar el inducido de la excitatriz principal, en el propio rotor del generador, cuya salida previamente rectificadora por un puente de diodos adosados al propio rotor, alimenta directamente al enrollado de excitación del generador sin salir del mismo.

En este caso, la excitatriz principal es un generador síncrono de montaje invertido, es decir, los polos inductores están en el estator y los polos inducidos en el rotor. [1]

❖ **Transformador de Distribución**

Un transformador es un dispositivo que transfiere Energía Eléctrica de un circuito eléctrico a otro, sin cambiar la frecuencia, a través de los principios de la inducción electromagnética. La transferencia de energía se efectúa habitualmente con el cambio de tensión. Se trata de un incremento (aumento) o reducción (baja) de tensión CA.

Un transformador no genera energía Eléctrica. Transfiere Energía Eléctrica de CA a otro a través de un Acoplamiento Magnético. Este método es cuando un circuito está unido a otro circuito por un campo magnético común. El acoplamiento magnético es utilizado para transferir Energía Eléctrica de una bobina a otra. El núcleo del transformado es utilizado para proporcionar una vía controlada para el flujo magnético generado en el transformador y por la corriente que fluye a través de los devanados (se conoce también como bobinas). [9]

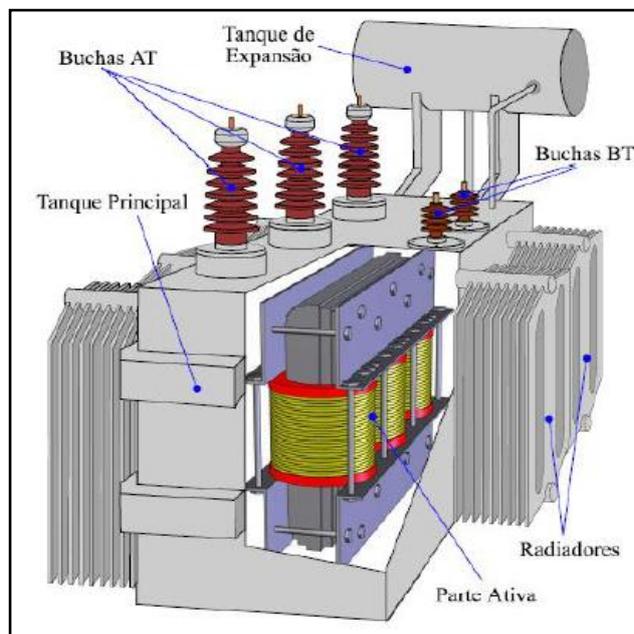


Fig. 34 Transformador de Distribución

❖ Control, Protección Y Fuerza

En las Centrales Eléctricas se requiere de equipos de control, protección y fuerza, para la medida de energía generada y consumida, el control de las condiciones en que tiene lugar la generación, la transformación y la salida de la energía, así como la protección de los elementos de generación, transformación, conducción y medida.

Para comodidad y seguridad, todos los instrumentos indicadores de medida de operación y de control a distancia, deben ser agrupados debidamente en centros o tableros de vigilancia y operación. Desde estos tableros se opera el control, medida y conexión de los circuitos de energía de excitación y de transferencia, la carga de baterías y las demás operaciones inherentes a la generación, transformación, uso local y envío de energía por los circuitos de transmisión. [1]

❖ Servicios Auxiliares

Son aquellos servicios mecánicos y eléctricos complementarios, necesarios para el correcto funcionamiento de la Central Eléctrica. Entre los sistemas mecánicos auxiliares tenemos los sistemas de refrigeración, sistema de aceite lubricante, sistema de extinción de incendios, sistema de aire comprimido, grúas y equipos de izaje. En los sistemas eléctricos auxiliares están los sistemas de alumbrado, sistemas de calefacción o aire acondicionado, circuito de señalización y alarma, circuito de mando y protección, cargador banco de baterías y sistemas eléctricos de 480 VAC, 220 VAC, etc. para la alimentación de motores y compresores eléctricos.

En toda estación de generación eléctrica se dispone de una unidad de emergencia o planta auxiliar para alimentar a los servicios auxiliares. Esta unidad es de independiente del suministro hidráulico de la estación principal y, por lo general, es un grupo Diesel con la capacidad de alimentar los servicios propios y los servicios auxiliares generales de la central. [1]

2.2.3 DESPACHO DE CARGA

2.2.3.1 Potencia Instalada

La potencia Instalada es la potencia nominal de los generadores instalados en la Central Eléctrica. Para una central Hidroeléctrica, la potencia se calcula con la siguiente formula:

$$P = \gamma * Q * H \quad \dots (1)$$

Donde:

γ : *Peso Especifico del agua* ($\frac{kg}{m^3}$)

Q : *Caudal Nominal* ($\frac{m^3}{s}$)

H : *altura* (m)

Sabemos:

$$1 \text{ kW} = 102 \left(\frac{Kg \cdot m}{s} \right) \dots \dots (a)$$

$$\gamma: 1000 \left(\frac{kg}{m^3} \right) \dots \dots (b)$$

Reemplazando (a) y (b) en (1)

$$P = \frac{1000}{102 \left(\frac{Kg \cdot m}{s} \right)} * Q * H \left(Kg \cdot \frac{m}{s} \right)$$

Tenemos:

$$P = 9.8 * Q * H \quad (kW)$$

$$\therefore P = 9.8 * Q * H * n_{tot}$$

Donde:

$$n_{tot} = n_{tub} * n_{turb} * n_{Gen}$$

$$0.97 \quad 0.91 \quad 0.95$$

2.2.3.2 Energía:

La Energía para una Central Hidroeléctrica se calcula:

$$E = P * t$$

Donde:

P : *Potencia* (kW)

t : *tiempo* (h)

2.2.3.3 Potencia Media:

La Potencia Media es la calculada a partir de la Energía Diaria dividida entre las 24 horas que tiene el día.

2.2.3.4 Factores de Servicio:

✓ Factor de Carga:

El factor de carga se define como el cociente de la Potencia Media (P_m) durante un periodo de tiempo sobre la Potencia pico o máxima (P_{max}) presentada en ese mismo periodo de tiempo.

$$F_c = \frac{P_m}{P_{max}}$$

✓ Factor de Planta:

El Factor de Planta es una indicación de la utilización de la capacidad de la planta en el tiempo. Es el resultado de dividir la Potencia Media (P_m) generada por la planta, en un periodo de tiempo dado, entre la Potencia Instala (P_{inst}) de la Central.

$$F_p = \frac{P_m}{P_{inst}}$$

Nota: Para abastecer la demanda, es necesario $F_c \gg F_p$

✓ Factor de Utilización:

El Factor de Utilización es la relación entre la Potencia Máxima (P_{max}) de un grupo y su Potencia Efectiva (P_{efec}).

$$F_u = \frac{P_{max}}{P_{efec}}$$

Donde:

$$P_{efec} = P_{inst} - P_{SS.AA}$$

✓ Tiempo Real de Operación:

Es el tiempo que se obtiene de la relación entre la Energía Generada (E) en un periodo de tiempo y la Potencia Máxima (P_{max}) presentada en ese mismo tiempo.

$$t_{ROp} = \frac{E}{P_{max}}$$

[1].

2.2.4 MANTENIMIENTO

2.2.4.1 Conceptos :

Antes de realizar cualquier tipo de clasificación o descripción de los tipos de mantenimiento, es muy importante saber realmente lo que es el Mantenimiento y su diferencia con lo que se conoce Mantenibilidad o Capacidad de Mantenimiento, las cuales se prestan en muchas ocasiones a confusión por parte del personal de una empresa. [10]

- **Mantenimiento:**
Se define como la disciplina cuya finalidad consiste en mantener las máquinas y el equipo en un estado de operación, lo que incluye servicio, pruebas, inspecciones, ajustes, reemplazo, reinstalación calibración ,reparación y reconstrucción . Principalmente se basa en el desarrollo de conceptos, criterios y técnicas requeridas para el mantenimiento, proporcionando una guía de políticas o criterios para toma de decisiones en la administración y aplicación de programas de mantenimiento. [10]

- **Mantenibilidad:**
Esta característica se refiere principalmente a las propiedades de diseño, análisis, predicción y demostración, que ayudan a determinar la efectividad con la que un equipo puede ser mantenido o restaurado para estar en condiciones de uso u operación. La Mantenibilidad es conocida también como la capacidad para restaurar efectivamente un producto. [10]

Principalmente el mantenimiento puede ser aplicado de 3 formas.

- Mantenimiento Correctivo
- Mantenimiento Preventivo
- Mantenimiento Predictivo

a) Mantenimiento Correctivo

Este tipo de mantenimiento solo se realiza cuando el equipo es incapaz de seguir operando. No hay elemento de planeación para este tipo de mantenimiento. Este es el caso que se presenta cuando el costo adicional de otros tipos de mantenimiento no puede justificarse. Este tipo de estrategia a veces se conoce como estrategia de operación hasta que falle. [17]

b) Mantenimiento Preventivo

El mantenimiento preventivo es cualquier mantenimiento planeado que se lleva a cabo para hacer frente a fallas potenciales. Puede realizarse con base en el uso o a las condiciones del equipo. El mantenimiento preventivo en base en el uso o en el tiempo se lleva a cabo de acuerdo con las horas de funcionamiento o un calendario establecido. Requiere un alto nivel de planeación. Las rutinas específicas que se realizan son

conocidas, así como las frecuencias. En la determinación de la frecuencia generalmente se necesitan conocimientos acerca de la distribución de fallas o la confiabilidad del equipo. [17]

c) Mantenimiento Predictivo

Este mantenimiento nació basado en la automatización y avances tecnológicos en la actualidad, la base de este tipo de mantenimiento se encuentra en el monitoreo de máquina, además de la experiencia empírica, se obtienen graficas de comportamiento para poder realizar la planeación de mantenimiento. Este mantenimiento como su nombre lo dice, realiza una predicción del comportamiento en base al monitoreo del comportamiento y características de un sistema y realiza cambios o plantea actividades antes de llegar a un punto crítico. [10]

2.2.4.2 Índices de Mantenimiento:

Los indicadores técnicos que están relacionados con la calidad de gestión del mantenimiento que permiten ver el comportamiento operacional de las instalaciones, sistemas, equipos y dispositivos, además miden la calidad de los trabajos y el grado de cumplimiento de los planes de mantenimiento. [17]

Entre los principales índices tenemos:

1. Confiabilidad

Es la probabilidad de que un equipo cumpla una misión específica bajo condiciones de uso determinadas, en un periodo determinado.

El estudio de confiabilidad es el estudio de fallos de un equipo o componente.

Si se tiene un equipo sin fallo, se dice que el equipo es ciento por ciento confiable o que tiene una probabilidad de supervivencia igual a uno. Al realizar un análisis de confiabilidad a un equipo o sistema, obtenemos información valiosa acerca de la condición del mismo: probabilidad de fallo, tiempo promedio para fallar, la etapa de la vida en que se encuentra el equipo. [17]

2. Disponibilidad

La disponibilidad es una función que permite estimar en forma global el porcentaje de tiempo total que se puede esperar que un equipo esté disponible para cumplir la función para la cual está destinado. [17]

3. Mantenibilidad

La mantenibilidad se puede definir como la expectativa que se tiene de que un equipo o sistema pueda ser colocado en condiciones de operación dentro de un periodo de tiempo establecido, cuando la acción de mantenimiento es ejecutada de acuerdo con procedimientos prescritos. [17].

2.2.5 PRUEBAS ELECTRICAS

2.2.5.1 RESISTENCIA DE AISLAMIENTO

Introducción

El probador de aislamiento a tierra, o Mega óhmetro, es también uno de los primeros instrumentos utilizados por los técnicos para evaluar y localizar fallas de aislamiento, incluyendo sistemas motrices eléctricos de aislamiento. En este artículo, nos concentraremos en el método de prueba tal como es planteado en el Estándar de IEEE 43-2000 (R2006), “La Práctica Recomendada para Pruebas de Aislamiento de Resistencia de Maquinaria Rotatoria,” (IEEE 43) y unos cuantos métodos adicionales para evaluar conclusiones, también nos referiremos al método de prueba como Prueba de Resistencia de Aislamiento (IR por sus siglas en inglés, no confundir con infrarrojo que también se utiliza mucho en el ambiente de mantenimiento).

El propósito de la lectura IR es de evaluar la condición del aislamiento entre los conductores en las ranuras de estator y de tierra. Esto se hace aplicando una tensión DC entre los conductores (devanados) y la cubierta de la máquina y midiendo la fuga de corriente a través del sistema de aislamiento. La medida de corriente y voltaje, aplicada, proporciona un resultado medido como resistencia (la Ley de Ohmio: $R = V/I$). En el caso de un sistema de aislamiento, la fuga de corriente puede ser medida en mili- o micro-amperios, con una lectura de corriente más baja, más alto es el valor de resistencia de aislamiento. Estas lecturas de IR cambian con el tiempo a causa de la “polarización del aislamiento”. En efecto, el sistema de aislamiento consiste en átomos polarizado que se ‘colocan en línea,’ o se polarizan, con el voltaje aplicado de DC. Cuando se polarizan, la resistencia de aislamiento aumentará. [11]

Resistencia de Aislamiento

La Prueba directa de resistencia de aislamiento ha sido utilizada para localizar fallas y para evaluar la condición de máquinas por más de un siglo, a menudo con resultados desastrosos, en las manos de un usuario sin experiencia. Hay limitaciones muy claras en la capacidad de la prueba de resistencia de aislamiento, solo, para evaluar la condición de un motor eléctrico para la operación. Para una cosa, tiene que haber un sendero claro entre el sistema de aislamiento y la cubierta de la máquina. El aire, la mica, o cualquier otro material no conductor entre el devanado y tierra proporcionará una resistencia alta de aislamiento. Las fallas al final de las vueltas del devanado del motor también no proporcionarán un sendero claro a tierra, con la mayoría de defectos del devanado que comienzan como un corto interno del devanado que quizás se gradúen a defectos de aislamiento. Así, que especial cuidado se debe tomar cuando se usa IR como un instrumento de localización de fallas.

Los valores de IR aplicados al voltaje y los valores mínimos de prueba pueden ser encontrados en la figura 35 y 36. [11]

Voltaje del Devanado	Voltaje aplicado DC IR
<1000	500
1001 – 2500	500-1000
2501 – 5000	1000-2500
5001 – 12000	2500-5000
>12001	5000-10000

Fig. 35 Valores de IR aplicados al voltaje

Resistencia de aislamiento minima a 1	Devanado que esta siendo probado
kV + 1MegOhms	La mayoría de devanados fabricados despues de 1970
100 MegOhms	Estrator despues de 1970
5 MegOhms	Estrator al azar de menos de 1000 volts despues de 1970

Fig. 36 Valores mínimos de prueba

Absorción Dieléctrica

La prueba de absorción dieléctrica, o 'DA,' es una proporción de la lectura IR de 60 segundos a la lectura IR de 30 segundos. Como se muestra en la Figura 37, el valor en la posición A es dividido por el valor en la posición B. En un sistema de aislamiento bueno, IR aumentará como una curva que comenzará razonablemente empinada entonces hace meseta, dependiendo de a qué velocidad el sistema de aislamiento polariza. Los criterios de paso/falla pueden ser encontrados en la figura 38. Sin embargo, en sistemas de aislamiento fabricados después de 1970, no es raro para sistemas de aislamiento polarizar rápidamente y los sistemas de aislamiento con una lectura de temperatura corregida un minuto mayor a 5,000 Mega ohmio puede mostrar un valor bajo. En estos casos, el resultado de la prueba debe ser utilizado solo para la tendencia, y en el nuevo IEEE 43, los resultados de la prueba deben ser corregidos para la temperatura. [11]

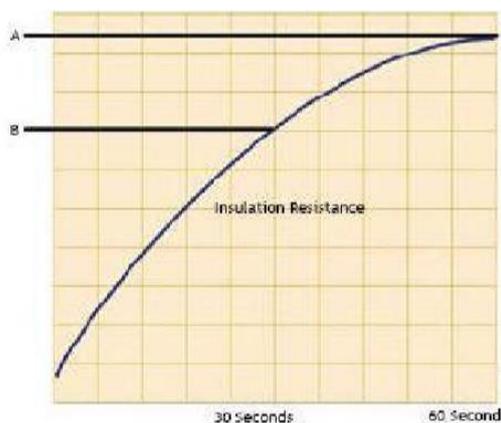


Fig. 37 Lectura IR de 60 seg. Y de 30 seg.

Condición del Aislamiento	Proporción de la Absorción Dieléctrica
Peligrosa	<1
Cuestionable	1.0-1.4
Buena	1.4-1.6
Excelente	>1.6

Fig. 38 Criterios de paso/falla

Índice de Polarización

El Índice de Polarización, o el PI, es la prueba de resistencia de aislamiento de la proporción de 10 minutos a 1 minuto. Como se muestra en la Figura 39, el resultado es el valor en la posición A dividido por la posición B. En un buen sistema de aislamiento, IR aumentará como una curva que comenzará razonablemente empinada entonces hace meseta, dependiendo de a qué velocidad el sistema de aislamiento polariza. Los criterios de paso/falla pueden ser encontrados en la Figura 40. Sin embargo, en sistemas de aislamiento fabricados después de 1970, no es raro para sistemas de aislamiento polarizar rápidamente y los sistemas de aislamiento con una lectura de temperatura corregida un minuto mayor a 5,000 Mega ohmio puede mostrar un valor bajo. En estos casos, el resultado de la prueba debe ser utilizado solo para la tendencia, y en el nuevo IEEE 43, los resultados de la prueba deben ser corregidos para la temperatura. [11]



Fig. 39 Resistencia de aislamiento de la proporción de 10 min. a 1 min.

Condición del Aislamiento	Índice de Polarización
Peligrosa	<1
Cuestionable	1.0-2.0
Buena	2.0-4.0
Excelente	>4.0

Fig. 40 criterios de paso/falla

En Conclusión:

Un método común para evaluar la condición de los Generadores eléctricos es la prueba de resistencia de aislamiento. Los métodos más comunes de prueba IR son resumidos en el Estándar de IEEE 43-2000 (R2006) e incluyen la prueba de los 60 segundos, la prueba dieléctrica de absorción y la de Índice de polarización. Cada una de estas pruebas es utilizada para evaluar sólo la porción del sistema de aislamiento entre el estator y rotor del Generador Eléctrico.

En las máquinas posteriores a 1970, los sistemas de aislamiento tienden a polarizar rápidamente y los sistemas con valores de más de 5.000 Mega ohmios sólo deben ser tendencia dos cuando se usa DA y PI. Sin embargo, la carga de aislamiento puede ser vista para ver si presenta descarga capacitiva, que indica contaminación del devanado o aislamiento, está ocurriendo. Sin embargo, la prueba de resistencia de aislamiento es un instrumento poderoso cuando se usa en conjunción con otros métodos de prueba. [11]

2.2.6 INGENIERÍA INVERSA

La ingeniería inversa comenzó a principios de la década pasada como una tecnología basada en la búsqueda de las características detalladas de un elemento o producto terminado utilizando un método de análisis regresivo; es decir pasando del todo a cada una de las partes, todo esto sin la ayuda de algún plano original de dicho producto. Se busca por lo tanto los secretos que guardan las cosas para su construcción.

A esta búsqueda de características le sigue la transformación en un nuevo producto con las mismas o mejores características que el original. Sin embargo, no es sólo el hecho de llegar a construir este nuevo elemento lo más importante, sino que la Ingeniería Inversa incluye todas las tareas de reconocimiento y análisis del funcionamiento de cada una de las piezas que conforman el todo original.

Se conoce como Ingeniería Inversa o Reverse Engineering al proceso de duplicar una pieza, componente o conjunto, sin la ayuda de planos, documentación o modelos auxiliares. Se parte siempre de un modelo físico y se usan métodos de ingeniería de medida, análisis, diseño y Adquisición de datos para finalmente obtener una réplica idéntica o mejorada del objeto. [12]

2.2.6.1 Procesos de la Ingeniería Inversa:

A) Producto Original

A diferencia de la técnica convencional, el ingeniero comienza a trabajar a partir de un producto completamente desarrollado. Por lo tanto ya no se parte de una abstracción del elemento pues ya es una realidad concreta. Sin embargo se mantienen los criterios de elección, en este caso de la pieza ya hecha, pues de todas maneras deben de existir

argumentos para que el ingeniero elija una pieza determinada para trabajar.

