

**UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA MECÁNICA**



**REHABILITACIÓN DE LOS GRUPOS DE GENERACIÓN DE LA
CENTRAL HIDROELÉCTRICA YAUPI**

TESIS

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO MECÁNICO ELECTRICISTA

ELABORADO POR:

SERGIO ALBERTO OVIEDO ORELLANA

PROMOCIÓN 1999-1

LIMA – PERÚ

2008

**REHABILITACIÓN DE LOS GRUPOS DE GENERACIÓN DE LA CENTRAL
HIDROELÉCTRICA YAUPI**

Prólogo		01
 CAPÍTULO I		
Introducción		02
 CAPÍTULO II		
DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS CIVILES Y EQUIPOS INSTALADOS		05
2.1	Ubicación	04
2.1.1	Toma Yuncán	04
2.1.2	C.H. Yaupi	04
2.2	Descripción de Obras Civiles y Equipos Electromecánicos	05
2.2.1	Zona Alta	05
2.2.2	Toma Yuncán	05
2.2.3	Túnel de Conducción	07
2.2.4	Cámara de Válvulas	10
2.2.5	Tuberías Forzadas	10
2.2.6	Válvulas de Operación y Mantenimiento	12
2.2.7	Turbinas	12
2.2.8	Reguladores de Velocidad	13
2.2.9	Generadores	15
2.2.10	Excitatriz Principal, Auxiliar	16
2.2.11	Regulador de Tensión	19
2.2.12	Transformadores	19
2.2.13	Interruptores	20
2.2.14	Sistema de Aceite para los Reguladores de Velocidad	22

2.2.15	Sistema de Refrigeración	23
2.2.16	Sistema de Protección Eléctrica	26
CAPÍTULO III		
DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS		27
3.1	Introducción	27
3.2	Generalidades	27
3.3	Trabajos recomendados	27
CAPÍTULO IV		
MARCO TEÓRICO		29
4.1	Introducción	29
4.2	Rendimientos y Pérdidas	29
4.2.1	Rendimiento de Turbinas	29
4.2.2	Pérdidas en Túneles	32
4.2.3	Pérdidas en Tuberías	33
4.3	Mantenimiento	36
4.3.1	Mantenimiento Correctivo	36
4.3.2	Mantenimiento Preventivo	36
4.3.3	Mantenimiento Predictivo	36
4.3.4	Índices de Mantenimiento	41
4.4	Comparación por Puntajes	44
CAPÍTULO V		
ANTECEDENTES E IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA		46
5.1	Introducción	46
5.2	Pérdidas Hidráulicas	46
5.2.1	Pérdidas de Carga en la Conducción	46
5.3	Trabajos de mantenimiento	51

5.4	Identificación de los Trabajos de Mantenimiento	57
5.4.1	Mantenimiento Mayor	57
5.4.2	Mantenimiento Preventivo Rutinario	58
5.4.3	Cambio de Rodetes	59
5.4.4	Cambio de Bobinas	67

CAPÍTULO VI

TRABAJO DEL PROYECTO	72	
6.1	Introducción	72
6.2	Rehabilitación del Túnel de Conducción	72
6.2.1	Obras Preliminares y Temporales	72
6.2.2	Trabajos Principales	73
6.2.3	Descripción General del Proyecto	73
6.3	Mantenimiento de Tuberías	77
6.3.1	Preparación de Superficies	77
6.3.2	Aplicación de Pinturas	78
6.3.3	Preparación de Pinturas	79
6.3.4	Control de Calidad	80
6.4	Cambio de Rodete	81
6.5	Cambio de Bobinas	82
6.6	Cambio de Regulador de Tensión y Velocidad	85
6.6.1	Sistema de Excitación y Regulador de Tensión	85
6.6.2	Regulador de Velocidad	87
6.7	Cambio de Celdas	87
6.7.1	Interruptor	88
6.7.2	Pararrayos	89
6.7.3	Condensadores	89
6.7.4	Transformadores de Medida y Protección	90

6.8	Incremento de la Producción	90
6.8.1	Historial de generación eléctrica	90
6.8.2	Incremento de la altura neta por mantenimiento del Túnel	92
6.8.3	Incremento de la altura neta por mantenimiento de Tuberías	94
6.8.4	Incremento de potencia y energía por cambio de Rodete	99
6.8.5	Incremento de energía por Disminución del Mantenimiento	101
6.8.6	Resumen	105

CAPÍTULO VII

	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS Y MATERIALES	106
7.1	Introducción	106
7.2	Rodete	106
7.2.1	Generalidades	106
7.2.2	Características generales de diseño y normas de fabricación	107
7.2.3	Datos de referencia para el diseño	107
7.2.4	Fabricación	109
7.2.5	Ensayos y pruebas	110
7.2.6	Dimensiones del rodete	113
7.3	Bobinas de Estator	113
7.3.1	Cobre	113
7.3.2	Aislamiento	113
7.3.3	Características Constructivas	114
7.4	Regulador de Tensión y Velocidad	123
7.4.1	Normas Técnicas	123
7.4.2	Características del regulador de voltaje	124
7.5	Regulador de Velocidad	141
7.5.1	General	141
7.5.2	Características de operación	141
7.5.3	Requisitos de operación	144

7.6	Celdas de los grupos generadores	157
7.6.1	Normas Técnicas	157
7.6.2	Zona asignada para las celdas de interruptores	158
7.6.3	Celda de interruptor en 13.8 kV	158

CAPÍTULO VIII

ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO	165	
8.1	Área de Influencia	165
8.2	Características de la demanda eléctrica	165
8.3	Estimación de la demanda de energía eléctrica	166
8.4	Proyección de la Demanda Eléctrica	167
8.5	Evolución de los Precios de Venta de Energía	167
8.6	Oferta eléctrica	168
8.7	Proyecciones de la Oferta Eléctrica	169
8.8	Balance Oferta-Demanda	171
8.9	Costos Marginales	172

CAPITULO IX

EVALUACIÓN ECONÓMICA	173	
9.1	Generalidades	173
9.2	Evaluación Económica	174
9.2.1	Objetivo	174
9.2.2	Premisas	174
9.2.3	Inversiones	174
9.2.4	Costo de inversión	175
9.2.5	Impuestos	175
9.2.6	Costos de Operación	175
9.2.7	Costos de repuestos y consumibles	176
9.2.8	Ahorros	176

9.2.9 Tarifas	176
9.3 Análisis económico	177
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	183
BIBLIOGRAFÍA	186
APÉNDICE	

PRÓLOGO

El presente trabajo consta de NUEVE capítulos, siendo:

- INTRODUCCIÓN (CAPITULO I), se da a conocer el objetivo de la presente tesis.
- CAPITULO II, se detalla las instalaciones más importantes de la central.
- CAPITULO III, se identifica en forma genérica los trabajos y adquisiciones a realizarse en el proyecto para rehabilitar los principales componentes de la central.
- CAPITULO IV, se muestra el marco teórico.
- CAPITULO V, se identifica las pérdidas de carga a través de datos obtenidos de pruebas de desempeño realizadas en la central, también se identifica los trabajos que incurren en las paradas por mantenimiento a cada grupo generador.
- CAPITULO VI, se muestran los resultados obtenidos después de los trabajos en el túnel y tuberías, se analizan los equipos a instalarse mediante la comparación de sus características operativas, eficiencia, etc. entre los existentes y los que se instalarán; también se realiza una proyección de las horas de mantenimiento preventivo después del proyecto, así como se muestra el incremento de potencia y energía.
- CAPITULO VII, muestra las especificaciones técnicas y de fabricación de los equipos.
- CAPITULO VIII, se realiza un pronóstico de los precios marginales de energía para un periodo de 12 años, teniendo como datos de entrada el parque generador existente y los ingresos de nuevas centrales eléctricas y líneas de transmisión.
- CAPITULO IX, se realiza la evaluación económica para el reemplazo de equipos.

INTRODUCCIÓN

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.

En la actualidad C.H. Yaupi entrega energía al Sistema Eléctrico Interconectado Nacional, trabajando como central de base. Para realizar estas mejoras, se está considerando: rehabilitación del túnel, mantenimiento al interior de las tuberías forzadas, cambio de: rodetes, bobinas del estator del generador, celdas de interruptores principales, reguladores de tensión y velocidad. Ante la necesidad de los cambios propuestos, se identifica curvas de desempeño de la central, equipos que incurren en los trabajos de mantenimiento, luego se propone su realización y/o reemplazo; para ser viable técnicamente la sustitución, se hace una comparación de las características entre los equipos existentes y los propuestos y que resultados se obtiene.

Para el reemplazo de los rodetes y bobinas, equipos que tienen sus dimensiones ya definidas, las comparaciones serán en: materiales de fabricación, métodos de fabricación, curvas de eficiencia, horas de operación, clase de aislamiento, historiales de mantenimiento, monitoreo de los mismos por técnicas predictivas, etc.; para el caso de los reguladores y

celdas, esta renovación está mas ligado a la mejora de la confiabilidad de operación y rapidez de reacción ante las variaciones o disturbios en el sistema y también por los repuestos poco disponibles actualmente.

Con los trabajos en general se propone: 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 optima tanto en lo técnico como en lo económico.

CAPÍTULO II

DESCRIPCIÓN DE OBRAS CIVILES Y EQUIPOS INSTALADOS

2.1 Ubicación

2.1.1 Toma Yuncán

Las obras de captación en Yuncán están ubicadas en el distrito de Paucartambo, Provincia y Departamento de Pasco, a orillas del río Paucartambo, a una altitud de 1 854 msnm, entrando en servicio en 1956.

2.1.2 C.H. Yaupi

La C.H. Yaupi, geográficamente se encuentra ubicada en la cuenca del Río Paucartambo entre las coordenadas 75°32'28" de longitud oeste y 10°44'04" de latitud sur, a 202 Km. de La Oroya, en el Distrito de Ulcumayo, Provincia de Junín, Departamento de Junín, a una altitud de 1 326,8 msnm.

En forma genérica detallamos los datos principales de la central

Potencia Nominal	:	108,00 MW
Potencia Efectiva	:	104,93 MW
Caudal Máximo	:	26,60 m ³ /s
Nivel de tensión de salida	:	13,8 kV

Condiciones de Operación

-	Altura	:	1328 msnm.
-	Humedad relativa		
	Máxima	:	98 %
	Mínima	:	70 %
-	Temperatura ambiente		
	Máxima	:	32 °C
	Mínima	:	10 °C

2.2 Descripción de las Obras Civiles y Equipos Electromecánicos**2.2.1 Zona Alta**

Zona donde se encuentran las lagunas represadas, estas aguas se disponen en época de estiaje; la cuenca de río Paucartambo tiene tres principales afluentes los cuales provienen de estas represas.

Cuadro N° 2.1 – Volumen Repesado

Zona	Laguna	Volumen (m ³)	Sub Total (m ³)
Tingocancha	Jaico	15 935 000	31 177 000
	Altos Machay	13 869 000	
	Pacchapata	1 373 000	
Huangush	Matacocha	10 829 000	36 360 000
	Huangush Alto	24 839 000	
	Huangush Bajo	692 000	
Victoria	Victoria	1 510 000	1 510 000
Total (m³)			69 047 000

2.2.2 Toma Yuncán

La Toma Yuncán es una presa de derivación mixta diseñada para un caudal

de 750 m³/s, con barrage fijo de concreto armado de 40,0 metros de largo y de 11,5 metros de barrage móvil que consiste de dos compuertas metálicas radiales de sector de 15,24x4,88 metros.

Al extremo derecho se ubica un canal desripador de 30 metros de largo con compuerta de salida de 3,05x3,05 metros, aguas abajo tiene un dissipador de energía de concreto armado de alta resistencia, el cual está reforzado con rieles. La toma tiene las siguientes infraestructuras importantes:

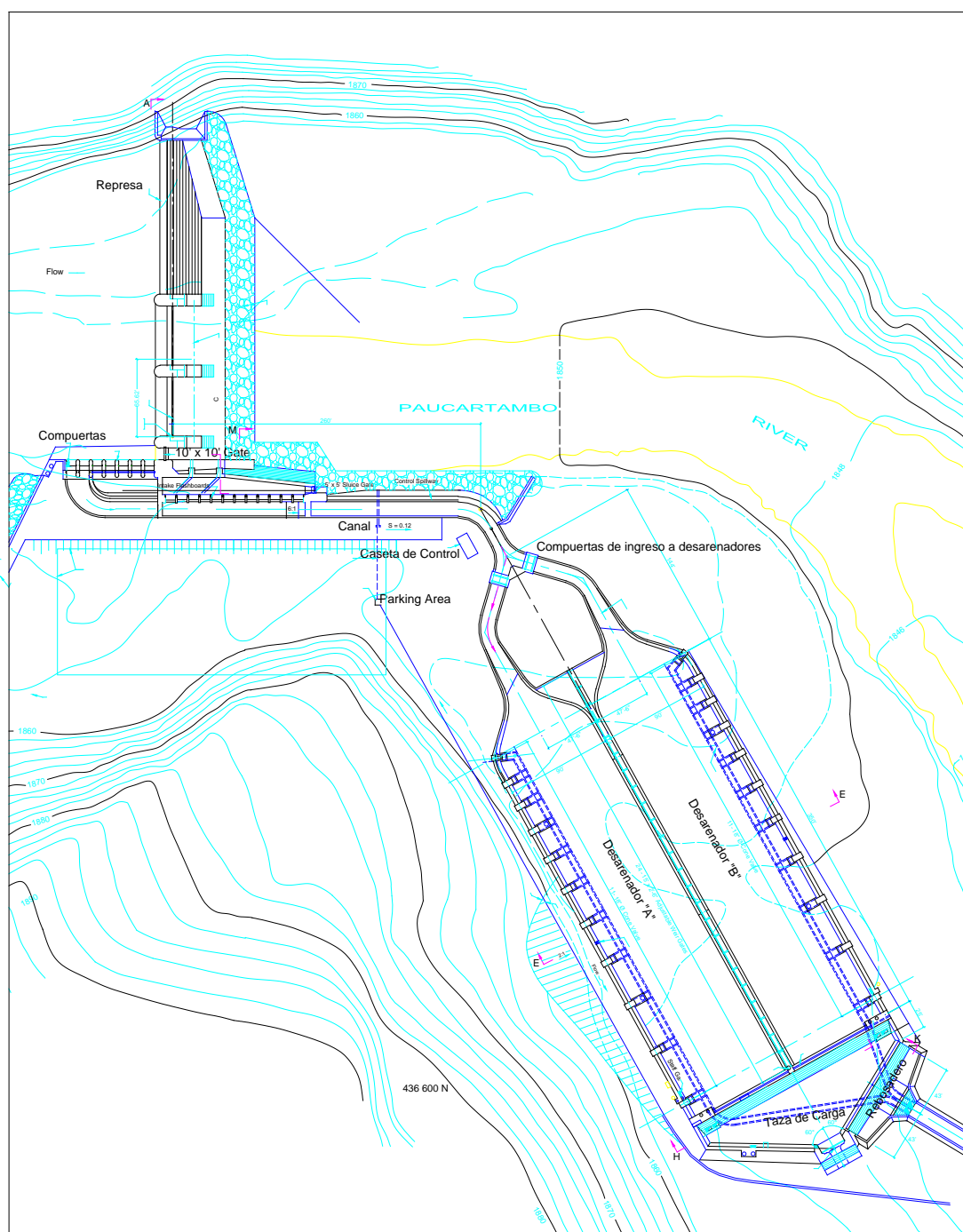
Bocatoma.- Caudal de toma máxima de 32 m³/s, conformada por cinco ventanas principales de 2,45x4,70 metros y dos ventanas de emergencia de 2,45x6,60 metros, provista de compuertas de regulación y rejillas para la retención de sólidos flotantes.

Canal.- Canal de conexión entre la bocatoma y el desarenador de una longitud de 120 metros y sección rectangular de 3,65x2,16 metros de concreto armado.

Desarenador.- El desarenador consta de doble cámara con sistema de lavado intermitente, cuenta con dos compuertas metálicas de entrada de 3,65x4,50 metros cada una; las dos cámaras de sedimentación son de 29,43 metros de ancho por 106,68 metros de largo cada una y con una capacidad de embalse de 15 900 m³ de agua para cada cámara.

Cada cámara tiene once válvulas cónicas de fondo que sirven para la limpieza de las mismas; a continuación está la taza de carga de 3 200 m³ de capacidad, el cual tiene un vertedero de alivio de 25,5 metros de largo y su respectivo canal de evacuación de aguas. La Toma Yuncán es mostrada en la siguiente figura:

Figura N° 2.1 – Toma Yuncán



2.2.3 Túnel de Conducción

El túnel tiene una longitud de 12 430 metros de longitud total, de los cuales 7 774 metros son revestidos de concreto armado; está diseñado para un caudal máximo de $36 \text{ m}^3/\text{s}$.

La sección transversal del túnel es de 6,93 m² y su diámetro equivalente es de 2,97 metros, diseñada para soportar una carga hidráulica de 57,61 metros de columna de agua. Adicionalmente se dispone de las siguientes obras:

Garabato.- De 220 metros de longitud, de los cuales 80,0 metros son revestidos de concreto armado, tiene 3,0 metros de diámetro; se localiza en la progresiva 2+600 del túnel de conducción.

Manto.- De 320 metros de longitud, de los cuales 50,0 metros son revestidos de concreto armado, tiene 3,0 metros de diámetro; se localiza en la progresiva 7+800 metros del túnel de conducción.

Captación Manto

Consta de un presa de concreto armado tipo arco, con una altura máxima de 15,0 metros y 42 metros de longitud; ventanas de captación provista de rejilla, túnel en forma de "L", con una longitud horizontal de 50,29 metros totalmente revestida de concreto armado y longitud vertical de 42,4 metros de los cuales 13 metros son revestidos. El diámetro equivalente del túnel es de 3 metros.

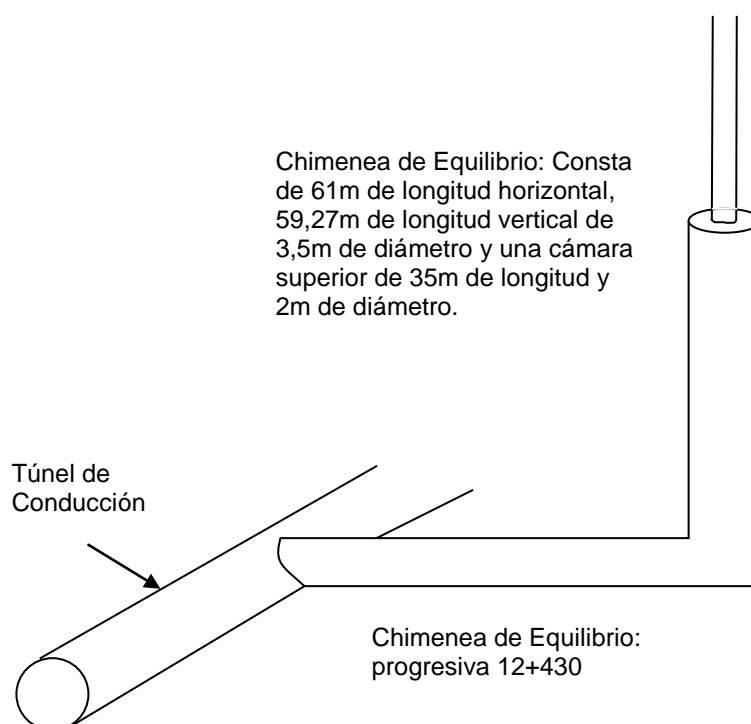
Rampa y Trampa del Túnel Principal.- Consta de una cámara de concreto armado de 33,41 metros de largo y 11,0 metros de profundidad, con un túnel de limpia que evacúa las aguas al río Paucartambo; la cámara cuenta con compuerta de fondo, la que está provista de dos válvulas (BUTTERFLY y GATE VALVE) con diámetro de 36" cada uno que descargan al canal de evacuación localizado en el túnel de escurrimiento rápido, el mismo que se ubica en la progresiva 12+400 del túnel principal.

Chimenea de Equilibrio.- Primeramente está compuesto por la cámara de equilibrio, el cual tiene la forma de “L” con 61,0 metros de longitud horizontal y 59,27 metros de longitud vertical, totalmente revestida, su sección es de 3,5 metros de diámetro equivalente.

Seguidamente se encuentra la chimenea de equilibrio, localizada en la parte superior de la cámara de equilibrio, con una longitud de 35,0 metros totalmente revestida de concreto armado y diámetro equivalente de 2,0 metros

En la siguiente figura muestra la Chimenea de Equilibrio.

Figura N° 2.2 – Chimenea de Equilibrio



2.2.4 Cámara de Válvulas

En la cámara de válvulas se encuentran instaladas dos válvulas de seguridad tipo mariposa de las siguientes características:

Cuadro N° 2.2 – Cámara de Válvulas

Característica	Válvula No. 1	Válvula No. 2
Fabricante	Morgan Smith	Escher Wyss
Diámetro	72"	1,5 metros
Sistema de apertura	Hidráulico	Hidráulico
Sistema de cierre	Contra peso	Contra peso
Presión el sistema hidráulico	145 PSI	145 PSI

2.2.5 Tuberías Forzadas

La central cuenta con dos tuberías para la conducción de agua hacia los grupos generadores, cuyas descripciones son:

Cuadro N° 2.3 – Tuberías Forzadas

Característica	Tubería No. 1	Tubería No. 2
Fabricante	Bethlehem Stell Company	Escher Wyss
Año de puesta en servicio	1 957	1967
Material	Acero al carbono	Acero al carbono
Elevación de la tubería: - Cámara de válvulas	1 792,76 msnm	1 792,76 msnm
Altura	471 m	471 m
Pendiente promedio	43,4	43,4
Longitud total	1 288,24 m	1 305,71 m
Diámetro exterior máximo	2 047 mm	1 626 mm
Diámetro exterior mínimo	1 895 mm	1 422 mm
Espesor máximo	44 mm	18 mm
Espesor mínimo	11 mm	11 mm

Foto panorámica de las Tuberías Forzadas



En el anexo No. 13, se muestra el plano de perfil de las tuberías.

2.2.6 Válvulas de Operación y Mantenimiento

Las válvulas de O&M son de dos características, las cuales son:

Cuadro N° 2.4 – Válvulas de O&M

	Grupo Nos. 1, 2 y 3	Grupo Nos. 4 y 5
Marca	Morgan Smith	Escher Wyss
Tipo	Roto válvula	Esférica
Presión (Sist. Hidráulico)	150 PSI	150 PSI
Altura (m.c.a.)	800	800
Caudal (m ³ /s)	2,95	5,50
Diámetro interior (mm)	800	800

2.2.7 Turbinas

En la central están instaladas turbinas Pelton de eje horizontal; para la regulación del caudal, la turbina tiene instalado dos inyectores, La regulación de la potencia es realizada mediante la apertura o cierre de los inyectores movidas por dos servomotores accionadas con presión de aceite controlada a través del regulador de velocidad.

El eje de la turbina es mantenido en su lugar por dos (02) chumaceras de apoyo principales; de los cuales, para los tres primeros grupos son lubricados a presión de aceite suministrado por un sistema de bombeo, para los otros dos grupos son autolubricados por un anillo en su interior.

Cuadro N° 2.5 - Turbinas

	Grupo Nos. 1, 2 y 3	Grupo No 4 y 5
Marca	Morgan Smith	Escher Wyss
N° de serie	9527 9525 9526	11446 11447
Tipo	Pelton	Pelton
Potencia (HP)	28 000	24 100
Altura (m)	469,44	481,6
Velocidad (RPM)	450	450
Caudal (m ³ /s)	5,90	5,32
Año puesta en servicio	1957	1968

2.2.8 Reguladores de Velocidad

La regulación de la potencia se hace actuando sobre el inyector, el cual es accionado por medio de un servomotor, simultáneamente accionado por presión de aceite que es dirigida y controlada por el regulador de velocidad. Por otra parte, el grupo generador trabaja con distinto número de revoluciones, según funcione en vacío o a plena carga. Si estos valores son respectivamente, n_a y n_b , se llama grado de irregularidad del sistema regulador a la siguiente relación:

$$\delta_R = \frac{2 * (n_b - n_a)}{n_a + n_b}$$

siendo preciso, para el buen funcionamiento, que $\delta \geq \delta_R$

$$\delta = \frac{2 * (n_2 - n_1)}{n_1 + n_2}$$

Donde:

δ : Grado de irregularidad

n_1 : Número de revoluciones que corresponde a la posición más

baja respecto al número de revoluciones medio.

n_2 : Número de revoluciones que corresponde a la posición más alta del manguito.

La característica fundamental de la regulación esta basada en la ESTATICIDAD, que representa la ley de la dependencia entre la velocidad del grupo y la potencia, y ésta a su vez es función del grado de apertura de los inyectores de la turbina.

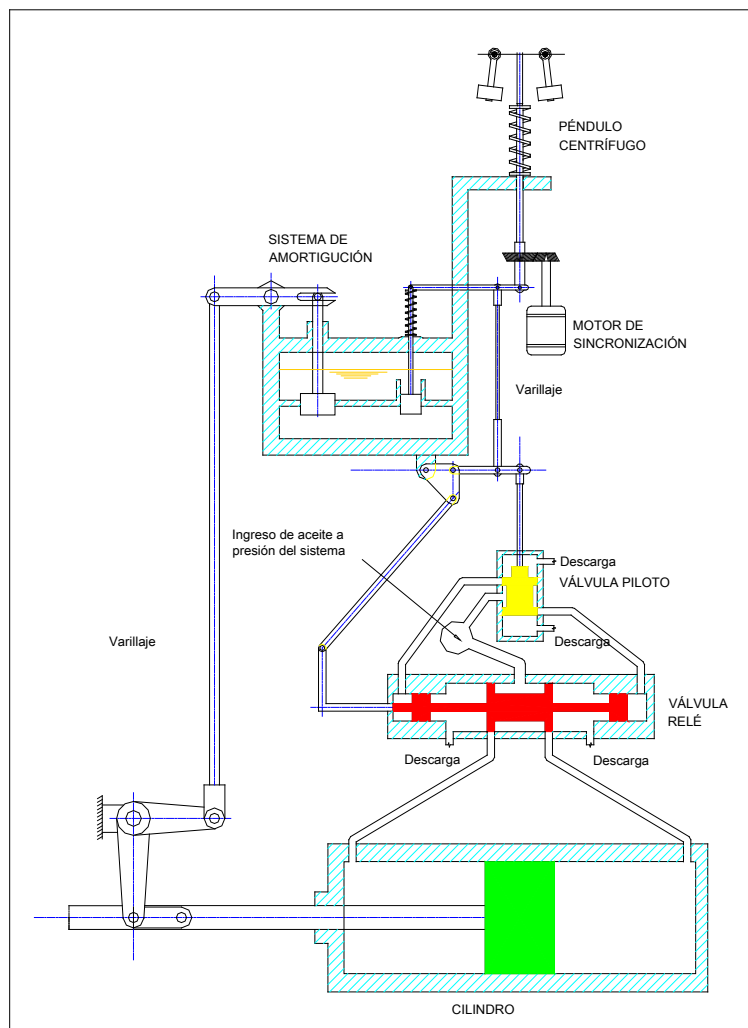
Se dice que la regulación es ESTATICA, si la velocidad disminuye cuando crece la potencia; y es ISODROMICA (o astática) si la velocidad permanece constante para cualquier potencia. El grado de irregularidad del sistema regulador, es el GRADO DE ESTATISMO, y viene representado por la ecuación siguiente.

$$s = \frac{2*(n_b - n_a)}{n_a + n_b}$$

Cuadro N° 2.6 – Reguladores de Velocidad

Características	Grupos Nos. 1,2 y 3	Grupos Nos. 4 y 5
Marca	Woodward Governor Co.	Escher Wyss
Tipo	LR	Z 300
Capacidad	6 700 pies-lbs.	2 570 pies-lbs.
Sensibilidad	0,5 a 1,00 %	0,25 a 1,00 %
Tiempo oper. deflector	1,5 Seg.	1,5 Seg.
Tiempo oper. inyector	10 Seg.	10 Seg.
Presión de aceite	200 psi.	450 psi.
Voltaje	125 Voltios DC	125 Voltios DC.
Funcionamiento	Péndulo centrífugo con accionamiento hidráulico por aceite a presión.	Péndulo centrífugo con accionamiento hidráulico por aceite a presión.

Figura N° 2.3 – Regulador de Velocidad



2.2.9 Generadores

Los generadores son aquellas máquinas que convierten energía mecánica de rotación en energía eléctrica, la energía mecánica proviene de la turbina instalada al extremo del grupo. El funcionamiento de un generador se basa en la aplicación del fenómeno de inducción electromagnética. La estructura básica de los generadores es:

Estator.- Consta de un núcleo armado de chapas de acero electrotécnico, en cuyas ranuras está alojado un devanado de corriente alterna, y de una

carcasa de hierro estructural. En las ranuras estampadas en la superficie interior del núcleo se coloca el devanado del estator.

Rotor.- Consta de polos salientes con un número de ocho (08) pares, el rotor de polos salientes es una pieza maciza forjada de acero, en el rotor se fijan los polos sobre los cuales están puestas las bobinas de excitación que se unen entre sí en serie. Los extremos del devanado inductor se unen a los anillos fijos en el eje del rotor. Sobre los anillos están puestas las escobillas a las que se conectan la fuente excitatriz.

Cuadro N° 2.7 - Generadores

	Grupo Nos. 1,2 y 3	Grupo Nos. 4 y 5
Marca	Westinghouse	Mitsubishi
Potencia	24 MVA	24 MVA
Velocidad	450 RPM	450 RPM
Corriente Exc.	366 DC	313 DC
Cos Ø	0,9	0,9
Voltaje Nom.	13,8 kV	13,8 kV
Corriente Arm.	1 005 A	1 004 A
Número de polos	16	16

2.2.10 Excitatriz Principal, Auxiliar

La excitación a los generadores se realiza por medio de corriente continua que recorre el circuito de las bobinas inductoras del rotor. El sistema de excitación comprende las máquinas y aparatos cuyo objeto es suministrar la energía necesaria para excitar al generador.

Además del sistema indicado, también tenemos el sistema de excitación auxiliar compuesto por un motor primo (motor de inducción) y por un generador D.C. en derivación, el cual energiza las barras de excitación de los

tres primeros grupos y desde allí puede excitar el campo de cualquiera de los grupos.

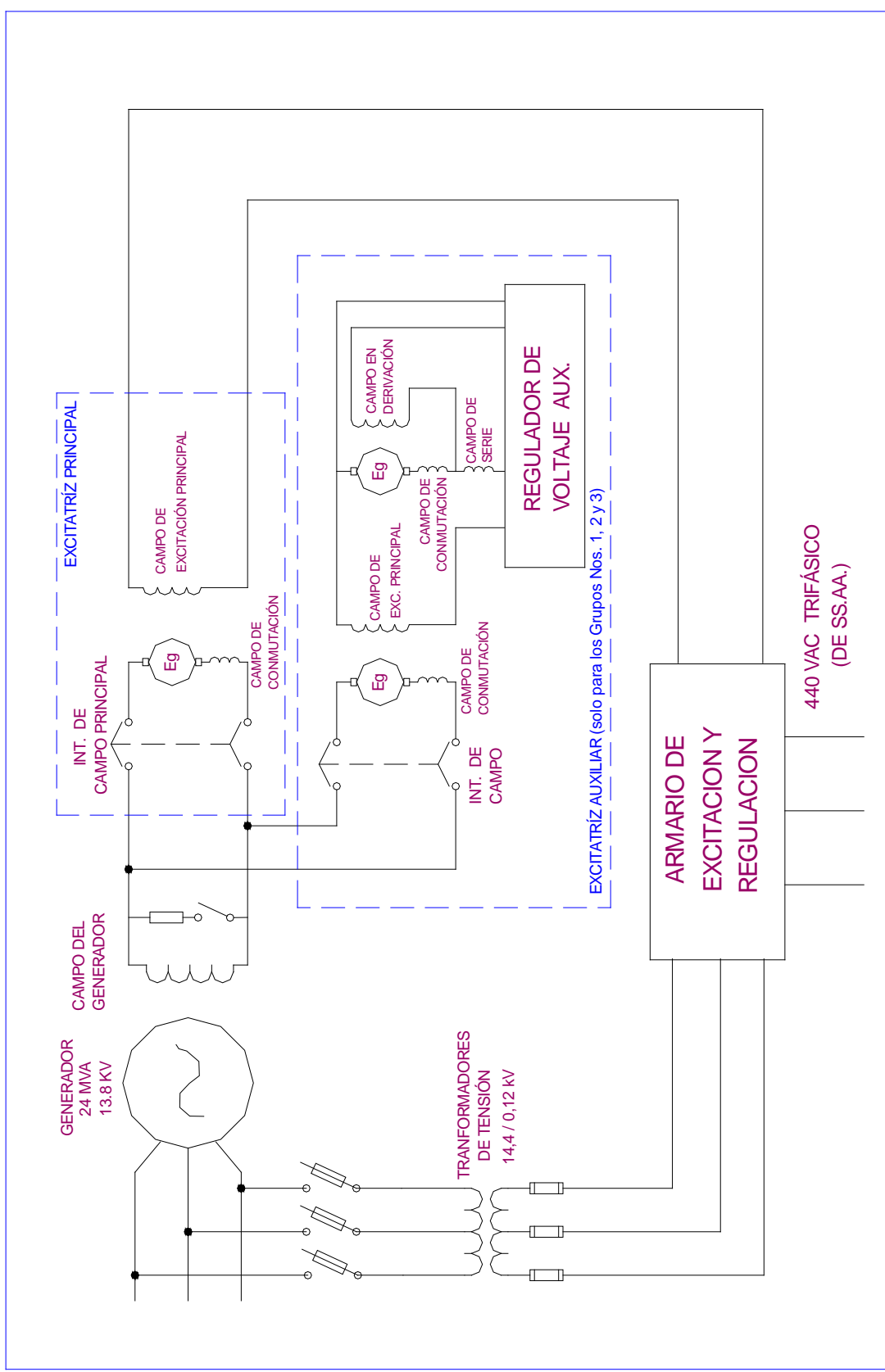
Cuadro N° 2.8 – Excitatriz Principal

	Grupo Nos. 1, 2 y 3	Grupo Nos. 4 y 5
Marca	Westinghouse	Mitsubishi
Potencia	105 kW	95 kW
Velocidad	450 RPM	450 RPM
Tensión	250 VC	250 VC
Corriente de salida	420 CC	380 CC
Aislamiento	B	B
Excitación	Independiente	Independiente
Temperatura	40 °C	60 °C

Cuadro N° 2.9 – Excitatriz Auxiliar

Características	Motor	Generador DC	Generador DC (PILOTO)
Marca	Westinghouse	Westinghouse	Westinghouse
Potencia	160 HP	105 kW	5 kW
Voltaje	440 VAC	250 VDC	250 VDC
Velocidad	1180	1150	1150
Corriente	185 A	420 A	20 A
Temperatura	40 °C	40 °C	40 °C
Excitación	-	Shunt	Compound

Figura Nº 2.4 – Sistema de Excitación



2.2.11 Regulador de Tensión

Actualmente la C.H. Yaupi tiene instalado dos sistemas para la regulación de tensión de los grupos generadores, siendo:

Regulador de Tensión de Estado Sólido.-

Marca : CGEE Alsthom
 Modelo : REC-70
 Año : 1985

Regulador de Tensión Electromecánico.- Es la que se muestra en el cuadro siguiente.

Cuadro N° 2.10 – Regulador de Tensión Electromecánico

Características	Grupos N° 1,2 y 3	Grupos N° 4 y 5
Fabricante	Westinghouse	Mitsubishi
Modelo	BJ-30	BJ-BF
Excitación	125 a 250 v DC	125 a 250 v DC
Excitatriz	105 kW	95 kW
Frecuencia	25-60 c/s	25-60 c/s
Tensión	115 VDC	110 VDC
Sensibilidad	$\pm 0,5$ a ± 1	$\pm 0,5$ a ± 1
Reóstato	Motor	Motor

2.2.12 Transformadores

Los transformadores son aparatos eléctricos basados en el fenómeno de inducción mutua y destinado para transformar tensión y corriente, pero conservando la misma frecuencia. El devanado del transformador que se conecta a la fuente de tensión se denomina DEVANADO PRIMARIO, y el devanado al cual se conecta a líneas de transmisión se denomina

DEVANADO SECUNDARIO.

Cuadro N° 2.11 - Transformadores Principales

Características	Banco No. 1		Banco No. 2	
Marca	Westinghouse		Mitsubishi	
Potencia Nominal	3x25 000 kVA		3x16 667 kVA	
Rel. de Voltaje	132 000 / 13 200		132 000 / 13 200	
Taps (135 000 / $\sqrt{3}$	320,0 amp.	135 300 / $\sqrt{3}$	213,0 amp.
	132 000 / $\sqrt{3}$	328,0 amp.	132 000 / $\sqrt{3}$	219,0 amp.
	128 700 / $\sqrt{3}$	336,5 amp.	128 700 / $\sqrt{3}$	224,5 amp.
	125 400 / $\sqrt{3}$	345,3 amp.	125 400 / $\sqrt{3}$	230,3 amp.
	13 200	1 894 amp.	13 200	
*Impedancia	11 %		11 %	
Elev. De Temp.	55 °C Continuo		55 °C Continuo	
Refrigeración	FOA		FOA	

En el primer banco de transformadores se tiene uno de reserva

Cuadro N° 2.12 - Transformadores de Servicios Auxiliares

	Transformador No. 1	Transformador No. 2
Marca	General Electric	General Electric
Tipo	HT	HT
Forma	D	D
Potencia Nominal	500 kVA	500 kVA
Relación (voltaje)	13 800 / 480 – 240	13 800 / 480 - 240
Corriente (A)		
Impedancia	5.3 %	5.3 %
N° de serie	3972986	3972987

2.2.13 Interruptores

Tiene por misión cortar o restablecer un circuito, operaciones que se llevan a cabo a voluntad como también automática; en el patio de llaves de nuestra central encontramos dos tipos de interruptores: interruptor en gran volumen de aceite y en SF6.

Interrupor en gran volumen de aceite.- Consiste en un tanque de acero parcialmente lleno de aceite, a través de cuya tapa se hacen pasar bujes de porcelana. Unos contactos situados en la parte inferior de los bujes se conectan por medio de una cruceta conductora soportada por una barra de levante, la cual cae por gravedad en seguida de la apertura de los contactos que se efectúa por acción de resorte y abre así cuando existe un cortocircuito ó en mantenimiento. Se emplea un mecanismo neumático para incrementar la velocidad de apertura. Este tipo de interruptor esta instalado para la protección de los cinco grupos de generación y uno de enlace de barras; las características técnicas son:

Cuadro N° 2.13 – Interruptores OCB

	Interruptor Grupo Nos. 1, 2 y 3	Interruptor Grupo Nos. 4 y 5	Interruptor de Enlace
Marca	Westinghouse	Westinghouse	Westinghouse
Tipo	GO-4-A	GO-4-A	GO-5
Corriente Nominal	1 200 A	1 200 A	4 000 A
Tensión Nominal	14 400 V	14 400 V	14 400 V
Potencia C.C.	1 000 MVA	1 000 MVA	1 500 MVA
Tensión de Impulso	110 kV	110 kV	110 kV
Frecuencia	60 Hz	60 Hz	60 Hz
Peso de tanque con aceite	5 700 libras	6 400 libras	17 125 libras
Volumen de aceite por tanque	85 galones	73 galones	130 galones

Interruptores en SF6.- Los interruptores instalados en el patio de llaves de la central del tipo SF6, están compuestos de tres polos, el cual cada uno comprende de una cámara de corte bajo la envolvente de cerámica, dispuesta verticalmente, equipada en cada extremo de una toma de corriente.

También esta compuesta por una columna de soporte aislante hueca de cerámica, dentro del cual pasa una biela de maniobra aislante solidaria al contacto móvil de la cámara de corte. El mecanismo de mando del interruptor hace que los tres polos operen conjuntamente ya sea para apertura o cierre, constan de manómetro par el control de la presión del gas. Están instalados para la protección de la línea en 138 kV y los bancos de transformadores.

Cuadro N° 2.14 – Interruptores en SF6

	Interruptor No. 0001	Interruptor No. 0002
Marca	GEC Alsthom	GEC Alsthom
Tipo	A 18 788-00 102	A 18 788-00 101
Tensión Nominal	242 kV	242 kV
BIL	950 kV	950 kV
Corriente Nominal	2 000 A	2 000 A
Presión Gas a 20 °C Pres. Nominal	7,5 bar	7,5 bar
Corriente de Corte en corto circuito/3s.	20 kA	20 kA
Peso de gas SF6	23,5 Kg	23,5 Kg
Peso del interruptor	3 093 Kg	3 093 Kg

2.2.14 Sistema de Aceite para los Reguladores de Velocidad

Para ambas etapas, el sistema consta de bombas para mantener la presión del sistema en 200 PSI, solo para los grupos de la primera etapa constan de un tanque oleoneumático cada uno; la presión de aceite llega hasta la válvula piloto de los reguladores de velocidad, dicha válvula es operada por un resorte centrífugo que a su vez es accionado por un motor cuya frecuencia y tensión proviene de un imán permanente instalado en el eje del grupo generador.

Los principales equipos del sistema de aceite para cada grupo son:

- Tanque sumidero;
- Bombas de aceite;
- Tanque oleneumático (solo para los Grupos Nos. 1, 2 y 3)
- Sistema de tuberías; y
- Servomotores.

2.2.15 Sistema de Refrigeración.

Este sistema es utilizado para refrigerar los equipos de generación y transformación de energía eléctrica principalmente. El sistema es captado de las aguas turbinadas de los cinco grupos de generación; se tiene instalado dos sistemas, siendo:

Sistema de refrigeración principal

Se encuentran instaladas tres bombas centrífugas horizontales en paralelo, de las cuales dos siempre están operando y cada mes es intercambiado; sus aguas son captadas de las aguas turbinadas de los Grupos Nos. 4 y 5, llagando primero al reservorio principal; las características del equipamiento son:

Cuadro N° 2.15 – Sistema de Refrigeración Principal

Bomba		Motor	
Marca	Klein Schanzlin & Becker AG (KSB)	Marca	ABB
Tipo	ETA 200-40K	Tipo	QU 280 SA6
Caudal	583 m ³ / hr.	Potencia	52 kW
Altura	25 m	Voltaje	440 V
Velocidad	1 160 rpm	Corriente	86 A
Diámetro de entrada	250 mm	Velocidad	1 170 rpm
Diámetro de salida	200 mm		

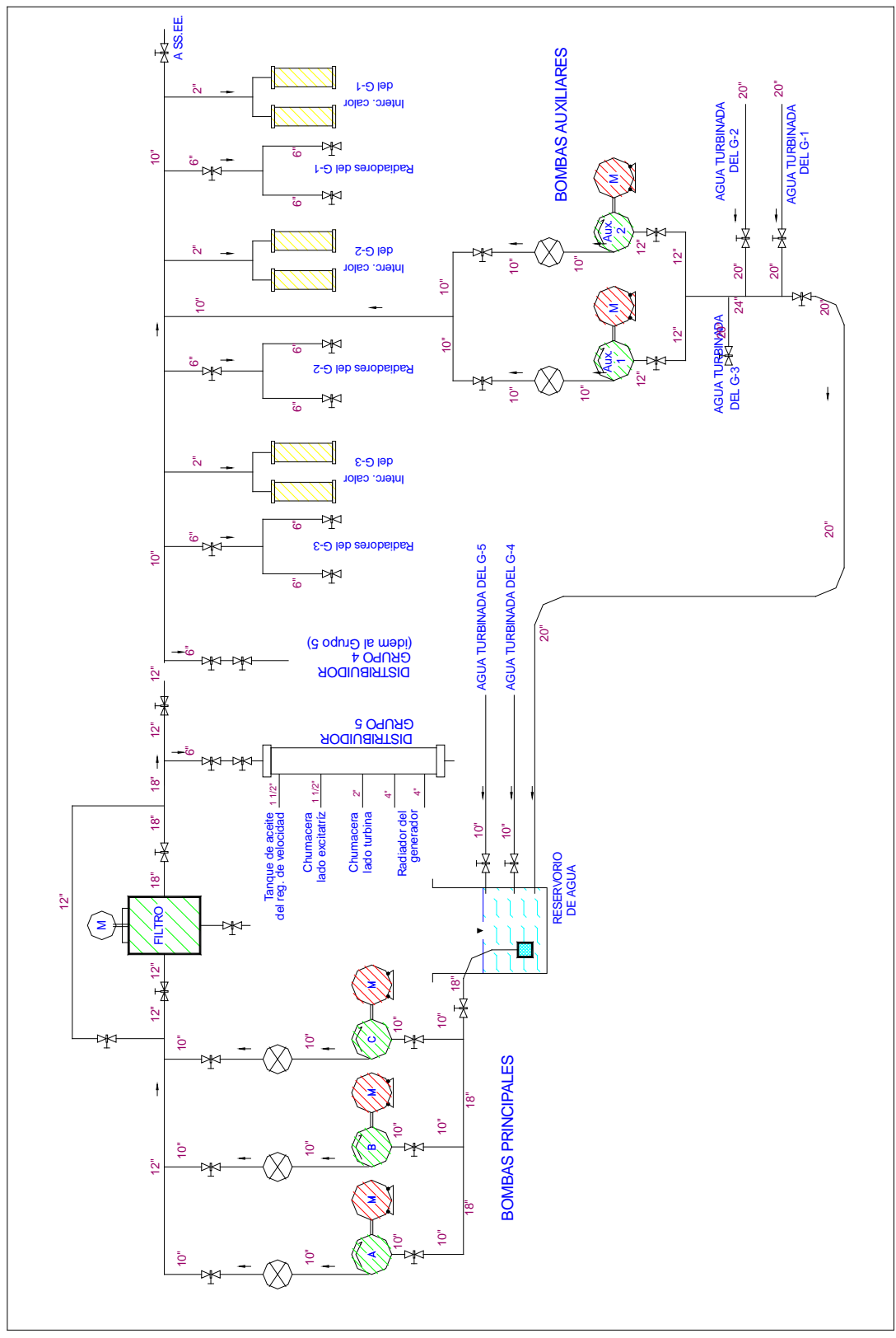
Sistema de refrigeración auxiliar

Consta de dos bombas centrifugas horizontales, estuvieron en operación cuando solo estaban en servicio los tres primeros grupos (1957 – 1968), actualmente se encuentran operativas y entran en operación cuando el reservorio de agua del sistema principal está fuera de servicio por limpieza o mantenimiento, el equipamiento consta en:

Cuadro N° 2.16 – Sistema de Refrigeración Auxiliar

Bomba		Motor	
Marca	Byron Jackson	Marca	General Electric
Tipo	LU	Model	5K1444SE2A
No. Serie	274095	No. Serie	VK8139586 NN8278972
Caudal	3000 gl / h	Potencia	60 HP
Altura	60 pies	Voltaje	440 Voltios
Velocidad	1750 RPM	Corriente	73 Amperios
Diámetro de entrada	12"	Velocidad	1770 RPM
Diámetro de salida	10"	Frame	444S

Figura N° 2.5 – Sistema de Refrigeración



2.2.16 Sistema de Protección Eléctrica

El sistema de protección de la Central Hidroeléctrica de Yaupi está detallada en el Anexo No. 12, en donde se tiene los siguientes tipos de protección.

Grupos generadores

Para la protección eléctrica de los grupos generadores se tienen instalados los relés con las siguientes funciones:

- 51V : Sobrecorriente temporizado con restricción de tensión
- 87G : Diferencial de generador
- 64N : Sobrecorriente direccional a tierra
- 50 : Sobrecorriente instantáneo

Transformadores principales y barras en 13,8 kV

Para la protección eléctrica de los transformadores principales se tienen instalados los relés con las siguientes funciones:

- 87T : Diferencial de transformador
- 87B : Diferencial de barra

Línea de salida en 12 kV

- 51 : Sobrecorriente temporizado
- 51N : Sobrecorriente temporizado a tierra
- 64T : Sobrecorriente direccional a tierra
- 50 : Sobrecorriente instantáneo

Línea de salida en 138 kV

- 21 : Distancia de fases
- 21N : Distancia de neutro

CAPÍTULO III

DESCRIPCIÓN DE LAS OBRAS

3.1 Introducción

Se propondrá los cambios de componentes y equipos, así como también la rehabilitación del túnel y mantenimiento del interior de las tuberías; al finalizar los trabajos, se tendrá resultados positivos en: disminución del mantenimiento preventivo, disminución de horas de parada por fallos de equipos, incremento de potencia y energía, asimismo los grupos generadores tendrán nuevos límites de operación.

3.2 Objetivo

El presente trabajo tiene como objetivo realizar la identificación de los problemas que arrastra la C.H. Yaupi tales como las pérdidas de carga por conducción, bajo rendimiento operativo de los rodets, paradas de equipos para inspecciones y mantenimiento por a la longevidad de sus componentes.

3.3 Trabajos recomendados

Para rehabilitación en general de C.H. Yaupi, se tiene dos puntos importantes de estudio, análisis y mejora, siendo:

Rehabilitación y mantenimiento.- Se propone las siguientes actividades:

- Revestimiento de los 4 656 metros faltantes del Túnel de Aducción (longitud que se encuentra a roca viva).
- Mantenimiento de las paredes internas de las Tuberías Nos. 1 y 2.

Con estas actividades se obtendrá incremento de la altura neta y como consecuencia de ello, el incremento en la producción de energía eléctrica en la central hidroeléctrica.

Cambio de componentes.- Para incrementar la disponibilidad operativa y los beneficios económicos, se propone realizar reemplazo a los componentes principales de los grupos generadores en función al historial de mantenimiento.

El proyecto define que para obtener resultados técnicos y económicos favorables; en este punto deberá hacerse las siguientes inversiones:

- Cambio de rodetes a los 5 grupos generadores;
- Cambio de bobinas para los 3 primeros grupos generadores;
- Para mejorar el tiempo de respuesta ante la variación de los parámetros de los grupos generadores con respecto a la operación del sistema eléctrico, se propone cambio de:
 - Reguladores de tensión y velocidad.
 - Interruptores principales de cada grupo.

Los cambios para este último punto no tendrá un retorno económico gravitante, su reemplazo está sujeto principalmente a las características de operación actual y mejorar el equipamiento involucrado debido a su longevidad y disponibilidad de los repuestos. Al final del proyecto, se tendrá como beneficios lo siguiente:

- Mejorar la disponibilidad de los grupos generadores.
- Mejorar la producción de energía.
- Disminuir los costos de mantenimiento.

CAPÍTULO IV

MARCO TEÓRICO

4.1 Introducción

En el presente capítulo se hace referencia a dos temas principales, tales como las pérdidas hidráulicas y la gestión de mantenimiento, cuya evaluación y estudio en forma conjunta o separada en estos temas a las instalaciones y equipos, serán determinantes para la ejecución del proyecto.

Para poder determinar que los cambios de componentes que no tengan un retorno económico a mediano plazo, es decir cambios de componentes o equipos eminentemente técnico, el criterio a utilizar será de comparar las características técnicas de los equipos instalados actualmente con los que se encuentran en el mercado y de acuerdo a las necesidades.

4.2 Rendimientos y Pérdidas

4.2.1 Rendimiento de Turbinas

Se menciona al siguiente rendimiento:

Rendimiento Total.- De esta forma el rendimiento total (η), o rendimiento energético total (razón entre la energía efectiva recibida en el eje y la energía absorbida por la turbina) queda representada por:

$$\eta = \eta_h \cdot \eta_{vol} \cdot \eta_{mec} \quad (3)$$

Para nuestro caso solo, la eficiencia del rodete se considerará el producto de las pérdidas volumétricas (η_v) y las pérdidas mecánicas (η_m), el dato de la altura neta está siendo considerado en el estudio de perdidas en la tubería.

En el Anexo No. 6 muestra las curvas de los rodetes instalados y los propuestos

Ganancia de potencia y energía.- La ganancia de potencia se tomará como referencia a la potencia media desde 1997 al 2006; (se toma como referencia desde que la central forma parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional).

Dado que las dimensiones de los rodetes ya están definidas, el estudio solo se analizará a la comparación de curvas de eficiencia.

Además el proyecto contempla la reparación del túnel y mantenimiento interior de las tuberías; habrá dos escenarios uno antes del proyecto y dos después del proyecto.

P_{m1} y P_{m2} : Potencia media (MW) antes y después del proyecto

Q : Caudal (m^3/s)

H_{n1} y H_{n2} : Altura neta (m) antes y después del proyecto

η_{r1} : Eficiencia del rodete instalado actualmente

η_{r2} : Eficiencia de rodete nuevo

η_g : Eficiencia del generador

Como se tiene los datos de potencia media, altura neta, y eficiencias de los rodets y generador, la ganancia obedece a que el caudal será el mismo para ambos escenarios.

$$P_{m1} = 9,81 \cdot Q \cdot H_{n1} \cdot \eta_{r1} \cdot \eta_g \quad (4)$$

$$Q = \frac{P_{m1}}{9,81 \cdot H_{n1} \cdot \eta_{r1} \cdot \eta_g} \quad (5)$$

$$P_{m2} = 9,81 \cdot Q \cdot H_{n2} \cdot \eta_{r2} \cdot \eta_g \quad (6)$$

Ecuación (6) – (4)

$$P_{m2} - P_{m1} = 9,81 \cdot Q \cdot \eta_g (H_{n2} \cdot \eta_{r2} - H_{n1} \cdot \eta_{r1}) \quad (7)$$

Reemplazando (5) en (7)

$$\Delta P = P_{m1} \left(\frac{H_{n2}}{H_{n1}} \cdot \frac{\eta_{r2}}{\eta_{r1}} - 1 \right) \quad (8)$$

Donde:

ΔP : Ganancia de potencia

La ganancia de energía se calculará de acuerdo a la siguiente formula:

$$\Delta E_{cr} = 8760 \cdot \Delta P \cdot f_p \quad (9)$$

Donde:

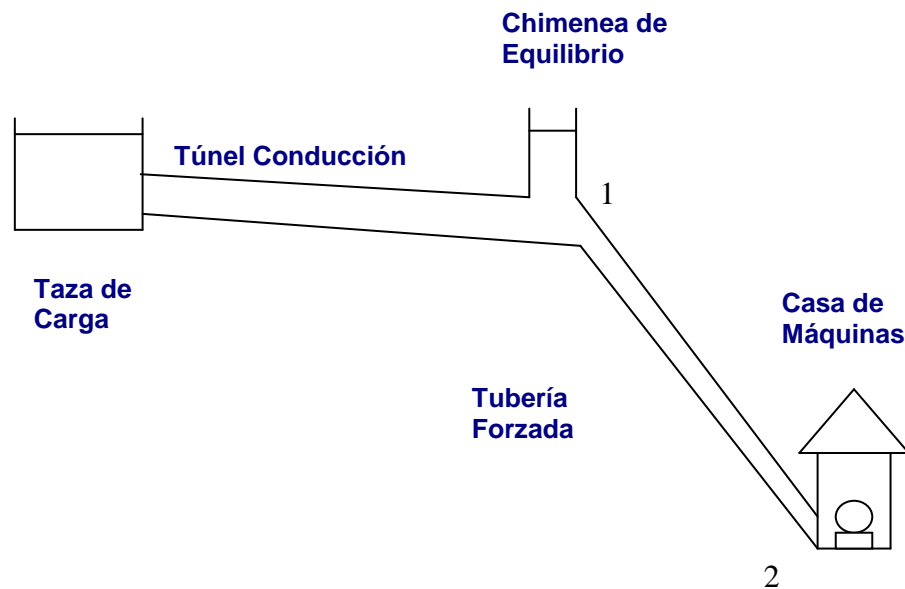
ΔE_{cr} : Ganancia de energía por cambio de rodete

f_p : Factor de planta

4.2.2 Pérdidas en Túneles

Las pérdidas en túnel (entre la taza de carga y la chimenea de equilibrio de la figura adjunta) originadas por la circulación del agua se clasifican en tres clases, siendo:

Figura N° 4.1 – Diagrama general



- Altura dinámica necesaria para engendrar la velocidad V en el túnel de conducción, que tiene por valor Q/f siendo Q el caudal absorbido por la turbina y f la sección; esta pérdida equivale a una altura de agua de $V^2/2g$ en metros.
- Pérdida en la entrada del túnel; supuesta la sección de entrada en forma abocinada pero con curvas suaves, su valor en metros de agua es $0,05V^2/2g$

- Pérdida por rozamiento del agua en el túnel, que es de sección circular. El valor de esta pérdida en metros puede obtenerse por la siguiente formula:

$$\frac{4L}{c^2 D} V^2$$

Donde:

V	:	Velocidad del agua en el túnel (m/s)
L	:	Longitud del túnel (m)
D	:	Diámetro promedio del túnel (m)
c	:	Coefficiente de Bazin

Sumando las tres clases de pérdidas, obtenemos la siguiente formula:

$$h = \left(\frac{1,05}{2g} + \frac{4L}{c^2 D} \right) V^2 = kV^2 \quad (10)$$

4.2.3 **Pérdidas en Tuberías**

Las pérdidas de carga en las tuberías son de dos clases: primarias y secundarias.

Pérdidas Primarias.- Son las pérdidas de superficie en el contacto del fluido con la tubería (capa límite), rozamiento de unas capas de fluido con otras (régimen laminar) o de las partículas de fluido entre sí (régimen turbulento). Tiene lugar en flujo uniforme, por tanto principalmente en los tramos de tubería de sección constante.

Supongamos una tubería de diámetro constante D por la que circula un fluido cualquiera, cuya velocidad media es “ v ”. La energía en el punto 1 será igual a la energía en el punto 2 menos la energía perdida (pérdida de carga) entre los puntos 1 y 2, es decir, se cumple la ecuación de Bernoulli con pérdidas, que expresada en alturas equivalentes será:

$$\frac{p_1}{\rho \cdot g} + z_1 + \frac{v_1^2}{2g} - h_t = \frac{p_2}{\rho \cdot g} + z_2 + \frac{v_2^2}{2g} \quad (11)$$

Donde:

p_1 y p_2	:	Presión manométrica en los puntos 1 y 2 (kg/m^2)
v_1 y v_2	:	Velocidad media en los puntos 1 y 2 (m/s)
z_1 y z_2	:	Altura geodésica en los puntos 1 y 2 (m)
ρ	:	Densidad del agua (kg/m^3)
g	:	Constante gravitacional ($9,81 \text{ m/s}^2$)
h_t	:	Pérdidas de carga (m)

Despejando h_t de la ecuación (11)

$$h_t = H_b - \frac{p_2}{\rho \cdot g} - \frac{v_2^2}{2 \cdot g} \quad (12)$$

Las pérdidas primarias son cuantificadas de acuerdo a la siguiente ecuación

$$h_p = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2 \cdot g} \quad (13)$$

Donde:

h_p	:	Pérdidas de carga primarias (m)
-------	---	---------------------------------

L	:	Longitud de la tubería (m)
D	:	Diámetro promedio de la tubería (m)
v	:	Velocidad promedio del fluido (m/s)
λ	:	Coefficiente de pérdida

De acuerdo a la magnitud del caudal y a la clasificación de la pared del túnel (paredes rugosas), para determinar el coeficiente de pérdida λ se utiliza la siguiente ecuación:

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log_{10} \left(\frac{k/D}{3,7} + \frac{2,51}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} \right) \quad (14)$$

Conocida como la ecuación de Colebrook, asimismo

$$\text{Re} = \frac{v \cdot D}{u} \quad (15)$$

Donde:

Re	:	Número de Reynolds
u	:	Viscosidad cinética del fluido (m ² /s)
v	:	Velocidad promedio del fluido (m/s)
k	:	Coefficiente de rugosidad absoluta (mm)

Perdidas Secundarias.- Son pérdidas de forma, que tiene lugar en las transiciones (estrechamientos o expansiones de la corriente), codos, válvulas y en toda clase de accesorios y derivaciones. Cuando la conducción es larga (oleoductos, gaseoductos, túneles, etc.) las pérdidas secundarias tiene poca importancia, pudiendo a veces desprejarse; o bien se tiene en cuenta al final,

sumando un 5 al 10 por 100 de las pérdidas principales halladas. Para nuestro caso las pérdidas secundarias se considerará el 6% de las pérdidas totales.

4.3 Mantenimiento

4.3.1 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.

4.3.2 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.

4.3.3 Mantenimiento Predictivo

Este mantenimiento preventivo se lleva a cabo con base en las condiciones conocidas del equipo. La condición del equipo se determina vigilando los parámetros clave del equipo cuyos valores se ven afectados de éste.

Las tecnologías de diagnóstico se han extendido en todos los sectores industriales durante las últimas décadas. Las técnicas de mantenimiento basado en condiciones que se aplican más comúnmente y se aplican en la C.H. Yaupi:

Análisis de vibraciones.- La vibración puede definirse como movimiento de una masa desde su punto de reposo a lo largo de todas las posiciones y de regreso al punto de reposo, en donde está lista para repetir el ciclo. El tiempo que requiere para éste es su periodo, y el número de repeticiones de este ciclo en un tiempo dado es su frecuencia.

La severidad de la vibración se determina por la amplitud, o el máximo movimiento de su velocidad pico y de su aceleración pico. El ángulo de fase a menudo se mide cuando se compara el movimiento de una pieza que está vibrando con respecto a una referencia fija. Las máquinas vibrarán a lo largo de un amplio espectro de frecuencias. El análisis de vibraciones en el monitoreo de condiciones se realiza comparando las características de las vibraciones de la operación actual con respecto a una línea de referencia, la cual se midió cuando se sabía que la máquina estaba operando normalmente. La selección de los parámetros específicos a medir depende principalmente de la frecuencia de vibración.

Según la norma ISO 10816-3 tiene las siguientes valores RMS recomendados para máquinas del tipo de la C.H. Yaupi (por la potencia y velocidad)

- 28 μm : Pre-aviso
- 56 μm : Aviso
- 90 μm : Alarma

Análisis de aceites lubricantes.- Cuando se analiza el aceite de una máquina, existen varias técnicas diferentes que pueden aplicarse para determinar la composición química del aceite y buscar materiales en él.

La ferrografía y la detección de virutas magnéticas examinan partículas de desgaste con base de hierro en los aceites lubricantes para determinar el tipo de grado del desgaste, y pueden ayudar a señalar el componente específico que se está desgastando.

El análisis espectrométrico del aceite mide la presencia y cantidad de contaminantes en el aceite mediante el espectrómetro de emisión atómica u absorción. Es útil para determinar la presencia no solo de hierro, sino también de otros elementos metálicos y no metálicos, que pueden estar relacionados con la composición de las diversas partes de la máquina, como rodamientos, cojinetes, anillos de pistones, etc. Es útil cuando las partículas de desgaste están siendo generadas inicialmente en las primeras etapas de la falla, ya que dichas partículas son pequeñas.

La cromatografía mide los cambios en las propiedades de los lubricantes, incluyendo la viscosidad, punto de inflamación, pH, contenido de agua y fracción insoluble, mediante la absorción y análisis selectivos.

Termografía.- Los usos más comunes de la termografía, que mide la temperatura superficial mediante la edición de radiación infrarroja, son los de determinar conexiones eléctricas deficientes y puntos peligrosos, desgaste del refractario en hornos y sobrecalentamientos críticos en componentes de calderas y turbinas. Una cámara de rayos infrarrojos muestra variaciones en la temperatura superficial, calibrada para proporcionar la temperatura absoluta

o los gradientes de temperatura mediante variaciones en blanco y negro o a color.

Líquidos penetrantes.- Se utilizan para detectar grietas y discontinuidades en superficies provocadas en la manufactura por desgaste, fatiga, procedimientos de mantenimiento y reparación general, corrosión o desgaste general por agentes atmosféricos. Se aplica el penetrante y se permite que penetre en las anomalías. La superficie se limpia y así el penetrante se revela mediante técnicas visuales o fluorescentes.

Ultrasonido.- Existen varias técnicas para las pruebas de ultrasonido, pero todas ellas se emplean para determinar fallas o anomalías en soldaduras, recubrimientos, tuberías, tubos, estructuras, etc. Las grietas, huecos, acumulaciones, erosión, corrosión e incrustaciones se descubren transmitiendo pulsos u ondas de ultrasonido a través del material y evaluando la marca resultante para determinar la ubicación y severidad de la discontinuidad.

Descargas parciales.- Son pequeñas chispas eléctricas, las cuales ocurren en cavidades llenas de aire dentro del aislamiento o en la superficie del mismo; son síntomas y algunas veces causa el deterioro del aislamiento de las bobinas.

La energía asociada con una descarga parcial es pequeña, sin embargo, el efecto acumulativo de millones de estos eventos degradan el aislamiento al grado que ya no pueda soportar el voltaje nominal de operación y ocurrirá la fallas. Por esta razón es importante detectar y cuantificar el nivel de actividad de las descargas parciales con el objeto de establecer el mantenimiento adecuado y tomar medidas correctivas antes de que se presente la falla.

La actividad localizada en las cavidades de aire resulta en una gradual erosión del material aislante; el material usado en bobinas modernas para el estator, consiste principalmente de mica, fibra de vidrio y resina epoxica, de estos materiales la mica es la más resistente a las descargas parciales; la resina es menos resistente, su función básica es actuar como aglomerante.

Principales descargas parciales en los bobinados:

- DP dentro del aislamiento;
- DP cercano a los conductores;
- DP Cercano al núcleo del generador; y
- Descargas fase – fase.

Principales causas para la ocurrencia de descargas parciales:

- Impregnación defectuosa (incompleta).
- Aislamiento sobrecalentado.
- Ciclaje de carga
- Bobinas flojas
- Falla de las capas semiconductor y de graduación (de alivio).
- Contaminación de los cabezales.
- Descargas debido al espacio inadecuado entre cabezales.

Qm.- Magnitud máxima de la descarga parcial a 10 pps en mV, estas descargas son clasificadas de acuerdo a su localización dentro del aislamiento.

- Q_{m+} : DP muy cercanas al núcleo del estator.
- Q_{m-} : DP muy cercanas al conductor de la bobina.
- NQN.- Número de cantidad normalizado, representa el área debajo de la curva de los esquemas de medidos por la magnitud de los pulsos, la

unidad es mV-pps; se clasifican en positivos y negativos y su localización es idéntica a los Qm.