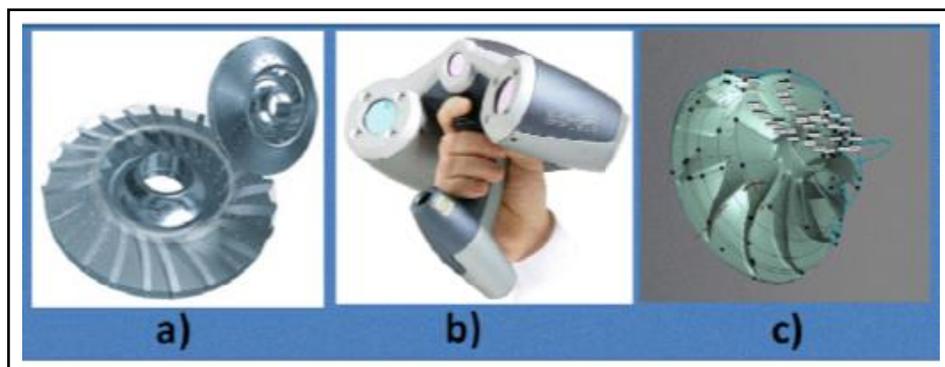
B) Adquisición de Datos

En esta fase participan tres elementos: los datos, el método y/o técnica de entrada de datos y por último el registro de los datos. [12]

Dado que ya no es preciso formular un diseño nuevo desde el principio, esta fase consiste más bien en sólo obtener todos los datos posibles del objeto. Aquí se habla del elemento datos refiriéndose a la información sobre la geometría y propiedades físicas y hasta químicas del ente de estudio. En este punto se tiene que recordar que se está trabajando específicamente en el campo de la Ingeniería Mecánica y las cosas son diferentes a que si se trabajara en la informática donde los datos son de distinta naturaleza.

Los medios para obtener esta información son diversos: escáneres 3D, instrumental médico, digitalizadores, pruebas de laboratorio, etc; a todos estos se les llama técnicas y/o dispositivos de entrada de datos. En la fase de Adquisición de datos el ingeniero tiene que discriminar los datos necesarios para no perder el tiempo en almacenar datos que no tengan importancia, teniendo en cuenta además las exigencias de memoria que demandaría la información.

Por último se tiene que decir que la información que se consigue se puede almacenar de diversas formas como por ejemplo directamente en archivos digitales si es que provienen de un digitalizador hasta en placas especiales como en las tomografías (aunque este modo casi no se usa pues las tomografías se almacenan en formato digital DICOM). A la acción de almacenar se le llama registro.



a) Producto original, b) Un escáner 3D, c) La información extraída usando el escáner en la pieza. Esta información está en forma de una nube de puntos.

Fig. 41 Scanner (Ingeniería Inversa)

Por lo tanto, hay que precisar que la fase de Adquisición de datos empieza sometiendo al ente de estudio a la técnica y/o dispositivo de entrada de datos hasta el almacenamiento de la información en un registro de salida. [12]

C) Tratamiento de la información: Imágenes

Después de que la información se encuentra disponible en diversas formas el ingeniero tiene que encontrar el medio adecuado para “manejar” dichos datos. Cuando se habla de tratamiento de información se parte por definir a esta información en proceso como archivos de imágenes.

El ingenio del ingeniero se hace patente en esta parte del trabajo, pues la información disponible no siempre puede ser inmediatamente usada. En la mayoría de casos, el ingeniero necesita adaptar las herramientas o inventarlas de tal forma que pueda acoplar un puente entre cualquier contexto y la ingeniería convencional. [12]



Fig. 42 Proceso de Ingeniería Inversa

D) Generación de Superficie

El nombre de la fase es elocuente y entendible. En esta parte del trabajo el ingeniero hace uso de los softwares adecuados para conseguir las superficies interiores y exteriores del elemento original.

E) Generación de Sólido

Cuando la envoltura, es decir la superficie, del elemento original se ha obtenido, sólo falta hacer el “relleno”, es decir, el sólido. Esta es la fase final del procedimiento de la Ingeniería Inversa, en la cual el ingeniero tendrá como resultado el objeto original en forma virtual, completamente reconstruido y con el formato adecuado para su posterior manipulación, en este caso el formato IGES.

Después de esta etapa, se sigue la dirección convencional de la ingeniería, es decir, después de obtener la geometría y propiedades completas del elemento en formato digital se procede con las etapas de Análisis y Manufactura de acuerdo a lo establecido en la Ingeniería Convencional. [12]

Es decir:

La Ingeniería Inversa tiene como punto de partida el objeto ya elaborado. Es en esta etapa del Producto original que el ingeniero calcula y elabora su plan de acción para definir la metodología y herramientas adecuadas para trabajar.

Después de esta etapa le sigue la Adquisición de datos en la cual se conseguirá la información necesaria para reconstruir luego el elemento.

La tercera fase vendría a ser la fase del Tratamiento de la Información. Con los datos en su naturaleza original no se puede trabajar usando el hardware y software propio de la ingeniería convencional así que en esta etapa existe un proceso de adecuación de los datos para que puedan ser trabajados.

La siguiente fase contempla la creación de la superficie del elemento original, es decir de las fronteras interiores y exteriores que limitan el sólido.

Y es precisamente en la última fase de la Ingeniería Inversa que el elemento original es reconstruido completamente en forma de sólido, con lo cual queda listo para lo que vendría a ser las etapas de análisis y manufactura. [12]

2.2.7 EVALUACION ECONÓMICA

La evaluación económica de proyectos de cooperación tiene por objetivo identificar las ventajas y desventajas asociadas a la inversión en un proyecto antes de la implementación del mismo.

La evaluación económica es un método de análisis útil para adoptar decisiones racionales ante diferentes alternativas.

Es frecuente confundir la evaluación económica con el análisis o evaluación financiera. En este segundo caso se considera únicamente la vertiente monetaria de un proyecto con el objetivo de considerar su rentabilidad en términos de flujos de dinero. Mientras que la evaluación económica integra en su análisis tanto los costes monetarios como los beneficios expresados en otras unidades relacionadas con las mejoras en las condiciones de vida de un grupo. [13]

Una definición de “evaluación económica” es la siguiente:

“Análisis comparativo de las acciones alternativas tanto en términos de costes como de beneficios”

De acuerdo con la definición, para realizar un análisis económico es preciso cuantificar los costes y los beneficios. Esta es una limitación de la evaluación económica, ya que sólo podremos incorporar al análisis variable susceptible de cuantificación.

Normalmente es fácil cuantificar los costes, porque en todo proyecto hay un gasto de dinero.

Por el lado de los beneficios la cuestión se complica si no se trata de beneficios monetarios.

Podemos iniciar el análisis económico, Para ello tenemos que decidir qué tipo de relaciones matemáticas estableceremos entre costes, beneficios e indicadores. Algunas de estas relaciones están ampliamente asentadas en el análisis económico, como por ejemplo el Valor Actual Neto (VAN), y por eso mismo son aceptadas por la totalidad de analistas.

Es suficiente para determinar si nos conviene o no realizar la inversión, aplicando los sgtes. Indicadores de rentabilidad: el **Valor Actual Neto** y la **Tasa Interna de Retorno**. [13]

- **Valor Actual Neto (VAN)** :

El VAN es el valor presente de los beneficios netos que genera un proyecto a lo largo de su vida útil, descontados a la tasa de interés que refleja el costo de oportunidad que para él o la inversionista tiene el capital que piensa invertir en el proyecto. Este VAN mide, en moneda de hoy, cuánto más rico es el inversionista si realiza el proyecto, en vez de colocar su dinero en la actividad que le brinda como rentabilidad la tasa de descuento.

Lo que hace el VAN es actualizar los distintos flujos de caja que se van obteniendo cada año y así tener un resultado final actualizado a una determinada tasa de descuento.

La expresión analítica de este concepto es la siguiente:

$$VAN = \sum_{t=0}^{t=n} \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

Donde “**VAN**” es el Valor Actual Neto, “**t**” el tiempo, “**n**” los años de vida útil del negocio, “**FCt**” el flujo de caja neto en el periodo indicado y “**r**” la tasa de descuento o COK (coste de oportunidad del capital).

La regla de decisión es que si el VAN es positivo el proyecto se aprueba, pues será posible obtener ganancias respecto a la mejor inversión alternativa, si es igual a cero es indiferente y si es negativo se rechaza. [12]

VAN > 0 (Se aprueba)

VAN = 0 (Indiferente)

VAN < 0 (Se rechaza)

- **Tasa Interna de Retorno (TIR) :**

La Tasa Interna de Retorno de un proyecto mide la rentabilidad promedio anual que genera el capital que permanece invertido en él. Se define como aquella tasa de descuento que iguala a cero el Valor Actual Neto. Es un valor que nos remite a un determinado tipo de interés para el cual realizar o no la inversión sería indiferente. Cuanta más alta sea la TIR más alta será la rentabilidad esperada del negocio y, al revés, cuanto más baja la TIR más riesgo corremos al realizar la inversión.

Si la TIR es mayor que el coste de oportunidad del capital, entonces el capital del proyecto evaluado genera una rentabilidad mayor que la que puede ser generada por la mejor alternativa de inversión.

La manera de llegar a establecer la TIR es por tanteo, utilizando un programa que vaya realizando sucesivos cálculos hasta que el valor de "r" haga igual a cero el VAN. [13]

- **Relación Beneficio/Coste (B/C):**

La relación Beneficio/Coste permite comparar el valor actual de los beneficios (VAB) del proyecto con el valor actual de los costes del mismo (VAC) y la inversión inicial (I₀).

$$\frac{B}{C} = \frac{VAB}{VAC + I_0}$$

La regla de decisión en este caso es que si la relación beneficio/coste es mayor que uno se recomienda ejecutar el proyecto, ya que el valor actual de los beneficios supera el valor actual de los costes (incluida la inversión).

- **Periodo de Recuperación del Capital o la Inversión (PR):**

El período de recuperación del capital es el plazo (número de años) en que la inversión original se recupera con las utilidades futuras.

La regla de decisión asociada a este indicador señala que se deben preferir los proyectos con menor período de recuperación. Cuanto más corto sea éste, mejor.

Si las utilidades anuales son constantes o similares:

$$PR = \text{Capital invertido} / \text{Utilidad anual}$$

Cuando las utilidades anuales son diferentes, se calcula la suma acumulada de las utilidades anuales (beneficios netos) hasta alcanzar el monto de la inversión. El número de años en que se alcance la coincidencia entre la suma acumulada de las utilidades

anuales y el monto total de la inversión será el período de recuperación del capital. [13]

En Conclusión:

Un Negocio será rentable si:

- ✓ El Valor Actual Neto es mayor que Cero.
- ✓ La Tasa Interna de Retorno es mayor que el Costo de Oportunidad del Capital.
- ✓ La relación Beneficio/Coste es mayor que uno.
- ✓ Podemos recuperar la Inversión en un tiempo razonable.

<p>VAN > 0 TIR > COK B/C > 1 Bajo PR</p>

2.3 Definiciones de Términos Básicos

- ✓ **Centrales Eléctricas.-** Una Central Eléctrica es una instalación capaz de convertir la energía mecánica, obtenida mediante otras fuentes de energía primaria, en energía eléctrica.
- ✓ **Central Hidroeléctrica.-** Una central hidroeléctrica es una instalación que permite aprovechar las masas de agua en movimiento que circulan por los ríos para transformarlas en energía eléctrica.
- ✓ **Energía Cinética.-** La Energía cinética es la energía asociada a los cuerpos que se encuentran en movimiento, depende de la masa y de la velocidad del cuerpo
- ✓ **Energía Potencial.-** La Energía potencial es la energía que tiene un cuerpo situado a una determinada altura sobre el suelo.
- ✓ **Energía Mecánica.-** La Energía mecánica es la producida por fuerzas de tipo mecánico, como la elasticidad, la gravitación, etc., y la poseen los cuerpos por el hecho de moverse o de encontrarse desplazados de su posición de equilibrio. Puede ser de dos tipos: Energía cinética y energía potencial (gravitatoria y elástica).
- ✓ **Energía Eléctrica.-** Se denomina energía eléctrica a la forma de energía que resulta de la existencia de una diferencia de potencial entre dos puntos, lo que permite establecer una corriente eléctrica entre ambos cuando se los pone en contacto por medio de un conductor eléctrico. La energía eléctrica puede transformarse en muchas otras formas de energía, tales como la energía lumínica o luz, la energía mecánica y la energía térmica.
- ✓ **Potencia Eléctrica.-** La potencia eléctrica es la proporción por unidad de tiempo, o ritmo, con la cual la energía eléctrica es transferida por un circuito eléctrico. Es decir, la cantidad de energía eléctrica entregada o absorbida por un elemento en un momento determinado. La unidad en el Sistema Internacional de Unidades es el vatio o watt (W).
- ✓ **Turbina Hidráulica.-** Una turbina hidráulica es una turbo máquina motora hidráulica, que aprovecha la energía de un fluido que pasa a través de ella para producir un movimiento de rotación que, transferido mediante un eje, mueve directamente una máquina o bien un generador eléctrico que transforma la energía mecánica en eléctrica, así son el órgano fundamental de una central hidroeléctrica.
- ✓ **Desgaste.-** Se define como la pérdida progresiva de material de la superficie de un cuerpo sólido.
- ✓ **Salto Hidráulico.-** El salto hidráulico es un fenómeno de la ciencia en el área de la hidráulica, frecuentemente observado en canales abiertos (naturales o artificiales). Cuando un fluido a altas velocidades descarga a zonas de menores velocidades, se presenta una ascensión abrupta en la superficie del fluido.
- ✓ **Salto Bruto.-** Distancia comprendida entre el nivel máximo aguas arriba del salto y el nivel normal del río donde se descarga el caudal turbinado.
- ✓ **Salto Útil.-** Desnivel comprendido entre la superficie libre del agua en el punto de carga y el nivel de desagüe de la turbina.
- ✓ **Salto Neto.-** Altura o salto que impulsa la turbina y que es igual al salto útil menos las pérdidas de carga producidas a lo largo de la conducción forzada.
- ✓ **Generador Eléctrico.-** El generador o alternador de corriente alterna es una máquina rotativa que transforma la energía mecánica de la turbina en energía Eléctrica, mediante fenómenos de Inducción.

- ✓ **Sistema de Excitación.-** Es el conjunto de equipamientos que proveen la alimentación en corriente continua al arrollamiento rotórico de los alternadores y regulan la tensión de excitación.
- ✓ **Transformador.-** Se denomina transformador a un dispositivo eléctrico que permite aumentar o disminuir la tensión en un circuito eléctrico de corriente alterna, manteniendo la potencia.
- ✓ **Servicios Auxiliares.-** Son aquellos servicios mecánicos y eléctricos complementarios, necesarios para el correcto funcionamiento de la Central Eléctrica.
- ✓ **Eficiencia.-** El concepto de eficiencia permite establecer una clasificación de máquinas y dispositivos equivalentes en función del uso que hacen de la energía.
- ✓ **Disponibilidad.-** Es la capacidad de un activo o componente para estar en un estado (arriba) para realizar una función requerida bajo condiciones dadas en un instante dado de tiempo o durante un determinado intervalo de tiempo, asumiendo que los recursos externos necesarios se han proporcionado.
- ✓ **Confiabilidad.-** Es la capacidad de un activo o componente para realizar una función requerida bajo condiciones dadas para un intervalo de tiempo dado.
- ✓ **Escáner.-** Es un dispositivo que permite convertir los caracteres escritos o gráficos impresos en un formato digital, compuesto por un lenguaje binario de 0 y 1 comprensible por la computadora.
- ✓ **CAD/CAM/CAE.-** Es una tecnología que podría descomponerse en numerosas disciplinas pero que normalmente, abarca el diseño gráfico, el manejo de bases de datos para el diseño y la fabricación, control numérico de máquinas herramientas, robótica y visión computarizada.
- ✓ **“CA” significa Computer-Aided,** que en español se traduce como Asistido por Computadora, lo cual implica que los tres sistemas requieren de computadoras para llevar a cabo sus procesos. Para CAD, la letra distinta significa Design, en español, Diseño; para CAE, Engineering, que es Ingeniería, y, para CAM, Manufacturing, que en español se traduce como Fabricación.

III. VARIABLE E HIPÓTESIS

3.1 Variable de la Investigación

3.1.1 Variables Dependientes

Incremento de la producción de Energía Eléctrica.

Indicadores:

- Mayor Generación de Energía Eléctrica.
- Optimizar la productividad de los Trabajadores.

3.1.2 Variables Independientes

Plan de mejora.

Indicadores:

- Estudio y evaluación Técnica.
- Estudio y evaluación Económica.

3.2 Operacionalización de las Variables

Al operacionalizar las variables formuladas se determinan los indicadores correspondientes a cada una de las variables, los cuales son:

<u>VARIABLE DEPENDIENTE:</u> Incremento de la Producción de Energía Eléctrica.	Indicadores:	
	-	Mayor Generación de Energía Eléctrica.
<u>VARIABLE INDEPENDIENTE:</u> Plan de Mejora.	-	Optimizar la productividad de los trabajadores.
	Indicadores:	
	-	Estudio y evaluación Técnica.
	-	Estudio y evaluación Económica.

3.3 Formulación de la Hipótesis.

3.3.1 Hipótesis General

Elaborando un plan de mejora a los componentes del Sistema de Generación se logrará incrementar la Producción de Energía Eléctrica en la Central Hidroeléctrica Baños II.

3.3.2 Hipótesis Específico

- ✓ Desarrollando un estudio y evaluación técnica se optimizará la productividad de los trabajadores en la central hidroeléctrica baños II.
- ✓ Desarrollando un estudio y evaluación económica se verificará el incremento de generación de Energía Eléctrica en la central hidroeléctrica baños II.

IV. METODOLOGÍA

4.1 Tipo de Investigación

La presente tesis es del tipo Descriptivo y aplicado de tal forma que tengamos una descripción, análisis e interpretación de la importancia de la confiabilidad y disponibilidad de la Central Hidroeléctrica Baños II.

4.2 Diseño de la Investigación

La Unidad Minera Chungar SAC, tiene una demanda aproximada de 27 MW y se abastece de energía eléctrica desde las siguientes fuentes de suministro:

- Desde el sistema interconectado SEIN S.E. Françoise – ATN1 220/50kV-50/60MVA, mediante una línea de transmisión en 50kV, de 4.8 km, 25 MVA/terna, que enlaza con la S.E. de Animón.
- Desde las Centrales Hidroeléctricas Baños I, II, III, IV y V, a través de las líneas de transmisión 50 kV Baños 4 / Animon, 41km, 12 MVA/terna.
- Desde las Centrales Hidroeléctricas Huanchay, Shagua, Cacray y Yanahuin, a través de las líneas de transmisión 22.9 kV Yanahuin-Animón, 20 km, 5MVA.
- Para la alimentación de respaldo, dispone de una línea de transmisión 50 kV, 30km, 7 MVA que enlaza el SEIN Derivación Shelby 50kV – STATKRAFT con la S.E. Animón. Normalmente se encuentra abierto en Shelby y conectado en Animón para permitir el tránsito de la energía proveniente desde la CH San José.

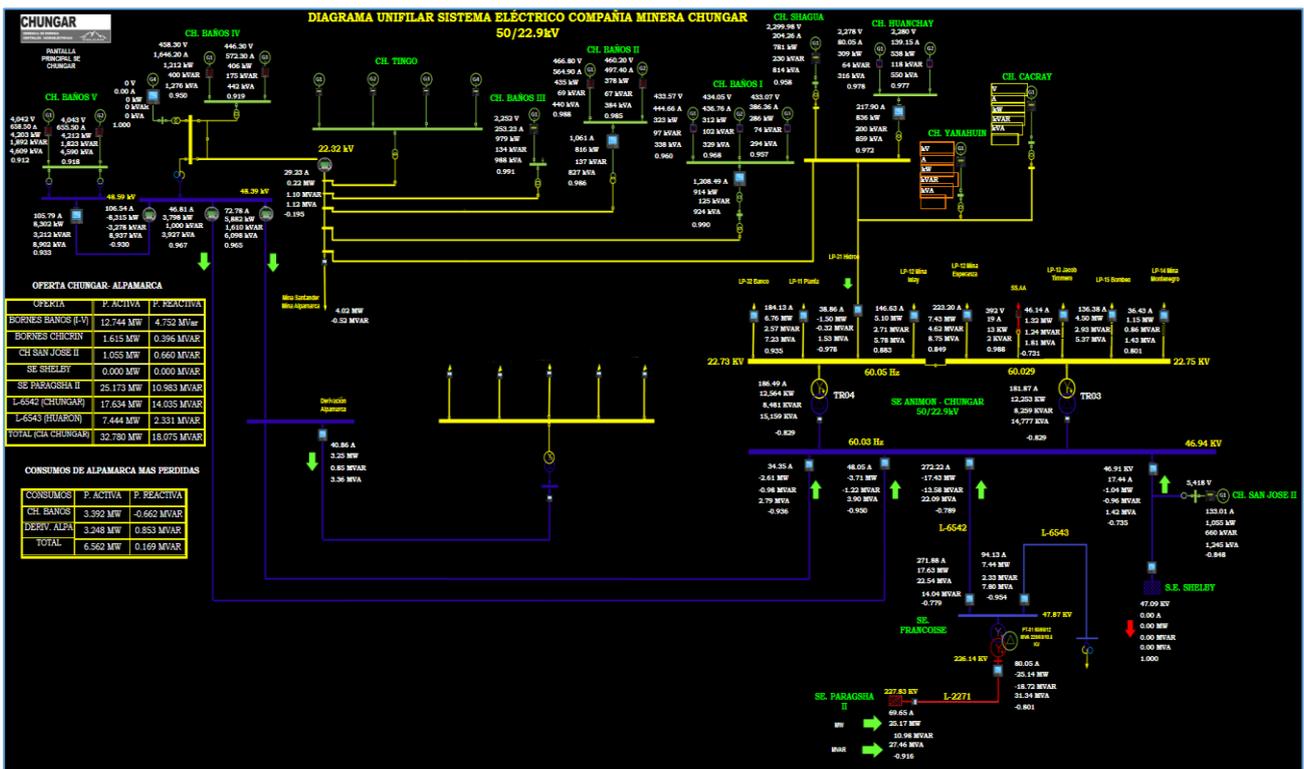


Fig. 43 Sistema Eléctrico Unidad Chungar – Compañía Minera Volcan

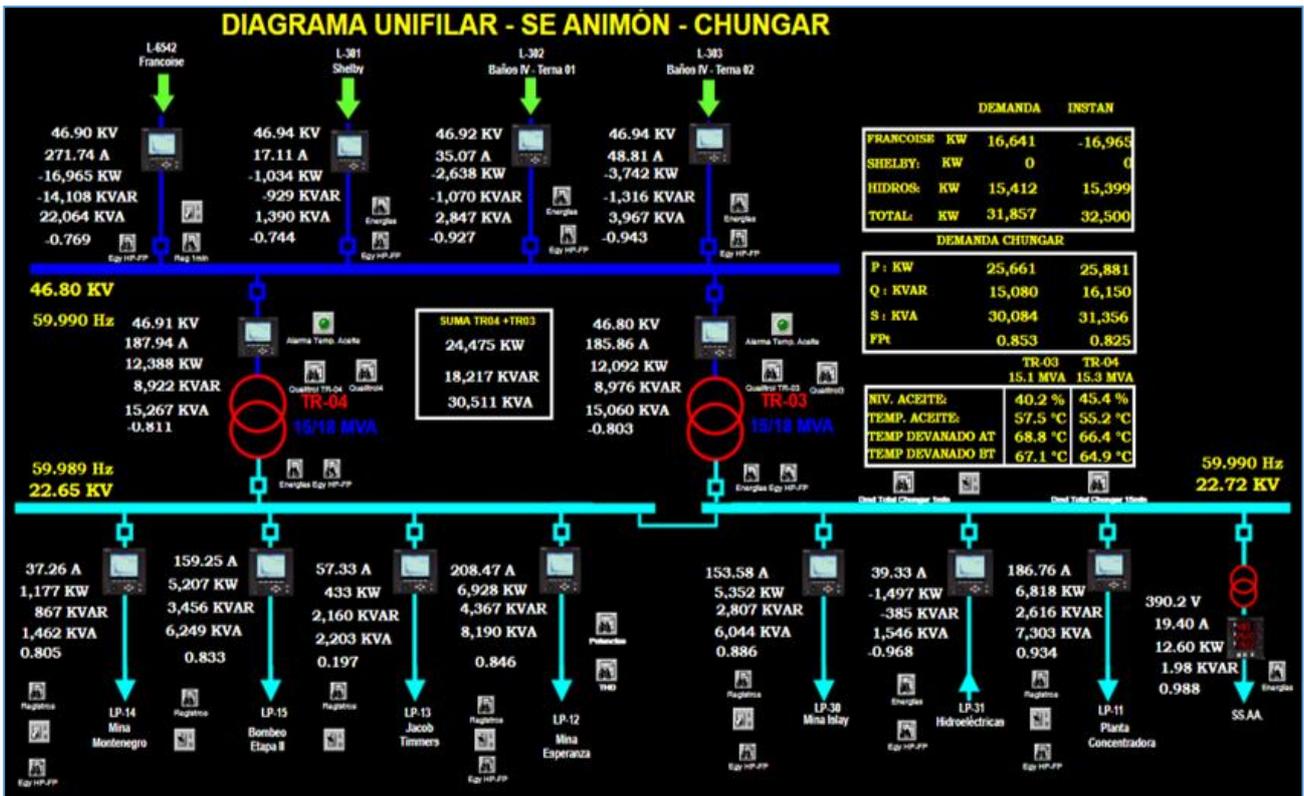


Fig. 44 Diagrama Unifilar Unidad Chungar – Compañía Minera Volcan

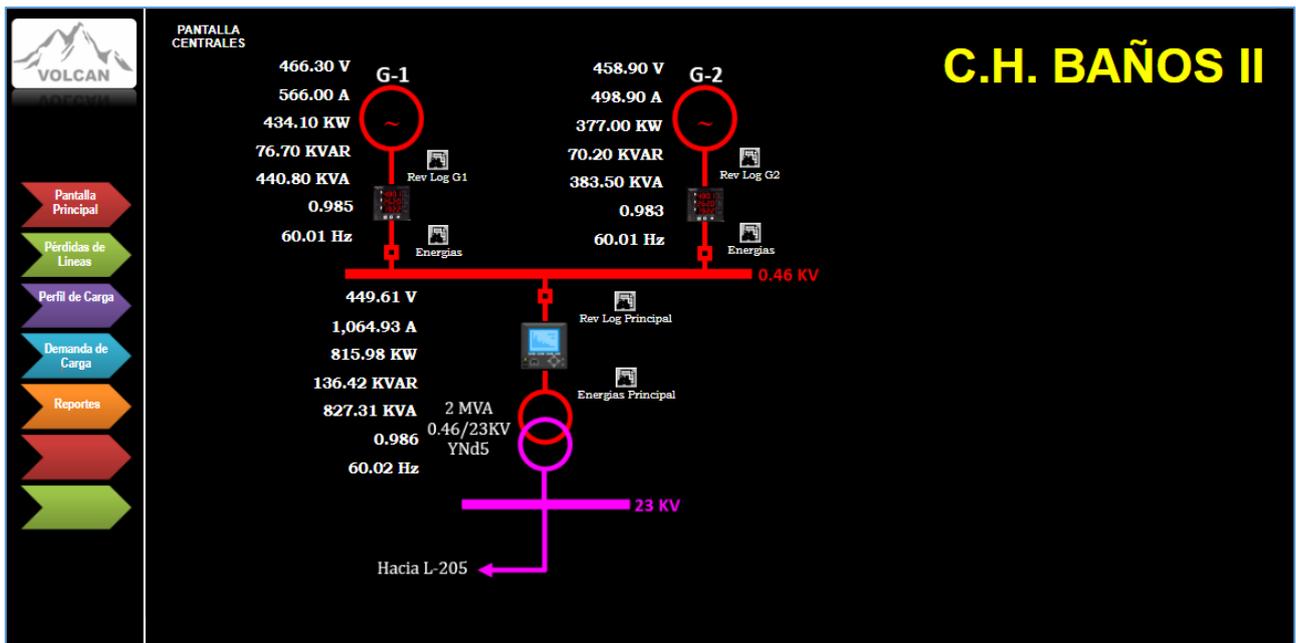


Fig. 45 Grupos de Generación Central Hidroeléctrica Baños II

La presente tesis está organizada de tal forma que presenta cuatro grandes partes:

4.2.1 Central Hidroeléctrica Baños II

La Central Hidroeléctrica Baños II está ubicada en el Departamento de Lima, provincia de Huaral distrito de San José de Baños a 3921 msnm.

Esta Central toma las aguas turbinadas de la CH Baños I recorriendo 2.5 km a través del canal de conducción hacia su cámara de Carga, a partir de ahí toma un salto de 167 mts hasta Casa de Máquinas donde se encuentran 02 Grupos de Generación con turbinas de Rodete Pelton con un Caudal de Diseño de 0,5 m³/s y una velocidad de 720 RPM cada una, cuenta con dos Generadores Eléctricos marca AEG y EM ,la primera de 540 KW/460 V/60 Hz y la Segunda de 760 KW/460 V/60 Hz. Los cojinetes son del tipo de deslizamiento o fricción y rodadura (con rodamientos) con un sistema de auto lubricación y un sistema de refrigeración por agua.

Cada Grupo de Generación es controlado por tableros Semiautomáticos de donde salen los cables de fuerza hacia el transformador de potencia de 2MVA - 0.460/23 KV marca Delcrosa, dicho transformador se conecta a la Línea de Transmisión LT-205 hacia la Subestación Eléctrica Baños IV y de ahí se deriva hacia la SE Animón para su Distribución en las diferentes Áreas de la Unidad Chungar de la Compañía Minera Volcan.

- **Características de Bocatoma**

Es del tipo cielo abierto con sección rectangular revestido de Mampostería, tiene una compuerta de ingreso que toma las aguas turbinadas de la CH Baños I.

- **Características del Sistema de Conducción**

Es un canal diseñado para un caudal de 1.0 m³/s con un recorrido de 2.5 KM, es del tipo cielo abierto con sección rectangular revestido de Mampostería, para evitar filtraciones en el terreno durante su recorrido se tienen aliviaderos que evitan algún rebose por encima de las paredes del canal.

- **Características del Cámara de Carga**

Tiene un almacenamiento constante con un volumen de 43m³ para amortiguar las ondas presión (golpes de ariete) causadas por cierre o apertura bruscas de los reguladores de las turbinas o válvulas.

Cuenta con una rejilla metálica que impide que elementos extraños ingresen hasta la turbina y una válvula de seguridad tipo compuerta al ingreso de la tubería forzada.

- **Características de la tubería Forzada**

La tubería Forzada es metálica cubierta con pintura anticorrosiva para su protección.

Tiene un Diámetro de Ø 800 mm, un espesor de 10 mm y una longitud de 250 mts.

- **Características de la turbina**

➤ **Válvula principal**

Válvula compuerta tipo cuña de accionamiento mecánico con engranajes.

➤ **Válvula By-Pass**

Válvula tipo compuerta con accionamiento mecánico.

➤ **Regulador de Velocidad**

El regulador de velocidad es de la marca Voith con dos tipos de operación: mecánico, a través de la volante del regulador y automático desde el tablero de control.

La apertura y cierre de inyectores es por un sistema de varillaje con transmisión de regulación por medio de fajas.

➤ **Inyectores**

Cuenta con dos inyectores (Vertical y Horizontal) ambos accionados por el RR.VV de forma mecánica a través de un sistema de varillaje.

➤ **Rodete**

Tipo de rodete	:	Pelton
Número de cangilones	:	15
Peso del rodete	:	272 Kg
Material del rodete	:	Fierro fundido
Potencia nominal	:	540 KW
Diámetro del rodete	:	845 mm
Velocidad de la turbina	:	720 RPM
Caída neta nominal	:	167 m
Caudal nominal	:	0.5 m ³ /s

TABLA 1: Características del Rodete Pelton de la Central Hidroeléctrica Baños II – G01

➤ **Sistema de Lubricación**

Para los cojinetes: son del tipo de deslizamiento o fricción y rodadura (con rodamientos) con un sistema de auto lubricación con aceite lubricante del tipo VG-68.

Para la Turbina: Los componentes de la turbina se lubrican a través del RR.VV con aceite lubricante del tipo DTE-26.

➤ **Sistema de Refrigeración**

Es con agua y cuenta con dos filtros para evitar el ingreso de impurezas que vienen desde aguas abajo de la tubería hasta unas cañerías que pasan por los cojinetes.

- **Generador Eléctrico**

Cuenta con dos Generadores Eléctricos marca AEG y EM, la primera de 540 KW/460 V/60 Hz y la Segunda de 760 KW/460 V/60 Hz.

➤ **Sistema de Excitación**

Su sistema de excitación es rotativa, compuesta por un pequeño generador de corriente continua que se encuentra acoplado mecánicamente al eje del generador , por tanto, aprovecha el giro de la máquina motriz para generar la corriente de excitación.

Este método constituye el sistema clásico de alimentación del enrollado del inductor de un generador, con el uso de anillos rozantes y escobillas.

- **Tableros Eléctricos**

Tiene tres Tableros Eléctricos para su operación:

➤ **Tablero de Control, Medición y Protección**

Cuenta con:

- ✓ Analizador de Redes
- ✓ Panel de Alarmas
- ✓ Horómetro
- ✓ Controladores de temperatura
- ✓ Controladores de velocidad
- ✓ Controlador de excitación (DECS-200, Marca Basler)
- ✓ Relé Multifunción de Protección (BE1-GPS100, Marca Basler)
- ✓ Selectores, botoneras, etc.

➤ **Tablero de Fuerza**

Cuenta con:

- ✓ Medidor Multifunción, Marca Schneider
- ✓ Interruptor de Potencia de 1000 A /460 V, Marca SCHRACK – GRETEK.

➤ **Tablero de Salida hacia la S.E**

Cuenta con:

- ✓ Medidor de Energía, ION 7550 Marca Schneider
- ✓ Interruptor de Potencia de 2000 A /460 V, Marca SIEMENS.
- ✓ Selector para desconexión y conexión del Interruptor.

➤ **Banco de Baterías**

Cuenta con 18 baterías marca HOPPECK de 6 Vdc y un cargador.

4.2.2 Evaluación Técnica y Económica

Evaluación Técnica

Análisis de Pareto (Curva del 80 – 20)

Para realizar la evaluación técnica bajo una estadística y ubicar los componentes claves a intervenir se usó la metodología del Vilfredo Pareto.

Para el análisis de Pareto se tomó como información la cantidad de intervenciones que se realizó al Grupo de Generación N° 01 solamente en el año 2017, también se realizó un diagrama funcional de todos los componentes de la CH Baños II - G 01 evaluando su criticidad.

1. Diagrama Funcional de la CH Baños II – G 01

Se elaboró una representación gráfica de los diferentes componentes de la Central Hidroeléctrica, ya que, serán de gran importancia para identificar la criticidad de cada componente.

Representar gráficamente las distintas etapas del proceso y sus interacciones facilitarán la comprensión de su funcionamiento, será útil para analizar el proceso actual, proponer mejoras y representar los controles.

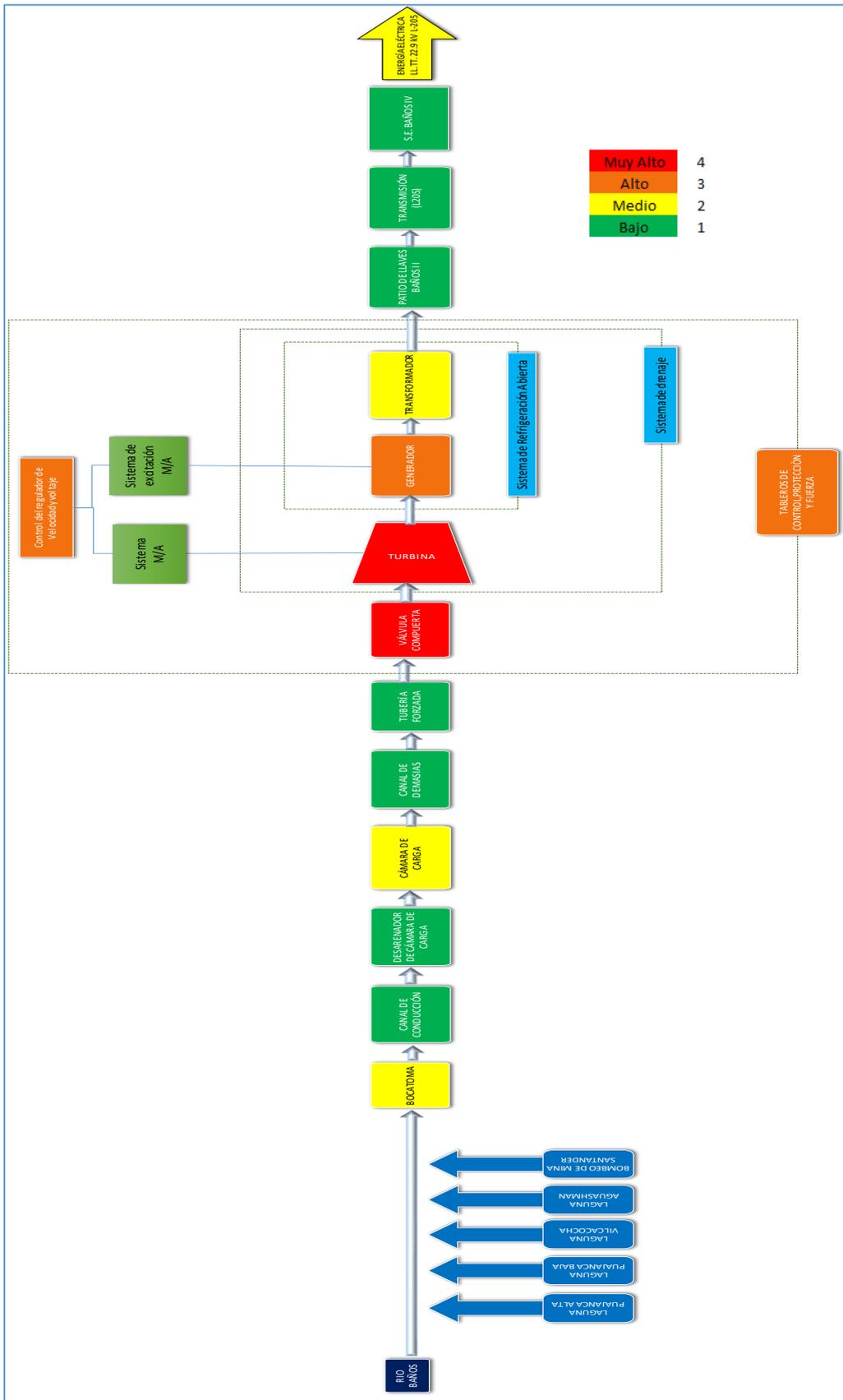


Fig. 46 Diagrama funcional donde se muestra el estado de cada componente de la Central Hidroeléctrica Baños II – G 01, según su criticidad.

2. Análisis de Pareto

Para el análisis de Pareto se asignó un valor a la criticidad de cada componente desde un valor Bajo (1) a Muy Alto (4).

Es decir:

Muy Alto	4
Alto	3
Medio	2
Bajo	1

TABLA 2: Valoración de Criticidad

- Se realizó la evaluación de los componentes de acuerdo a su criticidad y las intervenciones que se hicieron para el año 2017.

	CRITICIDAD	INTERVENCIONES	DATOS RECOLECTADOS
BOCATOMA	2	2	4
CANAL DE CONDUCCIÓN	1	1	1
DESARENADOR	1	1	1
CAMARA DE CARGA	2	2	4
CANAL DE DEMASIAS	1	1	1
TUBERIA FORZADA	1	1	1
VALVULA COMPUERTA	4	7	28
TURBINA	4	7	28
GENERADOR	3	4	12
TABLERO DE CTRL./PROTC./FUERZA	3	4	12
TRANSFORMADOR	2	2	4
PATIO DE LLAVES	1	1	1
LINEA DE TRANSMISIÓN	1	1	1

TABLA 3: Valoración de Componentes con respecto a su criticidad e Intervenciones

- Al ordenar de mayor a menor los valores que dieron como resultado de la criticidad con respecto a las intervenciones, se puede notar fácilmente el estado de cada componente.