Figura N° 4.2 - Monitoreo de Descargas Parciales

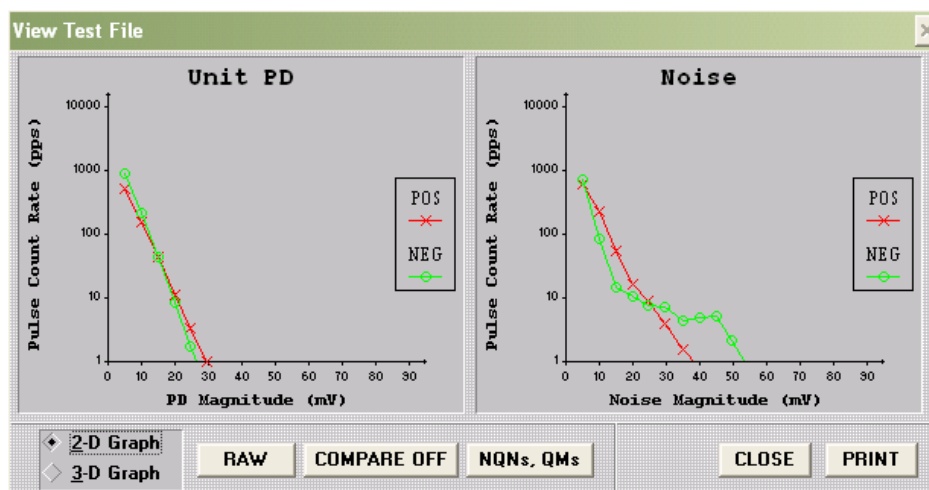


Tabla N° 4.1 – Clasificación de las Descargas Parciales (en mV)

Rated V	6-9kV	10-12kV	13-15kV	16-18kV	> 19kV
Avg	104	247	312	328	343
Max	1883	3171	5299	3548	3552
25%	4	38	34	62	95
50%	30	78	94	162	181
75%	56	163	195	357	418
90%	210	376	383	798	846

4.3.4 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. Entre los principales índices tenemos:

Tiempo Promedio Para Fallar (TPPF).- Este indicador mide el tiempo promedio que es capaz de operar el equipo a capacidad sin interrupciones dentro del periodo considerado; éste constituye un indicador indirecto de la confiabilidad del equipo o sistema.

Tiempo Promedio Para Reparar (TPPR).- Es la medida de la distribución del tiempo de reparación de un equipo o sistema. Este indicador mide la efectividad en restituir la unidad a condiciones óptimas de operación una vez que la unidad se encuentra fuera de servicio por fallo, dentro de un periodo determinado. El TPPR es un parámetro de mantenibilidad, es decir, a la ejecución del mantenimiento, la mantenibilidad, definida como la probabilidad de devolver el equipo a condiciones operativas en un cierto tiempo utilizando procedimientos prescritos, está en función del diseño del equipo (factores tales como accesibilidad de diagnóstico, facilidades de diagnóstico, etc.)

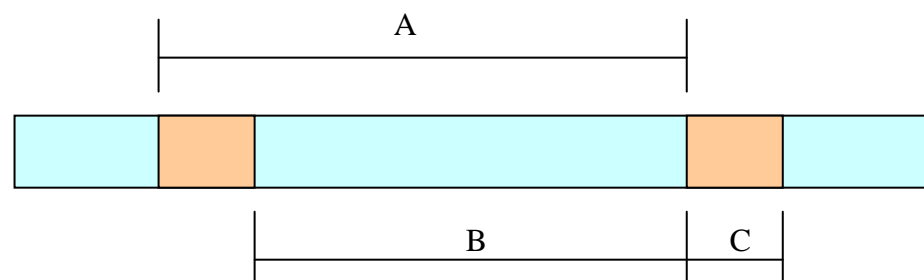
Disponibilidad.- La disponibilidad es una función que permite estimar en forma global el porcentaje de tiempo total que se puede esperar que un equipo esté disponible para cumplir la función para la cual está destinado. A través del estudio de los factores que influyen en la disponibilidad, el TPPF y el TPPR, es posible para gestionar el mantenimiento, evaluar distintas alternativas de acción para lograr los aumentos necesarios de disponibilidad.

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.

Tiempo Promedio Entre Fallos (TMEF).- Indica el intervalo de tiempo más probable entre un arranque y la aparición de un fallo; es decir, es el tiempo medio transcurrido hasta la llegada del evento "fallo". Mientras mayor sea su valor, mayor es la confiabilidad del componente o equipo. Uno de los parámetros más importantes utilizados en el estudio de la Confiabilidad constituye este indicador, es por esta razón que se debe ser tomado como indicador más representante de alguna manera el comportamiento de un equipo específico. Asimismo, para determinar el valor de este indicador se deberá utilizar la data primaria histórica almacenada en los sistemas de información.

En la figura siguiente muestra una definición consistente de fallos y reparación para una adecuada comparación de las estadísticas.



- A : Tiempo Promedio Entre Fallos - TMEF
- B : Tiempo Promedio Para Fallar - TPPF
- C : Tiempo Promedio Para Reparar - TPPR

4.4 Comparación por puntajes

Este punto es desarrollado para determinar la factibilidad técnica para el cambio de los reguladores de voltaje y velocidad, así como también a los componentes de las celdas del interruptor en 13,8 kV, cabe recordar que el retorno de la inversión para el reemplazo de estos componentes es a muy largo plazo, siendo gravitante el aspecto técnico.

Sistema de Excitación

- Uso del puente rectificador
- Equipo de reserva
- Arranque en negro (a través del banco de baterías)
- Detección de fallas

Regulador de Tensión

- Tiempo de respuesta
- Número de canales
- Precisión
- Banda de regulación automática
- Banda de regulación manual
- Repuestos
- Detección de fallas

Regulador de Velocidad

- Característica PID (proporcional, integral y derivativo)
- Repuestos
- Mantenimiento
- Nivel de conocimiento
- Detección de fallas
- Control a distancia para el arranque

- Control de parámetros
- Número de canales

Interruptor

- Tipo de aislamiento
- Tiempo de apertura
- Potencia de cortocircuito
- Repuestos

Pararrayos

- Característica de protección
- Característica de tensión – corriente
- Energía absorbida
- El volumen de las partes activas
- Semejanza con el pararrayo ideal

Transformadores de medida

- Precisión

CAPÍTULO V

ANTECEDENTES E IDENTIFICACIÓN DEL PROBLEMA

5.1 Introducción

En el presente capítulo mostraré las deficiencias de los problemas que acarrea la central como las pérdidas de carga en la conducción de agua a través del Túnel de Conducción y de las Tuberías Nos. 1 y 2, además se identificará las horas de parada de los grupos generadores por mantenimientos preventivos y correctivos a los componentes y equipos que lo conforman.

5.2 Pérdidas Hidráulicas

5.2.1 Pérdidas de Carga en la Conducción

Túnel de Conducción.- En la construcción de la central, al Túnel de Conducción le faltó revestir 4 656 metros, formado de esta manera una configuración de las paredes del túnel en forma mixta, es decir:

- Una longitud de 7 774 metros del túnel se encuentra revestido con concreto.
- El resto, es decir 4 656 metros las paredes del túnel son de roca viva

Este detalle hace que las pérdidas por conducción en el túnel sean alrededor del 50% de su altura bruta.

Tuberías Forzadas.- Antes de las obras de mantenimiento interior realizado entre enero y abril del 2007, las tuberías se encontraban en un estado de conservación crítica, teniendo las siguientes recomendaciones en una inspección realizada en mayo del 2003:

Tubería No. 1

- El estado de conservación del interior es crítico, porque el sistema de protección anticorrosivo (base azarcon/esmalte) ha concluido con su vida útil.
- La finalización del ciclo de vida útil del sistema de protección anticorrosivo, se traduce en la pérdida de las propiedades internas de la película de pintura, manifestándose con la formación de ampollas, corrosión del sustrato metálico y pérdida de adhesión en forma generalizada.
- El proceso de corrosión que se presenta en el interior ha generado la formación de "pits" de diferentes profundidades; intensificándose en la cámara de válvulas y en el tramo comprendido entre los tubos de la entrada de hombre No. 4; en el primer caso debido al bajo espesor del recubrimiento de protección anticorrosivo (baja impermeabilidad) y en el segundo caso debido al desgaste del material metálico por efecto abrasivo del agua, donde se combina la velocidad del agua y presión.
- Teniendo en cuenta que el recubrimiento de protección anticorrosivo aplicado en el interior de la tubería ha concluido con su tiempo de vida útil, y el proceso de corrosión pueda iniciarse en forma generalizada afectando la superficie metálica; se recomienda, efectuar el tratamiento

anticorrosivo del interior con un sistema de pintura epoxica de alta performance.

Tubería No. 2

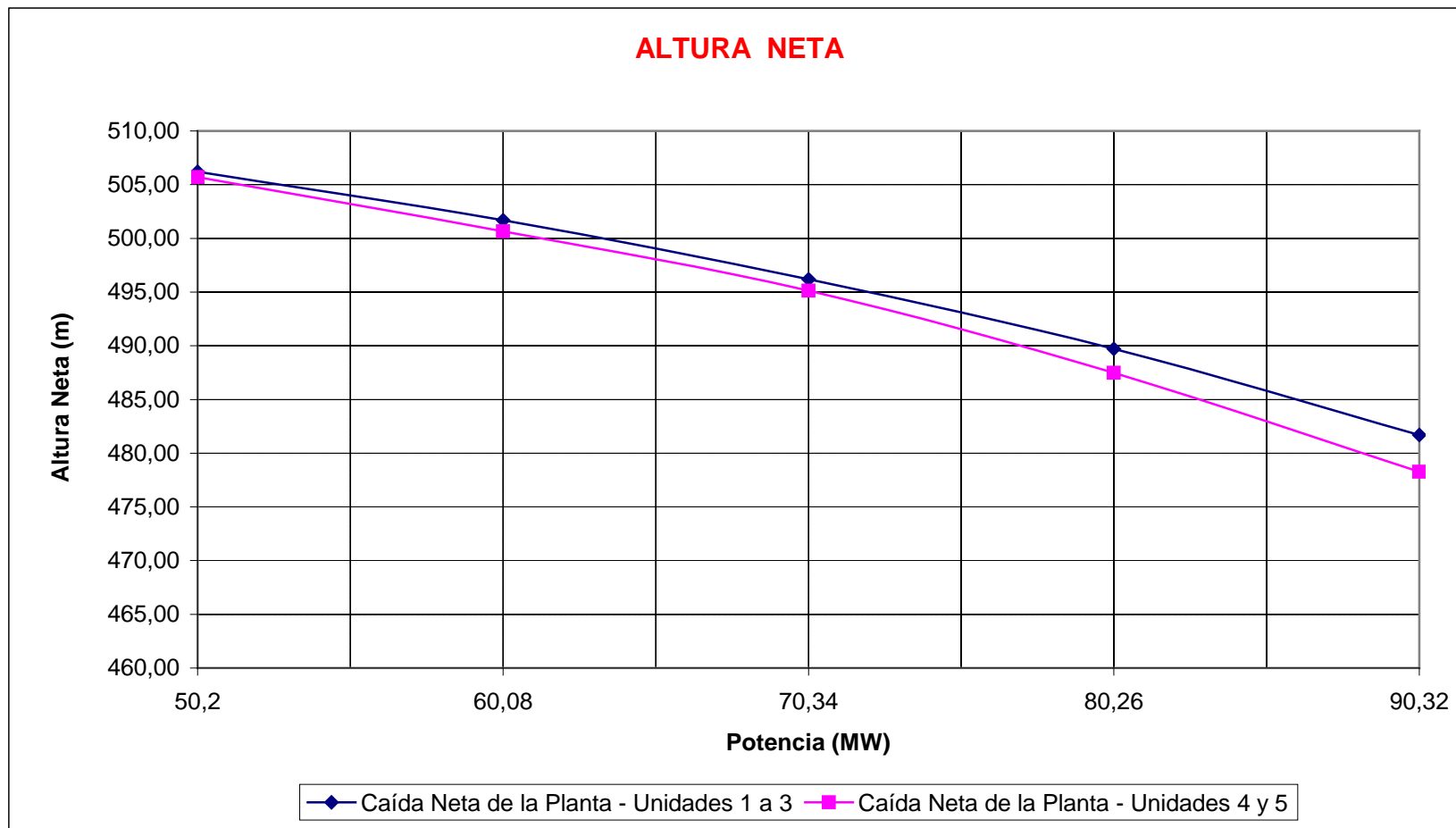
- El estado actual de conservación del interior de la tubería está ingresando a su fase crítica, porque el sistema de protección anticorrosivo (Base Aluminio/esmalte) está en la fase de la pérdida de su vida útil. La pérdida de la vida útil del recubrimiento de protección anticorrosivo se manifiesta por la pérdida de espesor de la película de la pintura en forma general y localizada, sin llegar a la superficie metálica. En este caso, a diferencia de la Tubería No. 1 no se presenta el fenómeno de ampollamiento, corrosión ni pérdida de adhesión.
- El desgaste de la capa de acabado y parte de la pintura base (aluminizada) se localiza más en la zona interior (piso) y caras laterales de la tubería, acentuándose más en el tramo final comprendido entre los tubos de la entrada de hombre No. 4, donde se observa desgaste total del recubrimiento hasta llegar al metal por el efecto abrasivo del agua.
- Teniendo en cuenta que el recubrimiento de protección anticorrosivo aplicado en el interior de la tubería está en la fase final de su tiempo de vida útil y siendo crítico por el tiempo de servicio de la misma, se recomienda efectuar el tratamiento anticorrosivo del interior de la tubería con un sistema epoxico de alta performance.

En el año 2002 se realizaron pruebas de caudal, potencia y presión cuyos resultados son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla Nº 5.1 - Resumen de la Caída Bruta y Neta de la Planta

Número de Medición	Turbina		Potencia en Bornes de Generador		Caudal			Nivel de Agua Taza de Carga		Elevación Eje de turbinas (m)	Caída Bruta Planta (m)	Caída Neta Planta	
	Número	Abertura Inyectores (%)	Unidad	Planta	Tubería 1	Tubería 2	Planta	Regla	Nivelacion			Unidades 1 a 3	Unidades 4 y 5
			(MW)	(MW)	m3/s	m3/s	m3/s	(pies)	(m)			(m)	(m)
1	1	88,0%	20,60	102,64	15,32	10,21	25,52	0,00	1854,75	1327,79	-	-	-
	2	84,0%	20,30										
	3	84,0%	20,64										
	4	98,0%	20,80										
	5	93,5%	20,30										
2	1	43,5%	10,06	50,2	7,33	4,88	12,21	1,00	1855,05	1327,79	527,26	506,20	505,69
	2	35,0%	10,04										
	3	37,0%	10,04										
	4	70,0%	10,04										
	5	68,0%	10,02										
3	1	50,0%	12,02	60,08	8,74	5,85	14,59	0,85	1855,01	1327,79	527,22	501,70	500,64
	2	42,0%	12,00										
	3	44,0%	12,00										
	4	74,5%	12,04										
	5	72,0%	12,02										
4	1	57,0%	14,10	70,34	10,30	6,83	17,13	0,60	1854,93	1327,79	527,14	496,20	495,12
	2	49,5%	14,10										
	3	51,0%	14,10										
	4	79,5%	14,02										
	5	76,5%	14,02										
5	1	64,5%	16,06	80,26	11,88	7,88	19,76	0,30	1854,84	1327,79	527,05	489,70	487,49
	2	57,5%	16,06										
	3	59,0%	16,07										
	4	84,5%	16,04										
	5	81,5%	16,03										
6	1	72,5%	18,10	90,32	13,63	9,01	22,64	0,00	1854,75	1327,79	526,96	481,70	478,26
	2	67,0%	18,10										
	3	67,0%	18,12										
	4	89,5%	18,00										
	5	86,5%	18,00										

Figura N° 5.1 – Altura Neta



5.3 Trabajos de Mantenimiento

La disminución de la disponibilidad operativa y confiabilidad de los grupos generadores podrá ser incrementada cuando se realice su rehabilitación, esta rehabilitación a los equipos principales de cada grupo generador de la central hidroeléctrica puede ser apropiada cuando uno o varios de las siguientes condiciones predominan:

- Disminución de la disponibilidad;
- Potencial para mejorar eficiencia;
- Cambios en la planta o en las condiciones de operación;
- Oportunidades de automatización de la planta;
- Reducida capacidad de producción; y
- Falla de equipamiento mayor.

En las siguientes tablas se muestran la disponibilidad operativa de los grupos generadores desde año 2002 hasta el año 2006. Puntualizando antes lo siguiente:

Factor de disponibilidad.- Mide las horas de disponibilidad operativa de los grupos de generación, respecto a las horas totales del periodo, las horas de reserva fría y horas por falta de agua; están consideradas en numero total de horas disponibles.

Horas de mantenimiento preventivo.- Mide las horas para trabajos programados de mantenimiento en los grupos generadores.

Horas de mantenimiento correctivo.- Mide las horas dedicadas al mantenimiento correctivo y reparación de fallas producidas en los grupos generadores, con desconexión forzada.

Horas indisponibles.- Es el total de horas paradas por intervención en los grupos generadores, se considera las horas por mantenimiento programado mas las horas de mantenimiento correctivo.

Horas de operación.- Son las horas netas de trabajo de los grupos generadores.

Tabla N° 5.2 – Disponibilidad operativa 2002

CENTRAL	HORAS OPERACIÓN	HORAS FALLA INTERNA	HORAS FALLA EXTERNA	HORAS MANTTO. PROGRAMADO	HORAS MANTTO. CORRECTIVO	HORAS INDISPONIBLES	RESERVA FRIA	FALTA DE AGUA	HORAS PARADA	HORAS DISPONIBLES	FACTOR DISPONIBILIDAD (%)
YAUPI	8 758,68	0,70	0,62	0,00	0,00	1,32	0,00	0,00	1,32	8 760,00	98,93
G-1	8 623,02	8,27	2,48	87,05	4,57	102,37	2,68	31,93	136,98	8 657,63	98,83
G-2	8 609,65	6,10	0,60	91,28	4,15	102,13	3,02	45,20	150,35	8 657,87	98,83
G-3	8 601,65	12,12	0,80	82,36	4,72	100,00	1,80	56,55	158,35	8 660,00	98,86
G-4	8 662,05	1,28	0,85	71,68	0,00	73,82	8,22	15,92	97,95	8 686,18	99,16
G-5	8 621,83	9,62	0,33	61,98	16,65	88,58	17,78	31,80	138,17	8 671,42	98,99

Tabla N° 5.3 – Disponibilidad operativa 2003

CENTRAL	HORAS OPERACIÓN	HORAS FALLA INTERNA	HORAS FALLA EXTERNA	HORAS MANTTO. PROGRAMADO	HORAS MANTTO. CORRECTIVO	HORAS INDISPONIBLES	RESERVA FRIA	FALTA DE AGUA	HORAS PARADA	HORAS DISPONIBLES	FACTOR DISPONIBILIDAD (%)
YAUPI	8 672,47	0,65	0,00	79,75	6,95	87,35	0,18	0,00	87,53	8 672,65	96,20
G-1	8 437,62	2,90	0,23	223,30	27,65	254,08	4,73	63,57	322,38	8 505,92	97,10
G-2	8 333,18	3,35	0,00	214,55	15,73	233,63	19,95	173,23	426,82	8 526,37	97,33
G-3	7 780,48	19,68	0,28	749,38	22,58	791,93	3,57	184,02	979,52	7 968,07	90,96
G-4	8 558,58	2,67	0,75	183,03	9,10	195,55	5,72	0,15	201,42	8 564,45	97,77
G-5	8 569,84	5,53	1,71	163,00	14,85	185,09	5,00	0,07	190,16	8 574,91	97,89

Tabla N° 5.4 – Disponibilidad operativa 2004

CENTRAL	HORAS OPERACIÓN	HORAS FALLA INTERNA	HORAS FALLA EXTERNA	HORAS MANTTO. PROGRAMADO	HORAS MANTTO. CORRECTIVO	HORAS INDISPONIBLES	RESERVA FRIA	FALTA DE AGUA	HORAS PARADA	HORAS DISPONIBLES	FACTOR DISPONIBILIDAD (%)
YAUPI	8 784,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8 784,00	97,56
G-1	8 610,23	0,33	0,00	132,53	0,65	133,52	1,80	38,45	173,77	8 650,48	98,48
G-2	8 606,15	1,93	0,00	132,95	5,85	140,73	1,70	35,42	177,85	8 643,27	98,40
G-3	7 961,01	6,93	0,00	650,15	23,00	680,08	3,30	139,62	822,99	8 103,92	92,26
G-4	8 657,23	1,20	0,00	90,10	0,00	91,30	3,17	32,30	126,77	8 692,70	98,96
G-5	8 694,60	0,00	0,00	21,08	0,00	21,08	4,93	63,38	89,40	8 762,92	99,76

Tabla N° 5.5 – Disponibilidad operativa 2005

CENTRAL	HORAS OPERACIÓN	HORAS FALLA INTERNA	HORAS FALLA EXTERNA	HORAS MANTTO. PROGRAMADO	HORAS MANTTO. CORRECTIVO	HORAS INDISPONIBLES	RESERVA FRIA	FALTA DE AGUA	HORAS PARADA	HORAS DISPONIBLES	FACTOR DISPONIBILIDAD (%)
YAUPI	8 670,07	0,00	0,00	89,93	0,00	89,93	0,00	0,00	89,93	8 670,07	97,66
G-1	8 067,88	0,18	0,00	200,70	0,00	200,88	12,13	479,10	692,12	8 559,12	97,71
G-2	8 273,57	0,68	0,00	194,95	4,10	199,73	2,18	284,52	486,43	8 560,27	97,72
G-3	7 899,95	0,35	0,00	197,40	5,58	203,33	10,50	646,22	860,05	8 556,67	97,68
G-4	8 508,85	0,40	0,00	173,92	0,00	174,32	10,90	65,93	251,15	8 585,68	98,01
G-5	8 089,93	4,83	0,00	228,80	15,08	248,72	35,77	385,58	670,07	8 511,28	97,16

Tabla N° 5.6 – Disponibilidad operativa 2006

CENTRAL	HORAS OPERACIÓN	HORAS FALLA INTERNA	HORAS FALLA EXTERNA	HORAS MANTTO. PROGRAMADO	HORAS MANTTO. CORRECTIVO	HORAS INDISPONIBLES	RESERVA FRIA	FALTA DE AGUA	HORAS PARADA	HORAS DISPONIBLES	FACTOR DISPONIBILIDAD (%)
YAUPI	8 760,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	8 760,00	98,35
G-1	8 281,17	0,00	0,00	129,70	4,50	134,20	29,12	315,52	478,83	8 625,80	98,47
G-2	8 378,22	0,68	0,00	116,25	0,00	116,93	1,77	263,08	381,78	8 643,07	98,67
G-3	8 388,33	2,25	0,00	284,90	19,50	306,65	24,28	40,73	371,67	8 453,35	96,50
G-4	8 639,43	6,15	0,00	87,58	3,22	96,95	4,08	19,53	120,57	8 663,05	98,89
G-5	8 657,08	0,12	0,00	66,03	0,00	66,15	25,52	11,25	102,92	8 693,85	99,24

De las tablas anteriores podemos resumir en el siguiente gráfico como se distribuye las horas de mantenimiento para el periodo antes señalado.

Figura N° 5.2 – Horas de Mantenimiento Promedio

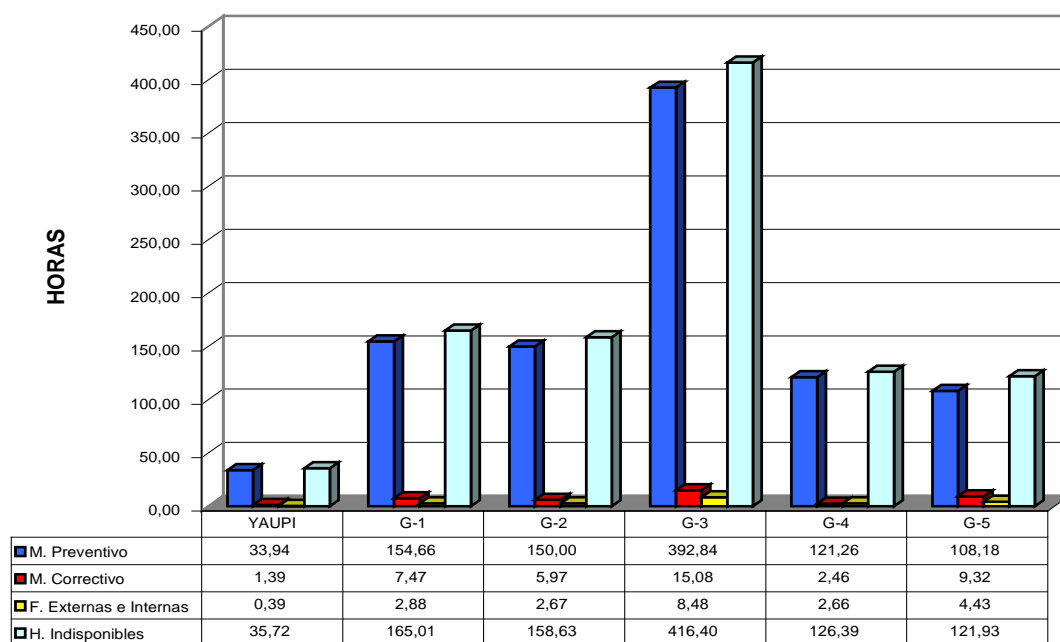
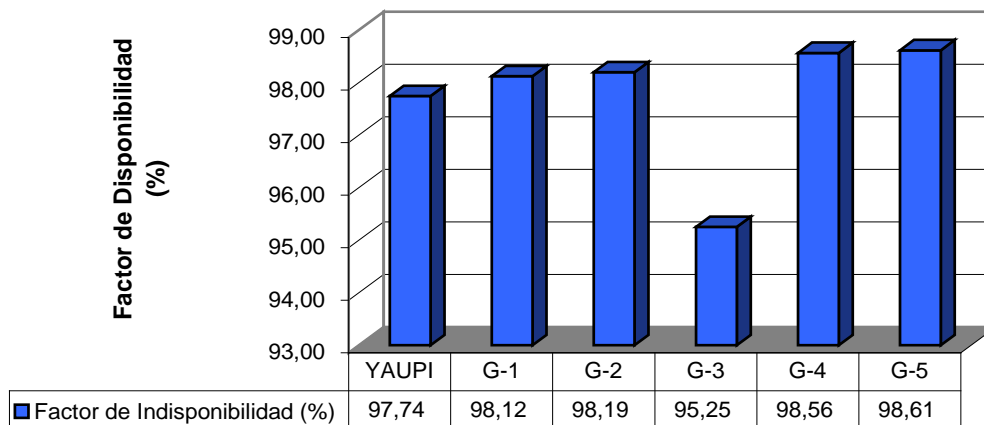


Figura N° 5.3 – Factor de Disponibilidad Promedio

FACTOR DE DISPONIBILIDAD - PROMEDIO



5.4 Identificación de los Trabajos de Mantenimiento

Para mantener los grupos generadores en condiciones operativas, se realizan trabajos de mantenimiento de acuerdo a la frecuencia y la necesidad que presente después de una inspección; revisando los tipos de trabajo que mas horas consumen son:

5.4.1 Mantenimiento Mayor

Estos trabajos son realizados en la época de avenida debido a que los precios marginales de energía son bajos, y cuyo objetivo es el cambio componentes que se encuentran desgastados por la erosión, realizar limpieza e inspección a las bobinas del rotor y estator del generador; resumiendo se realizan los siguientes trabajos:

- Limpieza, barnizado y secado de las bobinas del rotor y estator;
- Cambio de asientos y agujas de los inyectores superior e inferior;
- Filtrado de aceite de lubricación de chumaceras;
- Limpieza de cubas de chumaceras;
- Limpieza de filtros de agua del sistema de refrigeración;
- Limpieza de filtros de aceite del sistema del regulador de velocidad;
- Cambio de pines y bocinas del varillaje del regulador de velocidad;
- Inspección y/o cambio de rodete;

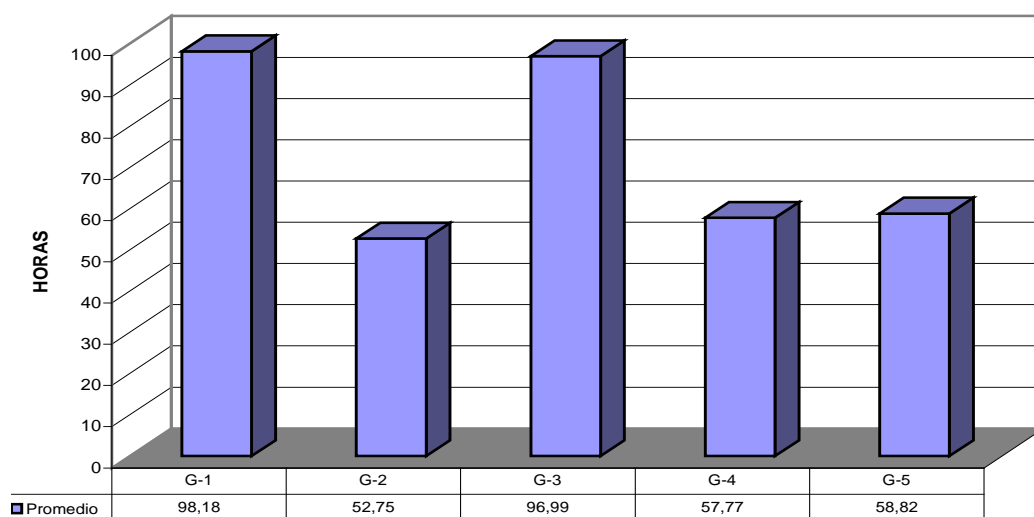
Asimismo se realiza mantenimiento a las celdas de cada grupo generador, siendo los siguientes trabajos:

- Pruebas de rigidez dieléctrica del aceite;
- Resistencia de contactos;
- Prueba de concordancia de polos en el cierre y apertura;
- Filtrado de aceite dieléctrico;
- Tiempo de apertura y cierre; y
- Mantenimiento al sistema de apertura y cierre.

Tabla N° 5.7 - Mantenimiento Mayor Anual Programado

Grupo	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	Prom.
G-1	322,50	0,00	34,47	59,52	106,13	83,07	81,57	98,18
G-2	125,27	0,00	34,73	28,88	33,38	71,83	75,17	52,75
G-3	305,62	0,00	36,05	0,00	181,67	56,62	99,00	96,99
G-4	126,65	0,00	35,05	42,60	79,72	59,77	60,63	57,77
G-5	145,03	0,00	35,58	54,28	0,00	123,88	52,97	58,82

Figura N° 5.4 – Mantenimiento Mayor Anual Programado



5.4.2 Mantenimiento Preventivo Rutinario

Este tipo de trabajos se realizan en los grupos generadores con una frecuencia de 14 días, el objetivo principal de este trabajo es la inspección del rodete, además se realizan los siguientes:

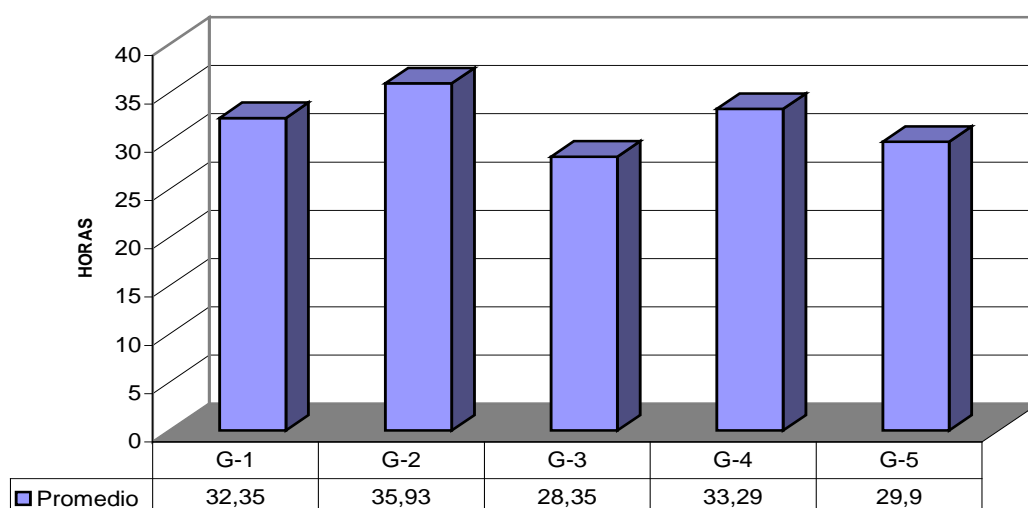
- Inspección de asientos y agujas de inyector.
- Inspección de varillaje del regulador de velocidad (varillas, pines y bocinas).
- Limpieza de colector de excitatriz y anillos rozantes, de acuerdo a la necesidad se cambia los carbones.
- Cambio de filtros de aceite de los reguladores de velocidad
- Limpieza de filtros de agua del sistema de refrigeración.