VALVULA COMPUERTA	28	29%	29%
TURBINA	28	29%	57%
GENERADOR	12	12%	69%
TABLERO DE CTRL./PROTC./FUERZA	12	12%	82%
BOCATOMA	4	4%	86%
CAMARA DE CARGA	4	4%	90%
TRANSFORMADOR	4	4%	94%
CANAL DE CONDUCCIÓN	1	1%	95%
DESARENADOR	1	1%	96%
CANAL DE DEMASIAS	1	1%	97%
TUBERIA FORZADA	1	1%	98%
PATIO DE LLAVES	1	1%	99%
LINEA DE TRANSMISIÓN	1	1%	100%

TABLA 4: Datos obtenidos para la elaboración de la Curva de Pareto

- De acuerdo a la curva de Pareto vemos que los componentes dentro del 80 % son los causantes de que la Central Hidroeléctrica tenga pérdidas en la Generación de Energía Eléctrica.

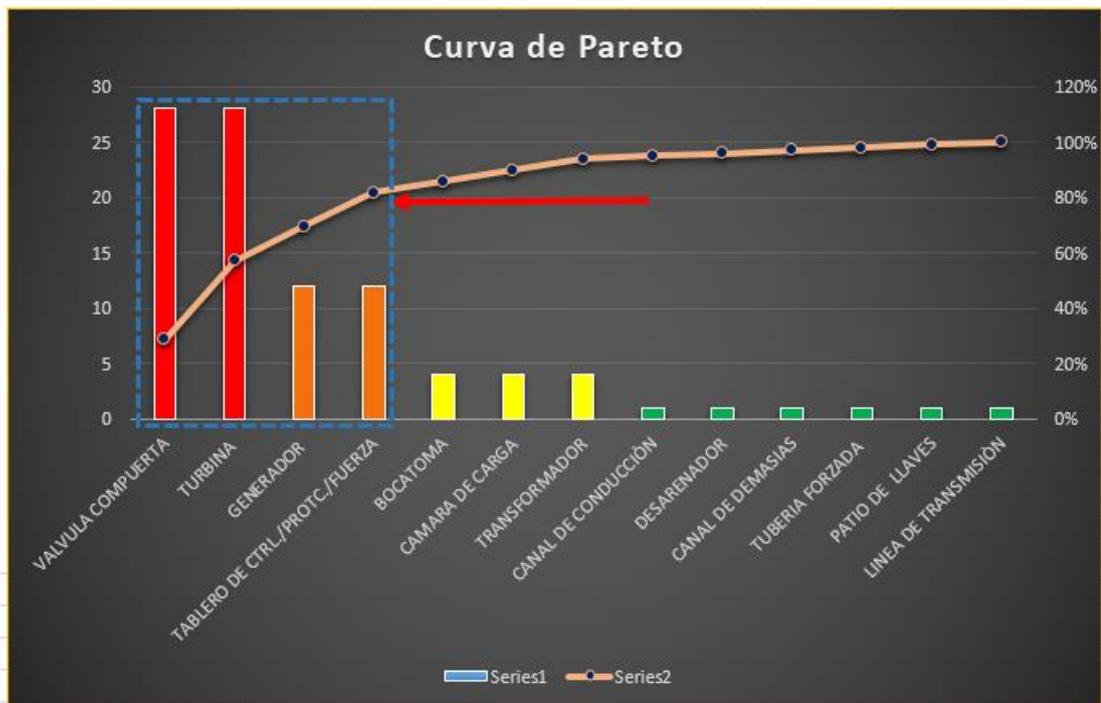


Fig. 47 Curva de Pareto

Luego de identificados los componentes que tienen un alto grado de criticidad gracias a la Curva de Vilfredo Pareto y que además son los causantes principales de que la Central Hidroeléctrica Baños II – G 01 tenga pérdidas en la Generación de Energía Eléctrica pasaremos a realizar la evaluación técnica de dichos componentes para luego realizar un plan de mejora a cada uno de ellos con el fin de aumentar la eficiencia de cada uno de ellos y por consiguiente aumentar la Generación de Energía Eléctrica.

4.2.2.1 Generador Eléctrico

1. Sistema de Excitación

Trabajos realizados:

- Desconexión del Sistema de Excitación.
- Desmontaje de las porta escobillas del colector, estator de la excitatriz, rotor de excitación.
- Medición de Resistencia de Aislamiento en Estator y Rotor del Sistema de Excitación.



Fig. 48 Desconexión del sistema de excitación.



Fig. 49 Desmontaje de porta escobillas del colector.



Fig. 50 Estator del Sistema de Excitación



Fig. 51 Tapa de Estator de Sist. De Excitación



Fig. 52 Estator del Sistema de Excitación



Fig. 53 Rotor del Sistema de Excitación



Fig. 54 Desmontaje de Rotor del Sist. de Excitación



Megado de Estator – Sist. de Excitación



Megado de Rotor – Sist. de Excitación

Medición de Aislamiento:

Resistencia de Aislamiento de Estator del Sist. de Excitación:

MINUTOS	SEGUNDOS	C1 vs T		C2 vs T		(C1 + C2) vs T	
	30 Seg.	1.48	GΩ	0.88	GΩ	1.17	GΩ
1 Min.	60 Seg.	1.96	GΩ	1.13	GΩ	1.46	GΩ
10 Min.		3.38	GΩ	2.23	GΩ	3.02	GΩ

IP₁	● 1.72	IP₂	● 1.97	IP₃	● 2.07
DAR₁	● 1.32	DAR₂	● 1.29	DAR₃	● 1.25

TABLA 5: Valores obtenidos del Estator del Sistema de Excitación

Resistencia de Aislamiento de Rotor del Sist. de Excitación:

MINUTOS	SEGUNDOS	C1 vs T	
	30 Seg.	1.57	GΩ
1 Min.	60 Seg.	1.87	GΩ
10 Min.		3.79	GΩ

IP₁	● 2.03
DAR₁	● 1.19

TABLA 6: Valores obtenidos del Rotor del Sistema de Excitación

Evaluación:

- **HALLAZGO:**

Impregnación de polvo, suciedad e insectos en los componentes

- **RIESGO:**

Degradación de materiales aislantes

- **CONSECUENCIAS:**

- Los daños de aislamiento es un proceso lento y silencioso, manifestándose cuando el daño en los materiales son graves, causando peligrosos y costosos accidentes en el Generador Eléctrico.
- Los fallos en aislamiento pueden accionar las protecciones generando paradas indeseadas y un gran tiempo invertido en la búsqueda de la causa.

2. Generador Eléctrico

Trabajos realizados:

- Retiro de volante de inercia
- Retiro de tapas de rodamiento lado acople (Turbina_Generador) y lado libre.
- Retiro de rotor principal.
- Desconexión de cables de fuerza.
- Medición de Resistencia de Aislamiento en Rotor y Estator



Fig. 55 Volante de Inercia



Fig. 56 Tapa protectora del Generador



Fig. 57 Vista Rotor lado T-G



Fig. 58 Vista Rotor lado excitatriz



Fig. 59 Rodamiento de Rotor del Generador



Fig. 60 Vista de estado del Rodamiento de Bolas

Evaluación:

• **HALLAZGO:**

Rodamiento en mal estado (Corrosión y contaminación)

• **RIESGO:**

Rotura de Rodamiento

• **CAUSAS:**

- La contaminación es causada por sustancias extrañas que entran en los lubricantes de rodamientos o las soluciones de limpieza. Entre estos se incluyen tierra, arena abrasiva, polvo y lubricación inadecuada.
- La humedad, grasa de baja calidad o degradada, deficiente cobertura de grasa y la condensación causada por los cambios de temperatura pueden causar corrosión.



Fig. 61 Vista de Estado del Generador Rotor/Generador



Fig. 62 Rotor del Generador



Fig. 63 Rotor del Generador



Fig. 64 Estator del Generador



Fig. 65 Medición de Resistencia de Aislamiento del Rotor

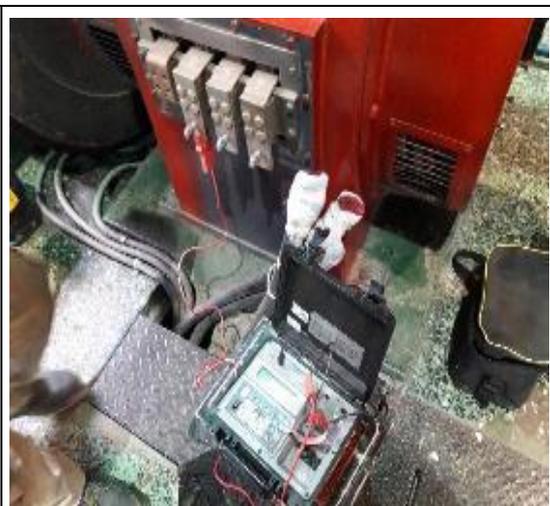


Fig. 66 Medición de Resistencia de Aislamiento del Estator

Medición de Aislamiento

Resistencia de Aislamiento de Estator del Generador:

MINUTOS	SEGUNDOS	R vs T		S vs T		T vs T		(R+S+T) vs T	
	30 Seg.	2.65	GΩ	3.28	GΩ	4.41	GΩ	5.37	GΩ
1 Min.	60 Seg.	3.48	GΩ	4.10	GΩ	4.85	GΩ	6.81	GΩ
10 Min.		5.25	GΩ	8.21	GΩ	6.85	GΩ	9.57	GΩ

IP1	🟡	1.51	IP2	🟢	2.00	IP3	🟡	1.41	IP4	🟡	1.41
DAR1	🟡	1.31	DAR2	🟡	1.25	DAR3	🔴	1.10	DAR4	🟡	1.27

TABLA 7: Valores obtenidos del Estator del Generador

Resistencia de Aislamiento de Rotor del Generador:

MINUTOS	SEGUNDOS	A1 vs T		A2 vs T		(A1 + A2) vs T	
	30 Seg.	3.59	GΩ	3.49	GΩ	3.18	GΩ
1 Min.	60 Seg.	4.17	GΩ	4.62	GΩ	4.05	GΩ
10 Min.		7.93	GΩ	8.01	GΩ	7.02	GΩ

IP1	🟡	1.90	IP2	🟡	1.73	IP3	🟡	1.73
DAR1	🔴	1.16	DAR2	🟡	1.32	DAR3	🟡	1.27

TABLA 8: Valores obtenidos del Rotor del Generador

Evaluación:

- **HALLAZGO:**

Impregnación de polvo, suciedad e insectos en los componentes

- **RIESGO:**

Degradación de materiales aislantes

- **CONSECUENCIAS:**

- Los daños de aislamiento es un proceso lento y silencioso, manifestándose cuando el daño en los materiales son graves, causando peligrosos y costosos accidentes en el Generador Eléctrico.
- Los fallos en aislamiento pueden accionar las protecciones generando paradas indeseadas y un gran tiempo invertido en la búsqueda de la causa.

4.2.2.2 Turbina

1. Válvula Principal

Trabajo realizado:

- Desmontaje de Válvula Principal (tipo compuerta)



Fig. 67 Vista de Válvula Principal



Fig. 68 Retiro de Válvula Principal

Evaluación:

- **HALLAZGO:**

Válvula tipo compuerta en mal estado (desgaste de sello)

- **RIESGO:**

Fuga de agua (pérdida de presión)

- **CAUSAS:**

Existen varias causas por las que se producen fugas en las válvulas:

- ✓ Variación constante de la presión del agua.
- ✓ Corrosión interna o externa de la propia válvula.
- ✓ Mala calidad de la válvula.
- ✓ Tiempo de operación de válvula.
- ✓ Mala operación de la válvula.

2. Inyectores:

Trabajos realizados:

- Desmontaje de inyector Superior
- Desmontaje de inyector Inferior
- Desmontaje de aguja de inyectores

- Desmontaje de tobera y asiento.



Fig. 69 Desajuste de pernos de Inyector Superior



Fig. 70 Retiro de Inyector Superior



Fig. 71 Retiro de Inyector Inferior



Fig. 72 Vista de Alojamiento de inyector inferior y válvula Principal



Fig. 73 Vista de Inyector Inferior



Fig. 74 Tobera y aguja de Inyector



Fig. 75 Tobera de Inyector



Fig. 76 Asiento de Tobera de Inyector

Evaluación:

• **HALLAZGO:**

Tobera de Inyector en mal estado (abrasión, cavitación y erosión)

• **RIESGO:**

Baja eficiencia de la tobera del Inyector.



Fig. 77 Aguja de Inyector



Fig. 78 Distribuidor de Inyector



Fig. 79 Aguja de Inyector

Evaluación:

• **HALLAZGO:**

Aguja de inyector en mal estado (abrasión y cavitación)

• **RIESGO:**

Baja eficiencia de la aguja del Inyector.

3. Rodete:

- Desmontaje de Tapa de Turbina
- Desmontaje de cojinetes lado libre y acople
- Desmontaje de Conjunto Rodete (Eje y Rodete Pelton)



Fig. 80 Tapa de Turbina

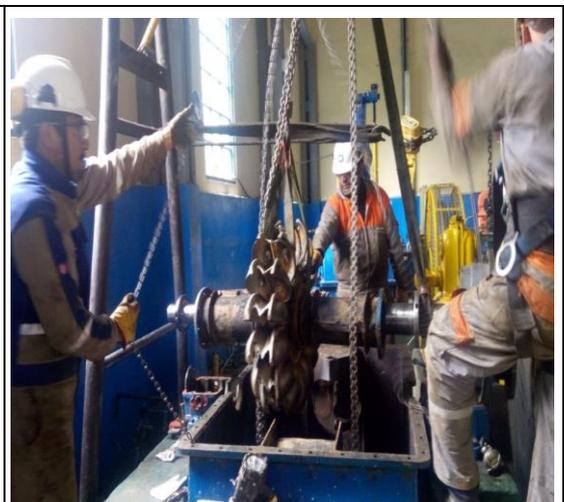


Fig. 81 Rodete Pelton



Fig. 82 Rodete Pelton



Fig. 83 Cangilones del rodete

Evaluación:

- **PELIGRO:**

Rodete en mal estado (abrasión, cavitación y erosión)

- **RIESGO:**

Baja eficiencia, Rotura de cangilones de rodete.

- **CAUSAS: (rodete ,inyector aguja)**

Una de las principales causas del estado de estos componentes es el desgaste, esto debido a la cantidad de horas de operación a las que estuvieron sometidas. El desgaste es un fenómeno físico que conduce a una pérdida o deformación del material. El fallo por desgaste es el tipo de fallo cuya probabilidad de aparición se incrementa con el tiempo de operación o con el número de operaciones del elemento o de las tensiones aplicadas.

Cuando las condiciones de trabajo o del medio son anormales, las tasas de desgaste aumentan.

Existen diferentes mecanismos o procesos de desgaste. Puede existir un mecanismo para una situación en particular, o puede presentarse más de un mecanismo a la vez.

Algunos mecanismos de desgaste:

- ✓ Abrasión
- ✓ Cavitación
- ✓ Erosión
- ✓ Corrosión por frotamiento
- ✓ Fatiga de material por tensión de contacto

El rodete es uno de los elementos más importantes en una Central hidroeléctrica por tal motivo se ha realizado una evaluación a este componente de la turbina utilizando metodologías y tablas utilizadas en otra empresa de Generación de Energía Eléctrica y tablas del compendio "Condition monitoring of components in Hydro Power Plants" realizado por SN POWER.

CONDICION: METODOLOGIA DE EVALUACION PARA EL RODETE PELTON

1) Inspección Visual de Cangilones

FECHA	DETALLE	CANGILONES															CONDICIÓN FINAL	
		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15		
15/08/2005	Raiz del cangilón	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1.00
	Fondo del cangilón	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Filo de ataque	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Embocadura interna	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Embocadura externa	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
18/08/2008	Raiz del cangilón	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	1	2.00
	Fondo del cangilón	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Filo de ataque	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	1	
	Embocadura interna	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Embocadura externa	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
16/08/2011	Raiz del cangilón	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	2	2	1	1	1	2.00
	Fondo del cangilón	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	
	Filo de ataque	1	1	1	1	1	2	2	1	1	2	1	2	2	1	1	1	
	Embocadura interna	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Embocadura externa	1	1	1	2	2	2	2	2	2	2	2	1	1	1	1	1	
13/08/2014	Raiz del cangilón	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	3	3	1	1	1	3.00
	Fondo del cangilón	1	1	1	3	3	3	3	3	3	3	3	1	1	1	1	1	
	Filo de ataque	1	1	1	1	1	2	2	1	1	2	1	2	3	1	1	1	
	Embocadura interna	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Embocadura externa	1	1	1	2	2	2	3	3	3	3	3	1	1	1	2	2	
15/08/2015	Raiz del cangilón	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	4	4	1	1	1	4.00
	Fondo del cangilón	1	1	1	3	3	4	4	3	3	3	1	1	1	1	1	1	
	Filo de ataque	1	1	1	1	1	2	2	1	1	2	1	3	4	1	1	1	
	Embocadura interna	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	
	Embocadura externa	1	1	1	2	2	2	3	3	4	4	1	1	1	2	2	2	
17/08/2016	Raiz del cangilón	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	2	4	4	2	2	2	4.00
	Fondo del cangilón	2	2	2	3	3	4	4	4	4	4	2	2	4	4	4	4	
	Filo de ataque	2	2	3	3	3	3	3	3	3	2	2	2	4	4	4	4	
	Embocadura interna	2	2	2	2	2	3	3	3	3	3	3	3	3	3	3	2	
	Embocadura externa	2	2	3	3	3	3	4	4	4	4	2	2	2	2	2	2	
15/08/2017	Raiz del cangilón	3	2	2	2	3	3	3	4	4	4	4	4	4	4	3	3	4.00
	Fondo del cangilón	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	3	4	4	3	4	4	
	Filo de ataque	4	3	4	2	2	4	4	4	3	4	4	4	4	4	3	4	
	Embocadura interna	4	4	4	4	3	4	3	3	3	3	3	3	4	4	4	4	
	Embocadura externa	2	2	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	4	

TABLA 9: Inspección y Valoración de cangilones

CON	CRITERIO
1	La superficie es lisa y brillante, sin signos de desgaste
2	Las áreas pequeñas del cangilón tienen una superficie mate (erosión y/o cavitación)
3	La superficie es áspera, rugosa, el borde es contundente y sin filo y la parte concava se encuentra desgastada (picaduras)
4	Grietas y erosiones críticas en los cangilones

Table 54 - Distributor - Visual inspection

Condition monitoring of components in Hydro Power Plants

The original document is written by Energy Norway.

2) **CONTROL DIMENSIONAL DEL FILO DE ATAQUE DE LOS CANGILONES:**

FECHA	FILO DE ATAQUE								CON
	CANGILÓN N° 4		CANGILÓN N° 8		CANGILÓN N° 12		CANGILÓN N° 15		
15/08/2005	1.0	2	1.0	2	2.0	2	2.0	2	2.00
18/08/2008	1.0	2	1.0	2	2.0	2	2.0	2	2.00
16/08/2011	1.0	2	2.0	2	2.0	2	3.0	2	2.00
13/08/2014	4.0	2	3.0	2	3.0	2	5.0	3	2.25
15/08/2015	5.0	3	5.0	3	4.0	3	5.0	3	3.00
17/08/2016	6.0	3	5.0	3	5.0	3	6.0	4	3.25
15/08/2017	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	4.00

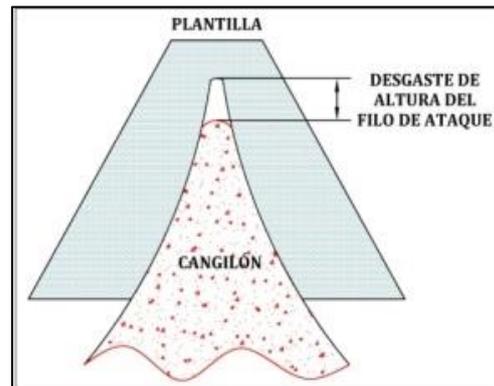
TABLA 10: Inspección y Valoración del filo de ataque del cangilón

CON	FILO DE ATAQUE
1	$\Delta L < 1 \text{ mm}$
2	$1 \text{ mm} \leq \Delta L < 4 \text{ mm}$
3	$4 \text{ mm} \leq \Delta L < 6 \text{ mm}$
4	$\Delta L \geq 6 \text{ mm}$

Tabla N° 5: Registro creado en SN Power Perú

ΔL : Variación Longitudinal

$\Delta L(\text{máximo}) = 25\%$ del espesor del cangilón



3) **CONTROL DIMENSIONAL DE LOS LABIOS DE LOS CANGILONES:**

FECHA	LABIOS DE LOS CANGILONES (T2)																CON
	CANGILÓN N° 4				CANGILÓN N° 8				CANGILÓN N° 12				CANGILÓN N° 15				
	DER	CON	IZQ	CON	DER	CON	IZQ	CON	DER	CON	IZQ	CON	DER	CON	IZQ	CON	
15/08/2005	23.9	1	24.4	1	23.6	2	24.4	1	23.4	2	24.3	1	23.8	2	24.2	1	1.75
18/08/2008	23.7	2	24.2	1	23.4	2	24.2	1	23.2	2	24.1	1	23.6	2	24.0	1	2.00
16/08/2011	23.5	2	24.2	1	22.7	2	23.0	2	23.1	2	24.1	1	23.2	2	23.7	2	2.00
13/08/2014	22.9	2	23.8	2	22.4	2	23.7	2	22.8	2	23.7	2	22.6	2	23.3	2	2.00
15/08/2015	21.2	3	22.2	2	21.8	3	22.7	2	20.4	3	22.4	2	21.2	3	22.0	2	3.00
17/08/2016	20.1	3	21.9	3	19.9	4	20.0	3	19.8	4	21.9	3	20.7	3	21.5	3	3.50
15/08/2017	19.0	4	19.0	4	19.0	4	19.0	4	19.0	4	19.0	4	19.0	4	21.0	3	4.00

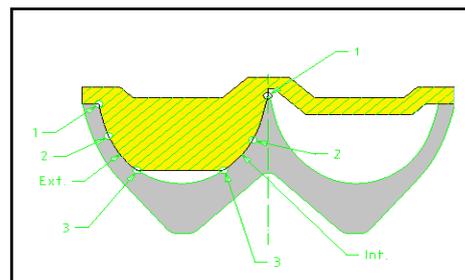
TABLA 11: Inspección y Valoración de los Labios del cangilón

CON	LABIOS
1	$\Delta L \geq 23.9 \text{ mm}$
2	$22 \text{ mm} \leq \Delta L < 23.9 \text{ mm}$
3	$20 \text{ mm} \leq \Delta L < 22 \text{ mm}$
4	$\Delta L < 20 \text{ mm}$

Tabla N° 6: Registro creado en SN Power Perú

ΔL : Variación Longitudinal

$\Delta L(\text{máximo}) = 25\%$ del espesor del cangilón



4) CONTROL DIMENSIONAL DEL FONDO DE LOS CANGILONES:

FECHA	DETALLE	CARA DERECHA DEL CANGILÓN										CARA IZQUIERDA DEL CANGILÓN										CON				
		EXTERNO					INTERNO					EXTERNO					INTERNO									
		1	CON	2	CON	3	1	CON	2	CON	3	1	CON	2	CON	3	1	CON	2	CON	3					
15/08/2005	CANGILÓN N° 4	1.0	1	2.0	2	1.0	1	1.0	1	1.9	1	1.5	1	1.5	1	1.0	1	2.0	2	1.0	1	1.8	1	1.7	1	1.92
	CANGILÓN N° 8	2.0	2	1.5	1	2.0	2	1.9	1	2.0	2	1.7	1	1.7	1	2.0	2	1.8	1	1.0	1	1.0	1	2.0	2	
	CANGILÓN N° 12	1.0	1	1.8	1	1.0	1	1.0	1	1.7	1	1.8	1	2.5	2	1.0	1	2.0	2	1.0	1	1.7	1	1.0	1	
	CANGILÓN N° 15	1.5	1	1.0	1	2.0	2	2.0	2	1.8	1	2.0	2	1.7	1	2.0	2	1.0	1	1.0	1	2.0	2	1.0	1	
18/08/2008	CANGILÓN N° 4	2.0	2	2.5	2	1.5	1	1.3	1	2.0	2	2.1	2	1.0	1	1.2	1	2.0	2	2.3	2	1.9	1	1.9	1	2.00
	CANGILÓN N° 8	1.8	1	1.9	1	2.2	2	2.6	2	2.3	2	1.7	1	2.0	2	2.4	2	1.8	1	1.6	1	1.5	1	2.2	2	
	CANGILÓN N° 12	2.0	2	1.9	1	1.3	1	1.4	1	1.9	1	1.8	1	1.0	1	1.0	1	2.0	2	1.9	1	1.8	1	1.0	1	
	CANGILÓN N° 15	1.0	1	1.0	1	2.7	2	2.3	2	1.9	1	2.0	2	2.0	2	2.1	2	1.0	1	1.2	1	2.3	2	1.0	1	
16/08/2011	CANGILÓN N° 4	2.1	2	2.7	2	2.4	2	1.5	1	2.1	2	2.4	2	2.1	2	1.4	1	2.5	2	2.4	2	2.1	2	2.3	2	2.00
	CANGILÓN N° 8	2.0	2	1.9	1	2.2	2	2.7	2	2.5	2	1.8	1	2.5	2	2.6	2	2.1	2	1.8	1	2.3	2	2.2	2	
	CANGILÓN N° 12	2.3	2	1.9	1	1.5	1	2.1	2	2.0	2	1.9	1	1.5	1	1.7	1	2.3	2	2.4	2	1.9	1	1.8	1	
	CANGILÓN N° 15	1.0	1	2.0	2	2.8	2	2.5	2	2.1	2	2.3	2	2.3	2	2.4	2	2.1	2	1.4	1	2.5	2	1.9	1	
13/08/2014	CANGILÓN N° 4	2.3	2	2.7	2	2.5	2	2.1	2	2.3	2	2.5	2	2.2	2	1.7	1	2.7	2	2.7	2	2.4	2	2.4	2	2.00
	CANGILÓN N° 8	2.1	2	1.9	1	2.3	2	2.8	2	2.7	2	2.0	2	2.7	2	2.8	2	2.3	2	2.4	2	2.6	2	2.6	2	
	CANGILÓN N° 12	2.6	2	2.1	2	2.0	2	2.5	2	2.3	2	1.9	1	1.8	1	1.9	1	2.4	2	2.6	2	1.9	1	1.9	1	
	CANGILÓN N° 15	1.9	1	2.0	2	3.0	3	2.9	2	2.4	2	2.5	2	2.7	2	2.8	2	2.4	2	1.9	1	2.9	2	2.3	2	
15/08/2015	CANGILÓN N° 4	2.5	2	4.3	3	4.7	3	2.4	2	2.5	2	2.7	2	2.4	2	2.3	2	4.2	3	3.0	2	2.7	2	2.9	2	3.00
	CANGILÓN N° 8	2.2	2	2.3	2	4.1	3	2.9	2	4.1	3	2.3	2	4.2	3	2.9	2	2.9	2	4.9	3	2.9	2	2.8	2	
	CANGILÓN N° 12	4.0	3	4.6	3	2.1	2	2.7	2	2.5	2	2.3	2	2.4	2	2.1	2	2.7	2	2.7	2	2.3	2	2.3	2	
	CANGILÓN N° 15	4.2	3	4.7	3	4.2	3	4.5	3	4.9	3	4.7	3	4.9	3	4.2	3	4.5	3	4.1	3	4.3	3	4.7	3	
17/08/2016	CANGILÓN N° 4	4.5	3	6.0	4	5.0	3	4.0	3	5.0	3	5.0	3	4.0	3	4.0	3	5.0	3	5.0	3	4.0	3	4.0	3	4.00
	CANGILÓN N° 8	4.5	3	4.0	3	4.3	3	3.0	2	6.0	4	5.0	3	4.5	3	3.5	2	5.0	3	6.0	4	3.5	2	4.0	3	
	CANGILÓN N° 12	4.0	3	6.0	4	5.0	3	4.0	3	5.0	3	5.0	3	4.0	3	4.0	3	5.0	3	5.0	3	5.0	3	4.0	3	
	CANGILÓN N° 15	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	
15/08/2017	CANGILÓN N° 4	6.0	4	6.0	4	6.2	4	6.5	4	6.4	4	5.0	3	6.4	4	6.7	4	5.0	3	6.1	4	6.1	4	6.1	4	4.00
	CANGILÓN N° 8	6.1	4	4.0	3	6.1	4	5.0	3	6.0	4	6.1	4	4.5	3	5.2	3	6.7	4	6.0	4	5.3	3	6.5	4	
	CANGILÓN N° 12	4.0	3	6.0	4	5.0	3	4.0	3	6.1	4	6.3	4	6.3	4	4.0	3	6.4	4	5.0	3	5.0	3	6.4	4	
	CANGILÓN N° 15	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	6.0	4	

TABLA 12: Inspección y Valoración del fondo del cangilón

GRADO	CRITERIO
1	$0 \leq \Delta L < 2 \text{ mm}$
2	$2 \text{ mm} \leq \Delta L < 4 \text{ mm}$
3	$4 \text{ mm} \leq \Delta L < 6 \text{ mm}$
4	$6 \text{ mm} \leq \Delta L$

ΔL : Variación Longitudinal

$\Delta L(\text{máximo}) = 25\%$ del espesor del cangilón

5) CONTROL DIMENSIONAL DE LAS EROSIONES EN LOS CANGILONES:

FECHA	DETALLE	FONDO						EMBOCADURA (INT, EXT)						CON
		CANTIDAD EROSIONES	CON	AREA (CRITICA)	CON	PROFUNDO (CRITICA)	CON	CANTIDAD EROSIONES	CON	AREA (CRITICA)	CON	PROFUNDD (CRITICA)	CON	
15/08/2005	CANGILÓN N° 4	2	1	3	1	1	1	2	1	3	1	1	1	1.33
	CANGILÓN N° 8	3	1	6	1	1	1	3	1	6	1	1	1	
	CANGILÓN N° 12	1	1	3	1	2	2	1	1	3	1	2	2	
	CANGILÓN N° 15	3	1	4	1	1	1	3	1	4	1	1	1	
18/08/2008	CANGILÓN N° 4	2	1	5	1	1	1	2	1	6	1	1	1	2.00
	CANGILÓN N° 8	3	1	8	2	1	1	3	1	7	2	1	1	
	CANGILÓN N° 12	4	2	4	1	2	2	5	2	5	1	2	2	
	CANGILÓN N° 15	4	2	4	1	1	1	5	2	6	1	1	1	
16/08/2011	CANGILÓN N° 4	2	1	6	1	1	1	2	1	6	1	1	1	2.00
	CANGILÓN N° 8	4	2	10	2	2	2	4	2	11	2	1	1	
	CANGILÓN N° 12	4	2	5	1	3	2	6	2	5	1	2	2	
	CANGILÓN N° 15	4	2	5	1	1	1	5	2	6	1	1	1	
13/08/2014	CANGILÓN N° 4	2	1	6	1	1	1	2	1	8	2	1	1	2.00
	CANGILÓN N° 8	4	2	13	2	2	2	5	2	12	2	1	1	
	CANGILÓN N° 12	5	2	5	1	3	2	7	2	5	1	2	2	
	CANGILÓN N° 15	4	2	6	1	1	1	5	2	6	1	1	1	
15/08/2015	CANGILÓN N° 4	2	1	8	2	1	1	2	1	9	2	1	1	2.00
	CANGILÓN N° 8	5	2	13	2	3	2	6	2	14	2	1	1	
	CANGILÓN N° 12	6	2	5	1	3	2	7	2	6	1	2	2	
	CANGILÓN N° 15	4	2	6	1	1	1	6	2	6	1	1	1	
17/08/2016	CANGILÓN N° 4	3	1	10	2	2	2	3	1	11	2	3	2	2.17
	CANGILÓN N° 8	6	2	17	2	3	2	6	2	15	2	3	2	
	CANGILÓN N° 12	7	2	6	1	3	2	8	3	6	1	2	2	
	CANGILÓN N° 15	6	2	7	2	1	1	6	2	9	2	1	1	
15/08/2017	CANGILÓN N° 4	4	2	22	2	5	3	5	2	21	2	5	3	2.67
	CANGILÓN N° 8	6	2	17	2	3	2	6	2	15	2	3	2	
	CANGILÓN N° 12	8	3	10	2	3	2	9	3	9	2	3	2	
	CANGILÓN N° 15	6	2	7	2	3	2	7	2	7	2	3	2	

TABLA 13: Control Dimensional de Erosiones en el Cangilón

CON	CANTIDAD DE EROSIONES
1	$0 \leq \Delta L < 4$
2	$4 \leq \Delta L < 8$
3	$8 \leq \Delta L < 12$
4	$12 \leq \Delta L$

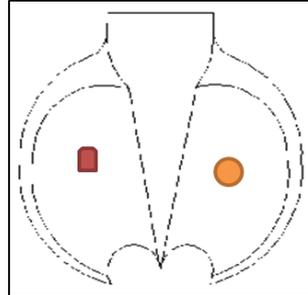
Tabla N° 6: Registro creado en SN Power Perú

CON	ÁREA (mm ²)
1	$0 \leq A \leq 6.3$
2	$6.3 < A \leq 40$
3	$40 < A \leq 100$
4	$100 < A$

Tabla N° 6: Registro creado en SN Power Perú

CON	PROFUNDIDAD (mm)
1	$0 \leq \Delta L < 2$
2	$2 \leq \Delta L < 4$
3	$4 \leq \Delta L < 6$
4	$6 \leq \Delta L$

Tabla N° 6: Registro creado en SN Power Perú



6) Horas de Operación del Rodete

G1 VAT-3	HORAS DE OPERACIÓN								
	FECHA	15/01/01	15/08/05	18/08/08	#####	13/08/14	15/08/15	17/08/16	15/08/17
	HORAS		-3	-5	-4	-5	-4	-4	138200
CON									3

TABLA 14: Horas de Operación del Rodete

CON	HORAS DE OPERACIÓN
1	Hrs < 74000
2	$74000 \leq \text{Hrs} < 130000$
3	$130000 \leq \text{Hrs} < 185000$
4	Hrs ≥ 185000

Tabla N° 5: Registro creado en SN Power Perú

7) RESUMEN

RODETE DEL G1 - CH BAÑOS II					
SISTEMA	ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CON	PESO	FECHA ÚLTIMA
RODETE	1	Condición de los cangilones del rodete	4	25%	15/08/2017
	2	Filo de ataque de los cangilones	4	40%	15/08/2017
	3	Labios de los cangilones	4	2%	15/08/2017
	4	Fondo de los cangilones	4	10%	15/08/2017
	5	Erosiones en los cangilones	4	10%	15/08/2017
	6	Operación del rodete	3	3%	15/08/2017
	7	Reparaciones en los cangilones	2	10%	15/08/2017
				100%	

CONDICIÓN DEL RODETE	3.77	15/08/2017
----------------------	------	------------

TABLA 15: Resumen de la Condición del Rodete

Equivalencia de condición

	RANGO	
1+	1	1.17
1	1.171	1.34
1-	1.341	1.5
2+	1.501	1.83
2	1.831	2.16
2-	2.161	2.5
3+	2.501	2.83
3	2.831	3.16
3-	3.161	3.5
4+	3.501	3.67
-----> 4	3.671	3.84
4-	3.84	4

ITEM	DESCRIPCIÓN	CANT	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL	INVERSIÓN (USD)
1	Reemplazo del rodete de la turbina del grupo de generación N° 1 - CH Baños II	1	30,000	30,000	30,000

4.2.2.3 Regulador de Velocidad

Trabajos realizados:

- Inspección de Componentes (Volante, Motor Eléctrico y conexiones).
- Inspección de aceite lubricante en cárter.



Fig. 84 Regulador de Velocidad



Fig. 85 Motor electrico de Regulador de Velocidad



Fig. 86 Aceite DTE-26 contaminado en el cárter del RR.VV.



Fig. 87 Tuberías de Conexión del RR.VV.

Evaluación:

- **PELIGRO:**

Aceite Lubricante contaminado

- **RIESGO:**

Contaminación de componentes del Regulador de Velocidad.

- **CAUSAS:**

El exceso de contaminación del aceite lubricante puede tener dos orígenes: interno y externo.

Existen una serie de contaminantes como el polvo externo, agua o humedad que se generan en el exterior y que provocan la contaminación del aceite lubricante. Otros son contaminantes de origen interno, inherentes a las funciones que cumple el fluido de lubricación dentro de la máquina y que no se puede desligar de su funcionamiento. Estos son productos de degradación o partículas de desgaste de la propia máquina. Incluso fluidos de refrigeración, que pueden originar contaminaciones indeseadas.

4.2.2.4 Sistema Lubricación

Trabajos realizados:

- Desconexión de sensores de Temperatura tipo RTD PT-100
- Desmontaje e inspección de cojinetes de Turbina lado Libre y Acople.

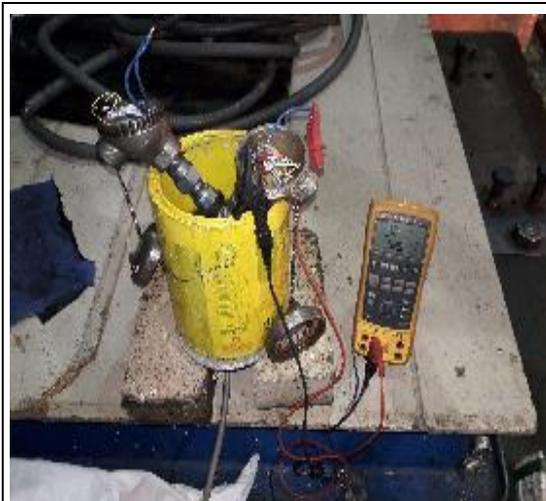


Fig. 88 Verificación de los sensores de temperatura tipo RTD PT-100.



Fig. 89 Verificación de los sensores de temperatura tipo RTD PT-100.

Evaluación:

- **HALLAZGO:**

Sensores de temperatura PT-100 en mal estado (obsoletos)

- **RIESGO:**

No sensor correctamente la temperatura de operación en los cojinetes correctamente.

- **CONSECUENCIA:**

Paradas indeseadas por falsas señales.



Fig. 90 Cojinete Lado Libre



Fig. 91 Cojinete Lado Acople



Fig. 92 Estado de aceite lubricante en Carter de Cojinete

Evaluación:

• **PELIGRO:**

Aceite lubricante contaminado

• **RIESGO:**

Mala Lubricación entre eje y babbitt (Barrido de cojinetes)

• **CAUSAS:**

El exceso de contaminación del aceite lubricante puede tener dos orígenes: interno y externo.

Existen una serie de contaminantes como el polvo externo, agua o humedad que se generan en el exterior y que provocan la contaminación del aceite lubricante.

Otros son contaminantes de origen interno, inherentes a las funciones que cumple el fluido de lubricación dentro de la máquina y que no se puede desligar de su funcionamiento. Estos son productos de degradación o partículas de desgaste de la propia máquina. Incluso fluidos de refrigeración, que pueden originar contaminaciones indeseadas.



Fig. 93 Cojinete Lado Libre

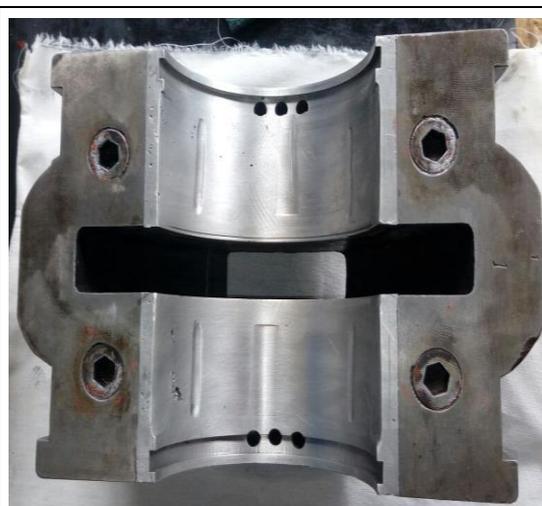


Fig. 94 Cojinete lado Acople

Evaluación:

- **PELIGRO:**

Cojinetes en mal estados (picados y barridos)

- **RIESGO:**

Aumento de temperatura en cojinetes.