- Limpieza de colectores de agua de refrigeración.

Tabla N° 5.8 - Mantenimiento Preventivo Rutinario

Grupo	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Prom.
G-1	29,13	31,20	40,77	23,56	42,52	22,63	36,62	32,35
G-2	59,62	19,63	37,57	27,48	37,58	24,70	44,90	35,93
G-3	25,18	20,90	27,35	20,73	28,00	22,26	54,00	28,35
G-4	31,77	36,13	32,97	24,17	41,90	25,53	40,53	33,29
G-5	25,97	25,13	34,47	16,70	28,60	29,00	49,43	29,90

Figura N° 5.5 – Mantenimiento Preventivo Rutinario



5.4.3 Cambio de Rodetes

Tal como se propio nombre lo indica, son los trabajos para cambio de rodete; entre las principales causa tenemos:

- Rajadura en cualquier parte cuchara.
- Desgaste excesivo del filo de ataque, siendo este detalle uno de los principales causantes de la pérdida de eficiencia y vibración

De los rodetes disponibles, tenemos el siguiente historial:

Tabla N° 5.9 – Historial de Rodete “EW-4”

Marca		Escher Wyss		Fecha de puesta en servicio		17 de mayo del 1978
Código		EW-4		Fecha para su recuperación integral		28 de agosto del 1998
Condición	Grupo	Fecha	Horas	Observaciones	Diferencia	
Entra	5	25/04/1999	0			
Sale	5	02/08/1999	2 364	Presenta fisura de 2" en la cuchara No. 6 en el lado posterior del filo de ataque, también presenta fisura de 1" en la cuchara No. 18		2 364
Entra	2	08/12/1999	2 364			
Sale	2	06/08/2000	7 910	Presenta fisura en la cuchara No. 1 de 1" en el álabe izquierdo.		5 546
Entra	2	01/10/2000	7 910			
Sale	2	18/11/2000	9 040	Presenta fisura en la cuchara No. 18 de 1 1/2" en el álabe izquierdo		1 130
Entra	2	13/06/2001	9 040			
Sale	2	20/10/2002	20 741	Presenta fisura en la cuchara No. 18 en el álabe izquierdo 1/4", en la cuchara No. 6 presenta un fisura en el filo de ataque de 1 1/2"		11 701
Entra	5	27/10/2002	20 741			
Sale	5	15/12/2002	21 903	Presenta fisura de 3 1/2" en la cuchara No. 8 en alabe izquierdo		1 162
Entra	2	24/02/2003	21 903			
Sale	2	20/07/2003	25 299	Presenta fisura de 3/4" en la cuchara No. 10 en el filo de ataque		3 396
Entra	3	16/10/2003	25 299			
Sale	3	22/05/2004	30 136	Presenta fisura de 2" en el álabe derecho de la cuchara No. 12"		4 837
Entra	3	30/04/2005	30 136			
Sale	3	22/05/2005	30 669	Presenta fisuras en la cuchara No. 14 de 5" en el alabe derecho, en la cuchara No. 4 de 2" y 1" en el alabe izquierdo y derecho respectivamente		533
Entra	2	20/05/2007	30 669			
Sale	2	21/05/2007	30 693	Sigue operando hoy		24

Tabla N° 5.10 – Historial de Rodete “GF-1”

Marca		George Fisher		Fecha de puesta en servicio		25 de setiembre de 1989	
Código		GF-1		Fecha para su recuperación integral		13 de junio del 2001	
Condición	Grupo	Fecha	Horas	Observaciones		Diferencia	
Entra	2	20/10/2002	0				
Sale	2	03/11/2002	334	Presenta fisura en la cuchara No. 2 en el álabe izquierdo de 1 3/8"		334	
Entra	1	14/11/2002	334				
Sale	1	11/11/2003	8 744	Presenta desgaste en los filos de ataque		8 410	
Entra	1	13/12/2003	8 744				
Sale	1	10/01/2004	9 394	Presenta desgaste en los filos de ataque		650	
Entra	2	15/06/2004	9 394				
Sale	2	10/03/2005	15 792	Presenta desgaste en los filos de ataque		6 398	
Entra	3	15/11/2005	15 792				
Sale	3	28/11/2005	16 096	Presenta fisura en la cuchara No. 8 de 1" en el alabe izquierdo		304	

Tabla Nº 5.11 – Historial de Rodete “VR-1”

Marca		Voith Riva		Fecha de puesta en servicio		06 de mayo de 1998
Código		VR-1		Fecha para su recuperación intergral		No se ha realizado
Condición	Grupo	Fecha	Horas	Observaciones		Diferencia
Entra	2	06/05/1998	0			
Sale	2	08/07/1998	1 507	Para pruebas del rodete A-1		1 507
Entra	4	30/07/1998	1 507			
Sale	4	13/05/2000	16 763	Presenta fisura entre las cucharas Nos. 1 y 18 de 2 1/4" en la base		15 256
Entra	4	03/09/2000	16 763			
Sale	4	27/08/2003	42 512	Para pruebas del rodete VAT-1		25 749
Entra	3	19/09/2004	42 512			
Sale	3	14/04/2005	46 928	Presenta fisura en la base entre las cucharas Nos. 1 y 18 de 1 1/8"		4 416
Entra	3	22/05/2005	46 928			
Sale	3	03/07/2005	47 893	Por desgaste		965
Entra	1	24/01/2006	47 893			
Sale	1	26/11/2006	54 832	Presenta fisura de 2" en el cuello entre las cucharas Nos. 5 y 6.		6 939

Tabla Nº 5.12 – Historial de Rodete “A-1”

Marca		GE Alsthom		Fecha de puesta en servicio		18 de junio de 1998
Código		A-1		Fecha para su recuperación intergral		No se ha realizado
Condición	Grupo	Fecha	Horas	Observaciones		Diferencia
Entra	1	18/06/1998	0			
Sale	1	30/06/1998	282	Para ser instalado en otros grupos		282
Entra	2	08/07/1998	282			
Sale	2	08/01/1999	4 407	Presenta 2 fisuras, ambas en la parte del cuello entre las cucharas Nos. 1 y 19 de 4" y otro entre las cucharas Nos. 5 y 6 de 2"		4 125
Entra	5	03/08/1999	4 407	Entró en servicio después de ser reparado en Brasil		
Sale	5	10/06/2002	29 015	Presenta desgaste		24 608
Entra	5	20/06/2002	29 015			
Sale	5	27/10/2002	32 097	Presenta fisura de 1" en la cuchara No. 4 en alabe izquierdo		3 082
Entra	2	03/11/2002	32 097			
Sale	2	22/02/2003	34 703	Presenta desgaste		2 606
Entra	3	22/06/2003	34 703			
Sale	3	16/10/2003	37 451	Presenta fisura en la cuchara No. 11 de 1/2" en el alabe izquierdo y el cuchara No. 2 de 1" en el alabe derecho		2 748
Entra	1	11/11/2003	37 451			
Sale	1	13/12/2003	38 201	Presenta fisura en la cuchara No. 12 de 1 3/4" en el alabe derecho		750
Entra	3	22/05/2004	38 201			
Sale	3	18/09/2004	40 934	Presenta 2 fisuras en el labio de ¼" c/u.		2 733
Entra	2	13/03/2005	40 934			
Sale	2	12/03/2006	49 182	Presenta fisura de 1" en la cuchara No. 11 en el alabe derecho		8 248
Entra	1	26/11/2003	49 182			
Sale	1	22/01/2007	50 505	Por parada de planta -cambio de bobinas grupos 1,2 y 3; reparación del túnel		1 323
Entra	2	16/04/2007	50 505	Después del mantenimiento mayor y reparación del túnel		
Sale	2	20/05/2007	51 304	Presenta fisura de 2 1/2" entre las cucharas No.s 1 y 2.		799

Tabla Nº 5.13 – Historial de Rodete “A-2”

Marca		GE Alsthom		Fecha de puesta en servicio		24 de noviembre del 1998
Código		A-2		Fecha para su recuperación intergral		No se ha realizado
Condición	Grupo	Fecha	Horas	Observaciones	Diferencia	
Entra	3	24/11/1998	0			
Sale	3	23/06/2002	30 770	Presenta fisura en la cuchara No. 17 de 2 1/2"		30 770
Entra	3	14/07/2002	30 770			
Sale	3	22/06/2003	38 230	Cambio por desgaste		7 460
Entra	2	20/07/2003	38 230			
Sale	2	15/06/2004	45 774	Presenta fisura de 1 3/8" en la cuchara No. 14 en el alabe izquierdo		7 544
Entra	3	14/04/2005	45 774			
Sale	3	24/04/2005	46 152	Presenta fisura en la cuchara No. 4 de 1 1/2" en el alabe izquierdo		378
Entra	3	03/07/2005	46 152			
Sale	3	15/11/2005	48 723	Presenta fisura en la cuchara No. 9 de 1" en el alabe derecho		2 571
Entra	3	28/11/2005	48 723			
Sale	3	04/02/2006	50 282	Cambio por desgaste		1 559
Entra	2	12/03/2006	50 282			
Sale	2	22/01/2007	57 561	Por parada de planta -cambio de bobinas grupos 1,2 y 3; reparación del túnel		7 279
Entra	3	17/04/2007	57 561	Después del mantenimiento mayor y reparación del túnel		
Sale	3	21/05/2007	58 377	Sigue operando		816

Tabla Nº 5.14 – Historial de Rodete “A-3”

Marca		GE Alsthom		Fecha de puesta en servicio		13 mayo del 2000
Código		A-3		Fecha para su recuperación intergral		No se ha realizado
Condición	Grupo	Fecha	Horas	Observaciones		Diferencia
Entra	4	13/05/2000	0			
Sale	4	03/09/2000	2 699	Para realizar pruebas en el Grupo No. 1		2 699
Entra	1	10/09/2000	2 699			
Sale	1	14/11/2002	21 522	Presenta rajadura en la base entre las cucharas Nos. 3 y 4 de 1 1/4"		18 823
Entra	5	15/12/2002	21 522			
Sale	5	17/08/2003	27 237	Para instalar rodete nuevo VAT-1		5 715
Entra	1	14/01/2004	27 237			
Sale	1	21/01/2006	44 186	Por desgaste de filos		16 949
Entra	3	08/02/2006	44 186			
Sale	3	22/01/2007	52 250	Por parada de planta -cambio de bobinas grupos 1,2 y 3; reparación del túnel		8 064
Entra	1	15/04/2007	52 250	Después del mantenimiento mayor y reparación del túnel		
Sale	1	21/05/2007	53 114	Sigue operando		864

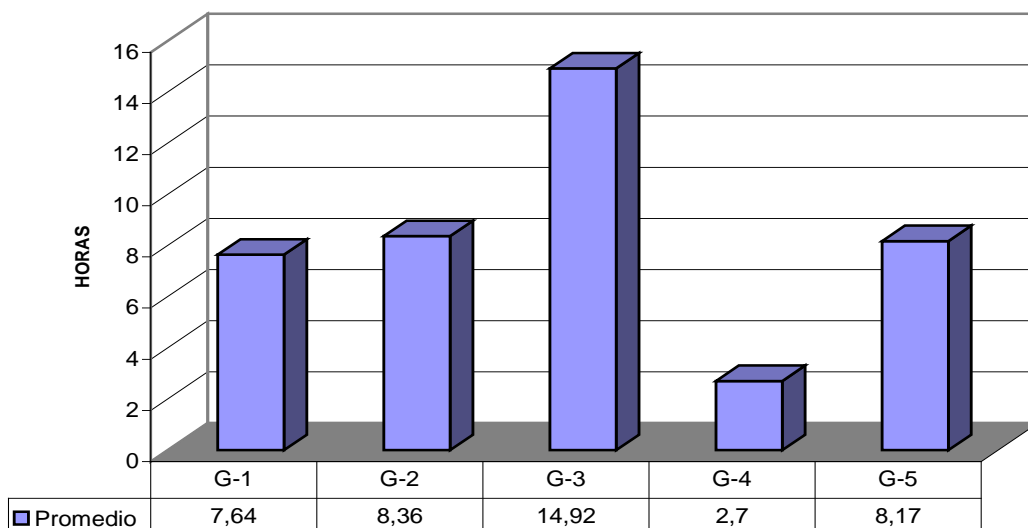
Resumiendo, se tiene las siguientes horas de distribución en los diferentes grupos de generación.

Tabla N° 5.15 - Cambio de Rodete

Grupo	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	Prom.
G-1	0,00	23,30	0,00	4,60	20,10	5,50	0,00	7,64
G-2	12,65	19,37	3,82	9,02	4,43	4,72	4,50	8,36
G-3	0,00	0,00	0,00	8,08	24,23	15,23	56,90	14,92
G-4	0,00	10,97	0,00	0,00	7,90	0,00	0,00	2,70
G-5	27,52	0,00	0,00	24,37	5,28	0,00	0,00	8,17

Tal como se muestra la tabla anterior, para los Grupo Nos. 4 y 5 no hubo cambio de rodetes en los dos últimos años, esto se debe que se adquirieron rodetes nuevos.

Figura N° 5.6 – Cambio de Rodete



Además el TPPF para los rodetes son:

Tabla N° 5.16 – Tiempo Promedio Para Fallar de los Rodetes Disponibles

Rodete	TPPF
EW-4	3 834
GF-1	3 219
VR-1	13 708
A-1	5 700
A-2	8 380
A-3	22 093
Promedio	9 489

5.4.4 Cambio de Bobinas

Estos trabajos son los que consumen más horas de parada cuando ocurren; debidos principalmente a la disposición de los grupos generadores; haciendo los siguientes trabajos:

- Desmontaje de rodete;
- Desmontaje de chumaceras;
- Desmontaje de excitatriz y anillos rozantes;
- Izaje del rotor en paralelo con el estator;
- Traslado horizontal del rotor;
- Cambio de bobinas; teniendo en cuenta que para el cambio de una bobina se tiene sacar fuera de la ranura a 11 bobinas con precaución.
- Pruebas al estator de resistencia de aislamiento e índice de polarización además de tensión aplicada para verificar que el cambio de las bobinas y el conexionado se realizó satisfactoriamente.

Para facilitar la detección de una inminente falla en el bobinado estático del generador; a los 5 grupos generadores se han instalado equipos de monitoreo

en línea de descargas parciales y los resultados son mostrados en la siguiente tabla.

Tabla N° 5.17 – Monitoreo de Descargas Parciales

Parámetro	Fase	Grupo				
		1	2	3	4	5
NQN+	R	338	108	254	368	553
	S	316	234	337	437	727
	T	144	466	785	259	288
NQN-	R	487	154	276	312	477
	S	436	293	368	462	643
	T	146	597	841	286	329
Qm+	R	184	58	120	187	296
	S	132	111	139	215	358
	T	61	243	331	117	129
Qm-	R	245	75	127	159	258
	S	176	115	148	234	291
	T	57	310	355	126	148

En la Tabla N° 5.18 de la página N° 70, detalla las salidas de los grupos generadores por defectos en la bobina del estator, este historial y los resultados del monitoreo de descargas parciales, impulsa que los cambios de las bobinas deberían ser realizados a los Grupos Nos. 2, 3 y 5.

Figura N° 5.7 - Monitoreo de Descargas Parciales

MONITOREO DE DESCARGAS PARCIALES

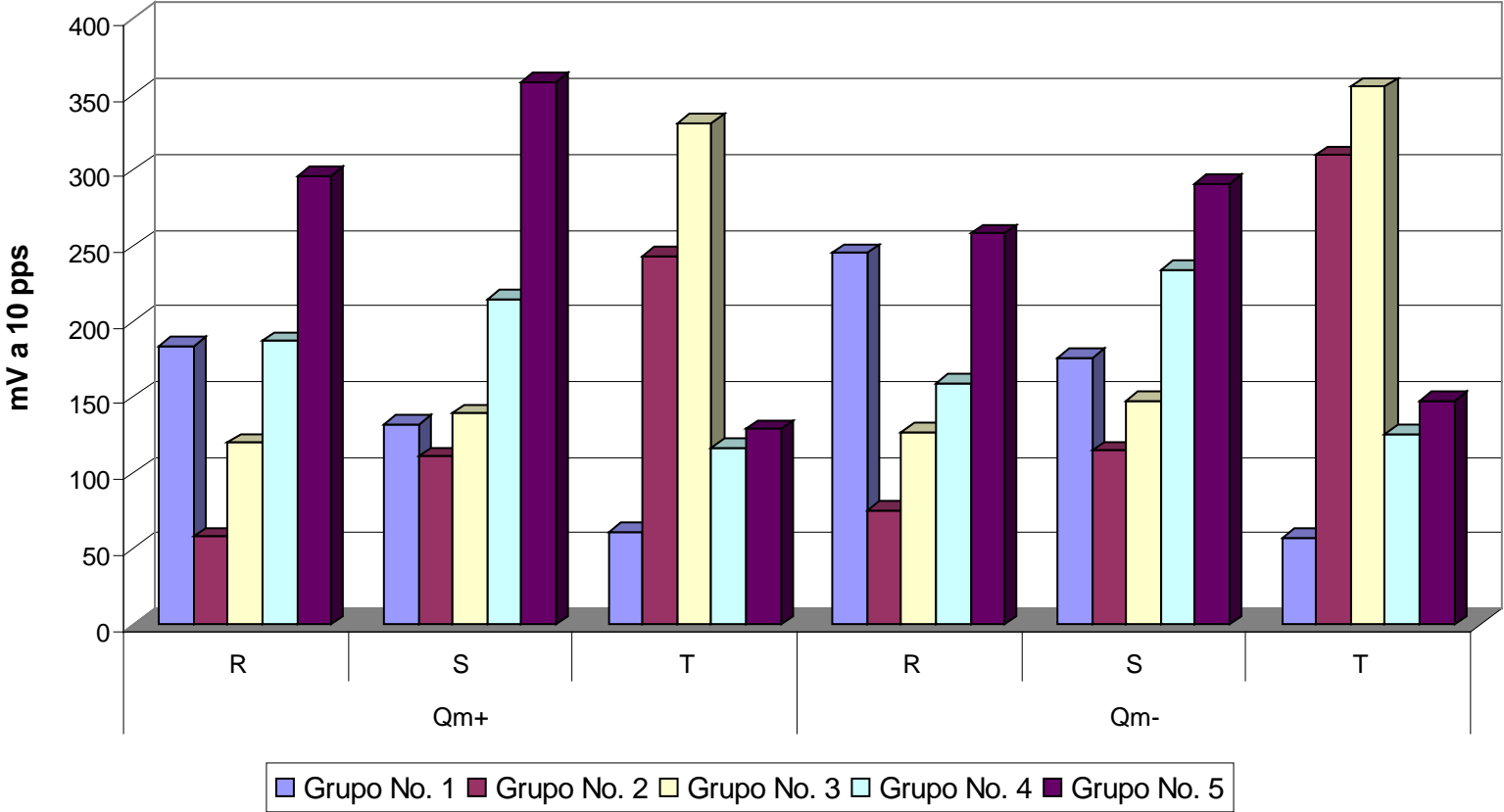


Tabla Nº 5.18 – Historial de Generadores

Fecha	Grupo	Falla detectada por	Motivo	Actividades	Horas de parada
11/03/1983	5	Relé Diferencial 87G Fase "C"	Corto circuito en el devanado del estator	Se reemplazó bobinas Nos. 4, 5, 6 y 7, por otros nuevos. Fuera de servicio 23 días.	550
23/08/1983	5	Relé diferencial 87G Fases "A", "B" y "C".	Falla en bobinas del estator (Aislamiento)	Se reemplazó 24 bobinas nuevas y 8 reparadas. Fuera de servicio 25 días.	1334
28/10/1991	5	Relé Diferencial 87G Fases "B" y "C"	Falla en bobinas del estator (Aislamiento)	Se reemplazaron 180 bobinas por otras nuevas. Fuera de servicio desde 28/10/91 hasta 09/09/92.	7507
28/11/1995	2	Relé Diferencial 87G y Relé 64T	Descarga parcial, por efecto corona.	Se barnizó las bobinas del estator y rotor. Fuera de servicio desde 28/11/95 hasta 01/12/95.	64
15/11/1999	2	Relé diferencial 87G Fase "B"	Falla en bobinas de estator (Aislamiento)	Se reemplazó 5 bobinas: 03 grupo 48 fase "B", 01 grupo 47 fase "A" y 01 grupo 35 fase "C". Fuera de servicio desde 15/11/99 hasta 07/12/99.	552
04/01/2003	3	Relé diferencial 87G Fase "A"	Falla de Aislamiento de bobina de estator Fase "R"	Periodo de reparación desde el 4/0/03 al 30/01/03, durante pruebas de primera reparación falla otra bobina lo cual incrementa el tiempo de reparación, ejecutor Contratista M&P Ing.	622
01/04/2004	3	Ninguno	Durante revisión se encuentra una zona del cuello de bobina con coloración oscura.	- Se reemplaza la bobina con la huella de coloración oscura, en la fase "A", desde 01/04/04 al 8/04/04 (180,03 Hrs), ejecutor Contratista M&P Ings.	181
01/10/2004	3	Relé diferencial 87G Fase "A"	Falla de Aislam. bobina de estator Fase "A"	Por mantenimiento correctivo a bobinas de estator, se reemplazó 3 bobinas en la fase "B" y 1 bobina en la fase "C".	358
14/12/2004	3	F.S. Por acción de relé diferencial 87G-A y relé sobrevelocidad.	Falla de aislamiento de la bobina de la fase "B" del estator a tierra, se encontró sarigueya, se cambio aislador portabarra en 13,8 kV de la fase "C".	F.S. Por mantenimiento correctivo a bobinas de estator, se reemplazó 1 bobina en la fase "B" No. 179 de la ranura No. 169 grupo 48, lo realizó la empresa M&P Ings. SAC.	110
19/02/2006	3	F.S. Por acción de relé 87G fase "A", 64.	Falla de aislamiento de la bobina del estator del generador, falló bobina No. 1 en la ranura No. 171 del Grupo No. 46	Cambió 3 bobinas: bobina No. 1 ranura No. 171 por falla y 2 bobinas por deterioro de aislamiento ranuras Nos. 180 y 181.	165

CAPÍTULO VI

TRABAJOS DEL PROYECTO

6.1 Introducción

En este capítulo se detallan los trabajos realizados para la rehabilitación general de la C.H. Yaupi; se muestra en forma resumida los trabajos realizados para la rehabilitación del Túnel de Conducción y el mantenimiento de las Tuberías Forzadas, seguidamente se hace referencia a detalles técnicos, eficiencia, características de operación, etc., para determinar el cambio de equipos electromecánicos.

Después de haber realizado los trabajos, se cuantifica cada uno de los rubros, tanto operativos como de mantenimiento; que en conjunto logrará un incremento en la potencia y energía.

6.2 Rehabilitación del Túnel de Conducción

6.2.1 Obras Preliminares y Temporales

Para la realización de las obras se tendrá las siguientes actividades.

- Movilización y desmovilización
- Mantenimiento a caminos de acceso
- Limpieza, desbroce y remoción de desmonte

- Trazado y replanteo topográfico
- Explotación y transporte de agregados para el concreto.

6.2.2 Trabajos Principales

Una vez parada la C.H. Yaupi se realizará los siguientes trabajos:

- Demolición de tapones de concreto en ventanas
- Desmontaje de puertas en ventanas
- Remoción de rocas de desprendimientos en el interior del túnel
- Limpieza de rocas en paredes y bóveda en tramos a revestir.
- Revestimiento de paredes y bóveda con shotcrete que deberá tener un esfuerzo a la compresión de $f'c=300$ MPa, y un espesor de 7,5 cm
- Sostenimiento de roca con pernos de anclaje en tramos de 60 metros.
- Reposición de tapón en ventanas con concreto $f'c=210$ MPa
- Montaje de puertas en ventanas.

6.2.3 Descripción General del Proyecto

Cantera para agregados, Planta chancadora y Planta de concreto

- Instalar una planta chancadora para la producción de agregados finos y gruesos para concreto.
- Instalar una planta dosificadora de concreto, para abastecer de shotcrete y concreto para las obras a construirse.
- Conjuntamente con la planta de concreto, se debe instalar un laboratorio de concreto, para permitir efectuar ensayos de comprobación de la calidad del concreto y shotcrete producidos, y para control de calidad de agregados para concreto

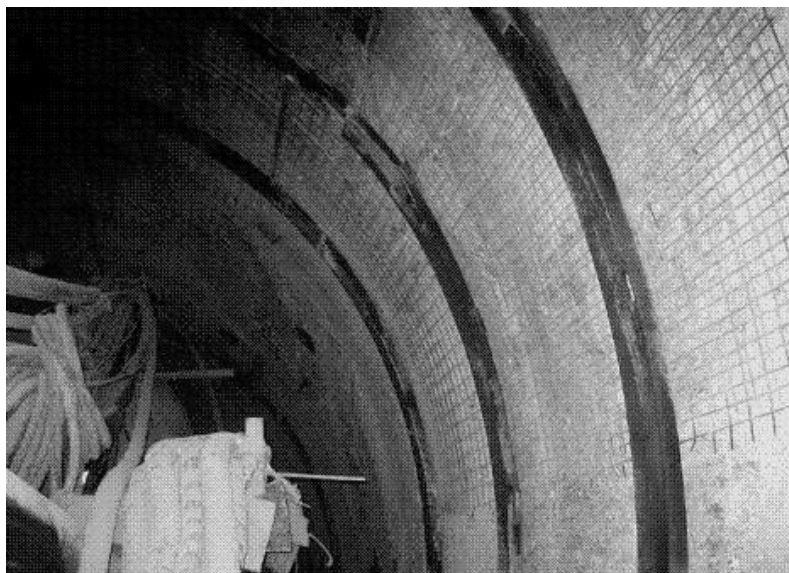
Reparación del Túnel de Conducción existente

- La central cuenta con un túnel de conducción de 12,5 km de longitud, al cual se conectan en su tramo final dos tuberías de presión, la primera

alimenta a los grupos 1, 2 y 3; y la segunda tubería alimenta a los grupos 4 y 5. Los esquemas del túnel y tuberías se muestran en los Anexos Nos. 13 y 14, respectivamente

- Las obras en el túnel de conducción consistirán en el mejoramiento de sus condiciones hidráulicas, mediante el revestimiento con shotcrete, en una gran parte de los tramos actualmente no revestidos. Además el proyecto contempla la reparación del piso de concreto, suavización de las transiciones a la entrada y salida de los tramos a revestir con shotcrete y no revestidos y estabilización del túnel en una longitud aproximada de 60 metros con pernos de anclaje, shotcrete y cimbras tipo “ noruegas” (estructura de acero que sirve para el sostenimiento de los túneles, tienen forma de acuerdo a la sección transversal del túnel, se adjunta foto).

Figura N° 6.1 – Sostenimiento del Túnel



Cámara de expansión adicional en chimenea de equilibrio

- La central cuenta con una chimenea de equilibrio que se ubica en el tramo final del túnel de conducción.

- La Chimenea de Equilibrio es un pique vertical revestido de concreto de 65 metros de altura y 3,05 m de diámetro. La chimenea incluye una cámara de expansión superior de 85 m de longitud y 3,7 m de diámetro y está conectada al túnel de conducción por un túnel de 60 m de longitud y 3,05 m de diámetro. Los trabajos de ampliación consisten en la construcción de una cámara de expansión adicional de 90 m de longitud. El túnel se construirá desde la cámara existente a la cual se accede desde el túnel de conducción, progresiva 12+469. La sección de excavación será tipo baúl de 3,65 m de diámetro nominal, con revestimiento de shotcrete con fibras de acero y microsílca (aditivo en polvo diseñado para incrementar las resistencias a la compresión y flexión del concreto, aumentar la durabilidad, reducir la permeabilidad y mejorar la resistencia a la abrasión/erosión hidráulica).

Cámara de expansión adicional en pique Manto

- La toma de Manto capta aguas desde la margen izquierda del río Manto, adyacente a la presa de concreto construida, desde donde transporta las aguas al túnel de conducción a través de un túnel de conexión y un pique vertical revestido de concreto de 47 m de longitud y 2,4 m de diámetro, empalmado al túnel en la progresiva 7+600. Los trabajos de ampliación consistirán en la construcción de una cámara de expansión adicional en la parte superior, consistente en un túnel de 36 m de longitud y una sección de excavación tipo baúl, de 3,65 m de diámetro nominal, que será revestido con shotcrete.

Relleno Sanitario

- La ubicación de dichos rellenos y el proceso de depósito del “desmante” o material extraído de las excavaciones, así como el “cierre” o clausura serán de gran importancia en el Proyecto, debido primero al volumen que

se generará de dicho material, así como por la necesidad de preservar el paisaje de la zona, de por sí de gran belleza y sensibilidad, finalmente a la dificultad para encontrar lugares apropiados.

- Como lugar apropiado se puede definir aquel que posibilite depositar el material extraído, sin alterar significativamente el paisaje ni el drenaje de la zona, y en condiciones de estabilidad estructural.
- Por otra parte se requerirán de tres tipos de rellenos.
 - Relleno para material inerte
 - Relleno para material orgánico
 - Rellenos para material contaminante
- Normas para la Utilización de los Rellenos
 - La utilización de los rellenos se efectuará cumpliendo las siguientes normas generales que se detallará en un estudio a nivel de ejecución de la obra.
 - o Se deberá elaborar un “Programa de Utilización y Cierre de Rellenos” a fin de que su utilización sea lo más racional y eficiente posible con el mínimo transporte y movimiento del material a depositar (ton/Km.).
 - o El material suelto deberá ser extendido en capas de 0.5 m de espesor y compactado, regándolo previamente. Una parte del material suelto sin otros residuos debe apilarse próxima a los rellenos a fin de depositarlo y compactarlo en 2 capas de 0.5 m cada una antes del “cierre” de estos rellenos a fin de posibilitar la revegetación.
 - o Después de rellenar la última capa de material suelto se procederá a revegetar el área.
 - o La colocación del material empezará por el extremo que se encuentra más alejado de la fuente de material.

Medidas de Mitigación Ambiental

Los siguientes aspectos deberán ser considerados para la implementación de las medidas de mitigación ambiental.

- Inestabilidad de taludes.
- Reforestación y conservación.
- Control de polvo.
- Generación de ruidos.
- Generación de residuos.
- Contención y control de derrames de combustible.
- Accidentes laborales.
- Accidentes con terceros.
- Calidad visual.

6.3 Mantenimiento de Tuberías

Durante los meses de enero y abril de 2007 se desarrolló el mantenimiento del interior de las tuberías de presión; para más detalles, mostramos los trabajos realizados:

6.3.1 Preparación de superficie

Antes de nada se procederá al lavado de las tuberías a fin de quitarles toda existencia de moho, cascarilla, etc. Después de esto se procede a secar la tubería mediante un sistema de calentadores para deshumedecer el área de una manera rápida y eficiente, mantenimiento un microclima el cual permite y facilita después del pintado la cura mas rápida de la pintura.

Después de secado se procederá a empezar con el proceso de granallado interno de la tubería, internamente el granallador ingresará adecuadamente con el uniforme especial de granallado con el cañón de alta producción, logrando en un proceso de 5 horas un avance de 30 metros lineales.

Después de que se terminó de granallar internamente se procederá a levantar toda la granalla del interior con un transportador de abrasivo pesado a fin de reciclarla y dejarla para proyectarla en otra oportunidad. Asimismo con una boquilla convencional entrará un personal para quitar todo el polvo de las paredes de la tubería para poder aplicar la primera capa de pintura en un área limpia.

Se hará una inspección de calidad con relación al espesor de la tubería y de la rugosidad y una vez llegado a la norma especificada SSPC-SP-10, se procederá a la aplicación de la primera capa de pintura.

Granalla.- Es importante el tamaño de la granalla para no obtener perfiles de rugosidad muy altos. Los tipos recomendados para pinturas son:

Granallas angular: G-50, G-40

Una mezcla de estos dos tipos proporciona mejores resultados. Las granallas G-50 y G-40 tienen un perfil de rugosidad media de 70 y 75 um respectivamente.

El uso combinado de estos dos tipos de granalla dará como rugosidad de 1/4 a 1/3, considerada como una rugosidad ideal.

6.3.2 Aplicación de Pinturas

Base.- Se deberá aplicar una capa de Duraplate UHS a 8 mils de espesor de película seca.

Acabado.- Se deberá aplicar una capa de Duraplate UHS a 8 mils de espesor de película seca.

Refuerzo en zonas críticas.- De ser necesario se deberá aplicar a brocha una capa de Duraplate UHS a 4 ó 5 mils de espesor de película seca.

El espesor total del sistema es de 16 mils de espesor de película seca.

6.3.3 Preparación de la Pintura

La presentación de las pinturas recomendadas consta de un componente "A" (resina), y de un componente "B" (catalizador), por lo cual antes de preparar las pinturas se verificará las hojas técnicas.

De acuerdo a las recomendaciones del fabricante, la mezcla del componente "A"(resina) y de un componente "B" (catalizador) es de 4 a 1

Se debe de tomar en cuenta que una vez mezclados los dos componentes se tendrá un tiempo determinado de vida útil del producto, el cual dependerá de la temperatura del lugar y de las especificaciones técnicas de cada uno de los productos.