- **CONSECUENCIA:**

Salida intempestiva del Grupo de Generación debido a la máxima temperatura causada por la fricción (Barrido de cojinetes) entre babbit y eje de la turbina-Generador

4.2.2.5 Tablero de Control, protección y fuerza

Trabajos realizados:

- Evaluación de Lazo de control de Temperatura de Cojinetes de la Turbina.
- Verificación de controladores de Temperatura.
- Inspección de Interruptor de Potencia



Fig. 95 Barras de alimentación

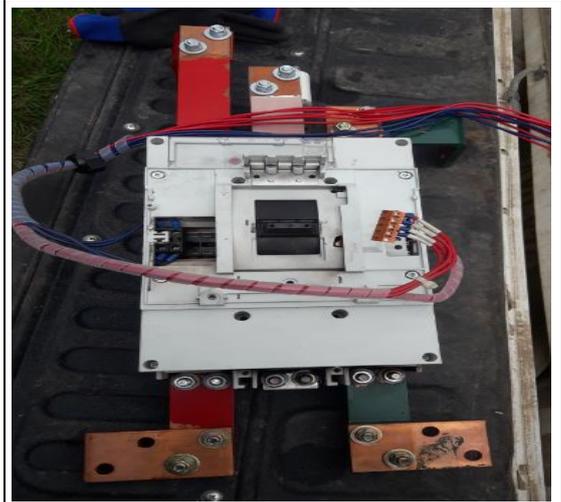


Fig. 96 Interruptor de Potencia



Fig. 97 Interior del Interruptor de Potencia

Evaluación:

• **HALLAZGO:**

Interruptor de Potencia en mal estado.

• **RIESGO:**

Falso contacto, cortocircuito, etc.

• **CONSECUENCIA:**

Cortocircuitos, salida intempestiva del Grupo de Generación.

4.2.2.6 Banco de Baterías

Trabajos realizados:

- Inspección y medición de Tensión del Banco de Baterías DE 110Vdc.
- Inspección de cargador del Banco de Baterías DE 110Vdc.

CH. BAÑOS I			
BATERÍA	TENSIÓN	BATERÍA	TENSIÓN
(Nº)	(V)	(Nº)	(V)
1	6.36	10	6.44
2	6.41	11	6.46
3	6.37	12	6.11
4	6.39	13	6.50
5	6.37	14	6.36
6	6.48	15	6.32
7	6.35	16	6.40
8	6.25	17	6.48
9	6.52	18	3.02
TENSIÓN TOTAL: 114.96 VDC			

TABLA 16: Verificación de la tensión del Banco de Baterías



Fig. 100 Banco de batería de 18 unidades.



Fig. 101 Característica de la batería retirada por deterioro.



Fig. 102 Verificación de los parámetros Eléctricos en el cargador de batería 110 VDC.



Fig. 103 Inspección de Componentes Eléctricos del cargador de batería 110 VDC.

Evaluación:

- **HALLAZGO:**

Batería en mal estado

- **RIESGO:**

Caída de Tensión

- **CONSECUENCIA:**

Equipos de control inoperativos, salida intempestiva de Grupo de Generación.

4.2.2.7 Transformador de Potencia

Trabajos realizados:

- Medición de Resistencia de Aislamiento
- Pruebas de accionamiento de Relé Buchholz



Fig. 104 Cortocircuito de los bushing de alta para realizar el megado.



Fig. 105 Cortocircuito de los bushing de baja para realizar el megado.



Fig. 106 Prueba de Medición de Resistencia de Aislamiento



Fig. 107 Verificación de aterramiento del Transformador

Medición:

MINUTOS	SEGUNDOS	A vs (B + T)		B vs (A + T)		A vs B		B vs A	
	30 Seg.	1.43	GΩ	0.68	GΩ	1.34	GΩ	1.09	GΩ
1 Min.	60 Seg.	2.43	GΩ	1.23	GΩ	2.19	GΩ	1.71	GΩ
10 Min.		3.87	GΩ	3.20	GΩ	4.40	GΩ	3.49	GΩ

IP ₁	●	1.59	IP ₂	●	2.59	IP ₃	●	2.01	IP ₄	●	2.04
DAR ₁	●	1.70	DAR ₂	●	1.81	DAR ₃	●	1.63	DAR ₄	●	1.57

TABLA 17: Resistencia de Aislamiento del Transformador de Distribución

Evaluación:

• **HALLAZGO:**

Impregnación de polvo, suciedad e insectos en los componentes

• **RIESGO:**

Degradación de materiales aislantes

• **CAUSAS**

- Los daños de aislamiento es un proceso lento y silencioso, manifestándose cuando el daño en los materiales son graves, causando peligrosos y costosos accidentes en el Transformador de Potencia.
- Los fallos en aislamiento pueden accionar las protecciones generando paradas indeseadas y un gran tiempo invertido en la búsqueda de la causa.



Fig. 108 Panel de alarmas indicando falla del transformador de potencia Relé Bucholz.



Fig. 109 Pruebas de accionamiento del Relé Bucholz.

Evaluación:

• **HALLAZGO:**

Relé Bucholz en modo de falla.

• **RIESGO:**

Falsa señal

• **CONSECUENCIA:**

Falsa señal hacia el tablero de control, salida de servicio de la central por alarma de falla en transformador de Potencia.

Evaluación Económica

4.2.2.8 Energía dejada de Generar por año.

La energía hasta Diciembre del 2013 se toma igual que cuando la CH Baños II entró en servicio por primera vez, debido a que hasta esa fecha no se contaba con un Medidor de Energía que nos diera un valor real de la Generación de Energía Eléctrica.

Para iniciar el año 2014 se instaló el Medidor de Energía ION 7550 Schneider.

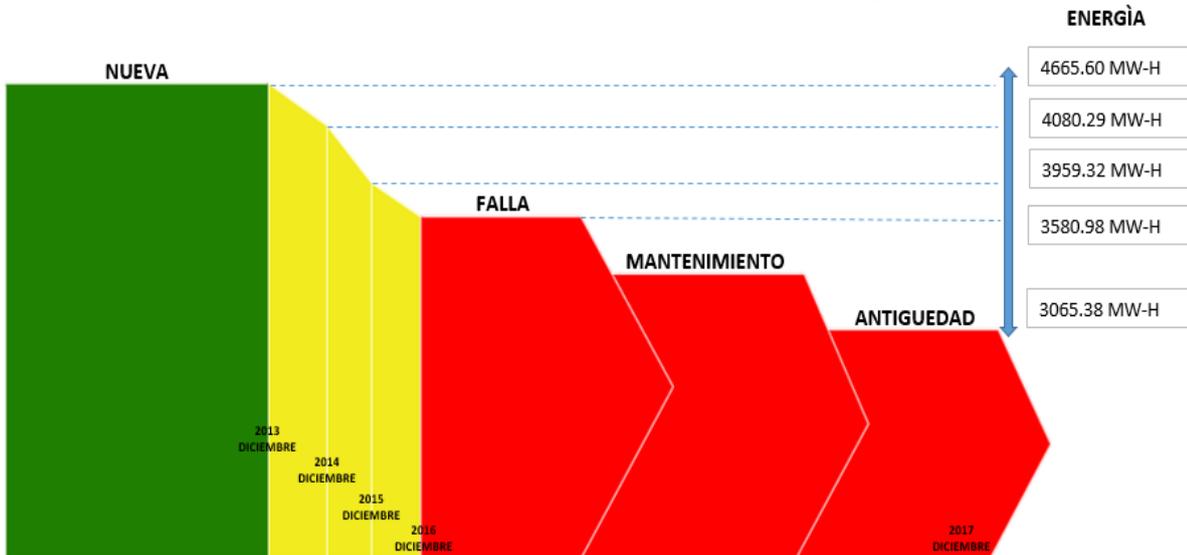


Fig. 110 En la gráfica se muestra la Energía Promedio Generada por año (2014 – 2017)

4.2.2.9 Pérdidas de Horas – Hombre

El Centro de Control registra la cantidad de intervenciones que se realiza de acuerdo a la cantidad del Personal que realiza el mantenimiento y la cantidad horas que le toma dejar operativo el Grupo de Generación.

Solo para el año 2017 se muestra en la siguiente tabla:

	INTERVENCIONES (AÑO 2017)	CANT. DE PERSONAS	HORAS DE TRABAJO	HORAS - HOMBRE (AÑO 2017)
BOCATOMA	2	2	2	8
CANAL DE CONDUCCIÓN	1	2	2	4
DESARENADOR	1	8	2	16
CAMARA DE CARGA	2	2	2	8
CANAL DE DEMASIAS	1	2	2	4
TUBERIA FORZADA	1	2	1	2
VALVULA COMPUERTA	7	6	10	420
TURBINA	7	6	10	420
GENERADOR	4	2	3	24
TABLERO DE CTRL./PROTC./FUERZA	4	2	3	24
TRANSFORMADOR	2	2	1	4
PATIO DE LLAVES	1	2	1	2
LINEA DE TRANSMISIÓN	1	2	1	2

TABLA 18: Horas-Hombre para el año 2017: 938 H-H

4.2.2.10 Pérdida de Rentabilidad

1. Costo de la Energía dejada de Generar por la CH Baños II – G 01 al precio del MW-H de Engie para Volcan por contrato.

AÑO	POTENCIA PROMEDIO (KW)	ENERGIA PROMEDIO (MW-H)	COSTO DEL MW-H (\$\$)	
2014	472.25	4080.28	78	\$318,261.71
2015	458.25	3959.32	78	\$308,827.18
2016	414.47	3580.98	78	\$279,316.41
2017	354.79	3065.38	78	\$239,099.58

TABLA 19: Costo de la Energía Dejada de Generar

Para hallar la pérdida de ingreso solo para el año 2017, se realiza la diferencia entre la Energía Generada en el año 2016 y 2017.

AÑO	POTENCIA PROMEDIO (KW)	ENERGIA PROMEDIO (MW-H)	COSTO DEL MW-H (\$\$)	
2016	414.47	3580.98	78	\$279,316.41
2017	354.79	3065.38	78	\$239,099.58
				\$40,216.83

TABLA 20: Costo de la Energía Dejada de Generar para el año 2017

2. Costo de Horas-Hombre utilizadas en cada intervención solo para el año 2017.

AÑO	HORAS-HOMBRE (AÑO 2017)	COSTO APROX. POR HORA DEL MANTENEDOR	COSTO DE MANO DE OBRA
2017	938.00	\$4.50	\$4,221.00

TABLA 21: Costo de Horas – Hombre para el año 2017

∴ La pérdida de dinero para Volcan solo del año 2017 es: \$ 44437.83

4.2.3 Plan de Acción e implementación

La planificación de la estrategia es la principal fuente para conseguir buenos resultados, para ello fue necesario realizar un diagnóstico del estado en el que se encontraban los componentes del Grupo de Generación, luego de ello fue relativamente sencillo determinar una estrategia que se debe seguir para cumplir nuestros objetivos y que se pueda percibir de forma significativa, la Mejora implantada.

A continuación se describe las mejoras realizadas a cada componente:

4.2.3.1 Generador Eléctrico

1. Sistema de Excitación

Mejoras realizadas

- Se realizó el pulverizado del rotor y estator de la Excitatriz.
- Se realizó el barnizado del estator y rotor de la excitatriz
- Se realizó la Medición de Resistencia de Aislamiento del Rotor y Estator de la Excitatriz.



Fig. 111 Barnizado de Rotor del Sistema de Excitación.

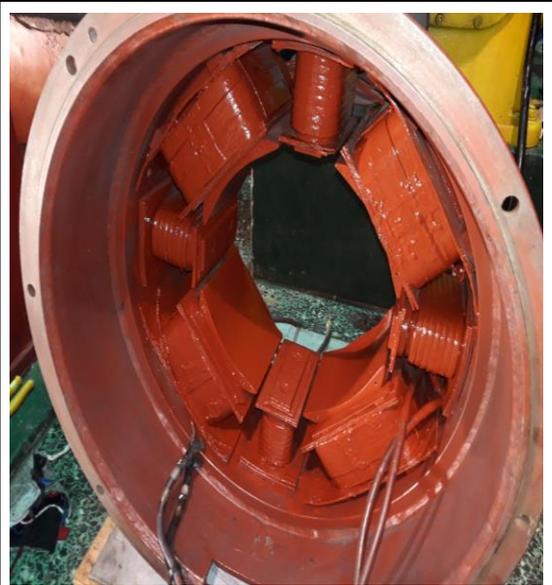


Fig. 112 Barnizado de Estator del Sistema de Excitación.



Fig. 113 Megado de Estator excitatriz

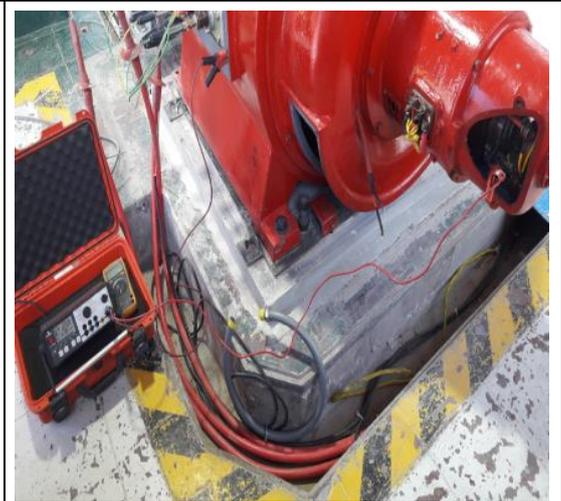


Fig. 114 Megado de Rotor excitatriz

Plan de mejora:

Se realizó el barnizado al rotor y estator de la excitatriz para mejorar su aislamiento, así mismo para quitar la humedad en ambos componentes se inyectó una lcc a través de una máquina de soldar.

Con esto, los valores en la medición de la resistencia de aislamiento aumentaron en ambos componentes (rotor y estator).

Medición de Aislamiento:

Resistencia de Aislamiento de Estator del Sist. de Excitación:

MINUTOS	SEGUNDOS	C1 vs T		C2 vs T		(C1 + C2) vs T	
	30 Seg.	1.70	GΩ	1.87	GΩ	2.87	GΩ
1 Min.	60 Seg.	2.90	GΩ	2.86	GΩ	3.90	GΩ
10 Min.		6.40	GΩ	7.08	GΩ	7.85	GΩ

IP₁	● 2.21	IP₂	● 2.48	IP₃	● 2.01
DAR₁	● 1.71	DAR₂	● 1.53	DAR₃	● 1.36

TABLA 22: Valores nuevos obtenidos del Estator del Sistema de Excitación

Resistencia de Aislamiento de Rotor del Sist. de Excitación:

MINUTOS	SEGUNDOS	C1 vs T	
	30 Seg.	1.37	GΩ
1 Min.	60 Seg.	2.15	GΩ
10 Min.		5.39	GΩ

IP₁	● 2.51
DAR₁	● 1.57

TABLA 23: Valores nuevos obtenidos del Rotor del Sistema de Excitación

2. Generador Eléctrico:

Mejoras realizadas

- Se realizó el pulverizado del Rotor y Estator del Generador Eléctrico.
- Se realizó el barnizado del Estator y Rotor del Generador Eléctrico.
- Se realizó la Medición de Resistencia de Aislamiento del Rotor y Estator del Generador Eléctrico.

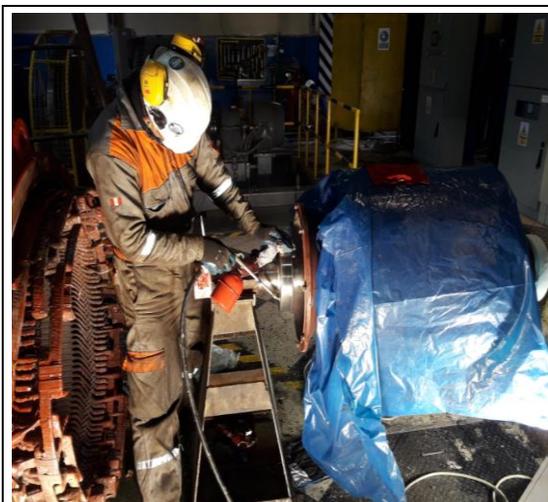


Fig. 115 Pulverizado de Rotor del Generador Eléctrico



Fig. 116 Barnizado de Rotor del Generador Eléctrico



Fig. 117 Pulverizado de Estator del Generador Eléctrico



Fig. 118 Barnizado de Estator del Generador Eléctrico



Fig. 119 Megado del Rotor del Generador Eléctrico



Fig. 120 Megado del Estator del Generador Eléctrico

Plan de mejora:

Teniendo en cuenta el papel importante que desempeñan los materiales aislantes en la seguridad de los equipos eléctricos y las posibilidad de una disminución peligrosa de sus resistencia de aislación, se comprende la necesidad de realizar mediciones periódicas preventivas para determinar los puntos débiles en la aislación y así evitar posibles fallas de los equipos, como también accidentes que podrían involucrar a personal humano.

- Se realizó el barnizado al rotor y estator de la excitatriz para mejorar su aislamiento, así mismo para quitar la humedad en ambos componentes se inyectó una lcc a través de una máquina de soldar.

Con esto los valores en la medición de la resistencia de aislamiento aumentaron en ambos componentes (rotor y estator).

Resistencia de Aislamiento del Estator del Generador:

MINUTOS	SEGUNDOS	R vs T		S vs T		T vs T		(R+S+T) vs T	
	30 Seg.	3.09	GΩ	4.24	GΩ	4.15	GΩ	4.81	GΩ
1 Min.	60 Seg.	4.12	GΩ	5.57	GΩ	5.21	GΩ	7.14	GΩ
10 Min.		8.38	GΩ	11.34	GΩ	8.93	GΩ	12.71	GΩ

IP1	● 2.03	IP2	● 2.04	IP3	● 1.71	IP4	● 1.78
DAR1	● 1.33	DAR2	● 1.31	DAR3	● 1.26	DAR4	● 1.48

TABLA 24: Valores nuevos obtenidos del Estator del Generador

Resistencia de Aislamiento del Rotor del Generador:

MINUTOS	SEGUNDOS	A1 vs T		A2 vs T		(A1 + A2) vs T	
	30 Seg.	4.99	GΩ	3.35	GΩ	4.70	GΩ
1 Min.	60 Seg.	6.37	GΩ	5.40	GΩ	7.56	GΩ
10 Min.		13.45	GΩ	11.83	GΩ	15.34	GΩ

IP1	● 2.11	IP2	● 2.19	IP3	● 2.03
DAR1	● 1.28	DAR2	● 1.61	DAR3	● 1.61

TABLA 25: Valores nuevos obtenidos del Rotor del Generador



Fig. 121 Conjunto Rotor - Estator del Generador Eléctrico



Fig. 122 Vista de Rodamiento de Bolas

Plan de mejora:

- Se cambió de rodamiento y se colocó grasa para una mejor eficiencia.

4.2.3.2 Turbina

1. Inyectores:

Mejoras realizadas

- Se realizó cambio de aguja de inyector superior e inferior.
- Se realizó cambio de asientos de tobera.
- Se realizó maquinado de tobera.



Fig. 123 Aguja de Inyector Superior



Fig. 124 Aguja de Inyector Inferior

Plan de mejora:

Se realizó el cambio de la aguja de inyector para mejorar su eficiencia además se realizó un proceso de recubrimiento (metalizado) para que tenga resistencia contra una abrasión, cavitación inclusive ante una erosión.



Fig. 125 Asiento de Tobera de Inyector



Fig. 126 Tobera de Inyector

Plan de mejora:

Se realizó el cambio de los asientos de la tobera del inyector para mejorar su eficiencia además se realizó un proceso de recubrimiento (metalizado) para que tenga resistencia contra una abrasión, cavitación inclusive ante una erosión.



Fig. 127 Conjunto Inyector



Fig. 128 Medición de luz entre aguja y tobera del Inyector

Plan de mejora:

Se realizó el maquinado a la tobera del inyector para aumentar su eficiencia.

2. Rodete:

Antecedentes:

Condiciones del rodete Pelton según la evaluación técnica.

RODETE DEL G1 - CH BAÑOS II					
SISTEMA	ÍTEM	DESCRIPCIÓN	CON	PESO	FECHA ÚLTIMA
RODETE	1	Condición de los cangilones del rodete	4	25%	15/08/2017
	2	Filo de ataque de los cangilones	4	40%	15/08/2017
	3	Labios de los cangilones	4	2%	15/08/2017
	4	Fondo de los cangilones	4	10%	15/08/2017
	5	Erosiones en los cangilones	4	10%	15/08/2017
	6	Operación del rodete	3	3%	15/08/2017
	7	Reparaciones en los cangilones	2	10%	15/08/2017
				100%	

CONDICIÓN DEL RODETE	3.77	15/08/2017
----------------------	------	------------

Equivalencia de condición

RANGO		
1+	1	1.17
1	1.171	1.34
1-	1.341	1.5
2+	1.501	1.83
2	1.831	2.16
2-	2.161	2.5
3+	2.501	2.83
3	2.831	3.16
3-	3.161	3.5
4+	3.501	3.67
4	3.671	3.84
4-	3.84	4

Debido al estado del rodete, se requiere la adquisición de un rodete Pelton nuevo, para ello se vio la necesidad de realizar una proyección económica para la compra del rodete mediante VAN y TIR (metodología para ver si es posible o no realizar una inversión).

Luego de ello se solicitó a Ergon Power una cotización por la fabricación de un rodete mejorado.

Cotización: \$30000.00

El costo comprende:

- Evaluación para la fabricación (medida y material) con metodología de Ingeniería Inversa al Rodete.
- Plantillas de cangilones.
- Fabricación de Rodete Pelton con material CrNiMo.

Previos a la fabricación:

- A) Scaneo de rodete existente:
- B) Planos del rodete a construir.
- C) Instalación de rodete.

Mejoras realizadas

- Se realizó cambio de rodete.
- Se realizó prueba no destructivas al Rodete



Fig. 129 Montaje de Rodete

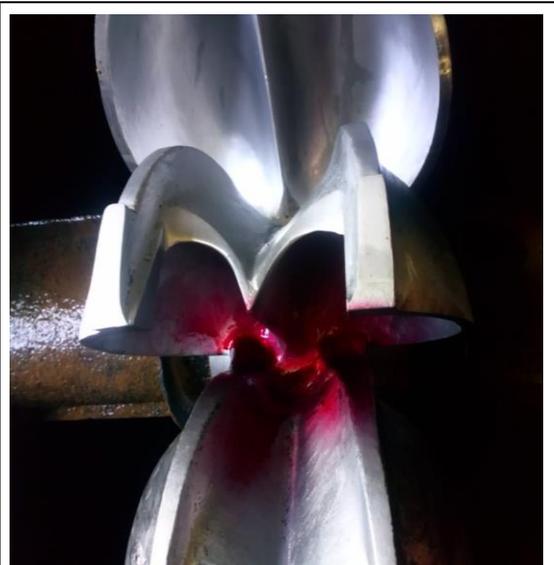


Fig. 130 Prueba No Destructiva



Fig. 131 Rodete Pelton



Fig. 132 Cangilones o cucharas del Rodete Pelton



Fig. 133 Rodete Pelton

Plan de mejora:

Sabemos que uno de los componentes principales de una Central Hidroeléctrica es el Rodete de la Turbina, por ello, se realizó una evaluación a través de la tecnología de Ingeniería inversa para la fabricación de un rodete mejorado.

Con esto se aumentará la eficiencia en conjunto de la Turbina.

4.2.3.3 Regulador de Velocidad

Mejoras realizadas

- Limpieza de cárter del regulador de velocidad.
- Llenado de aceite nuevo DTE-26.



Fig. 134 Carter del Regulador de Velocidad

Plan de mejora:

Se realizó la limpieza del depósito de aceite del Regulador de velocidad, a su vez se retiró el aceite contaminado que pudo haber traído consecuencia como deterioro de componentes propios del regulador de velocidad por trabajar con el lubricante contaminado.

Se llenó el depósito con aceite nuevo para mejorar la lubricación y a su vez no dañar los componentes del Regulador de Velocidad.

NOTA:

- La lubricación es uno de los factores más importante y está en diversos procesos para el funcionamiento adecuado del RR.VV por lo que cambiar el aceite para los RR.VV traerá ventajas:
 - Facilita el arranque del regulador.- Al momento de arrancar el RR.VV, el aceite tiene la función de lubricar todos los componentes vitales del mismo, si no cuentan con un aceite de calidad puede producirse un gran desgaste en el RR.VV.
 - Prevenir el desgaste.- Cuando el RR.VV ya está en funcionamiento el aceite circula por todos los conductos protegiendo las partes que están en movimiento, previniendo que haya un choque entre las piezas que puedan ocasionar el desgaste e las mismas, así gracias a la lubricación se crea una película de aceite que mantiene las partes separadas previniendo el contacto.
 - Reduce la fricción.- Para asegurarse de tener la protección correcta, la viscosidad del aceite para RR.VV debe ser suficiente para mantener una película de lubricación.

4.2.3.4 Sistema de lubricación

Mejoras realizadas

- Limpieza de cárter de aceite
- Rebabbitado y pulido de cojinetes
- Verificación de diámetro interior con Micrómetro



Fig. 135 Carter de Cojinete lado Libre



Fig. 136 Carter de Cojinete lado Acople

Plan de mejora:

Se realizó la limpieza del depósito de aceite de los cojinetes lado turbina y excitatriz, a su vez se retiró el aceite contaminado que pudo haber traído como consecuencia una mala lubricación entre eje y cojinetes.

Se colocó aceite nuevo del tipo DTE-26 para mejorar la lubricación entre amos componentes (eje y cojinetes).

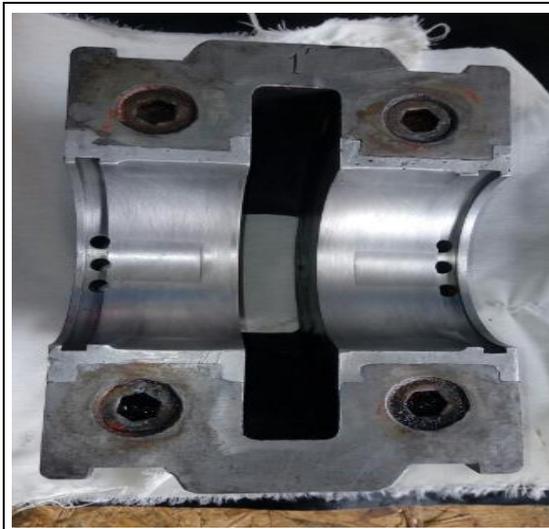


Fig. 137 Cojinete Lado Libre (Inferior)

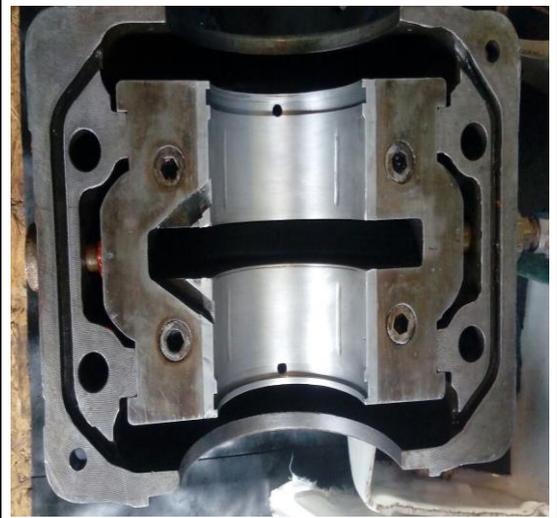


Fig. 138 Cojinete Lado Acople (Inferior)



Fig. 139 Cojinete Lado Libre (Superior)

Fig. 140 Cojinete Lado Acople (Superior)

Plan de mejora:

Se realizó rebabbitado a los cojinetes, debido a que sufrió barridos constantes provocados por la fricción entre el eje de la Turbina-Generador y babbitt del cojinete esto a consecuencia de la mala lubricación del aceite.



Fig. 141 Conjunto Cojinete

Plan de mejora:

Luego del rebabbitado se realizó una medición del diámetro interno para garantizar su trabajo y poder descartar fricciones entre el eje Turbina-Generador y el babbit del cojinete.

4.2.3.5 Tablero de Control y Fuerza

Mejoras realizadas

- Instalación de controladores de temperatura
- Instalación de Nuevo Interruptor de potencia

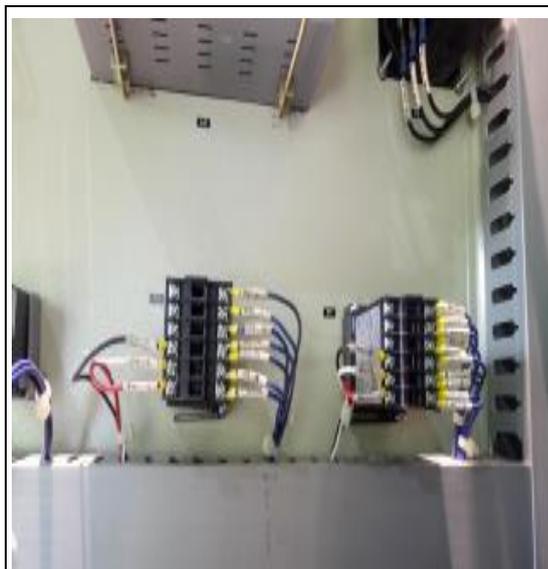


Fig. 142 Controladores de Temperatura (Aceite y Cojinete)

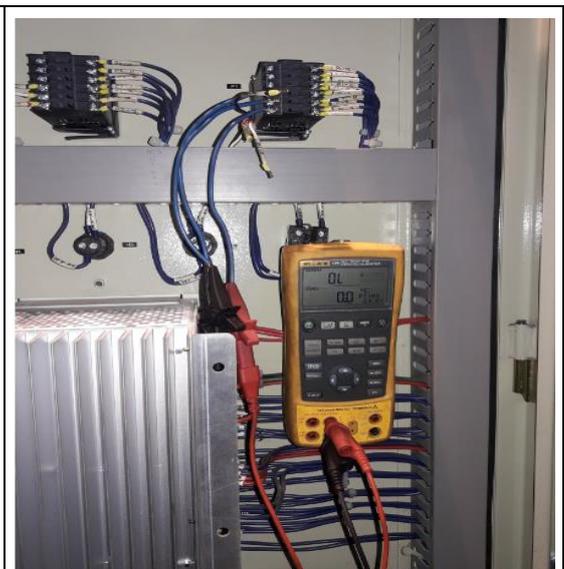


Fig. 143 Verificación Operatividad de Controladores de Temperatura (Aceite y Cojinete)



Fig. 144 Operatividad de Controladores de Temperatura (Aceite y Cojinete)



Fig. 145 Vista en talero de Controladores de Temperatura (Aceite y Cojinete)

Plan de mejora:

Se mejoró el control de temperatura instalando controladores de temperatura electrónicos.

NOTA:

Se sabe que un controlador de temperatura es un instrumento usado para el control de la temperatura. El controlador de temperatura tiene una entrada procedente de un sensor de temperatura y tiene una salida que está conectada a un elemento de control tal como un calentador o ventilador.



Fig. 146 Interruptor de Potencia



Fig. 147 Interruptor de Potencia

Plan de mejora:

Se cambió el interruptor de potencia por uno nuevo para que nos dé confiabilidad en el sistema ya que el anterior interruptor estuvo a punto de generar problemas operacionales por el estado en que estaba trabajando.

NOTA:

El interruptor de potencia es un dispositivo electromecánico cuya función principal es la de conectar y desconectar circuitos eléctricos bajo condiciones normales y de falla; es decir, establecer e interrumpir una corriente eléctrica, sea esta la corriente normal del circuito eléctrico o una corriente de defecto en el mismo.

Adicionalmente, cuando se lo requiera, el interruptor de potencia debe tener la capacidad para efectuar la reconexión automática rápida del circuito eléctrico a fin de restituir de inmediato el servicio eléctrico cuando se produjo su apertura debido a una falla fugaz.

Para cumplir con esta función, el interruptor de potencia debe estar instalados con los relés de protección correspondientes; estos tienen la función de detectar una condición de falla eléctrica y enviar las señales de mando a los relés auxiliares que activan los circuitos de disparo para la apertura del interruptor.

4.2.3.6 Banco de Baterías

Mejoras realizadas

- Cambio de una batería
- Verificación de tensión del Banco de Batería



Fig. 148 Banco de Baterías



Fig. 149 Verificación de Tensión de Banco de Baterías

Plan de mejora:

Se colocó una batería nueva al banco de baterías debido a que la anterior batería no daba la tensión deseada y teníamos el riesgo de que perdamos la alimentación del Sistema de control.

NOTA:

El banco de baterías es la fuente principal de corriente directa para la operación de los sistemas de protección de la Central Hidroeléctrica, y en ocasiones provee la energía para los motores de los mecanismos de Sistemas de Lubricación (HPU y LPU).

Motivo por el cual es de suma importancia una adecuada operación del banco de baterías y una constante supervisión para asegurarse que se encuentren en óptimas condiciones y puedan suministrar la energía necesaria de Corriente Directa para cualquier eventualidad en el sistema eléctrico de la Central Hidroeléctrica.

Los bancos de baterías son un elemento vital importancia de una Central Hidroeléctrica. Son la fuente de alimentación de Corriente Directa permanente para los sistemas de protección, control, señalización y operación de equipos de desconexión automática.

4.2.3.7 Transformador de Potencia

Mejoras realizadas

- Toma de muestra de aceite



Fig. 151 Toma de muestra de aceite

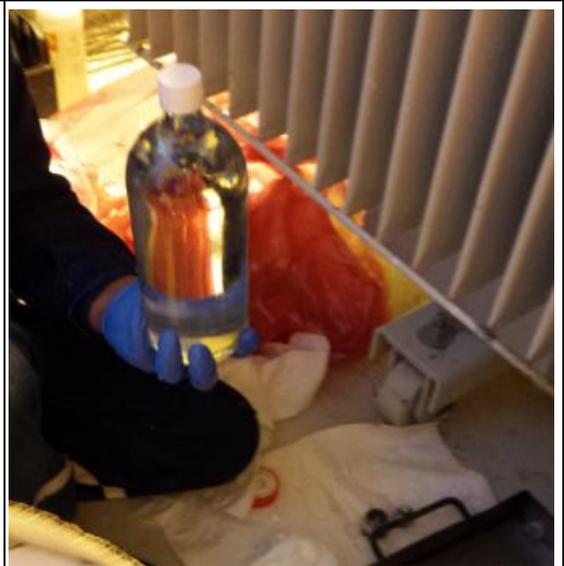


Fig. 152 Toma de muestra de aceite

Plan de mejora:

Se solicitó a la empresa contratista AEI Ingenieros realizar un análisis químico del aceite al transformador con el fin de conocer el estado en el que se encuentra ya que, el aceite del transformador es sin duda uno de los componentes esenciales para el correcto funcionamiento de nuestro transformador.

NOTA:

Dentro de las funciones de este aceite, se encuentra principalmente de aislar y refrigerar el equipo, protegiéndolo de sobrecalentamiento y formación de gases que pudieran afectar su funcionamiento.

Las propiedades de movilidad y de absorción de calor que presenta el aceite al interactuar en las bobinas y el núcleo magnético del transformador, es la razón por la que el estado del aceite es crítico y relevante en el mundo de la electricidad.

No conocer el estado del aceite del transformador puede hacer la diferencia entre el funcionamiento adecuado del transformador o la interrupción brusca y posterior baja del mismo.

4.2.4 Análisis de los beneficios

4.2.4.1 Beneficio Económico

1. Evolución de la Generación de Energía Eléctrica antes y después del plan de mejora.

Al realizar el mantenimiento y el cambio de algunos componentes identificados en la evaluación técnica por la Curva de Pareto, el incremento en la Generación de Energía Eléctrica se muestra en la siguiente curva:

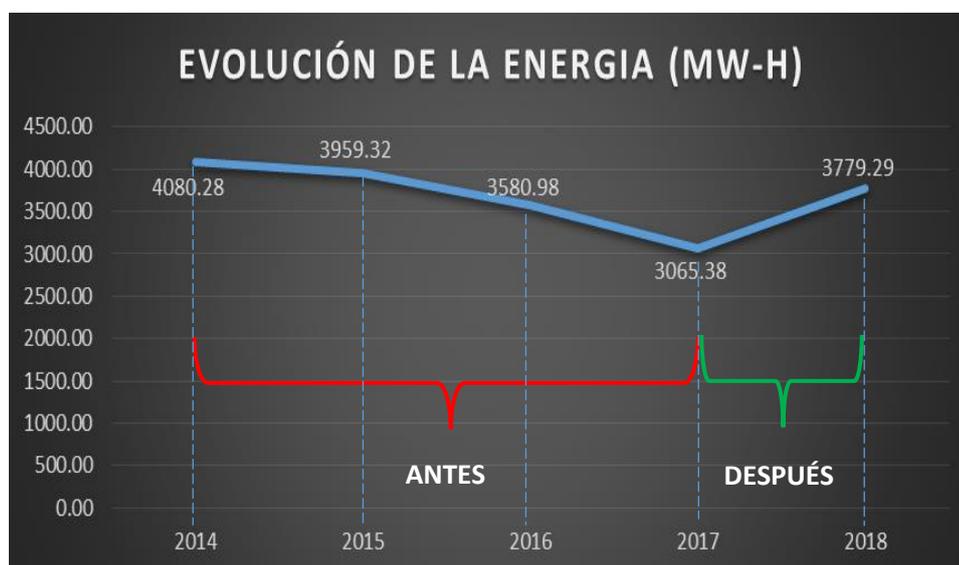


Fig. 153 Producción de Energía Eléctrica (2014 – 2018)

2. Registro de Intervenciones y evolución en la criticidad de los componentes de la Central Hidroeléctrica Baños II – G 01.

	INTERVENCIONES (AÑO 2018)	CANT. DE PERSONAS	HORAS DE TRABAJO	HORAS - HOMBRE (AÑO 2018)
BOCATOMA	1	1	1	1
CANAL DE CONDUCCIÓN	1	1	2	2
DESARENADOR	1	8	2	16
CAMARA DE CARGA	1	2	2	4
CANAL DE DEMASIAS	1	2	2	4
TUBERIA FORZADA	-	-	-	-
VALVULA COMPUERTA	-	-	-	-
TURBINA	-	-	-	-
GENERADOR	1	2	1	2
TABLERO DE CTRL./PROTC./FUERZA	1	2	1	2
TRANSFORMADOR	-	-	-	-
PATIO DE LLAVES	-	-	-	-
LINEA DE TRANSMISIÓN	-	-	-	-

TABLA 26: Horas – Hombre para el año 2018 : 31 H-H

4.3 Población y Muestra

Población:

La investigación comprende las Centrales Hidroeléctricas de la Compañía Minera Volcan. (CH Baños I, CH Baños II, CH Baños III, CH Baños IV, CH Baños V, CH San José, CH Cacray, CH Yanahuín, CH Huanchay, CH Shagua, CH Tingo, CH Huanchor y CH Rucuy.

Muestra:

Se evaluará los componentes de la turbina, el generador eléctrico y los tableros de control, protección y fuerza de la Central Hidroeléctrica Baños II – G 01.

4.4 Técnicas e instrumentos de recolección de datos

La recolección de datos se obtuvo a través de:

- Plantillas de evaluación de estado de componentes de turbina por condición, elaborados por la Empresa de Generación eléctrica Statkraft.
- Metodología de la técnica de Ingeniería Inversa, una tecnología basada en la búsqueda de las características detalladas de un elemento o producto terminado utilizando un método de análisis regresivo; es decir pasando del todo a cada una de las partes, todo esto sin la ayuda de algún plano original de dicho producto, realizada por la empresa Ergon Power SAC.
- Historial de Producción y mantenimientos elaborados por el soporte Técnico en la Operación y manteniendo (Pic del Perú SAC).