Antes de mezclar los dos componentes serán agitados cada uno por separado, luego se realiza la mezcla en la proporción especificada y se agitará hasta que la misma se encuentre totalmente homogeneizada para lo cual se utilizarán agitadores neumáticos. Luego del tiempo adecuado de inducción y previa dilución, si fuera necesaria entre 5% a 10% para aplicación a pistola convencional o airless, se procederá a la aplicación de las pinturas.

6.3.4 **Control de Calidad**

Las condiciones ambientales son parte importante durante el proceso de arenado y pintado y el tiempo entre estas etapas, tanto en taller como en obra, por lo cual se debe de tomar en cuenta las siguientes recomendaciones:

- Un ambiente rural sin polución con humedad relativa entre 70 y 85% menor de 4 horas.
- Ambiente industrial agresivo o a la ribera del mar menos de 2 horas.
- La superficie debe ser pintada antes que aparezca una coloración perdisca. No se deberá pintar sobre superficies húmedas o mojadas.
- Aplicar las pinturas en condiciones ambientales de humedad no mayores al 85% de humedad relativa.
- La temperatura de la superficie deberá estar como mínimo 3°C por encima del punto de rocío.
- La temperatura de la superficie deberá encontrarse a 5°C mínimo y máximo de 50°C.

Medición del perfil de anclaje.- El perfil de anclaje o rugosidad creada por el preparación de superficie, deberá ser un cuarto o un tercio aproximadamente del espesor de pintura especificada, el cual se deberá verificar con instrumentos apropiados para garantizar la buena adherencia de sistema de protección.

Medición de película húmeda y seca.- Mediante este procedimiento se podrá verificar el espesor de pintura.

Medición de adherencia.- Este proceso de evaluación permite verificar la adherencia de la pintura sobre el sustrato, entregando valores cuantitativos.

Medición de discontinuidad de la película de pintura.- Este procedimiento nos permitirá encontrar zonas descubiertas o de muy bajo espesor, así sean pequeños los defectos.

Pintura Duraplate UHS.- Es un Ultra High Solid Epoxy a base de aminas cicloalifáticas, diseñado especialmente para la protección de estructuras metálicas y concreto expuestos a ambientes altamente agresivos. Su baja tensión superficial permite una mejor retención de pintura en vértices y ángulos agudos. Tiene características de protección totalmente superiores a los epóxicos convencionales.

Color	:	Variedad de colores
Acabado	:	Brillante
Sólidos por volumen	:	98% (según color)
Espesor seco recomendado	:	7 a 20 mils
Vida útil de la mezcla	:	45 minutos a 20°C
Adherencia ASTM 4541 (tracción)	:	800 psi
Flexibilidad ASTM 522 180° - ¾"	:	Pasa 9,7% elongación
Resistencia al impacto ASTM 2794	:	30 Lb/in
Abrasión ASTM D4060	:	20.8 mg perdida
Tiempo de secado	:	2 horas a 25°C

6.4 Cambio de Rodete

Los rodetes disponibles fueron fabricados por fundición en una sola pieza; trascurridos las horas de operación presentan desgaste principalmente de las cucharas y raíces de las mismas, además presentan porosidades y pequeñas fisuras que pueden llevar a fallas y accidentes durante el servicio. Mantener estos rodetes son un peligro constante; como referencia a este punto, mostramos algunos de los accidentes ocurridos con rodetes de las mismas características en diferentes centrales hidroeléctricas.

Cuadro N° 6.1 – Referencias de fallas de rodetes

Pais	Empresa	Fabricante	Horas	Potencia (MW)
Suiza	EGL	Escher Wyss	64 897	91,7
Colombia	EEEB	Escher Wyss	4 854	239
Austria	TIWAG	Escher Wyss	2 700 (*)	257
Italia	ENEL	Voith Siemens	8 000	36,5
Estados Unidos	DE&S, Seattle	Voith	2 700 (*)	16,4
Noruega	Lyse Kraft A/S	Kvaerner Drug	167 000 (*)	36

Nota.- (*) Son fisuras en los rodetes con alto riesgo de rotura de cangilones.

El diagnóstico del rodete, para su cambio, exige un estudio de la documentación del proyecto y de su historial de mantenimiento, una inspección visual detallada del estado de conservación, ensayos de vibración y ejecución del rendimiento operacional.

La evaluación del historial de mantenimiento, inspección visual y pruebas de vibraciones, determinan las reparaciones que deben ser realizados en la turbina y que van a mejorar su disponibilidad por la reducción de la frecuencia de las paradas y también en su rendimiento original.

6.5 **Cambio de Bobinas**

El aislamiento actual de las bobinas de los grupos generadores son de Clase B. En relación a los aspectos técnicos, un repotenciamiento del generador, exige una evaluación de las bobinas estáticas y de campo, así como el sistema de excitación, para permitir un aumento de potencia requerida; es necesario los cambios en el tipo de aislamiento.

Las bobinas de los generadores constituidos con un aislamiento tipo B, que soportan una temperatura hasta los 120 °C, para una vida útil de 25 años (Kedecki apud Caselato, 1998,pag. 49). Por tratarse de una rehabilitacion, es necesario cambio de las bobinas del estator, cambiar no solo la sección conductora, sino también el aislamiento tipo B al F que soporta temperatura de 155 °C. Este cambio permite instalar, en la misma ranura existente del núcleo del estator, barras de cobre con mayor sección de cobre y menor sección de aislamiento con la misma característica dieléctrica.

En las bobinas de campo, un alto porcentaje siempre soportan un incremento de la potencia del 20% aproximadamente, sin necesidad de cualquier cambio, por otro motivo el sistema de excitación deberá ser reemplazado si sus condiciones de operación ante nuevos escenarios de operación no cumple con los parámetros que se requiere.

Se debe de atender al sistema de ventilación, porque el aumento de calor generado por la rehabilitación debe ser disipado. Hay máquinas con sistema de ventilación del tipo abierto o del tipo cerrado con radiadores y sistema de enfriamiento con agua. El sistema de ventilación deberá sufrir modificaciones, que para nuestro caso será aumentar el flujo de agua.

El cambio de bobinas es uno de los componentes que posibilitaría mayor ganancia de la disponibilidad operativa y confiabilidad y que debe ser evaluado. La edad, las características, estado de envejecimiento provocado por los esfuerzos térmicos, eléctricos, ambientales y mecánicos. Se debe de verificar el historial del generador la existencia de sobrecargas imprevistas con exceso de temperatura o deficiencias de construcción como el desgaste del aislamiento por efecto corona, por consiguiente la expectativa de su vida útil asido reducida.

Por recomendaciones en la norma IEEE Std. 1147-1991, para que el diagnóstico pueda mostrar un alto índice de confiabilidad, se deberá adoptar un programa que comprenda la evaluación de las condiciones de los componentes del generador, conforme a lo indicado a continuación:

Bobinas del estator

- Dureza del acañado de las bobinas;
- Posicionamiento;
- Mediciones de tangente delta;
- Mediciones de descargas parciales; y
- Ensayos de tensión aplicada

Bobinas del rotor

- Medición de aislamiento;
- Pruebas de tensión de impulso (entre espiras);y
- Medición de resistencia.

Núcleo del estator

- Compresión residual;
- Condiciones del aislamiento
- Alineamiento

Rotor

- Mediciones de vibraciones

General

- Mediciones en el sistema de ventilación;
- Mediciones de potencia disponible en el acoplamiento; e
- Inspección visual.

En la Tabla N° 5.17 de la página 68, muestra los valores obtenidos de las descargas parciales en el bobinado estático de los grupos generadores, asimismo en la Tabla N° 5.18 de la página 70 muestra las salidas de los mismos por fallas en las bobinas del estator.

Resumiendo, se obtiene el Tiempo Promedio Para Reparar (TPPR), de 330 horas. Conjugando las tablas líneas arriba descritas, se propone el cambio de las bobinas del estator a los Grupos Nos. 2, 3 y 5.

6.6 Cambio de Reguladores de Tensión y Velocidad

6.6.1 Sistema de Excitación y Regulador de Tensión

El sistema de excitación esta compuesto por equipos rotativos, instalados en 1956 y 1967 para la primera y segunda etapa respectivamente, las características técnicas de los equipos están descritas en los puntos 2.2.10 y 2.2.11.

Los reguladores de tensión son del tipo electrónico analógico (fabricado en 1984) y las intervenciones por mantenimiento correctivo se está haciendo mas frecuente debido a los años de servicio, además los repuestos (tarjetas) no se encuentren disponibles en el mercado y sean reparadas cada determinado tiempo; el personal que realiza los trabajos tiene como base La Oroya y ante cualquier eventualidad en la C.H. Yaupi, incurre un gasto en el traslado del personal, prolongando el tiempo respuesta.

En los siguientes cuadros se detallan las comparaciones de las características técnicas principales de los equipos actualmente instalados versus los que se propone:

Cuadro N° 6.2 – Comparación entre Sistemas de Excitación

Característica	Rotativa		Estático	
	Característica	Puntaje	Característica	Puntaje
Puente rectificador	Excita al campo de la excitatriz principal	75	Excita al campo de grupo	100
Equipo de reserva	Si (Se realiza a máquina parada)	50	Si	100
Arranque en negro	No	50	Si	100
Detección de fallas	Si (lectura de planos)	50	Si (vía software)	100
Puntaje promedio	56		100	

Cuadro N° 6.3 – Comparación de Reguladores de Tensión

Característica	Análogo		Estático	
	Característica	Puntaje	Característica	Puntaje
Tiempo de respuesta	No se tiene datos	50	0,1 s ⁻¹	100
No. de canales	1	75	2	100
Precisión	2%	80	0,5%	100
Banda de regulación automática	No se tiene datos	50	70% a 120% ajustable	100
Banda de regulación manual	No se tiene datos	50	0% a 120% ajustable	100
Repuestos	Poco disponibles	30	Si	100
Detección de fallas	Si (pruebas a cada tarjeta electrónica)	45	Si (vía software)	100
Puntaje promedio	54		100	

Los puntajes asignados a cada característica es a criterio propio y el puntaje promedio es la media aritmética de los mismos. Como se observan en ambos cuadros, es necesario el cambio del sistema de excitación y del regulador de voltaje para los 5 grupos generadores.

6.6.2 Regulador de Velocidad

Actualmente en los grupos generadores están instalados reguladores de velocidad del tipo hidráulico tal como se ha descrito en el punto 2.2.8, para su reemplazo se hará una comparación mostrado en el siguiente cuadro.

Cuadro N° 6.4 – Comparación de los Reguladores de Velocidad

Característica	Mecánico		Digital	
	Característica	Puntaje	Característica	Puntaje
Característica PID	Si	100	Si	100
Repuestos	No disponibles, hay que fabricar	75	Disponible	100
Mantenimiento	Rutinario	75	Mínimo	90
Nivel de conocimiento	Intermedio	90	Alto	75
Detección de fallas	Si (pruebas y lectura de planos)	50	Si (vía software)	100
Control a distancia para el arranque	No	0	Si	100
Control de parámetros	Local	75	Local y a distancia	100
Numero de canales	Uno	75	Dos	100
Promedio	68		96	

Del mismo modo, los puntajes asignados a cada característica son a criterio propio y el puntaje promedio es la media de los mismos. Analizando el cuadro finalmente, el cambio de los reguladores de velocidad es necesario operativa y técnicamente, el cual mejorará los parámetros de operación; sobre todo cuando en las oscilaciones cuando se eleva o disminuye la carga, dando más confiabilidad y calidad en la operación a los grupos generadores.

6.7 Cambio de Celdas

Tal como es detallado en las características de las celdas en 13,8kV de cada grupo generador, los equipos necesitan cierta intervención para mantener el estado operativo del componente principal como de sus sistemas auxiliares; asimismo a

través de los años los diversos componentes se están degradando; para ello detallamos las principales comparaciones de los equipos existentes con los que se propone su cambio:

6.7.1 Interruptores

Los interruptores instalados actualmente necesitan mantenimiento y pruebas eléctricas para garantizar su operatividad, además tienen un tiempo muy largo para la apertura desde que se inicia la operación comprados con los diseños actuales. El tiempo prolongado en la apertura es perjudicial porque los interruptores en mención protegen al generador; la no apertura a tiempo origina al generador esfuerzos eléctricos, los cuales tendrán como consecuencia la degradación o falla del bobinado del estator y posibles averías al núcleo magnético.

Otros de los principales motivos para el cambio de las celdas es la ampliación de la C.H. Yaupi (programado para el 2009 la instalación de dos grupos generadores de 24 MVA), y una futura central hidroeléctrica de 100 MW aguas abajo, con los cuales aumentarán la potencia de cortocircuito de la barra donde se encuentran las celdas, siendo ésta la oportunidad para su cambio.

Cuadro N° 6.5 – Interruptor en 13,8kV

Características	OCB (actual)	SF ₆ (futuro)
Sustancia de aislamiento	Aceite dieléctrico	Gas SF ₆
Tiempo de cierre	120ms	25ms
Potencia de corto circuito	1 000 MVA	1 600 MVA

6.7.2 **Pararrayos**

Los pararrayos que actualmente están instalados son del tipo autoválvulares (convencional), teniendo las siguientes diferencias con respecto a los del tipo de óxido metálico:

- Los pararrayos del tipo de óxido metálico no tienen entrehierros, su protección es constante;
- Por su característica de tensión – corriente menos lineal que los de tipo convencional, no permite el flujo de corriente posterior causada por una sobretensión;
- Debido a que absorben menos energía que los convencionales, pueden soportar mayor cantidad de rayos y operaciones de interruptores;
- El volumen de las partes activas se reduce respecto al tipo convencional, lo que le hace más compactos; y
- Los pararrayos de óxido metálico tienen una característica extremadamente no lineal entre la tensión aplicada y la corriente resultante, que se aproxima al caso de los pararrayos ideales.

6.7.3 **Condensadores.-**

Los condensadores instalados en las barras de salida de los generadores sirven para absorber las oscilaciones de voltaje que se producen durante la operación del sistema y cuando se realizan maniobras (apertura de interruptores cercanos). Estas oscilaciones por ser pequeñas relativamente no pueden ser absorbidas por los pararrayos.

Los condensadores están clasificados como condensadores de alta energía y tienen una capacitancia de 0,25 μF , asimismo se encuentran bañados en aceite.

Los condensadores que se proponen instalar tienen la misma capacitancia a diferencia que no utilizan aceite como aislante, sino que son secos y son más compactos.

6.7.4 Trasformadores de medida y protección.-

Los motivos para el cambio de los transformadores de medida y protección son:

- Clase de precisión, los que se encuentran instalados actualmente para la protección es de 5P20, los que se instalarán serán de la misma clase, para los de protección, los que están instalados actualmente son de clase 0,5%; se propone instalar de la clase 0,2%.
- La antigüedad, que está relacionada con la curva de saturación.

6.8 Incremento de la Producción

6.8.1 Historial de generación eléctrica

Para tener un escenario adecuado y evaluar las pérdidas de carga antes de iniciar los trabajos que el proyecto describe, se muestra la energía generada de los cinco grupos de generación comprendida entre los años 1998 a la fecha. Este periodo comprende desde el inicio de las operaciones de la central como parte del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional.

Tabla N° 6.1 – Energía Generada

Año	Energía generada por Grupo de Generación				
	1	2	3	4	5
1998	152 741	157 953	151 164	152 606	143 903
1999	158 196	144 263	159 979	160 365	159 359
2000	149 980	155 648	153 523	157 470	157 102
2001	161 648	161 577	162 622	162 761	162 002
2002	169 365	168 105	169 345	170 788	170 326
2003	158 866	157 536	147 065	162 769	163 886
2004	165 823	166 162	153 404	168 419	170 273
2005	147 818	151 475	145 898	157 168	150 560
2006	152 418	154 474	152 696	160 909	162 056
Promedio	157 428	157 466	155 077	161 473	159 941

Del cuadro anterior, obtendremos la potencia promedio de cada grupo se muestra en la tabla siguiente.

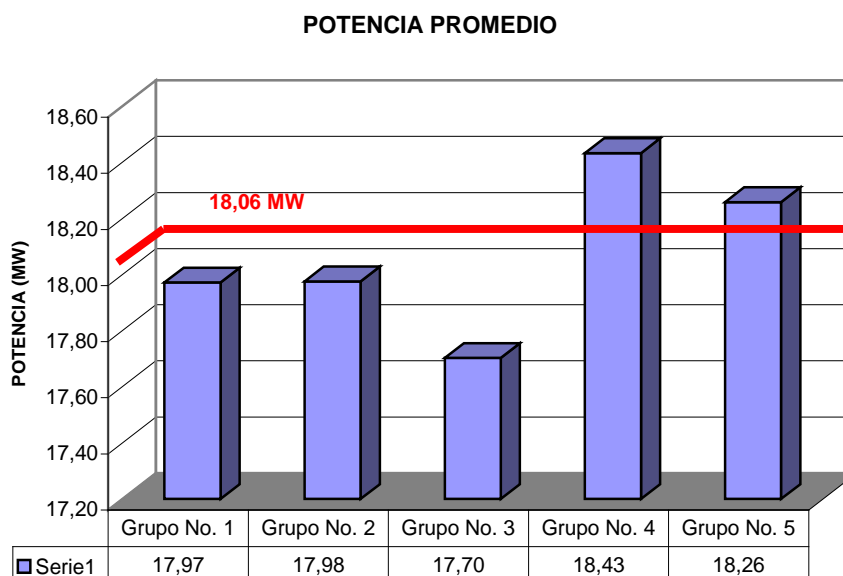
Tabla N° 6.2 – Potencia Promedio

Grupo	Potencia (MW)	Potencia promedio (MW)	Factor de planta
1	17,97	17,88	0,83
2	17,97		0,83
3	17,70		0,82
4	18,43	18,34	0,85
5	18,25		0,85
Total	90,32		0,84

En los últimos nueve años la central tiene las siguientes características:

- Potencia promedio de central : 90,32 MW
- Potencia promedio por grupo : 18,06 MW
- Factor de planta : 0,84

Figura N° 6.2 – Potencia Promedio



6.8.2 Incremento de altura neta por mantenimiento del Túnel

Tal como se describe en el punto 2.2.3, el Túnel de Conducción tiene una longitud de 12 430 metros, con una longitud de 7 774 metros revestidos, el resto tiene como paredes de roca viva; la altura geodésica del túnel es de 58,47 metros.

Asimismo en la Tabla No. 5.1 de la página 49, muestra los valores medidos de caudal y presión para diferentes potencias y de acuerdo a la ecuación (9), tenemos:

$$h = \left(\frac{1,05}{2g} + \frac{4L}{c^2 D} \right) V^2 = kV^2$$

Tabla N° 6.3 – Pérdidas en el Túnel de Conducción antes del Proyecto

Potencia (MW)	Pérdidas en el Túnel (m)	Caudal (m ³ /s)	Velocidad (m/s)	Coefficiente <i>k</i>
50,20	7,08	12,21	1,76	2,279
60,08	10,18	14,59	2,11	2,295
70,34	13,61	17,13	2,47	2,226
80,26	17,79	19,76	2,85	2,187
90,32	23,06	22,64	3,27	2,159

Después de haber realizado los trabajos parciales de reparación del Túnel de Conducción, tenemos el siguiente resultado:

Tabla N° 6.4 – Pérdidas en el Túnel de Conducción después del Proyecto

Potencia (MW)	Pérdidas en el Túnel (m)	Caudal (m ³ /s)	Velocidad (m/s)	Coefficiente <i>k</i>
102,14	29,54	26,76	3,86	1,982
107,18	34,64	29,08	4,20	1,963

Las dos últimas tablas son graficadas (Anexo No. 2) y de acuerdo a la tendencia se obtiene las alturas netas nuevas para los diferentes caudales.

Tabla N° 6.5 – Caudal y Altura Neta del Túnel de Conducción.

Caudal Total (m ³ /s)	Altura Neta en el Túnel (m)
11,25	51,80
12,50	50,30
13,75	49,00
15,00	47,25
16,25	45,90
17,50	44,00
18,75	42,20
20,00	40,50
21,25	38,60
22,50	36,50
23,75	34,30
25,00	32,10
26,25	30,00
27,50	27,90
28,75	25,20
30,00	22,60
31,25	19,40

6.8.3 Incremento de altura neta por mantenimiento de las Tuberías

Para cuantificar las pérdidas en la cada una de las tuberías forzadas, se hará el uso de la ecuación

$$h_T = \lambda \frac{L}{D} \frac{v^2}{2.g}$$

Además se tiene los siguientes datos:

Características	Tubería No. 1	Tubería No. 2
Altura (m)	471	471
Diámetro interior promedio (m)	1,951	1,504
Longitud (m)	1 288,24	1 305,71

Hallaremos la constante adimensional de λ de acuerdo a la ecuación 12.

$$\frac{1}{\sqrt{\lambda}} = -2 \log_{10} \left(\frac{k/D}{3,7} + \frac{2,51}{\text{Re} \sqrt{\lambda}} \right)$$

u : Viscosidad cinemática del agua $1,307 \times 10^{-6}$ cSt (10 °C)

De acuerdo a la Tabla N° 5.1 de la página 49, se tiene los siguientes datos:

Tabla N° 6.6 – Resumen de las Pérdidas de Altura en las Tuberías Nos. 1 y 2

Potencia (MW)	Caudal (m ³ /s)	Caudal en Tubería No. 1 (m ³ /s)	Caudal en Tubería No. 2 (m ³ /s)	Pérdidas en Tubería No. 1 (m)	Pérdidas en Tubería No. 2 (m)
50,20	12,21	7,33	4,88	13,99	14,50
60,08	14,59	8,74	5,85	15,34	16,40
70,34	17,13	10,30	6,83	17,33	18,42
80,26	19,76	11,88	7,88	19,56	21,72
90,32	22,64	13,63	9,01	22,20	25,64
102,64	25,52	15,32	10,21	25,43	30,38

Para el cálculo de la constante adimensional λ , el coeficiente de rugosidad k de cada tubería para diferente caudal, se muestra en las siguientes tablas, haciendo el uso de las formulas 13 y 14 del capítulo 4, además se está descontando el 6% de las pérdidas secundarias.

Tabla N° 6.7 – Constante adimensional y coeficiente de rugosidad absoluta para la Tubería No. 1

Caudal (m ³ /s)	Perdidas (m)	Constante adimensional (λ)	Coficiente de Rugosidad (k)
7,33	13,15	0,065	5,382
8,74	14,42	0,050	5,578
10,30	16,29	0,041	5,721
11,88	18,39	0,035	5,827
13,63	20,87	0,030	5,917
16,32	25,43	0,025	6,019

De la tabla se puede apreciar una constante dentro del rango por el estado de la tubería, siendo el promedio del coeficiente de rugosidad de (k) de 5,741mm.

Tabla N° 6.8 – Constante adimensional y coeficiente de rugosidad para la Tubería No. 2

Caudal (m ³ /s)	Perdidas (m)	Constante adimensional (λ)	Coficiente de rugosidad (k)
4,88	13,63	0,041	4,410
5,85	15,42	0,032	4,527
6,83	17,31	0,026	4,614
7,88	20,42	0,023	4,665
9,01	24,10	0,021	4,706
10,21	30,38	0,020	4,720

De igual forma se tiene que el coeficiente de rugosidad (k) promedio de: 4,607mm

Con el mantenimiento interior de la tubería, se asume que para ambos coeficientes de rugosidad (k) será de 1,0mm.

De esta forma, se tiene los siguientes resultados:

Tabla N° 6.9 – Pérdidas en la Tubería No. 1 después del Proyecto

Caudal (m³/s)	Coficiente de rugosidad (k)	Constante adimensional (λ)	Pérdidas Primarias (m)	Pérdidas Totales (m)
6,75	1,000	0,017	2,90	3,08
7,50	1,000	0,017	3,59	3,80
8,25	1,000	0,017	4,33	4,59
9,00	1,000	0,017	5,16	5,47
9,75	1,000	0,017	6,05	6,41
10,50	1,000	0,017	7,01	7,43
11,25	1,000	0,017	8,04	8,52
12,00	1,000	0,017	9,18	9,73
12,75	1,000	0,017	10,32	10,94
13,50	1,000	0,017	11,57	12,26
14,25	1,000	0,017	12,89	13,66
15,00	1,000	0,017	14,28	15,14
15,75	1,000	0,017	15,74	16,69
16,50	1,000	0,017	17,27	18,31
17,25	1,000	0,017	18,88	20,01
18,00	1,000	0,017	20,56	21,79
18,75	1,000	0,017	22,31	23,64

Tabla N° 6.10 – Pérdidas en la Tubería No. 2 después del Proyecto

Caudal (m³/s)	Coefficiente de rugosidad (k)	Constante adimensional (λ)	Pérdidas Primarias (m)	Pérdidas Totales (m)
4,50	1,000	0,017	3,66	3,87
5,00	1,000	0,017	4,51	4,78
5,50	1,000	0,017	5,46	5,79
6,00	1,000	0,017	6,50	6,89
6,50	1,000	0,017	7,63	8,08
7,00	1,000	0,017	8,84	9,38
7,50	1,000	0,017	10,15	10,76
8,00	1,000	0,017	11,55	12,25
8,50	1,000	0,017	13,04	13,82
9,00	1,000	0,017	14,62	15,50
9,50	1,000	0,017	16,29	17,27
10,00	1,000	0,017	18,05	19,13
10,50	1,000	0,017	19,90	21,09
11,00	1,000	0,017	21,84	23,15
11,50	1,000	0,017	23,87	25,30
12,00	1,000	0,017	25,99	27,55
12,50	1,000	0,017	28,20	29,90

Altura Neta Total.- Considerando las pérdidas en el Túnel de Conducción y de las Tuberías Forzadas se tiene los siguientes resultados:

Tabla Nº 6.11 – Altura Neta para las Tubería No. 1 y 2 después del Proyecto

Caudal Total (m ³ /s)	Altura Neta Tubería No. 1 (m)	Altura Neta Tubería No. 2 (m)	Altura Neta del Túnel (m)	Altura Neta Total Tubería No. 1 (m)	Altura Neta Total Tubería No. 2 (m)
11,25	467,92	467,34	51,80	519,72	519,14
12,50	467,20	466,49	50,30	517,50	516,79
13,75	466,41	465,54	49,00	515,41	514,54
15,00	465,53	464,50	47,25	512,50	511,75
16,25	464,59	463,37	45,90	510,49	509,27
17,50	463,57	462,16	44,00	507,57	506,16
18,75	462,48	460,85	42,20	504,68	503,05
20,00	461,27	459,45	40,50	501,77	499,95
21,25	460,06	457,96	38,60	498,66	496,56
22,50	458,74	456,38	36,50	495,24	492,88
23,75	457,34	454,71	34,30	491,64	489,01
25,00	455,86	452,95	32,10	487,96	485,05
26,25	454,31	451,10	30,00	484,31	481,10
27,50	452,69	449,16	27,90	480,59	477,06
28,75	450,99	447,13	25,20	476,19	472,33
30,00	449,21	445,01	22,60	471,81	467,61
31,25	447,36	442,80	19,40	466,76	462,20

6.8.4 Incremento de potencia y energía por cambio de Rodete

Para el cálculo del incremento de potencia se hará el uso de la siguiente formula.

$$\Delta P = P_{m1} \left(\frac{H_{n2}}{H_{n1}} \cdot \frac{\eta_{r2}}{\eta_{r1}} - 1 \right)$$

Donde:

P_{m1}	:	Potencia promedio antes del proyecto
H_{n2}	:	Altura neta después del proyecto
H_{n1}	:	Altura neta después del proyecto
η_{r2}	:	Eficiencia del rodete nuevo
η_{r1}	:	Eficiencia del rodete antiguo

Tabla N° 6.12 – Incremento de Potencia para la Etapa No. 1

Potencia (MW)	H_{n1} (m)	H_{n2} (m)	η_{r1}	η_{r2}	ΔP (MW)
10,05	506,20	518,05	84,40	89,80	0,893
12,00	501,70	513,14	85,10	90,15	1,002
14,10	496,20	508,43	85,30	90,30	1,194
16,06	489,70	502,33	85,60	90,20	1,300
18,10	481,70	494,83	85,40	90,05	1,506
20,51	475,17	486,44	84,85	89,00	1,513

Tabla N° 6.13 – Incremento de Potencia para la Etapa No. 2

Potencia (MW)	H_{n1} (m)	H_{n2} (m)	η_{r1}	η_{r2}	ΔP (MW)
10,03	505,69	517,34	88,05	89,80	0,435
12,03	500,64	511,99	88,50	90,15	0,502
14,02	495,12	507,08	88,80	90,30	0,581
16,04	487,49	500,54	88,20	90,20	0,803
18,00	478,26	492,70	88,60	90,05	0,847
20,55	465,74	483,41	88,15	89,00	0,985

Las ganancias por la reparación del Túnel de Conducción, mantenimiento al interior de las Tuberías Forzadas Nos. 1 y 2, y el cambio de los rodetes a los cinco grupos generadores es:

Potencia Promedio

Para este caso se usa el mismo caudal antes y después del proyecto.

- Potencia promedio futuro : 96,512 MW
- Incremento de potencia : 6,192 MW

Potencia Efectiva

Para hallar la nueva potencia efectiva, se usará la ecuación 4 y un caudal muy próximo al nominal de $5,3 \text{ m}^3/\text{s}$, asimismo se considera las nuevas alturas netas para cada etapa para un caudal total de $26,5 \text{ m}^3/\text{s}$.

- Altura neta para la Etapa No. 1 : 483,57 m
- Altura neta para la Etapa No. 2 : 480,29 m
- Eficiencia del rodete a $5,3 \text{ m}^3/\text{s}$: 89,5 %
- Eficiencia del generador : 0,98%
- Potencia Efectiva futuro : 109,962 MW
- Potencia efectiva actual : 104,929 MW
- Incremento de potencia efectiva : 5,033 MW

La energía ganada por año será de acuerdo a la ecuación (9)

- Energía ganada por año : 45 563,21 MWh

6.8.5 Incremento de energía por Disminución del Mantenimiento

Con los trabajos descritos anteriormente, cambiaría la política en la gestión del mantenimiento, cuyo objetivo principal es disminuir las horas de inspección y mantenimiento a la mitad, los mantenimientos mayores a una frecuencia de 2 años, además de disminuir las salidas forzadas internas.

Inspección y mantenimiento programado

En la Tabla N° 5.8 de la página 59, se muestra las horas de inspección y mantenimiento promedio de cada uno de los grupos generadores.

Se seguirá realizando los mismos trabajos descritos en el punto 4.2 con referente a este tipo de trabajo; el objetivo es de reducir cada inspección a 1,82 horas y tener 11 paradas anuales para inspección de rodete y componentes auxiliares; además de realizar limpieza de filtros y lubricación de partes móviles, esto hace un total de 20 horas anuales y se tendrá un ahorro de 59,82 horas anuales.

Tabla N° 6.14 – Horas de Mantenimiento Preventivo Rutinario

Grupo	Horas de mantenimiento (actual)	Horas de mantenimiento (futuro)	Ahorro
1	32,35	20,00	12,35
2	35,93	20,00	15,93
3	28,35	20,00	8,35
4	33,29	20,00	13,29
5	29,90	20,00	9,90

Mantenimiento Mayor Anual

En la Tabla N° 5.7 de la página 58 se muestra las horas de mantenimiento mayor que se realizan a los grupos generadores anualmente, asimismo en la misma tabla se proyecta las horas de mantenimiento mayor que se realizarán después de los cambios. El recorte de las horas está en función a las labores dejadas de hacer en generador, cuyo trabajo será solo de limpieza.

Tal como muestra la tabla líneas abajo, después de realizado el proyecto se estima que las horas de mantenimiento duren 40 horas anuales por grupo, que al final traducirá un ahorro de 164,5 horas anuales de parada.

Tabla N° 6.15 – Horas de Mantenimiento Mayor Anual

Grupo	Horas de mantenimiento (actual)	Horas de mantenimiento (futuro)	Ahorro
1	98,18	40,00	58,18
2	52,75	40,00	12,75
3	96,99	40,00	56,99
4	57,77	40,00	17,77
5	58,82	40,00	18,82

Cambio de rodete

De acuerdo a la información disponible con respecto a la duración del rodete, antes de presentar la primera fisura son:

- Los rodetes que fueron fabricados por fundición en una sola pieza (citados en el historial de rodetes y codificados como VR-1, A-1, A-2 y A-3) e instalados en la C.H. Yaupi duraron 18 365 horas como promedio antes que aparezca la primera fisura, traducidos en años como referencia y considerando el factor de planta de 0,84 resulta una duración de 2,49 años; aproximadamente 2,5 años.
- Los rodetes fabricados por el método de disco base forjado y cucharas por relleno de soldadura, están en operación y actualmente están durando 30 000 horas sin presentar fisuras, además de tener desgaste menos pronunciado que los anteriores (son los rodetes codificados como VAT-1, VAT-2)

Con las observaciones anteriores, se proyectará que los rodetes del proyecto tendrán una duración de aproximadamente de 5 años.

En la Tabla N° 5.15 de la página 66, muestra las horas utilizadas para cambio de rodetes por presentarse fisuras y desgastes en los filos de ataque; para el

proyecto estas horas no serán utilizadas y el ahorro tendrá en cuenta los siguientes detalles:

- Anualmente desde el año 1999 hasta el año 2005, se tiene como promedio el cambio de rodete en 8,36 horas;
- Los rodetes propuestos para dar de baja tiene como promedio el indicador de mantenimiento Tiempo Promedio Para Fallar (TPPF) de 9 489 horas antes que aparezca la primera fisura.

Teniendo en cuenta los dos puntos anteriores concluimos que cada dos años tendremos tres cambios de rodete, con una duración de 8,36 horas cada cambio, para efectos de cálculo, se obtiene un ahorro anual de 12,54 horas en total.

Cambio de bobinas

De igual forma, para el cambio de bobinas tenemos un TPPF de 115 291 horas, es decir los tres generadores pueden fallar en 13,5 años, considerando cada parada de 330 horas.

Para cálculos referenciales que se harán anualmente, se deduce que cada año tomará aproximadamente un total de 73 horas anuales.

Se estima la reducción de horas por trabajos de mantenimiento:

- Mantenimiento preventivo rutinario : 59,82 horas
- Mantenimiento mayor anual : 164,50 horas
- Cambio de rodete : 12,54 horas
- Cambio de bobinas : 73,00 horas
- Ahorro total de horas : 309,86 horas

Energía total anual : 25 122 MWh

Costos y trabajos de mantenimiento

Los costos de mantenimiento que incurren a los grupos generadores son:

- Inspección y mantenimiento programado
- Mantenimiento mayor anual
- Cambio de rodetes
- Cambio de bobinas

Del mismo también se considera los costos para la inspección, pruebas y mantenimiento de las celdas en 13,8kV de cada grupo generador

En el Anexo No. 3, se detallan los ahorros de horas hombres y horas máquina en total después de implementar el proyecto.

La suma total asciende a **US \$ 42 026,67**

6.8.6 Resumen

En la siguiente tabla, se muestra el resumen de la ganancia de potencia media, potencia efectiva y horas de producción por nuevos programas de mantenimiento.

Tabla N° 6.16 – Incremento de potencia, energía y ahorro en Horas-Hombre

Trabajo	Incremento
Por rehabilitación del Túnel de Conducción, Mantenimiento en el interior de las Tuberías Nos. 1 y 2, y Cambio de Rodetes	45 563 MWh
Por ganancia de horas (mantenimiento)	25 122 MWh
Ganancia en Potencia Efectiva	5,033 MW
Ahorro de Horas Hombre en Mantenimiento	US \$ 42 026

CAPÍTULO VII

ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DE LOS EQUIPOS Y MATERIALES

7.1 **Introducción**

Para el presente proyecto, se ha definido realizar los siguientes puntos:

Primero.- Para mejorar la disponibilidad mecánica e incrementar la potencia media generada y energía se reemplazará el siguiente equipamiento:

- Rodete; y
- Bobinas del estator

Segundo.- Para mejorar los parámetros de operación y tiempo de respuesta de los grupos generadores, se requiere el reemplazo de:

- Reguladores de tensión y velocidad.
- Interruptores principales de cada grupo generador.

7.2 **Rodete**

7.2.1 **Generalidades**

El objeto de la especificación técnica es diseñar rodetes tipo Pelton, los cuales están previstos para trabajar en la Central Hidroeléctrica de Yaupi, para la generación de energía eléctrica, accionando un grupo de generación

cuya potencia nominal es de 24 000 kVA; $\text{Cos } \phi$ 0,90; 450 rpm y para una altura bruta de 524,3 m.

7.2.2 Características generales de diseño y normas de fabricación

Los rodetes deberán desempeñarse eficientemente en la gama de funcionamiento de la central tanto con cinco grupos simultáneamente así como con un solo grupo, para lo cual la altura neta varía desde 469,4 m a 520 m respectivamente.

La potencia mínima de desarrollo del rodete, para una altura neta de 469,4 m debe ser de 21 600 kW medidos en bornes de salida del generador.

En base a las condiciones antedichas, el rodete se diseñará con un número óptimo de cucharas, el cual de acuerdo a la experiencia y diseño de suministros últimos debe ser entre 19 ó 20 cucharas; se determinará la forma y dimensiones de la cuchara con un máximo en la dimensión del ancho $B=580$ mm; respetando el diámetro de impulso del chorro del inyector de 1 880 mm, y el diámetro externo del rodete máximo de 2 490 mm.

El rodete será fabricado de acuerdo a las especificaciones de las normas ASTM, DIN, ABNT, ASME y CCH70-2.

7.2.3 Datos de referencia para el diseño

Los datos y especificaciones que a continuación se indican son los que se tomarán en cuenta para la fabricación del rodete, considerando las estipulaciones descritas en los acápites 1, 2 y 3:

Datos de placa de las turbinas

Cuadro N° 7.1 – Datos de placa de las turbinas

Descripción	Grupos Nos. 1, 2 y 3	Grupos Nos. 4 y 5
Altura (H)	469 m	481,6 – 524,3 m
Potencia (P)	20 888 HP	24 100 kW
Velocidad (n)	450 rpm	450 rpm
Caudal (Q)	5,2 m ³ /s	5,05 – 5,32 m ³ /s

Datos generales de altura

- Altura bruta : 524,3 m
- Altura neta funcionando sólo una unidad : 520,0 m
- Altura neta funcionando cinco unidades simultáneamente : 469,4 m

Cuadro N° 7.2 – Datos de planos para el diseño de las turbinas

Descripción	Grupos Nos. 1, 2 y 3	Grupos Nos. 4 y 5
Marca	Morgan Smith	Escher Wyss
Diámetro de impulso o de paso del rodete	1880 mm	1880 mm
Diámetro exterior del rodete	2490 mm	2475 mm
N° de cucharas	19	19
N° de inyectores	2	2
Arreglo de inyectores	a 80°	a 75°
Diámetro del chorro	184,66 mm	189 mm
Diámetro boca tobera	223,52 mm	240 mm
Carrera del inyector (stroke)	186,36 mm	149,4 mm
Angulo de punta de aguja	45°	50°
Angulo boca de tobera	32° 25'	42°
Servomotores	Externos	Externos

Normas para la fabricación del material del rodete

a) De acero fundido	ASTM A 743 grado CA-6NM DIN 17 445 grado G-X 5 CrNi 13 4
b) De acero forjado	ASTM A 182 grado F-6NM SEW 400 grado X 4 CrNi 13 4
c) De acero en soldadura	ASTM A 743 grado CA-6NM DIN 17 445 grado (M)G-X 5 CrNi 13 4

7.2.4 Fabricación*Por disco base forjado y cucharas por relleno de soldadura*

La fabricación por este tipo de tecnología se realizará por etapas, primero por fundición y forjado de un cuerpo base en forma de disco que incluye el cuerpo de la raíz de las cucharas, los cuales se formarán por un sistema de fresado, y luego sobre éstas la formación de la geometría de las cucharas por relleno de soldadura el cual se realiza por un sistema robótico guiado por control numérico, finalizando con el maquinado de las cucharas.

Este método ofrece una ventaja claramente superior respecto a los rodetes fundidos; la parte más sensible del rodete, desde el punto de vista de seguridad y de la vida útil, es decir la raíz de las cucharas, es fabricado con material forjado, lo que hace superior a cualquier pieza fundida en lo referente a la fatiga del material.

Composición Química.

Se precisará la composición química del material y realizará las verificaciones necesarias de cumplimiento de la norma ASTM A 743/A 743M – 93a. Los contenidos de azufre y fósforo serán los siguientes valores:

- Azufre \leq 0.030 %
- Fósforo \leq 0.030 %

Características Mecánicas

El rodete será sometido a ensayos destructivos mediante probetas de muestra. Las dimensiones y tolerancias serán verificadas antes de la recepción. La pieza quedará libre de defectos. Además deberá de cumplir con los requerimientos mínimos especificados en la norma ASTM A 743/A 743M.

7.2.5 Ensayos y pruebas

Ensayos destructivos

Se realizarán sobre probetas extraídas de apéndices que se fundirán conjuntamente con la pieza de la que se retirarán solamente después del primer tratamiento térmico. Las formas, dimensiones y cantidad de probetas serán fijadas en los talleres de fabricante.

Ensayos no destructivos

- Por líquidos penetrantes.

El ensayo se realizará sobre cada una de las cucharas y sobre las partes que la norma CCH 70-2 lo determina. Las superficies a examinar estarán limpias y secas, libres de toda suciedad, escorias y óxidos, se eliminará todo exceso de rugosidad. La temperatura de la pieza debe estar dentro del rango de eficacia de los líquidos penetrantes y el tiempo de penetración debe de estar de acuerdo con esta temperatura.

Para la aceptación de los ensayos se tomará como referencia una superficie de 100 cm², cuadrada o rectangular, usándose los siguientes criterios de acuerdo a la norma CCH 70-2, PT 70-2, clase 2, como requerimiento mínimo debe garantizar lo siguiente:

- No debe existir ninguna indicación circular como dimensión mayor a 4 mm (diámetro mayor).

- No debe existir indicaciones que están dispuestas una a continuación de otra distando entre sí menos de 2 mm.
- La superficie total de las indicaciones debe ser inferior a 20 mm² por cada 1 dm².

- Por partículas magnéticas

Este ensayo se realizará en las partes que especifica la norma CCH 70-2, MT 70-2; de preferencia se realizará en las superficies desbastadas no pulidas. El campo magnético será creado por corriente rectificada con una intensidad de 70 amperios por cada centímetro de separación entre electrodos. La imagen magnética se obtendrá usando polvo magnético seco o en suspensión con un líquido apropiado. El ensayo se realizará sobre cuadrículas de 15 a 20 cm de lado, aplicando los electrodos paralelamente a las diagonales o a los lados.

La aceptación de los ensayos estará condicionada a la no existencia de discontinuidades, porosidades. Las indicaciones menores a 1 mm de longitud no serán tomadas en cuenta. En caso de desacuerdo se repetirá el ensayo y de ser necesario, se realizará un amolado local, si persiste la duda se usarán líquidos penetrantes en la zona en cuestión debiéndose reparar cuando sea necesario.

- Por ultrasonidos

Esta prueba se realizará después del tratamiento térmico y en los lugares que se determinarán de acuerdo a la norma CCH 70-2, UT 70-2.

El equipo a emplearse debe tener un rango de frecuencia de 1 a 5 Mhz con una precisión de ± 2 dB, con eje de tiempos regulable continuamente. Los palpadores serán rectos de ondas longitudinales con diámetros entre

18 y 25 mm con una resolución y sensibilidad adecuadas, se preverá palpadores angulares y de emisión/recepción para su uso en casos especiales.

El examen se realizará con dos modalidades: abarcando el 100% de una determinada superficie desplazando el palpador por líneas paralelas cubriendo toda el área y por sondeo según puntos localizados sistemáticamente, en este último caso, si se detecta una anomalía se debe investigar su contorno.

Los puntos en que detecten anomalías se agruparán en zonas; se considerarán dos zonas distintas cuando la distancia entre ellas es mayor a dos veces la dimensión máxima de cualquiera de ellos. Si los puntos no se pueden agrupar en zonas, éstos serán considerados como indicaciones aisladas.

Para la aceptación de las pruebas se tomarán en cuenta los siguientes criterios:

- La relación A/R , debe ser menor a 0,5 donde: A es la altura del eco máximo de la anomalía y R es la altura de la curva de referencia a la misma profundidad.
- La superficie máxima de una zona de agrupamiento debe ser menor a 5 cm^2 .
- La superficie acumulada de todas las zonas de agrupamiento debe ser inferior al 1% de la superficie examinada.
- Las indicaciones puntuales aisladas no deben ser mayores a 3 por dm^2 de superficie examinada.

- Por radiografía

El examen se realizará después del tratamiento térmico. El tipo de película será elegido en función de la naturaleza de la radiación (rayos equis o gamma) y de los espesores a radiografiar, según las indicaciones de ASTM E 94-68 (1974).

Los criterios de aceptación de las pruebas estarán basados en la última edición de las normas ASTM E 148 y E 280.

7.2.6 Dimensiones del rodete

Diámetro del rodete	Da	:	2 424 mm
Diámetro Pelton	D1	:	1 880 mm
Ancho interior de cucharas	B2	:	580 mm
Número de cucharas	Z2	:	20
Peso aproximado	W	;	5 950 kg

7.3 Bobinas del Estator

La fabricación de las bobinas estáticas tendrán las siguientes características:

7.3.1 Cobre

Se construyen las bobinas con pletina de cobre electrolítico al 99,99% recocido con aristas redondeadas.

7.3.2 Aislamiento

El método a utilizarse será el de Resin Rich, este tipo aislamiento fue diseñado para corregir los problemas derivados de la escasa homogeneización que se conseguía con los sistemas anteriores de aislamiento (micas asfálticas y micas secas con poliéster), en los cuales se

producen pequeñas bolsas de aire atrapado, el cual al ionizarse produce descargas parciales en el seno del aislamiento acortando por descomposición la vida del material aislante.

Este sistema une, la bondad del método de encintado continuo, con las características de los nuevos aislamientos de tipo mica-resina epoxi, consiguiendo con ello una capa perfectamente homogeneizada.

7.3.3 Características Constructivas

Se construyen las bobinas con pletina de cobre electrolítico recocido con aristas redondeadas aislado convenientemente para la tensión a soportar según el proyecto (dos capas de vidrio, esmalte más dos capas de vidrio, cinta de poliéster-mica-resina/epoxi).

Tras su conformación y rigidización se las moldea en máquina automática la cual aporta exactitud dimensional de la primera a la última bobina.

El aislamiento de masa se realizará por el sistema de encintado continuo a 1/2 recubrimiento con aislamiento clase térmica "F".

Se utilizarán: una cinta con soporte de vidrio, mica y alto contenido en resina epoxi en la parte recta y otra cinta con soporte de vidrio, mica, folio de poliéster y con menor contenido de resina epoxi en cabezas.

El cono de unión entre ambas cintas se efectúa en cabeza, alejando esta unión del paquete magnético.

Esta operación pretende conseguir una parte recta rígida y con muy buenas características dieléctricas y una cabeza que permite cierta flexibilidad para

facilitar el bobinado y manipulación.

La rigidización final de la parte recta se consigue mediante el tratamiento de polimerizado de los aislamientos epoxicos en prensa, con reglas calientes.

Secuencia de Operaciones

- Arrollado
- Formación de la bobina
- Rigidización de la parte recta
- Aislamiento a masa: encintado continuo en máquina automática con regulación constante de presión, y aplicación de cintas conductoras y semiconductoras.
- Homogeneización y polimerización de aislamientos en prensa caliente.
- Curado final de bobina, se procede en estufa a 140 °C durante 10 horas.
- Aplicación de una capa final de cinta de sellado en cabezas.

Proceso de Fabricación

Antes de la fabricación de las barras estatóricas se construirá un modelo a escala 1:1 de un sector del núcleo magnético; la forma y el ángulo de la barra se verificará en el modelo del estator antes de iniciar la producción definitiva de las barras. De este modo, se garantiza que la bobina encajará perfectamente en el núcleo del estator durante el montaje final.

El sistema de aislamiento se aplica para formar el aislamiento a masa de cada barra estatórica formada. El aislamiento se aplica después de dar a las barras una forma acorde con el diseño del devanado frontal del estator.

Durante muchos años, el aislamiento asfáltico fue el aislamiento de Clase B, estándar para barras estatóricas de generadores. Debido al aumento de las

características nominales de los generadores y de los voltajes del inducido, se desarrolló un aislamiento con mayor capacidad térmica, resistencia física, tenacidad y propiedades dieléctricas, el que se le conoce como sistema de aislamiento a tierra de Clase F. La mica, que proporciona la gran resistencia requerida, se aplica en forma de cinta de papel de mica integral "rica en resina".

Esta resina es impregnada en condiciones de alta presión y temperatura, con un aglomerante de resina epóxica termoendurecible. Tras los procesos de moldeado y secado, este sistema constituye un aislamiento de alta densidad, elástico y homogéneo, de gran resistencia física y dieléctrica.

A continuación se presentan otras propiedades y ventajas adicionales de este sistema:

- Resina.- La importantísima base de toda la estructura del aislamiento, un perfeccionamiento clave en la ciencia y tecnología de las resinas epóxicas y la razón esencial de muchas de las extraordinarias capacidades del aislamiento; gracias a la red transversal proporcionada por esta resina, pueden obtenerse prestaciones superiores.
- Mayor rendimiento térmico.- Durante varios ciclos de funcionamiento y servicio a alta temperatura, las barras estáticas de tamaño natural aisladas con el sistema resistieron con éxito a su deterioro debido a choque térmicos.
- Mayor tenacidad.
- Las barras estáticas aisladas con este sistema poseen una mayor resistencia a los productos químicos, humedad, aceites y otros contaminantes.
- Las cintas se colocan con un tensado predeterminado y solapada hasta la mitad de su anchura. Mediante un control estricto del espesor de la cinta

durante la aplicación a máquina, se garantiza la aplicación uniforme del aislamiento en la barra estática.

- A lo largo de numerosas pruebas durante la producción, abarcando todos los procesos de fabricación, se ha comprobado la repetibilidad y calidad del proceso de las barras estáticas con este tipo de aislamiento, siendo pues dicho proceso capaz de producir barras estáticas uniformes adecuadas para los requerimientos de montaje y separación.
- Las barras estáticas aisladas con este sistema han superado pruebas de resistencia a la fatiga de larga duración, con fuerzas electromagnéticas y vibratorias dos veces superiores a las condiciones de funcionamiento extremas previstas.
- Asimismo, la gran resistencia y alta fiabilidad de funcionamiento del sistema de aislamiento han sido confirmadas en las pruebas al choque, en las que se simuló repentinamente cargas en cortocircuito sobre modelos de estator de tamaño natural.
- Las barras poseen propiedades de rigidez que proporciona al diseño una resistencia intrínseca a los problemas de vibración resonante. No hay constancia de problemas de vibración resonante con las barras estáticas, siempre que se instalen correctamente.

Combinando con el método de impregnación y las técnicas de moldeado de este sistema, el aislamiento conferirá al conjunto estator un sistema de aislamiento de alta calidad capaz de soportar considerables fuerzas electromagnéticas, vibratorias y de cortocircuito.

Sistema de Reparto de Potencial

Se colocan cintas semiconductoras de diseño especial sobre las superficies externas de todos los devanados estáticos para controlar las cargas acopladas capacitivamente que se forman en las superficies de los

arrollamientos durante los ensayos de hipervoltaje y el funcionamiento del generador. Dichas cargas eléctricas producen en las superficies de los devanados un voltaje igual al voltaje del conductor dentro del aislamiento. Los materiales semiconductores apartan las cargas de las superficies y las ponen a tierra de forma controlada. Sin la presencia de tales materiales, se produciría una erosión del aislamiento como consecuencia de las descargas parciales entre las superficies de los devanados y las superficies unidas a tierra.

Sistema de soporte de ranuras

En máquinas de refrigeración convencional y con aislamiento rígido, las tiras onduladas y configuraciones de acunamiento progresivo son eficaces, pero sólo se utilizan elementos de relleno rígidos y macizos entre las barras. Independientemente del tamaño de la máquina; hay que prestar mayor atención al apriete de las cunas. El éxito queda subordinado a la selección e inspección cuidadosa del material de las cuñas, para evitar su contracción y deslizamiento.

La utilización de muelles ondulados laterales a lo largo de cada barra para la puesta del blindaje de la barra a la ranura, proporciona amortiguamiento por rozamiento permanente contra movimientos tangenciales y radiales.

Descripción del proceso de aislamiento de las barras

El sistema de aislamiento propuesto, es un sistema termoendurecible rígido compuesto de un papel de mica con refuerzos de vidrio y dracon, con resina no curada pre-impregnada en la cinta (rica en resina). Estas cintas son colocadas a la máquina y luego se aplica un sistema de materiales de sacrificio. Se endurecen las barras aplicando calor y presión para compactar y endurecer el aislamiento. Este sistema también utiliza un blindaje conductor

en la sección de ranuras y un supresor semiconductor en la salida de la ranura para evitar el efecto corona durante las pruebas de alto voltaje y en el funcionamiento.

- Pletinas

En la fabricación de barras estatóricas, este método emplea cobre electrolítico al 99,9% que minimiza el agrietamiento por fatiga. Las pletinas de cobre con continuas de un extremo a otro de la barra. No se permite empalmes de cobre.

Aislamiento del Conductor

El aislamiento de hilos consiste en vitrofibra impregnada de poliéster fundida.

Aislamiento principal parte recta de bobinas

En esta parte el aislamiento es llevado a cabo mediante el prensado térmico de la parte recta de la bobina la cual queda totalmente rígida. Este sistema es el mas recomendado para máquinas de alta tensión como lo es en el presente caso, porque presenta las mejores performances de resistencia térmica, dieléctrica y mecánica combinadas para sistemas de aislamiento clase "F" (155°C). Para este fin se requiere de cintas compuesta de mica-tejido de vidrio film de poliéster y en resina epoxi tipo en estado B. El espesor total de las capas del encintado (antes del curado) debe ser aproximadamente un 104% del espesor final requerido para el aislamiento principal a más en la parte recta (3mm para 13,8kV).

El recomendable iniciar el proceso de prensado térmico a una presión solo cuando la temperatura de contacto este entre 90°-100°C, luego se incrementa la presión y la temperatura paulatinamente (aproximadamente 15 minutos) hasta los valores finales de prensado térmico (presión aproximado de 1

N/mm² y 160 °C de temperatura) por unos cincuenta minutos.

Aislamiento de cabezas de bobinas

Las opciones de aislamiento de las cabezas de bobinas es determinada por varios factores que incluyen:

- El voltaje nominal de la máquina
- La flexibilidad requerida de la cabeza de bobina durante el proceso de montaje de bobinas.
- Resistencia a los agentes atmosféricos.

En las máquinas, cuyo paso de bobina es corto (450 RPM – 16 Polos) y su nivel de tensión alto 13,8 kV es recomendable utilizar un sistema de aislamiento continuo (utilizando la misma cinta de la parte recta de la bobina) para lograr una superior compactación y máxima performance contra la humedad. La rigidez de la cabeza de bobina en esta alternativa no representa mayor inconveniente al ser el paso de bobinas relativamente corto.

En el caso de requerirse una mayor flexibilidad de las cabezas de bobina para facilitar el proceso de montaje de las mismas, puede cambiarse a un sistema de aislamiento discontinuo (cambio de cinta en la parte de cabezas de bobina respecto a la parte recta) utilizando cintas de gran flexibilidad compuestas de mica-tejido de vidrio-elastómero de silicona en estado B, a costa de una menor compactación y menor resistencia a la humedad.

Cintas conductoras de protección contra efecto corona

Si una tensión alta es aplicada a través de un material aislante que está en serie con un “gap” de aire, descargas parciales (efecto corona) pueden ocurrir en el “gap” de aire, los que si se prolongan dañaran el aislamiento sólido. Estas descargas pueden prevenirse cubriendo el aislamiento con una capa de

conductor eléctrico. El “gap” de aire es así cortocircuitado, por consiguiente toda la tensión eléctrica ocurrirá a través del aislamiento sólido. Las cintas conductoras son especialmente diseñadas para este propósito y se usan en muchas aplicaciones donde la tensión alta está presente a través de una combinación de dieléctricos mixtos, por ejemplo el aislamiento sólido con un “gap” de aire en serie.

El uso principal de los productos es como una capa conductora en la parte recta de las bobinas de alta tensión para controlar la tensión eléctrica y disipar alguna descarga superficial que por efecto corona pueda ocurrir.

La resistividad de la superficie de las cintas conductoras se diseña de manera tal que incluso en el caso de impulsos del potencial con un frente relativamente escarpado, el potencial se ajusta tan bien que ninguna descarga ocurre a lo largo de la superficie conductora, por otro lado de la superficie conductora, por otro lado conductividad es lo suficientemente alta para evitar el cortocircuito de las laminas de núcleo ferromagnético en las maquinas de alto voltaje.

Las cintas conductoras están hechas de láminas de poliéster que han sido impregnadas con partículas de carbono resistente a los solventes. Las cintas se proporcionan en la condición curada pero pueden ser impregnadas con las resinas apropiadas.

Ventajas de las cintas conductoras sobre los barnices:

- Los errores debidos al agitado de recipientes y aplicación incoherente de barniz evitan que formen una capa conductora permanente.
- Las cintas tienen el valor de resistencia más uniforme sobre el área entera de la superficie, también pueden ser usados como un forro de ranura para asegurar un encaje firme en las ranuras.

Cintas semiconductoras de protección contra descargas parciales

Cuando las tensiones nominales sobrepasan los valores de 10kV aparecen nuevos fenómenos eléctricos, básicamente en los puntos de unión entre la parte activa y las cabezas de bobina; las descargas superficiales tienden a atacar y destruir el aislamiento entre estos puntos. Para evitar este problema se requiere un tipo de cinta semiconductor genéricamente denominada "cinta antiefluvios" cuya característica principal es la evitar gradualmente estas descargas gracias a sus propiedades de conductividad variables en función del campo eléctrico que está sometida.

La característica esencial de todos los productos para este uso es la resistencia dependiente del voltaje, es decir la característica voltaje-corriente no lineal.

El uso de estas cintas con propiedades voltaje-corriente no lineales son esenciales para controlar la tensión eléctrica inmediatamente fuera del núcleo magnético donde el campo eléctrico impondría de otro modo tensiones excesivas en el aislamiento originando la descarga superficial por efecto corona. Esta cinta se aplica a continuación de la cinta conductora de protección contra el efecto corona sobre una longitud variable en función de la tensión nominal de la maquina (14 cm aproximadamente para una tensión nominal de 13,8kV)

Cinta de protección de cabezas-ultima capa

La parte flexible de las cabezas está expuesta a multitud de agentes agresivos como la condensación de humedad debido al cambio de temperatura mientras la máquina está en servicio. Asimismo, pueden producirse salpicaduras de agua o contaminación a través del aire de refrigeración, los cuales a la larga pueden determinar la destrucción del

aislamiento de cabezas. Para la solución óptima de estos requerimientos se utiliza una cinta de tejido de poliéster impregnado con una resina epoxi termoendurecible que al ser curada ofrece una superficie homogénea, ajustada, suave y hermética.

7.4 Regulador de Tensión

7.4.1 Normas Técnicas

El diseño, fabricación, pruebas y operación de los Reguladores de Tensión y Velocidad, deben realizarse de acuerdo con las siguientes normas técnicas:

a. Para las partes Estructurales y Mecánicas.

ISO	-	International Organization for Standardization
AGMA	-	American Gear Manufacturers Association
AISC	-	American Institute of Steel Construction
ANSI	-	American National Standards Institute
ASME	-	American Society of Mechanical Engineers
ASTM	-	American Society for Testing of Materials
AWS	-	American Welding Society
DIN	-	Deutsche Industrie Normen
MSS	-	Standard Practice - SP 55
AISE	-	Association of Iron and Steel Engineers

b. Para las partes Eléctricas

ANSI	-	American National Standards Institute
EI	-	Edison Electric Institute
IEEE	-	Institute of Electrical and Electronics Engineers
NEC	-	National Electrical Code
NEMA	-	National Electrical Manufacturers Association

7.4.2 Características del regulador de voltaje

General

Cada generador estará equipado con un sistema de excitación digital de doble canal (dos canales iguales e independientes en hardware, cada uno de ellos con regulación automática y manual, con función seguidor), del tipo estático. La conmutación del canal principal para el canal reserva, en caso de fallas es automática y de forma suave. La conmutación del canal principal para el canal de reserva también será realizada por mando manual del operador. Cada uno de los canales tendrá recursos para hacer también la regulación manual de corriente o tensión de campo de la máquina, siendo la alimentación de potencia de los rectificadores, derivada de los terminales del generador a través de un transformador de excitación adecuado.

El sistema de excitación deberá estar previsto con por lo menos los siguientes componentes:

- Control automático de tensión del generador.
- Compensación de corriente reactiva.
- Control manual de la excitación del generador.
- Transición suave del control automático para control manual y viceversa.
- Polarización del campo para la elevación inicial de la tensión del generador (excitación inicial).
- Rápida des-excitación del campo del generador.
- Límite automático de la excitación en valores máximo y mínimo.
- Límite automático de relación Volts/Hertz.
- Desempeño automático de las funciones requeridas por las secuencias de control automático de partida y parada del grupo turbina-generador.
- Registrador incorporado de eventos.
- Capacidad de monitoreo on-line de señales continuos y discretos en el controlador.

- IHM gráfica Touch Screen con visualización simultanea de parámetros y monitoreo gráfico de señales.
- Obtención on-line de archivos de datos y parámetros para la emisión de informes y documentación.
- Portabilidad de datos y parámetros entre controladores en operación y unidades en reserva.

Características de operación

El grupo generador será operada en modo normal a partir del tablero de control y de una estación semejante (centro de control) vía remoto (telecomando). Todas las operaciones efectuados vía el tablero de control pueden ser efectuados de manera remota. El control local del grupo a partir de los propios equipos auxiliares solamente será realizado para fines de pruebas y/o falla de sistema remoto.

- Partida de la Excitación

La excitación del generador ocurrirá automáticamente durante el proceso de partida, cuando la rotación de la máquina alcance el 95% de su valor nominal.

El proceso de excitación inicial también será realizado vía operación del operador desde el tablero de control en control remoto ó automáticamente programado a un porcentaje de la velocidad nominal del grupo.

Al ser dado el inicio de la excitación, se cerrarán los interruptores de campo y de pre-excitación. En este proceso la tensión de salida del generador deberá ser elevada en forma suave, en rampa, hasta su valor nominal. No habrá elevación apreciable (menor que 2%). El tiempo de este proceso deberá ser inferior a 10 segundos.

- Ajuste de Tensión

El ajuste de tensión del generador será efectuado de las siguientes maneras:

- Por el operador desde el tablero de control, a través del ajuste de referencia de tensión.
- Excepcionalmente por el operador, en el cubículo del regulador de tensión y velocidad, a través del ajuste de referencia de tensión del IHM.
- Deberá estar prevista una entrada de 4-20mA para ser utilizada como setpoint de tensión para el futuro control automático de tensión vía control remoto.

- Des-Excitación

La des-excitación del generador será efectuado de las siguientes maneras:

- Por el circuito de comando y control del grupo por parada de éste.
- Por actuación de la protección del generador.
- Por el operador desde el tablero de control, a través de comando des-excitar.
- Excepcionalmente por el operador, en el cubículo del regulador de tensión y velocidad, a través del IHM.

La des-excitación cuando es realizada por el operador o en parada normal del grupo generador, deberá provocar primero la formación de campo negativo y solamente después que la corriente de campo se reduzca significativamente, se efectuará la apertura del interruptor de campo.

En caso de actuación de la protección del generador o de falla grave en el sistema de excitación deberá efectuarse la apertura inmediata del interruptor de campo y principal del generador.

- Control Manual

Para cada canal de regulación automática, estará el control manual para la realización de pruebas o para en caso de falla en la medición de tensión en terminales del generador. Así, la conmutación de control automático (control de la tensión de salida del generador) para control manual (control de la corriente de campo) deberá ser realizada de las siguientes maneras:

- Automáticamente en caso de falla en la medición de tensión de salida del generador.
- Por operaciones del operador, en el cubículo del regulador de tensión y velocidad, a través del IHM.

La conmutación de control automático para manual deberá ser realizada de forma suave, una vez que deberá existir rastreo continuo del control manual para el automático y viceversa.

El retorno para el control automático podrá ser efectuado de las siguientes maneras:

- Automáticamente después de la normalización de la falla en la medición de tensión de salida del generador.
- Por operación del operador, en el cubículo del Regulador de Tensión y Velocidad, a través del IHM (desde que no haya falla de medición de tensión).

Requisitos de operación

- Control de tensión

El sistema de excitación deberá ser capaz de mantener la tensión del generador dentro de los límites abajo especificados, estando el regulador de tensión en automático ó manual, para cualquier temperatura ambiente en el rango de 0°C a 50°C y humedades relativa al 100%:

- La tensión en las tres fases del generador deberá ser mantenida en el rango de $\pm 0,5\%$ del valor ajustado cuando esté en operación estable de carga y frecuencia; además:
 - o Para cualquier valor de corriente de carga y de excitación dentro del rango de operación del generador.
 - o En vacío, para cualquier valor de tensión de salida del generador comprendida en el rango del 80 a 110% de la tensión nominal.
 - o A cualquier frecuencia en el rango de $\pm 5\%$ del valor nominal.

- La tensión en las tres fases del generador deberá ser mantenida en el rango de $\pm 5\%$ del valor ajustado, cuando está operando en vacío y a velocidad constante, para cualquier valor de velocidad comprendida entre 90% de la velocidad nominal y a máxima sobrevelocidad admisible del conjunto generador-turbina.

- Cuando hubiera un rechazo de carga en los terminales del generador, estando el generador operando dentro de la curva de capacidad, la tensión en los terminales del generador deberá atender a los siguientes requisitos:
 - o La tensión máxima alcanzada no deberá exceder a 120% del valor ajustado;
 - o La tensión deberá ser rápidamente restablecida para un valor comprendido entre $\pm 5\%$ del valor ajustado, en un tiempo inferior a 0,5s después de ocurrido el rechazo; y

- Una vez que la tensión haya alcanzado el régimen permanente, deberá estabilizarse dentro de un rango de $\pm 0,5\%$, manteniéndose dentro de este rango y durante todo el período de sobrevelocidad de aproximadamente 30s, con la velocidad máxima igual a la sobrevelocidad admisible del conjunto generador-turbina.