V. RESULTADOS

5.1 Cuadro de comparación de la Generación antes y después del mantenimiento.

AÑO	POTENCIA PROMEDIO (KW)	ENERGIA PROMEDIO (MW-H)	COSTO DEL MW-H	
2017	354.79	3065.38	\$78.00	\$239,099.58
2018	437.42	3779.29	\$78.00	\$294,784.41
			AHORRO	\$55,684.83

TABLA 27: Cuadro de comparación de la Generación de Energía Eléctrica

5.2 Cuadro de comparaciones de intervenciones antes y después del mantenimiento

AÑO	HORAS-HOMBRE	COSTO APROX. POR HORA DEL MANTENEDOR	COSTO DE MANO DE OBRA
2017	938.00	\$4.50	\$4,221.00
2018	31.00	\$4.50	\$139.50
			AHORRO
			\$4,081.50

TABLA 28: Cuadro de comparación de las Horas - Hombre

∴ El ahorro de dinero para Volcan luego del plan de mejora es: \$ 59766.33

5.3 Evaluación económica para 12 años.

Considerando el peor escenario en la Generación de Energía Eléctrica.

ESCENARIO		Adquisición de rodete nuevo + Componentes													
		Tasa		10.00%											
		2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	
INGRESOS	Energía	Aumento de la Energía		45000	45000	45000	45000	35000	35000	35000	35000	35000	25000	25000	25000
		Lucro Cesante		390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390	390
EGRESOS	Inspecciones anuales (5H)	Horas hombre (5M + 10)		135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135	135
		Materiales y/o Insumos		100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100	100
		Lucro Cesante						234						390	
	Reparación parcial del rodete (3H) (5H)	Horas hombre (5M + 10)						81						135	
		Materiales						200						400	
		Lucro Cesante	-79699.86												
	Inversión	Inversión rodete	-30000.00												
		Montaje de Rodete	-1000.00												
		Metalizado	-1500.00												
		Interruptor de Potencia (2)	-15000.00												
		Analisis químico de aceite	-1000.00												
		Controlador de Temperatura	-300.00												
		Rodamientos (2)	-500.00												
Fabricación de casquillos		-1200.00													
Rebbabbitado de casquillos		-800.00													
Flujo de caja operativo		\$ -130,999.86	\$ 44,375.00	\$ 44,375.00	\$ 44,375.00	\$ 44,375.00	\$ 33,860.00	\$ 34,375.00	\$ 34,375.00	\$ 34,375.00	\$ 34,375.00	\$ 23,450.00	\$ 24,375.00	\$ 24,375.00	
VAN		\$123,696.37													
TIR		30%													

Con esta evaluación concluimos que el proyecto es rentable.

TABLA 29: Evaluación Económica

VI. DISCUSIÓN DE RESULTADOS

Para asegurar la sinceridad de nuestros resultados, es indispensable conocer si lograremos dar solución a nuestras hipótesis.

6.1 Hipótesis Principal:

Elaborando un plan de mejora se logrará incrementar la Producción de Energía Eléctrica en la Central Hidroeléctrica Baños II.

Se tiene claro que elaborando un Plan de Mejora basado en Evaluaciones Técnicas - Económicas tendremos como resultado el incremento de la Generación de Energía Eléctrica, debido a que, se reemplazaron y modificaron distintos componentes y/o equipos mecánicos, eléctricos, electrónicos, etc. Del Grupo de Generación identificados con la metodología del 80-20 de Vilfredo Pareto. Esto ayudo a mejorar la eficiencia del sistema en general a esto agregar la disponibilidad y confiabilidad que muestra el grupo de Generación, en consecuencia, se incrementó la generación de Energía Eléctrica.

6.2 Hipótesis Específico N° 01:

Desarrollando un estudio y evaluación técnica se optimizará la productividad de los trabajadores en la central hidroeléctrica baños II.

Las intervenciones correctivas y preventivas a los Grupos de Generación Eléctrica significan un costo elevado por Mantenimiento a muchas Empresas de Generación Eléctrica, por ello era necesario disminuir estas intervenciones.

Al realizar la evaluación técnica se identificaron los componentes que afectaban en la disponibilidad y confiabilidad del Grupo de Generación N°01 de la CH Baños II. Con esto se desarrolló un plan de mejora para dichos componentes con el fin de mantener disponible y confiable el Grupo de Generación logrando reducir la cantidad de intervenciones, en consecuencia se optimizó la productividad de los trabajadores debido a que las Horas-Hombre utilizadas anteriormente por el personal de OyM en cada intervención al Grupo de Generación ahora lo emplean para desarrollar proyectos de mejora.

	INTERVENCIONES (AÑO 2017)	CANT. DE PERSONAS	HORAS DE TRABAJO	HORAS - HOMBRE (AÑO 2017)
BOCATOMA	2	2	2	8
CANAL DE CONDUCCIÓN	1	2	2	4
DESARENADOR	1	8	2	16
CAMARA DE CARGA	2	2	2	8
CANAL DE DEMASIAS	1	2	2	4
TUBERIA FORZADA	1	2	1	2
VALVULA COMPUERTA	7	6	10	420
TURBINA	7	6	10	420
GENERADOR	4	2	3	24
TABLERO DE CTRL./PROTC./FUERZA	4	2	3	24
TRANSFORMADOR	2	2	1	4
PATIO DE LLAVES	1	2	1	2
LINEA DE TRANSMISIÓN	1	2	1	2

	INTERVENCIONES (AÑO 2018)	CANT. DE PERSONAS	HORAS DE TRABAJO	HORAS - HOMBRE (AÑO 2018)
BOCATOMA	1	1	1	1
CANAL DE CONDUCCIÓN	1	1	2	2
DESARENADOR	1	8	2	16
CAMARA DE CARGA	1	2	2	4
CANAL DE DEMASIAS	1	2	2	4
TUBERIA FORZADA	-	-	-	-
VALVULA COMPUERTA	-	-	-	-
TURBINA	-	-	-	-
GENERADOR	1	2	1	2
TABLERO DE CTRL./PROTC./FUERZA	1	2	1	2
TRANSFORMADOR	-	-	-	-
PATIO DE LLAVES	-	-	-	-
LINEA DE TRANSMISIÓN	-	-	-	-

TABLA 30: Cuadro de comparación de las Horas - Hombre

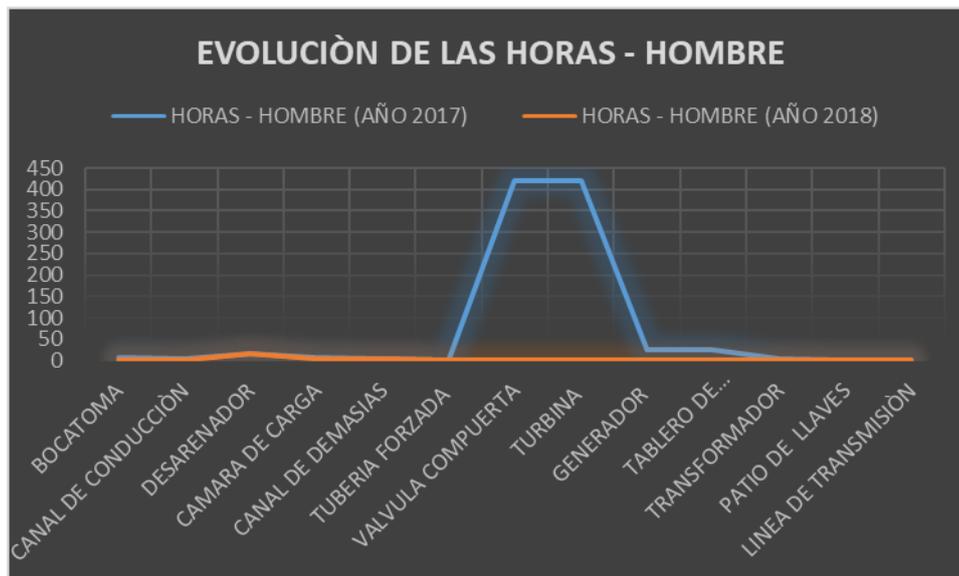


Fig. 154 Evolución de las Horas - Hombre (2014 – 2018)



Fig. 155 Evolución de las Intervenciones (2014 – 2018)

6.3 Hipótesis Específico N° 02:

Desarrollando un estudio y evaluación económica se verificará el incremento de Generación de Energía Eléctrica en la Central Hidroeléctrica Baños II.

La evaluación se inició a partir del año 2014, ya que, a partir del 2014 se puede llevar un registro de la Generación de la Energía Eléctrica que realiza el grupo de Generación a través del medidor de Energía.

La información del medidor de energía fue vital para realizar el análisis económico que se venía desarrollando del 2014 al 2017. Al obtener el promedio de Energía Generada por año se observó que existía una disminución constante de la

Generación de Energía Eléctrica año a año, con valores que afectaban considerablemente la rentabilidad de la Empresa, esta disminución en la Generación era causada por la baja eficiencia de algunos componentes que mostraba el Grupo de Generación identificada en la evaluación técnica.

Al ejecutar el Plan de Mejora al Grupo de Generación se puede notar fácilmente la evolución de la Generación de Energía Eléctrica y para el año 2018 aumenta notablemente la Generación, esto a consecuencia de mejorar la eficiencia del Grupo de Generación.

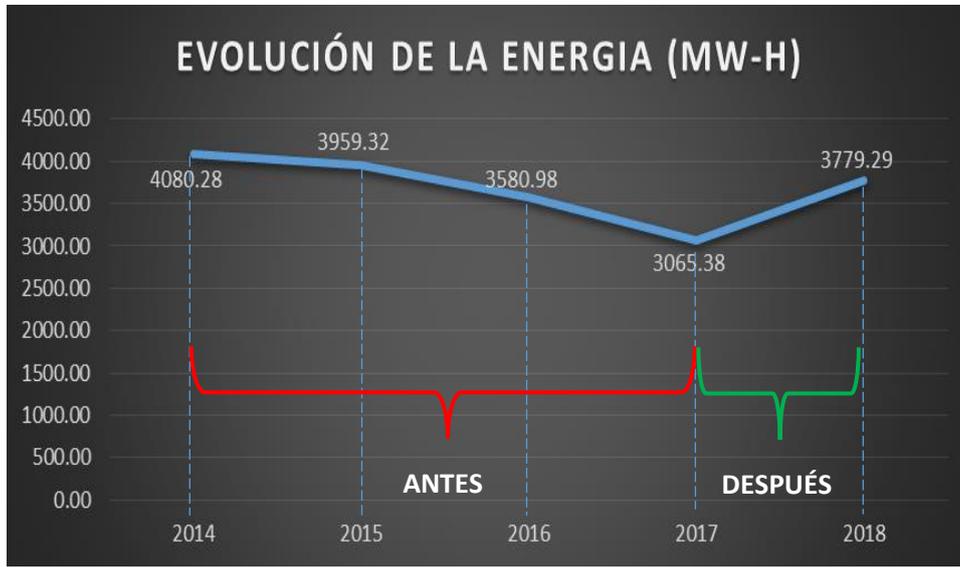


Fig. 153 Producción de Energía Eléctrica (2014 – 2018)

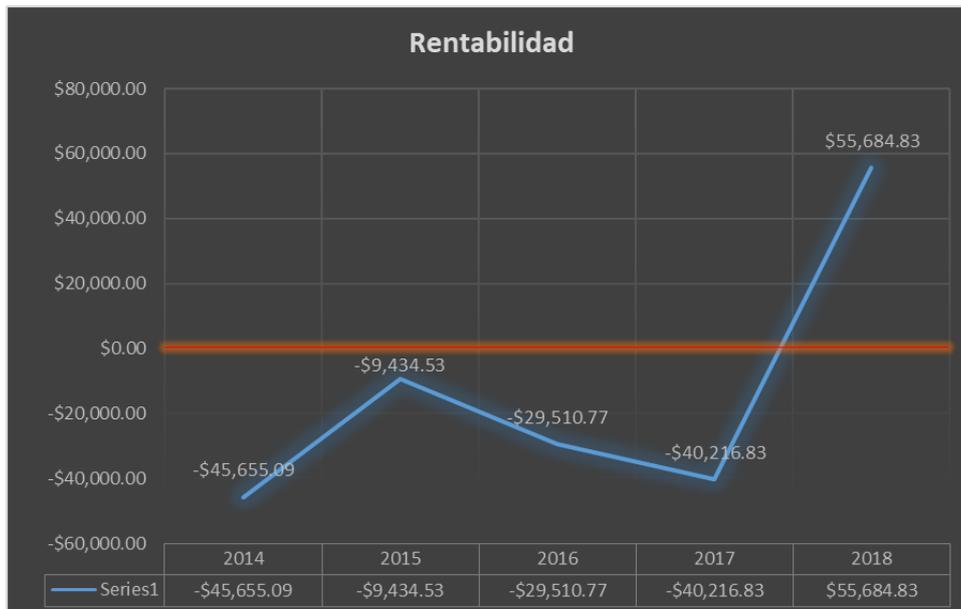


Fig. 156 Evolución de la Rentabilidad (2014 – 2018)

VII. CONCLUSIONES

1. Al desarrollar el plan de mejora basadas en evaluaciones técnicas-económicas se pudo conseguir el incremento de la producción de Energía Eléctrica en la Central Hidroeléctrica Baños II – G-01 de 3065.38 MW-H hasta 3779.29 MW-H.
2. Al realizar el estudio y evaluación técnica ayudó a identificar los componentes que atentaban la disponibilidad y confiabilidad de los Grupos de Generación, esto trajo como consecuencia la disminución notable de la cantidad de intervenciones preventivas y correctivas al Grupo de Generación, con lo que se puede corroborar satisfactoriamente la optimización de la productividad de los trabajadores.
3. Al realizar el estudio y la evaluación económica se pudo primero, verificar la variación de la Generación de Energía Eléctrica desde el 2014 al 2017. Esto tuvo como consecuencia un mayor consumo Energía Eléctrica del SEIN, es decir, la Unidad Chungar de la Compañía Minera Volcan debido a que no cubría su Máxima Demanda con la Generación de Energía Eléctrica de sus propias Centrales Hidroeléctricas y para no parar con la producción en la minería, está obligada a comprar Energía Eléctrica del SEIN a un costo muy elevado, afectando notablemente en su rentabilidad. Segundo, al realizar la evaluación económica para ejecutar el plan de mejora en la Central Hidroeléctrica Baños II se pudo verificar satisfactoriamente el incremento de la Generación de Energía Eléctrica.

VIII. RECOMENDACIONES

Debido a que uno de los objetivos principales para la Compañía Minera Volcan es no parar su producción en ninguna de sus unidades, es necesario mantener confiables y disponibles sus Centrales Hidroeléctricas para cubrir su máxima demanda.

Por tal motivo se recomienda realizar un plan anual de mantenimiento preventivo a la Central Hidroeléctrica Baños II, con el fin de no atentar contra la Generación de Energía Eléctrica y en consecuencia la rentabilidad de la Empresa.

En la actualidad el concepto de mantenimiento agrupa metodologías de prevención y predicción que son consideradas como un factor clave para la competitividad.

IX. REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- [1]** Reynaldo Villanueva Ure, Centrales Hidroeléctricas (Universidad Nacional de Ingeniería – Edición 2010).
- [2]** Luis Antonio Restrepo Arango, La Energía Hidroeléctrica (Universidad Nacional de Colombia - Sede Medellín Colombia)
- [3]** Mg. Amancio Rojas Flores, Centrales Eléctricas (Universidad Nacional del Santa Chimbote - Perú)
- [4]** Ing. Mario Alberto García Pérez, Turbomáquinas y Turbinas Hidráulicas (Universidad Nacional del Callao - Perú)
- [5]** Ing. Pilar Gonzales Marcos, Turbinas Pelton (Universidad del País Vaco - España)
- [6]** Ing. Alejandro Peña Bautista, Caracterización Mecánica Y Tribológica Del Al 6061-T651 Y Del Al 6061-T651 Con Recubrimiento De Fosfato De Cromo (Instituto Politécnico Nacional – México)
- [7]** Departamento de Ing. Eléctrica, Generador Síncrono (Universidad Nacional Autónoma de México)
- [8]** Ing. César Alfredo Chilet León, Protección de Generadores Síncronos (Universidad Nacional de Ingeniería - Perú)
- [9]** Transformadores – Módulo de Aprendizaje, Departamento de Ingeniería, (EATON CORPORATION - Irlanda)
- [10]** Ing. José Manuel Alarcón García Implementación de un Sistema de Mantenimiento preventivo, auxiliado por un software (Universidad de las Américas Puebla – México)
- [11]** Departamento de Ing. Eléctrica, Resistencia de Aislamiento (Universidad Don Bosco – El Salvador)
- [12]** Departamento Centro de Diseño, Ingeniería Inversa (Universidad Nacional de Piura - Perú)
- [13]** Sabalza, Michel (2006), Evaluación económica de proyectos de cooperación.
- [14]** “Propuesta de Mejoramiento de Gestión de Mantenimiento para el departamento de Confiabilidad y Proyectos en la Empresa PETRO SANTANDER Colombia”, (Universidad Industrial de SANTANDER – Colombia)
- [15]** “Evaluación Técnica- Económica de un Sistema de Generación Eléctrica en base a una Micro Turbina Hidráulica” (Universidad Nacional Autónoma de México)
- [16]** “Diseño de un Plan de Mantenimiento Aplicando la Metodología RCM para los Equipos Críticos de la Mini Central Hidroeléctrica Lurini Cuyo Cuyo Sandia” (Universidad Nacional del Altiplano de Perú – Puno)
- [17]** “Rehabilitación de los Grupos de Generación de la Central Hidroeléctrica Yaupi”, (Universidad Nacional de Ingeniería de Perú)

X. ANEXOS

10.1 Matriz de Consistencia

PLAN DE MEJORA PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA EN LA CENTRAL HIDROELÉCTRICA BAÑOS II (CÍA. MINERA VOLCAN)

PROBLEMA	OBJETIVO	HIPÓTESIS	VARIABLE E INDICADORES	METODOLOGÍA
<p>PROBLEMA PRINCIPAL:</p> <p>¿Cómo la falta de un plan de acción en la Central Hidroeléctrica baños II influye en la producción de Energía Eléctrica?</p> <p>PROBLEMA ESPECÍFICO:</p> <ul style="list-style-type: none"> - ¿Cómo la falta de un estudio y evaluación técnica afecta en la productividad de los trabajadores en la Central Hidroeléctrica Baños II? - ¿Cómo la falta de un estudio y evaluación económica afecta en la generación de energía eléctrica en la Central Hidroeléctrica Baños II? 	<p>OBJETIVO GENERAL:</p> <p>Desarrollar un plan de mejora para aumentar la Producción de Energía Eléctrica en la Central Hidroeléctrica Baños II.</p> <p>OBJETIVO ESPECÍFICO:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Desarrollar un estudio y evaluación técnica para optimizar la productividad de los trabajadores en la Central Hidroeléctrica baños II. - Desarrollar un estudio y evaluación económica para verificar el incremento de generación de Energía Eléctrica en la Central Hidroeléctrica Baños II. 	<p>HIPOTESIS GENERAL:</p> <p>Elaborando un plan de mejora se logrará incrementar la Producción de Energía Eléctrica en la Central Hidroeléctrica Baños II.</p> <p>HIPOTESIS ESPECIFICO:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Desarrollando un estudio y evaluación técnica se optimizará la productividad de los trabajadores en la central hidroeléctrica baños II. - Desarrollando un estudio y evaluación económica se verificará el incremento de generación de Energía Eléctrica en la central hidroeléctrica baños II. 	<p>X : VARIABLE DEPENDIENTE</p> <p>Incremento de la Producción de Energía Eléctrica.</p> <p>✓ Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Mayor Generación de Energía Eléctrica. - Optimizar la productividad de los trabajadores. <p>Y : VARIABLE INDEPENDIENTE</p> <p>Plan de Mejora.</p> <p>✓ Indicadores:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Estudio y evaluación Técnica. - Estudio y evaluación Económica. 	<p>INVESTIGACIÓN:</p> <ul style="list-style-type: none"> - Descriptiva - Explicativa - Aplicada <p>POBLACIÓN:</p> <p>Centrales Hidroeléctricas de la Cía. Minera Volcan (13 Centrales)</p> <p>MUESTRA:</p> <p>Central Hidroeléctrica Baños II – G01</p>