Capacidad nominal de excitación

- Capacidad de corriente

La capacidad de conducción de corriente positiva continua no debe ser menor que 120% de la corriente de excitación necesaria para mantener el generador en potencia máxima continua las 24 horas del día, los 365 días del año, a 110% de la tensión nominal, con la temperatura del arrollamiento de campo a 120°C.

- Temperatura de operación del conjunto

La temperatura de operación del conjunto para el ciclo de servicio especificado arriba, con todos los módulos rectificadores y ventiladores de reserva en operación, cuando la temperatura del aire de refrigeración en la entrada de los rectificadores es de 50°C, debe ser de 15°C abajo del límite especificado.

- Transformador de excitación

La capacidad continua nominal no debe ser menor que el requerido cuando la excitatriz esté operando continuamente en conducción positiva máxima.

La elevación máxima de temperatura arriba de 40°C de temperatura ambiente, en la condición de capacidad continua será lo siguiente:

- Bobinado (por Resistencia) < 55°C.

- Partes metálicas adyacentes o en contacto con el aislamiento < 65°C
- Requisitos de corto-circuito Conf. ANSI C50.12
- Clase de aislamiento: H
- Tensión Nominal: 13,8 kV
- Tensión Máxima de Diseño : 17,5 kV
- Nivel Básico de Aislamiento (BIL): 110 kV

Componentes del sistema de excitación

- Transformador de excitación

El transformador deberá ser del tipo sumergido en aceite, para ser instalado en el exterior y/o interior; los terminales de alta tensión deberán ser compatibles para conexión a través de cables de la barra de alta tensión del generador.

El transformador deberá soportar, sin daños los siguiente:

- Las sobre tensiones en el generador debidas a todo y a cualquier tipo de rechazo de carga con sobre velocidad en 30s de duración.
- Corto-circuito asimétrico total en sus terminales.
- Alimentación continua de 110% de la potencia continua máxima de la excitatriz, sin exceder 65°C de elevación de temperatura del bobinado, y de 50°C de elevación de temperatura del aceite dieléctrico.

Deberán tener previsto conectores para el aterramiento, situados en lados opuestos de la base del transformador, propios para cables de cobre de 70 a 120mm² de sección.

En cada bushing del lado de la alta tensión deberá estar previsto de transformadores de corriente para la protección de sobrecorriente del

transformador de excitación. Los transformadores de corriente deben poseer las siguientes características principales:

- Corriente nominal primaria en un valor a ser confirmado por el fabricante.
- Corriente nominal secundaria de 5 Amperios.
- Clase de precisión 5P20.
- La bobina deberá ser capaz soportar las corrientes de corto-circuito, estática y dinámica, compatible con los niveles de corto-circuito de las barras de alta tensión de la subestación.

Deberán ser instaladas señales de temperatura, en los tres arrollamientos secundarios, conectadas a un dispositivo capaz de proveer alarma y bloqueo.

- Interruptor de campo

Deberá ser instalado en el lado de corriente continua. La capacidad nominal continua de sus contactos principales deberá ser mayor que la capacidad nominal en 150% más de conducción de corriente positiva continua del campo del generador. Los niveles de tensión deberán ser compatibles con los valores máximos en el campo. Deberá ser comandado eléctricamente a través de órdenes provenientes del circuito externo. Deberá poseer contactos principales en número suficiente para la inserción del resistor de descarga y para desconectar el campo de la fuente.

- Crow-Bar y resistor de descarga

En paralelo con el contacto del interruptor de campo también se conectará el resistor de descarga, además deberá estar provisto un conjunto de dos tiristores, dispuestos en anti-paralelo, para proveer

camino para la corriente de campo en casos de sobretensión. Estos tiristores también deberán ser accionados cuando abre el interruptor de campo; de esta forma se extenderá la vida útil de los contactos.

- Excitación inicial

El sistema de excitación deberá contener un conjunto independiente de equipos destinados a la excitación inicial del generador, que atienda las siguientes exigencias:

- Los equipos deberán permitir la conexión de la excitación inicial del campo, a partir de un deslizamiento bajo, también como su desconexión automática, de modo que la tensión en el estator alcance el nivel adecuado y estable, después de la entrada en servicio de la excitación principal, dentro de un tiempo límite.
- Todos los equipos que puedan estar sujetos a tensión máxima de la excitatriz deberán ser sometidos a los mismos ensayos dieléctricos previstos para el circuito de campo.
- El sistema implementado deberá tener la capacidad de la partida en negro ("black-start").
- El circuito de excitación inicial será alimentado desde la red de servicio auxiliar AC y DC de la central.

- Puente rectificador

Los requisitos del puente rectificador son los siguientes:

- Los elementos rectificadores de la excitatriz deberán ser montados en puentes trifásicos de tiristores del tipo SCR y deberán estar de acuerdo con los requisitos de la norma ANSI C34.2.
- La tensión de pico inverso (PIV) de los rectificadores deberá ser compatible con las máximas condiciones de sobretensión esperadas,

además el valor nunca será inferior a 2,5 veces del máximo PIV de trabajo.

- Deberá ser instalado, en el lado CC del puente rectificador, un dispositivo de supresión de transitorios con energía adecuada a la aplicación.
- La configuración completa del puente rectificador deberá ser constituida de dos (2) puentes rectificadores trifásicos, conectados en paralelo, de modo que debe de atender al mínimo las siguientes exigencias operacionales:
 - o Se deberá tener cuidado la existencia de desbalance, con una diferencia máxima de 15%, de la corriente en los varios tiristores en paralelo en cada ramo del puente.
 - o Cualquiera de los puentes conectadas en paralelo será suficiente para alimentar el 115% la capacidad nominal continua y satisfacer los requisitos del ciclo de operación del sistema de excitación.
 - o El puente rectificador deberá ser enfriado a través de ventilación forzada en circuito abierto, al ambiente, pasando a través de filtros, será forzado a circular por los rectificadores, siendo descargado nuevamente en el ambiente.
- La ventilación deberá ser independiente para cada puente.
- El sistema de enfriamiento deberá garantizar su eficiencia en caso de una de los puentes rectificadores esté fuera de operación.
- Regulador automático de tensión y regulador manual de excitación

El sistema digital deberá ser del tipo doble canal, el principal y el de reserva, cada canal incluyendo regulación automática y regulación manual; de esta forma permitirá que la unidad permanezca operando con la falla en uno de los canales. La conmutación del canal activo para el de

reserva, en caso de falla, deberá ser automático y debe darse de forma suave. A través de un circuito de rastreo automático entre los dos canales. La conmutación del canal principal para el de reserva también se podrá dar de forma manual.

Las ganancias de las mallas de control deben ser ajustables para operación "on-line" y "off-line" (en función del estado del disyuntor del grupo) de forma automática.

a. General

- Todos los dispositivos propios del regulador automático de tensión y del control manual de la excitación deberán ser instalados en el tablero de excitación de la sala de control de la central.
- El control de la excitación deberá ser dotado de dos canales independientes:
 - o Regulador principal que efectuará tanto la regulación automática de la tensión a la salida del generador como la regulación manual de la excitación.
 - o Regulador de reserva, idéntico al principal, que deberá operar "hot stand-by".
- Tanto el canal principal como el de reserva, deberán utilizar todos los módulos de los puentes rectificadores, incluidos los amplificadores de pulsos, etc., los demás circuitos de control deberán ser totalmente independientes.
- La alimentación del regulador deberá ser realizada vía CC y CA, de modo que en caso de falla en una de estas fuentes, la alimentación de los módulos será mantenida sin que ocurra perturbaciones a los circuitos de control.

- Las fuentes que alimentan los módulos electrónicos del regulador deberán tener aislamiento galvánico entre la entrada y salida, protección contra corto-circuito en la salida e indicación de falla a través de contactos de relés.
- Los circuitos de control deberán estar dotados de todos los dispositivos necesarios para satisfacer los requisitos de desempeño y operación especificados, además de atender las exigencias de operaciones y control externo.
- El regulador deberá estar dotado de puntos de prueba de fácil acceso, para posibilitar ensayos de identificación, ajustes, y facilitar el mantenimiento.
- Las tarjetas de circuito impreso deberán tener tratamiento anti-corrosivo, así como todos los contactos, interruptores y conectores.

b. Regulador Automático de Tensión

- Cada regulador de tensión deberá ser digital y protegido de modo que una falla en cualquier elemento del circuito de control no provoque operación incontrolada o peligrosa al sistema de excitación.
- Tiempo de respuesta no mayor de 0,1s.
- El ajuste de la referencia de tensión deberá satisfacer los siguientes requisitos:
 - o Deberá ser implementado en el software, dentro del programa de control del regulador (RTV).
 - o Deberá ser ajustable en un rango de 80 a 115% de la tensión nominal del generador.
 - o Será controlado, a partir de control local, o a través del control centralizado.
 - o Deberá ser previsto su comando local a través de la IHM.

- Deberá ser prevista la señalización de posición del calibrador, para ser utilizada en el control remoto.
- Cada regulador automático de tensión deberá ser equipado, mínimo, con los siguientes limitadores de actuación continua:
 - Mínima excitación, actuando instantáneamente, siempre que el generador alcance un punto de operación fuera del cual la máquina pueda perder el sincronismo, y que no sean exigidos sus límites térmicos.
 - Máxima excitación, con la función de limitar automáticamente la corriente de campo a un valor máximo permitido para el sistema de excitación y del bobinado de campo. Su actuación deberá ser retardada, para permitir sobrecargas transitorias, para que estas operaciones sobreexcitadas del generador no alcancen los valores establecidos para el bobinado del campo ó instantánea para la protección del puente de tiristores.
 - Volts/Hertz, con función de evitar sobreflujo en el generador, transformador principal y transformador de excitación, causado por sub-frecuencia o sobretensión. La actuación deberá ser instantánea, ajustable de 1 a 1,3 p.u. en los terminales del generador.
 - La actuación de los limitadores deberá ser estable, con buen amortiguamiento y corto tiempo de estabilización. Las curvas de actuación, las ganancias, constantes de tiempo, etc., que afectan directamente la actuación de los limitadores, deberán ser ajustables.

c. Compensador de Reactivos

Deberá ser suministrado con la función de compensación de reactivos, con el objetivo de mejorar la regulación de la barra de la subestación. El grado de compensación deberá ser de 0 a 10% (compensación positiva y negativa).

d. Función Seguidor (Follow-Up)

Deberá ser prevista de esta función (follow-up), que ajuste continuamente la referencia manual, de tal modo que garantice la transición suave del control de la excitación del modo automático al manual; en caso de pérdida de la señal de tensión de los transformadores de potencial del generador.

Cualquier falla en el circuito del regulador automático de tensión deberá provocar la transferencia del control al modo manual.

La transferencia del modo manual (control de corriente de campo) para el automático (control de tensión terminal) podrá ser realizada localmente por el operador, o automáticamente por la lógica de control del regulador, cuando la falla que provocó la conmutación para manual haya sido eliminada.

e. Control Manual de la Excitación

- La selección del tipo de control será efectuada por la llave selectora del modo de operación (manual-automático) del regulador.
- El equipo de control manual de excitación deberá permitir el control de la tensión del campo en el generador, en caso de falla en el regulador automático, o cuando esté por desconectarse manualmente.

- El control manual deberá cubrir un rango de 80 a 110% de la tensión nominal del generador en cualquier condición de carga, dentro de la curva de capacidad del generador.
- Durante la realización de ensayos, con alimentación externa, el control de la excitación deberá ser posible a partir de cero, hasta el máximo permisible, debiendo ser el rango de operación restringida por valores límites ajustables.
- El ejemplo del regulador automático, la función de ajuste de la referencia de variable controlada deberá ser implementada en software, dentro del programa de control del regulador.

f. Función de Prueba

Deberá hacer parte del equipo, una función destinada a mediciones de niveles de las señales en los puntos de entrada y salida de los principales módulos electrónicos. Tales mediciones podrán ser realizadas con el sistema de excitación en operación, sin que haya cualquier posibilidad de introducir perturbaciones al mismo.

g. Transductores

Deberán estar previstos transductores de medición con salida de 4-20mA en corriente continua, para posibilitar la indicación local y remota de:

- Tensión en terminales del generador.
- Corriente de campo.
- Tensión de campo.

Los transductores de potencia activa, potencia reactiva y corriente del generador constan en el suministro del telecomando y automatización de la central.

Los transductores deberán ser suministrados en cajas totalmente cerradas, a prueba de polvo y humedad. Los transductores que no fueran instalados en el panel deberán ser suministrados en cajas totalmente cerradas a prueba de polvo, gases, vapores y restos de líquido, los cuales serán definidos por el proveedor (nivel de protección medio ambiental). Las conexiones deberán ser propias para instalación en barras.

Deberán poseer las siguientes características:

- Señal de salida : 4-20mA
- Clase de precisión : 0,5
- Factor de ondulación pico a pico : < 0,5%
- Tiempo de respuesta : < 400ms
- Tensión auxiliar : 125 VCC
- Carga nominal : 500Ω

h. Componentes del Panel en el Tablero de Control

Deberán ser instalados una IHM Gráfica, con monitor touchscreen en el Tablero de Control, donde se podrá ver lo siguiente:

- Visualizar la tensión en los terminales del generador.
- Visualizar la corriente de campo.
- Visualizar la tensión de campo.
- Visualizar la temperatura del campo.
- Llave de comando aumento / disminución tensión / reactivo.
- Visualizar las señalizaciones.
 - o Canal principal activo.
 - o Canal de reserva activo.
 - o Limitador de excitación mínima actuado.
 - o Limitador de excitación máxima actuado.
 - o Limitador Volts-Hertz actuado.

- Estabilizador de sistema de potencia activo.
- Anunciadores:
 - Falla en el sistema de excitación.
 - Actuación de protección del sistema de excitación.

Protección del Sistema de Excitación

- Transformador de Excitación.- Deberá poseer:
 - Dispositivo para supervisión de la temperatura de los arrollamientos y aceite, propio para transformador sumergido en aceite, con 2 (dos) niveles de actuación: alarma y desconexión.
 - Relé de sobre corriente.
 - Relé de desbalance de fases del sistema de excitación, que deberá monitorear las tensiones del secundario del transformador de excitación bloqueando al grupo en caso de desbalance acentuado, el cual deberá ser calibrado.
- Excitación Inicial.- Deberá poseer:
 - Dispositivo de supervisión de tiempo excesivo de aplicación.
 - Dispositivo de protección de la alimentación de la excitación inicial.
- Sistema de enfriamiento de excitatriz.- Deberá poseer:
 - Dispositivo para detectar pérdida de ventilación del puente rectificador;
 - Protección de los ventiladores contra sobrecargas y corto-circuitos.
- Puentes Rectificadores.- Deberán poseer:
 - Protección de los tiristores contra sobre tensiones de corta duración provenientes del sistema, de corrientes de picos de tensión, provocados por maniobras o descargas atmosféricas.

- Protección contra sobretensiones inducidas en el campo.
- Falla en los tiristores, que deberá ser efectuada por la asociación de los siguientes dispositivos:
 - o Fusibles ultra-rápidos en serie con los tiristores, en el lado CA, dotados con micro-contactos auxiliares para señalización.
 - o Monitor de conducción del brazo del puente rectificador, incluido de contacto auxiliar para señalización.

- Regulador de tensión – circuitos de control.- Deberá poseer:
 - Detectores de pérdida de fuentes de alimentación.
 - Detección de falla del CPU.
 - Detección de falla de comunicación.
 - Transferencia automática para control manual en caso de falla en la medición de tensión en los terminales del generador.
 - Detección de falla en la des-excitación.

7.5 Regulador de Velocidad

7.5.1 General

El sistema de regulación deberá estar basado en las características del sistema a ser controlado, con la unidad suministrando energía, tanto para una red eléctrica considerando como barra infinita, como para una red eléctrica aislada, continuamente hasta su valor máximo de potencia garantizada.

7.5.2 Características de operación

La unidad generadora será operada en modo normal a partir del Tablero de Control. Todos los mandos efectuados vía el Tablero de Control podrán ser efectuados de manera remota. El control local de la unidad a partir de los

propios equipos auxiliares solamente será posible para fines de pruebas y falla del sistema remoto.

Partida

La partida ocurrirá automáticamente, comandada desde el tablero de control. Los inyectores de la turbina abrirán, en estado de partida, de acuerdo a un principio que autorice minimizar el tiempo de estabilización en la velocidad nominal con baja sobrevelocidad.

Ajuste de Carga

El ajuste de carga del grupo será efectuado de la siguiente manera:

- Por el operador desde el Tablero de Control, a través del ajuste de referencia de potencia.
- Excepcionalmente por el operador, el cubículo del Regulador de Tensión y Velocidad, a través del IHM.
- Deberá estar prevista una entrada de 4-20mA para ser utilizada como setpoint de potencia para el futuro control automático de carga vía Centro de Control.

Ajuste del limitador de apertura

El ajuste del limitador de apertura será efectuado de las siguientes maneras:

- Automáticamente por la lógica de control del regulador, durante el proceso de partida, parada, sincronización y rechazo de carga.
- Excepcionalmente por el operador desde el tablero de control, a través del ajuste de referencia del limitador, en caso de emergencia o para pruebas.
- Excepcionalmente por el operador, en el cubículo del Regulador de Tensión y Velocidad, a través de la IHM, para pruebas.

Parada normal

La parada normal de la unidad ocurrirá automáticamente, por el comando "parar" desde el tablero de control.

Parada de emergencia

La parada de emergencia, en este caso, debe ser captada y ocurrirá por operación de los dispositivos de protección del grupo, por ocurrencia de sobrevelocidad y rechazo de carga, cuando el tipo de falla exige la apertura inmediata del interruptor del generador. Los inyectores cerrarán en velocidad máxima permisible, limitando la sobrepresión transitoria de la tubería y sobrevelocidad transitoria del grupo. Los dispositivos de protección contra sobrevelocidades excesivas iniciaran simultáneamente el cierre de emergencia de la válvula principal.

La parada de emergencia del grupo podrá ser iniciada por operador, cuando:

- Presiona el botón de "emergencia eléctrica" o el botón de "emergencia hidráulica" pertenecientes al tablero control local.
- Dado el comando de "emergencia hidráulica" a partir en el tablero de control.

En estos casos, los interruptores del generador abrirán inmediatamente y los inyectores cerrarán con la velocidad máxima permisible; en "emergencia hidráulica" actuará también el cierre de la válvula principal.

Después de la desconexión del generador de la línea, la secuencia de parada de la unidad continuará siguiendo la descripción anterior de parada normal.

7.5.3 **Requisitos de operación**

Generalidades

Deberán cumplirse los siguientes requisitos:

- La unidad turbina-generador será operada remotamente desde el tablero de control; eventualmente, en condiciones de operaciones especiales y pruebas, la unidad será operada desde tablero de comando local y de los propios equipos auxiliares, (paso a paso).
- El regulador deberá ser del tipo digital, electrohidráulico, proporcional-integral-derivativo (PID), de tres ganancias con ajuste independiente para la operación en vacío y bajo carga.
- El regulador comprenderá la parte del control digital, la válvula de interfase con el actuador original y la unidad de suministro de aceite presurizado para la nueva válvula actuadora. Es conveniente que sea mantenido el actual cubículo del regulador para alojar el equipo hidráulico. La parte electrónica deberá ser alojada en cubículo por separado.
- El aceite usado en el sistema hidráulico no deberá ser el mismo que es usado para la fuente de potencia hidráulica correspondiente a las válvulas principales.
- La presión mínima normal de operación debe ser limitada a 90% (noventa por ciento) de la presión máxima. En tanto, sí la presión cae a 80% (ochenta por ciento) de la presión máxima normal, la capacidad del sistema será suficiente para cerrar los servomotores de la turbina, desde plena apertura bajo la caída máxima.

Características de Operación requerida

Las características básicas de operación requeridas para el sistema son:

- Sensibilidad

El ancho de franja de velocidad no deberá exceder a 0,4% (cuatro décimos por ciento) de la rotación nominal, bajo cualquier apertura del distribuidor de la turbina.

- Tiempo Muerto

El tiempo muerto desde el inicio de la variación de la señal de carga/frecuencia, hasta el inicio del movimiento del servomotor para una súbita variación de carga mayor del 10% de la potencia nominal de la turbina, no deberá exceder a 0,2s.

- Ajustes

Las franjas de ajuste del regulador serán las siguientes:

1. Dispositivo de ajuste de velocidad y carga: de 90% a 110% de la rotación nominal bajo marcha en vacío
2. Dispositivo de ajuste de estatismo permanente: de 0 a 10%

- Ajustes de ganancias

Las ganancias proporcional, integral y derivativo (PID) deberán ser ajustados independientes para el estado de vacío y bajo carga con el siguiente rango mínimo de ajuste:

- Kp = ganancia proporcional : cero a 10.
Ki = ganancia integral : cero a $1s^{-1}$.
Kd = ganancia derivativo : cero a 10s.

- Tempos de apertura y cierre

1. Tiempo de Apertura : TA (30% a 80%);
2. Tiempo de Cierre : TC (100% a 0%);

La malla de control de velocidad deberá ser construida de manera tal que las tomas de carga presenten característica lineales (en rampa), con bajo tiempo de estabilización, sin que se modifique los parámetros usuales de la regulación PID. Los ajustes de la malla de control deben estar basados en el criterio de operación aislada.

Filosofía de regulación

El regulador de velocidad debe actuar a partir de la comparación entre la señal de referencia de velocidad (AJUSTE CARGA/VELOCIDAD) y la propia velocidad de la máquina. A esta señal, debe ser adicionado una señal ponderada del error de la potencia. A esta señal de error de la potencia debe ser obtenido de la comparación entre la señal de referencia de la potencia (AJUSTE DE POTENCIA) y la propia potencia eléctrica de la máquina. La diferencia entre las dos señales de la potencia, debe ser procesada por una ganancia ajustable, antes de adicionar con el error de velocidad, de tal forma implementará una característica de estatismo permanente para el regulador.

Las señales, combinados de esta forma, pasan por una función con característica PID (con las tres ganancias ajustables). La señal de salida del PID, debe ser adicionado, también, la señal de toma de carga. La señal de referencia de potencia se suma a la señal del PID con un ganancia ajustable (0,5 a 2pu) con un retardo ajustable (2 a 10s).

La acción PID debe ser sintetizada de forma que la acción derivativa debe ser solamente sobre la medición de la frecuencia. La acción PI debe ser obtenida con una retroalimentación de característica derivativa de la posición de referencia del servomotor, siendo esta sintetizada con un bloque de acción integral, para rechazar errores del régimen asociados a señales no lineales típicas de las etapas mecánicas.

Para que la posición del inyector rastreará adecuadamente esta referencia de posición, la malla de posicionamiento del servomotor debe ser del tipo PID para el servo, válvula distribuidora y válvula proporcional, siendo las acciones PI el camino directo de las acciones derivativas en las realimentaciones de los tres dispositivos.

El regulador debe operar con doble canal, uno principal y otro de reserva, con conmutación automática de un canal para otro cuando hay fallas o por falla del operador.

Los parámetros del regulador de velocidad deben ser fácilmente ajustables a través de una interfase con teclado y “display” de cristal líquido en el cubículo que contiene los módulos electrónicos.

- Tomas de Carga

Las tomas de carga, deberán ser independientes de la regulación de velocidad.

- Ciclo de Servicio

Para el caso de avería completa del conjunto moto-bomba de la unidad hidráulica, deberá estar previsto de una reserva de aceite bajo presión en el acumulador, suficiente para permitir tres cursos consecutivos del servomotor (cierra – abre – cierra), entre las presiones de alta y mínima del sistema.

Componentes del sistema de regulación de velocidad

- Unidad de Control

El sistema digital deberá ser del tipo doble canal, el principal y el de reserva, de esta forma permite que la unidad se quede operando aún con la falla de uno de los canales. La conmutación del canal activo al de

reserva, en caso de falla, deberá ser automática y se dará de forma suave. La conmutación del canal principal al de reserva también podrá ser de forma manual.

Las ganancias de las mallas de control deben ser ajustables para operación "on-line" y "off-line" (en función del estado del disyuntor) de forma automática.

a. General

- Todos los dispositivos propios del regulador de velocidad deberán ser instalados en el panel de control, excepto los transductores de posición y dispositivos mecánico-hidráulicos.
- El control de velocidad deberá ser dotado de dos canales independientes:
 - o El Regulador Principal que efectuará tanto la regulación automática de velocidad/carga tanto como la regulación manual (control del distribuidor).
 - o Regulador de Reserva, idéntico al Principal, y que deberá operar "hot stand-by".
- Tanto el canal principal como el de reserva, deberán utilizar las mismas válvulas y transductores de posición, sin embargo los demás circuitos de control deberán ser totalmente independientes.
- La alimentación del regulador deberá ser realizada vía CC y CA, de modo que en caso de falla en una de estas fuentes, la alimentación de los módulos sea mantenida sin que ocurra perturbaciones a los circuitos de control.
- Las fuentes que alimentan los módulos electrónicos del regulador deberán tener aislamiento entre la entrada y salida, protección contra

corto-circuito en la salida e indicación de falla a través de contactos de relés.

- Los circuitos de control deberán estar dotados de todos los dispositivos necesarios para satisfacer los requisitos de desempeño y operación especificado, además de atender las exigencias de comando y control externo.
- El regulador deberá ser dotado de puntos de prueba de fácil acceso, para posibilitar ensayos de identificación, ajustes, y facilitar el mantenimiento.
- Las tarjetas de circuito impreso deberán tener tratamiento anti-corrosivo, así como todos los contactos y conectores.

b. Regulador Automático de Velocidad/Carga

- El regulador de velocidad deberá ser digital y proyectado de modo que una falla en cualquier elemento del circuito de control no provoque operación incontrolada o peligrosa de la máquina.
- Las señales de corriente y tensión serán obtenidos a través de transformadores de medida.
- El ajuste de la referencia de carga/frecuencia deberá satisfacer los siguientes requisitos:
 - Deberá ser implementado en software, dentro del programa de control del y para el regulador.
 - Deberá ser ajustable en un rango de 90 a 110% para velocidad y de 0 a 100% para carga.
 - Será controlado, a partir de control local (IHM), o a través del control centralizado.
 - Deberá estar prevista la señalización de posición del ajustador, para ser utilizada en el control remoto.

c. Transductores

La transducción de potencia activa debe ser efectuada a partir de la medición de tensión y corriente en los terminales del generador por transductores digitales o por algoritmo incorporado al software del regulador.

d. Relés de Velocidad

Los siguientes relés de velocidad deberán ser suministrados e instalados dentro del cubículo del regulador:

- Un (1) relé de velocidad para ser ajustado entre 115% y 120% de la rotación nominal, para iniciar la parada de emergencia y el cierre de la válvula principal.
- Un (1) relé de velocidad para ser ajustado entre 85% a 110% de la rotación nominal, para sincronización, excitación y supervisión de partida.
- Un (1) relé de velocidad que opere para valores menores que 1% para supervisar los circuitos de parada de la unidad.
- Un (1) relé de velocidad para ser ajustado entre 50% a 100% de la rotación nominal, para bloquear la excitación por subfrecuencia.
- Un (1) relé de velocidad para ser ajustado entre 100% a 120% de la rotación nominal, para bloquear a excitación por sobrefrecuencia.
- Dos (2) relés de velocidad sobresalientes.

Todos los relés de velocidad deberán ser idénticos, tener dos conjuntos de contactos NC o NA y capacidad de interrupción de 0,3A en 125VCC, en circuitos inductivos con constante de tiempo de 40ms.

Unidad Hidráulica

- General

La unidad hidráulica, también llamada actuador electro-hidráulico, es un elemento de actuación del sistema de regulación de velocidad. Su función primordial es amplificar las señales eléctricas de baja potencia de la etapa electrónica del regulador de velocidad y transformarlos en movimientos controlados de los mecanismos de regulación de la turbina.

Por lo tanto, será necesario acondicionar el aceite de manera apropiada, garantizando su filtrado, suministrar la presión suficiente, acumular aceite presurizado y limitar la presión del sistema; de esta forma se logra el control de los servomotores de los mecanismos de regulación. En líneas generales, el sistema hidráulico deberá contemplar los siguientes equipos principales para cumplir esos requisitos: bombas de desplazamiento positivo por engranajes, termostatos, llave de nivel y boquilla con filtro, válvulas para partida de las bombas en vacío, válvulas de seguridad, registros para aislamiento, manómetros, presostatos para la lógica de accionamiento de las bombas y alarmas, filtros, con conmutación por válvulas de tres vías, indicación de filtro, succión y by-pass, acumulador hidro-neumático, actuador utilizando válvula proporcional, válvulas para cierre de emergencia de los servomotores del distribuidor.

- Modos de Operación

El modo de operación de la unidad hidráulica deberá ser establecida en función de las características particulares de esta central. El proveedor deberá seguir una filosofía modular, o sea, todo lo que sea necesario para la operación y protección de los elementos de la unidad hidráulica no deberá depender de otros subsistemas de la central.

- Modo Manual

La bomba seleccionada como “Bomba Principal” deberá operar continuamente. En este modo de operación deberá ser empleado durante comisionamiento o mantenimiento, pues es completamente independiente de comandos recibidos del regulador de velocidad. Deberá ser utilizado para el movimiento de los servomotores durante el proceso de ajuste de los mecanismos de regulación y de las velocidades máximas de apertura y cierre de los servomotores.

- Modo Automático

Este será el modo de funcionamiento normal de la unidad hidráulica. La lógica de partida y parada de las bombas será comandada por el automatismo, implementado en un panel eléctrico fijo en la propia unidad hidráulica. La lógica de funcionamiento del sistema deberá ser tal como se describe a continuación.

Para mejor entendimiento de la operación se define los siguientes niveles de presión del sistema hidráulico:

- Presión de alta intermitencia (presión nominal) – presión en que las bombas trabajan en vacío.
- Presión de baja intermitencia 1 – presión de entrada de la bomba principal.
- Presión de baja intermitencia 2 – presión de entrada de la bomba de reserva.
- Presión baja – presión de parada de emergencia de la turbina.
- Presión mínima – menor presión del sistema, utilizada para dimensionar el acumulador.

a. Partida del Grupo Turbina – Generador

En la partida, la bomba principal será energizada y presurizará el sistema hasta que alcance la presión nominal (presión nominal o alta intermitencia). Alcanzada la presión nominal, el solenoide de descarga será desenergizado y a bomba pasará a operar en vacío.

b. Reposición de Consumo Normal

En condiciones de operación normal, el consumo de aceite hará que la presión del sistema baje hasta la presión de baja intermitencia 1, el que causará la energización del solenoide de la válvula de descarga, y la bomba presurizará el sistema.

c. Normalización de la Presión de Trabajo

Después de alcanzar la presión nominal (presión nominal o alta intermitencia) con la actuación de la bomba, El presostato comandará la desenergización del solenoide de la válvula de descarga y el ciclo sigue indefinidamente.

d. Consumo más de lo normal

En la condición de consumo excesivo, la segunda bomba deberá operar y auxiliar en la presurización del sistema.

e. Avería completa del conjunto Moto-Bomba

En el caso de avería completa del conjunto moto-bomba de la unidad hidráulica, deberá estar previsto una reserva de aceite bajo presión en el acumulador, suficiente para permitir tres cursos consecutivos del servomotor (Cierra – Abre – Cierra), entre las presiones de alta intermitencia y mínima del sistema.

f. Grupo Turbina-Generador parada por largos periodos de tiempo

En caso de existir una parada más prolongada de la turbina, las bombas deberán continuar manteniendo la presión del sistema de la siguiente manera: la bomba llamada “Bomba de Reserva” permanecerá desconectada, hasta que la presión de aceite caiga al nivel de baja intermitencia 2. En tanto, el automatismo comandará el accionamiento del motor eléctrico de la bomba de reserva y energizará el solenoide de descarga, de manera que presurizará el sistema hasta el nivel de la presión nominal o presión de alta intermitencia. Inmediatamente después, la bomba de reserva deberá ser desconectada y el solenoide de la válvula de descarga desenergizada. Vale decir que la bomba denominada “Bomba Principal” nunca deberá entrar en operación en esta condición.

- Protecciones y Señalizaciones

La unidad hidráulica deberá prever las siguientes protecciones, que deban garantizar la integridad de los sus componentes cuando estén sujetos a condiciones adversas de operación.

- Protección eléctrica de los motores con interruptor.
- Protección contra sobre tensiones, descargas atmosféricas a los módulos electrónicos de control.
- Desconexión automática de las bombas, en el caso de nivel muy bajo de aceite.
- Válvulas de alivio en las bombas y en el acumulador, ajustadas para operar a una presión 20% más de la nominal.

La unidad hidráulica deberá disponer de la siguiente señalización, en la forma de contactos secos normalmente abiertos, para interfase con el sistema de automatización y control de la central.

- Presión baja (bloqueo).

- Nivel de aceite alto (alarma).
- Nivel bajo (alarma).
- Nivel muy bajo (bloqueo).
- Temperatura alta (alarma).
- Temperatura muy alta (bloqueo).
- Filtro de aceite sucio (alarma).

- Tubería y conexiones

Las tuberías de retorno de aceite de los componentes montados sobre el reservorio llegarán a mantener el nivel normal de aceite, excepto los retornos por fuga que fluyen por gravedad.

La velocidad máxima del aceite en la tubería no deberá pasar de:

- 5 m/s en la tubería de presión;
- 3 m/s en la tubería de retorno;
- 1 m/s en la tubería de aspiración (de acuerdo con el fabricante de la bomba).

La pérdida de carga máxima admisible en la unidad hidráulica no deberá exceder 2% de la presión nominal, para el aceite a 30°C y 100cST, entre el acumulador y las salidas de unidad hidráulica.

Todas las entradas y salidas de las tuberías de conexión con los equipos deberán estar dispuestas en la parte trasera del reservorio.

Todas las tuberías de diámetros iguales o inferiores a 50 milímetros deberán ser de Schedule 80 no mínimo, con los extremos rosqueadas.

Protección del Sistema de Regulación de Velocidad

- General

El sistema de regulación de velocidad deberá ser dotado, como mínimo, con los dispositivos de protección incluidos en el presente ítem. En caso de necesidad de aumento de algún otro dispositivo o protección, verificado durante la fase del proyecto, tal dispositivo deberá ser suministrado por el proveedor, sin costos adicionales al precio de la propuesta original.

La actuación de cualquier protección deberá ser anunciada en el Tablero de Control y, por tanto, el proveedor deberá suministrar 2 (dos) contactos NA y NC con capacidad de 0,3A para interrupción de circuitos inductivos de 125VCC, y de constante de tiempo de 40 ms.

- Unidad de Control

Deberá poseer:

- Detectores de pérdida de fuentes de alimentación.
- Detección de falla de CPU.
- Detección de falla de comunicación.
- Detección de falla de medición de frecuencia, posición o potencia.
- Transferencia automática para el regulador de reserva en caso de falla en el regulador principal, y viceversa.
- Transferencia automática para realimentación de posición en caso de falla en la medición de potencia activa del generador;

- Sobrevelocidad

La protección de sobrevelocidad deberá ser realizada por lo menos de dos formas independientes:

- Eléctricamente, a través de un relé de sobrevelocidad.

- Mecánicamente, a través de dispositivo que actué directamente en la unidad hidráulica y provoque el cierre del distribuidor.

La actuación de cualquier de estas protecciones también deberá accionar el relé de bloqueo del grupo y activar la señalización correspondiente.

- Partida

Deberá estar provista la supervisión de la partida del grupo, en cuanto se alcance la velocidad nominal. En caso de tiempo excesivo o partida incompleta, el sistema de regulación deberá emitir un alarma de falla y una orden para bloqueo del grupo.

- Paradas

Deberá estar provista la supervisión de la parada del grupo, ya sea parcial o total. En caso de tiempo excesivo en la parada, o proceso incompleto (la máquina permanece rodando o con carga, dependiendo del tipo de parada), el sistema de regulación deberá emitir la alarma de falla y una orden para bloqueo del grupo y/o comando de cierre de la válvula de operación y mantenimiento.

7.6 Celdas de los grupos generadores

7.6.1 Normas técnicas

El diseño, fabricación, pruebas y operación de las celdas de interruptores serán realizadas de acuerdo a las siguientes normas de la International Electrotechnical Commission:

- IEC 50 (1975) Vocabulario Electrotécnico Internacional.
- IEC 56 (1987) Interruptores de Corriente Alterna en Alta Tensión.

- IEC 267 (1968) Guía para la Prueba de Interruptores con respecto a apertura fuera de fase.
- IEC 376 (1971) Especificaciones y Aceptación de Hexafluoruro de Azufre.

7.6.2 Zona asignada para las celdas de interruptores

Actualmente los interruptores en 13,8 kV están ubicados en la subestación Yaupi, la cual se encuentra aproximadamente a 150 metros de la sala de máquinas.

A la salida de la sala de máquinas se tiene una subestación auxiliar que esta a la intemperie; en la subestación auxiliar se encuentran conectados pararrayos, transformadores de tensión y capacitadores. Con la implementación del proyecto se mantendrán sólo los transformadores de tensión.

Las barras de energía de los generadores llegan a la subestación auxiliar atravesando la pared de la sala de máquinas, mientras que la subestación auxiliar se conecta a los interruptores existentes ubicados en la subestación Yaupi a través de cables de energía en 13,8 kV.

7.6.3 Celda de interruptor en 13.8 kV

Descripción

La celda del generador será para montaje interior, de construcción Metal Clad, barras de cobre y estará compuesta principalmente de los siguientes equipos:

- Interruptor en 13,8 kV extraíble.
- Transformadores de corriente.
- Pararrayos.
- Condensadores.

Interruptor en 13,8 kV

Los interruptores de potencia en 13.8kV serán tripolares, para servicio interior, con cámaras de interrupción en hexafluoruro de azufre (SF6) y de accionamiento tripolar.

Deberá ser suministrado con la cantidad de gas SF6 necesario para el transporte, efectuar el montaje y puesta en operación.

Deberá tener sistema de indicación de alarma por baja presión y disparo por debajo de la alarma, con contactos de indicación de resorte descargado.

El mecanismo de operación deberá ser de fácil montaje y mantenimiento.

- Sistema de Mando

El sistema de mando de los interruptores será del tipo de acumulación de energía por resortes y tendrá las siguientes características:

- Tensión nominal del motor: 125 VCC
- Tensión nominal de los dispositivos de apertura y cierre: 125 VCC
- Acción del dispositivo de apertura: tripolar
- Número bobinas de apertura: 2
- Número de bobinas de cierre: 1

- Mecanismo de operación

Los interruptores contarán con un único mecanismo de accionamiento con disparo libre y contarán con los siguientes dispositivos:

- Mecanismo de accionamiento manual para efectuar operaciones de mantenimiento y emergencia, el cual deberá estar enclavado para cuando se encuentre en uso y evitar una operación remota. Este mecanismo contará con un dispositivo de accionamiento manual lento para propósitos de inspección y mantenimiento.

- Acción del dispositivo de apertura: tripolar

- Sistema de Interrupción

Los interruptores contarán con cámaras de interrupción de los llamados de tercera generación, contando para ello con una cámara adicional de compensación incorporada a la cámara principal, de forma tal que se garantice la extinción del arco para bajas corrientes y valores elevados de TRV ("Transient Recovery Voltage").

Los contactos principales de los interruptores serán apropiados para resistir las altas corrientes y temperaturas de operación y tendrán un diseño de tipo autolimpiados.

- Fluido extintor (gas SF6)

La calidad del fluido extintor (SF6) será tal que se garantice el poder de ruptura nominal del interruptor hasta un grado de envejecimiento admisible, correspondiente al número de interrupciones garantizado, sin reemplazo del gas.

El poder de ruptura nominal del interruptor estará garantizado para la mínima presión de gas SF6 permitida y operando con la mínima tensión de control permitida para el sistema de mando.

Los interruptores contarán con indicadores de presión del gas en los equipos y con dispositivos de alarma y protección contra pérdidas lentas y súbitas de gas, de modo que el equipo no opere fuera de sus condiciones nominales de diseño.

La primera señal de baja presión será para alarma, mientras que la segunda será para disparo y bloqueo del interruptor, estas señales deben llegar a la sala de control de la central. La ubicación de los indicadores de presión del gas deben ser visibles, tal que permita una fácil y correcta lectura a una persona situada a nivel del suelo con el interruptor ubicado en su emplazamiento de funcionamiento.

- *Esfuerzos mecánicos externos*

Los interruptores deberán estar diseñados para soportar los esfuerzos mecánicos de origen externo debido a las cargas del viento, fuerzas electrodinámicas producidas por los cortocircuitos y a las fuerzas de tracción en las conexiones horizontales y verticales. Asimismo los interruptores deberán soportar esfuerzos de origen sísmico calculados sobre la hipótesis de aceleración vertical de 0.3g y horizontal de 0.5g.

- *Inspección*

Los interruptores serán diseñados teniendo en consideración la facilidad de inspección, especialmente para aquellas partes que necesiten mantenimiento rutinario.

- *Estructuras*

Los interruptores serán instalados en estructuras soporte de acero galvanizado en caliente.

- *Requerimientos de control*

El Interruptor estará previsto para ser accionado en forma remota y en forma local desde el equipo. La selección se realizará mediante un conmutador local – remoto.

El control local se realizará mediante un juego de botones pulsadores ubicados en el gabinete del mecanismo de operación, debiendo permanecer operativos los disparos por las protecciones, ya sea en la posición local como en la posición remoto. En la posición desconectado no debe tenerse las señales de disparo por protecciones y es la posición que se usará para efectuar el mantenimiento del interruptor. Los interruptores contarán con un dispositivo de disparo de emergencia mecánico local. El control remoto se realizará desde el tablero de mando ubicado en la sala de control, y automáticamente por las órdenes emitidas desde las protecciones y automatismos existentes, en las siguientes líneas se muestra las características técnicas de los interruptores.

Cuadro N° 7.3 – Especificaciones técnicas del interruptor en 13,8 kV

Características	Valores
Frecuencia nominal	60 Hz
Tensión nominal	17,5 kV
Tensión de servicio	13,8 kV a 2 000 msnm
Tensión de prueba a 60 Hz, 1 min	38 kV _{rms}
Tensión de prueba a impulso, con onda normalizada 1.2/50 μ s	95 kV _{pico}
Corriente nominal	1 250 A
Nominal de interrupción de cortocircuito a tensión nominal <ul style="list-style-type: none"> • Componente alterna • Componente directa 	25 kA 20%
Corriente térmica de corta duración	25 kA _{rms}
Corriente de desconexión a cortocircuito	63 kA _{rms}
Duración de cortocircuito	3 s
Tiempo de conexión	No mayor de 80 ms
Tiempo total de desconexión	No mayor de 60 ms
Tensión de control y maniobra	125 VDC
Tensión auxiliar para calefacción	220 VAC, &0 Hz.
Mecanismo de accionamiento	A resortes

Transformadores de Corriente

Los transformadores de corriente estarán incorporados a la celda del interruptor y serán utilizados para los sistemas de protección y medición existentes.

El diseño, fabricación, pruebas y operación de los transformadores de corriente debe realizarse de acuerdo con las normas técnicas de la International Electrotechnical Commission (IEC 60044-1 Edition 1.2 2002).

Cuadro N° 7.4 - Especificaciones del los transformadores de corriente

Características	Valores
Frecuencia nominal	60 Hz
Tensión nominal en alta	17,5 kV
Tensión de servicio alta (Vn)	8 kV á 2000 msnm
Tensión de prueba a 60 Hz (alta), 1 min	38 kV _{rms}
Tensión de prueba a impulso (alta), con onda normalizada 1.2/50 µs.	75 kV _{pico}
Tensión de servicio baja (Vn)	600 V
Tensión de prueba a 60 (baja) Hz, 1 minuto	2 kV _{pico}
Corriente nominal en baja tensión	5 A
Sobreintensidad admisible	1,2 I _n
Numero de núcleos y utilización <ul style="list-style-type: none"> • Núcleo No. 1 • Núcleo No. 2 • Núcleo No. 3 	Medición Protección Protección
Potencias y clase de precisión <ul style="list-style-type: none"> • Núcleo No. 1 • Núcleo No. 2 • Núcleo No. 3 	50 VA / 0,5 50 VA / 5P20 50 VA / 5P20
Relación de transformación <ul style="list-style-type: none"> • Núcleo No. 1 • Núcleo No. 2 • Núcleo No. 3 	1000-1200-1400 / 5 2000-3000-4000 / 5 1000-1200-1400 / 5

Pararrayos en 13,8 kV

Los pararrayos serán del tipo sin descargadores, con resistencia del tipo no lineal, de óxidos metálicos (ZnO) y provistas de contadores de descargas.

Las unidades de los pararrayos contarán con dispositivos para liberar sobrepresiones internas que puedan producirse si las unidades son exigidas más allá de su capacidad, evitando el estallido violento de los aisladores.

El diseño, fabricación, pruebas y operación de los pararrayos debe realizarse de acuerdo con las normas técnicas que se indican a continuación:

- IEC 99-3 (1990) Surge arresters-Part 3: Artificial pollution testing of surge arresters.
- IEC 99-4 (1991) Surge arresters-Part 4: Metal-oxide surge arresters without gaps for a.c. systems
- C62.11 (1987) Pararrayos de Óxido Metálico para Circuitos de Potencia de Corriente Alterna.

Condensadores en 13,8 kV

Se debe suministrar un juego de tres condensadores de 0.25 uF de capacidad cada uno, los cuales serán montados en la celda del interruptor en el lado correspondiente al generador.

La tensión nominal de los condensadores será de $13.8/\sqrt{3}$ kV, debiendo ser de clase de aislamiento de 17,5 kV y el BIL será de 95 kV.

CAPÍTULO VIII

ANÁLISIS DEL MERCADO ELÉCTRICO

8.1 Área de influencia

El área de influencia del proyecto es el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional (SEIN) que abarca desde Tumbes hasta Tacna en la zona costera, en la sierra los departamentos de Cajamarca, Huanuco, Pasco, Junín, algunos sectores de Huancavelica, Ayacucho, Apurímac, Cusco y Puno.

8.2 Características de la demanda eléctrica

La demanda eléctrica ha tenido un crecimiento sostenido a partir del año 1993, en que precisamente tuvo el mayor valor (14.5%); en promedio del período 1993-2005 se tiene un crecimiento promedio del 6.3%, de este período el año con menor crecimiento fue el año 1999 con 1.9%.

Adicionalmente se puede decir que la máxima demanda en el año 2006 fue de 3 619 MW, la demanda el 2005 fue de 3 305 MW con un consumo de energía de 24 971 GWh que representa un factor de carga de 76,54%, información obtenida del COES-SINAC.

8.3 Estimación de la demanda de energía eléctrica

Para la estimación de la demanda eléctrica nacional se ha utilizado la información publicada de OSINERG-GART en el modelo empleado para efectuar el pronóstico de ventas de la demanda; este modelo asume que las ventas de energía se explican por el crecimiento del producto bruto interno, la población y la tarifa promedio nacional a nivel de cliente final.

La información de las ventas de energía para el Sistema Eléctrico Interconectado Nacional es la suma de las ventas del SIS y SICN desde el año 1981 a 2004, dichos datos son recopilados de la información estadística de la OSINERG-GART.

En relación a la proyección del PBI utilizado para el escenario base es el siguiente: para el 2005 es 4,5%, para el 2006 y 2007 es 4,0%.

Se ha determinado que la proyección de las ventas en el SEIN está fundamentada por la siguiente ecuación:

$$\ln(\text{Ventas del SEIN}) = K_1 + K_2 * \ln(\text{PBI del SEIN}) + K_3 * \ln(\text{población del SEIN}) + K_4 * \ln(\text{Tarifa promedio del país}) + \text{Dummy}$$

Donde:

K_1, K_2, K_3, K_4	:	Constantes del modelo econométrico.
$\ln \text{ Ventas}$:	Logaritmo en base e de las ventas del SEIN
$\ln \text{ PBI}$:	Logaritmo en base e del PBI
$\ln \text{ Población}$:	Logaritmo en base e de la Población
$\ln \text{ Tarifa}$:	Logaritmo en base e de la tarifa promedio del SEIN

8.4 Proyección de la Demanda Eléctrica

La demanda considerada para el SEIN se resume en la siguiente tabla. Esta demanda se encuentra en el nivel de producción y se obtuvo del documento de OSINERGART.

Tabla N° 8.1 - Evolución de la Demanda

Año	Máx. Demanda MW	Consumo Anual GW/h	Tasa de Crecimiento	
			Potencia	Energía
2001	2 792	18 462		
2002	2 908	19 657	4,15%	6,47%
2003	2 964	20 688	1,93%	5,24%
2004	3 130	21 960	5,60%	6,15%
2005	3 305	23 001	5,59%	4,74%
2006	3 619	24 971	9,50%	8,56%

8.5 Evolución de los Precios de Venta de Energía

La evolución de los precios de venta de energía están reflejados en la tarifa promedio cliente final en la barra de Lima que tiene variaciones de acuerdo a la situación política en el país, en la Tabla N° 8.2 de la siguiente página, incluye la información de la tarifa promedio cliente final del período 1981 al 2006. Esta información se utiliza para la estimación de las ventas de energía en el SEIN.

Tabla N° 8.2 – Tarifa promedio al cliente final

Año	Tarifa Promedio Cliente Final U.S.ctvo/kWh	Tasa de Crecimiento (%)
1994	7,61	36,2 %
1995	8,37	10,0 %
1996	8,66	3,5 %
1997	8,20	-5,3 %
1998	7,04	-14,1 %
1999	6,85	-2,7 %
2000	7,16	4,5 %
2001	7,02	-2,0 %
2002	6,60	-6,0 %
2003	6,64	0,6 %
2004	7,04	6,0 %
2005	7,24	2,8 %
2006	7,42	2,5 %

8.6 Oferta eléctrica

La oferta eléctrica existente está compuesta por producción hidroeléctrica y térmica. En relación a la primera como potencia efectiva se tiene alrededor de 2 826 MW y en térmica se tiene 1 686 MW.

La tabla siguiente presenta un resumen de la potencia instalada de las centrales eléctricas que actualmente operan en el SEIN.

Tabla N° 8.3 – Potencia efectiva en el SEIN

Central	Potencia Efectiva (MW)
Centrales Hidroeléctricas	2 826,0
Centrales Térmicas	1 865,9
Potencia efectiva total	4 691,9

8.7 Proyecciones de la Oferta Eléctrica

La proyección de la oferta eléctrica está dado por la secuencia de equipamiento de generación y transmisión esperado para ingresar al servicio dentro del período de análisis. De acuerdo a esto se ha considerado publicaciones de OSINERG-GART que señala entre otros aspectos importantes lo siguiente:

- Para establecer el programa de obras se ha tenido en cuenta los proyectos factibles de entrar en operación, considerando los que se encuentran en construcción y aquéllas contempladas en el Plan Referencial de Electricidad 2006, entre otros. Se ha prestado atención especial al mantenimiento del equilibrio entre la oferta y la demanda orientado al reconocimiento de costos de eficiencia y a la estructuración de los mismos de manera que promuevan la eficiencia del sector.
- En el programa de obras se ha analizado los proyectos factibles a entrar en operación en el SEIN teniendo en cuenta un margen de reserva razonable entre 25% y 35%; con esa finalidad se ha dado prioridad al ingreso de unidades a gas ciclo simple y ciclo combinado ubicadas al sur de Lima. Este margen de reserva significa el porcentaje en que la oferta en el SEIN debe ser mayor a la demanda.

El programa de obras de generación en el SEIN empleado, se muestra en la Tabla N° 8.4. Como se ha señalado, la configuración de este programa resulta de considerar el plan más probable de entrar en servicio durante los próximos años para el abastecimiento de la demanda de manera económica.

Tabla N°. 8.4 – Proyección de la Generación

Fecha de Ingreso	Proyecto	Potencia MW
Dic. 2006	C.T. Chilca – TG1	174
Feb. 2007	Repotenciamiento C.H. Pariac – CH2 y CH3	0,8
Jun. 2007	C.T. Kallpa – TG1	170
Ago. 2007	C.T. Chilca – TG2	174
Set. 2007	Traslado de la C.T. Calana – gas natural	26
Oct. 2007	C.H. Carhuaquero	10
Nov. 2007	Ampliación de Represa Huangsh Bajo (4,5 MMC)	
Ene. 2008	Traslado de las TG – C.T. Mollendo – gas natural	73
Abr. 2008	C.H. La Joya	10
Jul. 2008	Repotenciamiento C.H. Pariac CH5 y CH6	8
Ene. 2010	C.H. Machupicchu 2 Etapa (150 MW)	150
Ene. 2011	C.H. Yaupi (ampliación)	40
Ene. 2011	C.H. Platanal	220
Ene. 2011	C.T. I 1 x TG (117MW)	117
Ene. 2012	C.T. I 2 x TG (234MW) + 1 TV (113 MW)	347
Ene. 2013	C.T. II 2 x TG (234MW)	234
Ene. 2014	C.T. II 2 x TG (234MW) + 1 TV (113 MW)	347
Ene. 2015	C.T. III 2 x TG (234MW)	234

Notas:

C.H.: Central Hidroeléctrica.

C.T.: Central Termoeléctrica.

TGN: Turbina de Gas operando con Gas Natural

TV: Turbina a Vapor

Tabla N° 8.5 – Proyección de la Trasmisión

Fecha de Ingreso	Proyecto
May. 2207	S.E. Chilca 220kV y ampliación LL.TT. Chilca – San Juan 220 kV (REP)
Ene. 2008	L.T. Carhuaquero – Jaen 138kV (Ministerio)
Abr. 2008	Segunda Terna L.T. Zapallal – Paramonga – Chimbote (REP)

8.8 Balance Oferta-Demanda

El balance oferta-demanda se muestra en la Tabla N° 8.7, donde se observa que a partir del 2008 habrá un margen de reserva del orden de 30%.

Tabla N° 8.6 - Balance Oferta-Demanda

Año	Demanda (MW) [1]	Oferta Existente		Oferta Futura		Margen de Reserva %
		Hidro (MW)	Térmica (MW)	Hidro (MW)	Térmica (MW)	
2006	3 619	2 826	1 865	-	174	34,43
2007	3 796	2 826	1 865	10,8	544	38,18
2008	3 982	2 826	1 865	28,8	617	34,01
2009	4 177	2 826	1 865	28,8	617	27,75
2010	4 382	2 826	1 865	178,8	617	25,21
2011	4 597	2 826	1 865	438,8	734	27,55
2012	4 822	2 826	1 865	438,8	1 081	28,80
2013	5 058	2 826	1 865	438,8	1 315	27,41
2014	5 306	2 826	1 865	438,8	1 662	28,00
2015	5 566	2 826	1 865	438,8	1 896	26,23

Fuente: Elaboración propia, [1] No incluye interconexión internacional

El balance demuestra que el sistema mantiene un importante déficit de potencia y energía hidroeléctrica. Este déficit es actualmente cubierto por centrales térmicas cuyos costos de producción son comparativamente más altos.

8.9 Costos Marginales

Se han obtenido los costos marginales de energía para el período 2007-2020. Para ello se ha utilizado el modelo Perseo al que se ha alimentado la información de demanda y oferta antes señaladas. Los resultados de esta proyección se muestran en la Tabla N° 8.7.

Tabla N° 8.7 - Costos Marginales en la S.E. Carhuamayo Nueva 220 kV

Año	Costo Marginal (\$/MWh)
2008	26,670
2009	31,486
2010	30,861
2011	34,629
2012	32,894
2013	33,585
2014	32,830
2015	33,778
2016	31,770
2017	31,049
2018	39,151
2019	36,031

CAPÍTULO IX

EVALUACIÓN ECONÓMICA

9.1 Generalidades

El presente capítulo tiene por objeto presentar los resultados del análisis económico del proyecto.

El estudio se desarrolla dentro del marco de los dispositivos legales vigentes en relación a la regulación y reajuste de las tarifas eléctricas, es decir, Ley de Concesiones Eléctricas Ley N 25844, su Reglamento D.S. N 009-93-EM y modificatorias.

La evaluación también considera un análisis de sensibilidad para variaciones de la tasa de descuento, montos de la inversión y producción de potencia y energía de la central, para esta última sensibilidad se ha modificado el rendimiento hídrico de la cuenca.

9.2 Evaluación Económica

9.2.1 Objetivo

Los análisis se llevarán a cabo de acuerdo a la Ley de Concesiones Eléctricas, su Reglamento y demás disposiciones de la Comisión de Tarifas Eléctricas.

En esta evaluación se ha tomado en cuenta el Impuesto a la Renta, tanto en la evaluación económica como financiera. De esta manera es posible medir el efecto real del apalancamiento financiero.

9.2.2 Premisas

- El período de análisis abarca desde el año 2006 hasta el año 2019.
- Se considera como año de inicio de operación del proyecto el 2008.
- La evaluación se realiza a precios de mercado.
- La tasa de descuento base utilizada es de 12 por ciento antes de impuestos, efectuándose un análisis de sensibilidad considerando tasas entre 9 a 14 por ciento.
- Escalamiento relativo de precios no ha sido considerado, trabajándose por lo tanto a precios constantes.

9.2.3 Inversiones

Inversión es el monto de recursos monetarios que demanda el proyecto para la adquisición de los activos que se requieren en el proceso productivo. Se realiza en elementos que no son materia de transacciones continuas o usuales durante la vida útil del proyecto, sino por el contrario, cuando se adquieren, quedan permanentemente incorporados al proyecto hasta su extinción por depreciación.

9.2.4 Costo de inversión

La inversión requerida para el proyecto, incluyendo gastos de supervisión y administración asciende a US \$ 9 767 295 (Nueve millones Setecientos Sesenta y Siete Mil Doscientos Noventa y Cinco Dólares Americanos), sin considerar IGV.

Tabla N° 9.1 – Costo de Proyecto

Equipos	Unidad	Cant.	Costo unitario	Costo total
Rehabilitación del Túnel de Conducción	JG.	1	2 600 000	2 600 000
Mantenimiento de las Tuberías Nos. 1 y 2	JG.	1	845 000	845 000
Bobinas (puesto en C.H. Yaupi)	JG.	3	328 210	984 630
Montaje y pruebas (materiales y mano de obra)	JG.	1	475 000	475 000
Rodetes pelton	UND.	5	483 333	2 416 665
Montaje y pruebas del los rodets	JG.	1	105 000	105 000
Celda de interruptor en 13,8 kV	UND.	5	150 000	750 000
Montaje y pruebas de las celdas	JG.	1	150 000	150 000
Regulador de velocidad	UND.	5	130 000	650 000
Regulador de voltaje	UND.	5	109 000	545 000
Montaje y pruebas del RTV	JG.	1	246 000	246 000
Total de Inversión US \$				9 767 295
I.G.V.				1 855 786
Gran Total US \$				11 623 081

9.2.5 Impuestos

Considera los tributos vigentes (I.G.V.) que ascienden a US \$ 1 855 786

9.2.6 Costos de Operación

Pagos a entidades del estado

- Peaje por transmisión : Peaje por transmisión no se considera.

- Pago al COES : 0,5% aproximadamente de la facturación del mes.
- Pago organismos reguladores : 1% de la facturación del mes
- Canon del Agua. : 1% por la generación del año y por el precio de la potencia en fuera de punta en la barra de Santa Rosa (9,14 ctm S/. / kWh)

9.2.7 Costos de repuestos y consumibles

Los gastos para insumos y materiales representan el total para los cinco grupos de generación:

- Costo actual : US \$ 139 160
- Costo a futuro : US \$ 85 000

9.2.8 Ahorros

Presenta los costos de operación y mantenimiento de los grupos generadores y celdas de interruptor:

- Ahorro en costo de mano de obra : US \$ 42 026
- Ahorro en costo de mantenimiento : US \$ 54 160
- Ahorro anual total de O&M : US \$ 96 186

9.2.9 Tarifas

Precios de la Potencia

El nivel de precios de la potencia o precio básico de la potencia de punta, considera la anualidad de la inversión, con la tasa de actualización del 12% anual, de la unidad de punta marginal más económica y el factor de indisponibilidad teórico del sistema eléctrico.

Para el caso del Sistema Eléctrico Interconectado Nacional se han tomado las características principales de la planta térmica de punta; la cual será no menor de 3,5% (límite inferior) ni mayor de 5% (límite superior) de la máxima demanda del sistema y de acuerdo a las últimas publicaciones de Gas Turbina Wold Handbook, corregida por factores de corrección por uso de combustible y por condiciones de servicio.

- Turbina de Gas de 175,62 MW (ISO)
- Ubicada en Lima.

62,81 US\$/KW-año, de acuerdo a la última fijación tarifaria de Mayo del 2007.

Por las consideraciones que se tienen en cuenta para la formulación de los precios por potencia, la tendencia de este precio en el tiempo es bastante estable, por lo que se puede afirmar que las tarifas por potencia en el mediano y largo plazo se mantendrán en sus niveles actuales.

Costo de la energía

Se utilizaron los costos marginales en la barra de Carhuamayo en 220kV, calculados específicamente para el presente estudio, los mismos que toman en cuenta un plan de expansión para los próximos años. Los costos de marginales de la energía se muestran en la Tabla N° 8.7 de la página 172.

9.3 Análisis económico

Los ingresos y egresos del proyecto se obtienen como la multiplicación de la potencia y energía del proyecto por sus respectivos precios, que muestra el flujo de caja económico del proyecto.

A partir del flujo económico que se muestra en la Tabla No. 9.5 de la página 182, se han obtenido los indicadores económicos siguientes:

VAN (12 %)	:	US \$ 1 369 210
TIR	:	15,26 %
B/C	:	1,17

Para el cálculo de los indicadores económicos, se considera el periodo del 2008 al 2019. Asimismo para garantizar la eficiencia, se ha previsto la compra de 5 rodets para el 2013.

En las siguientes tablas se muestran los flujos de caja y los índices económicos.

Tabla N° 9.2 – Ingresos

Año	Energía Anual (MWh)	Costo Marginal (US \$ / MWh)	Ingreso Energía (US \$)	Potencia (kW)	Ingreso Potencia (US \$)	Total de Ingresos por Energía (US \$)	Ahorro en Mantenimiento (US \$)	Total Ingresos (US \$)
2008	70 685	26,67	1 885 169	5 033	316 123	2 201 292	96 186	2 297 478
2009	70 685	31,49	2 225 588	5 033	316 123	2 541 711	96 186	2 637 897
2010	70 685	30,86	2 181 410	5 033	316 123	2 497 533	96 186	2 593 719
2011	70 685	34,63	2 447 751	5 033	316 123	2 763 874	96 186	2 860 060
2012	70 685	32,89	2 325 112	5 033	316 123	2 641 235	96 186	2 737 421
2013	70 685	33,59	2 373 956	5 033	316 123	2 690 078	96 186	2 786 264
2014	70 685	32,83	2 320 589	5 033	316 123	2 636 711	96 186	2 732 897
2015	70 685	33,78	2 387 598	5 033	316 123	2 703 721	96 186	2 799 907
2016	70 685	31,77	2 245 662	5 033	316 123	2 561 785	96 186	2 657 971
2017	70 685	31,05	2 194 699	5 033	316 123	2 510 821	96 186	2 607 007
2018	70 685	39,15	2 767 388	5 033	316 123	3 083 511	96 186	3 179 697
2019	70 685	36,03	2 546 851	5 033	316 123	2 862 974	96 186	2 959 160

Tabla N° 9.3 – Egresos

Año	Inversión (US \$)	Pago al COES (US \$)	Organismos Reguladores (US \$)	Canon de Agua (US \$)	Inspección de Especialistas (US \$)	Impuesto a la Renta (US \$)	Total de Egresos (US \$)
2006	2 930 189						2 930 189
2007	6 837 107						6 837 107
2008	0	11 006	22 013	19 460	25 000	418 245	495 724
2009	0	12 709	25 417	19 460	25 000	482 925	565 510
2010	0	12 488	24 975	19 460	25 000	474 531	556 454
2011	0	13 819	27 639	19 460	25 000	525 136	611 054
2012	0	13 206	26 412	19 460	25 000	501 835	585 913
2013	2 416 665	13 450	26 901	19 460	25 000	511 115	3 012 591
2014	0	13 184	26 367	19 460	25 000	500 975	584 985
2015	0	13 519	27 037	19 460	25 000	513 707	598 722
2016	0	12 809	25 618	19 460	25 000	486 739	569 626
2017	0	12 554	25 108	19 460	25 000	477 056	559 178
2018	0	15 418	30 835	19 460	25 000	585 867	676 579
2019	0	14 315	28 630	19 460	25 000	543 965	631 369

Tabla N° 9.4 – Estado de Pérdidas y Ganancias

Año	Ingresos (US \$)	Egresos (US \$)	Depreciación (US \$)	Utilidad Operativa (US \$)	Impuesto a la Renta (US \$)	Utilidad Neta (US \$)
2006		2 930 189		-2 930 189		-2 930 189
2007		6 837 107		-6 837 107		-6 837 107
2008	2 297 478	495 724	488 365	1 313 388	418 245	895 143
2009	2 637 897	565 510	488 365	1 584 022	482 925	1 101 097
2010	2 593 719	556 454	488 365	1 548 900	474 531	1 074 369
2011	2 860 060	611 054	488 365	1 760 641	525 136	1 235 505
2012	2 737 421	585 913	488 365	1 663 144	501 835	1 161 309
2013	2 786 264	3 012 591	488 365	-714 691	511 115	-1 225 806
2014	2 732 897	584 985	488 365	1 659 547	500 975	1 158 572
2015	2 799 907	598 722	488 365	1 712 820	513 707	1 199 113
2016	2 657 971	569 626	488 365	1 599 981	486 739	1 113 242
2017	2 607 007	559 178	488 365	1 559 465	477 056	1 082 408
2018	3 179 697	676 579	488 365	2 014 753	585 867	1 428 886
2019	2 959 160	631 369	488 365	1 839 426	543 965	1 295 461

Tabla N° 9.5 – Flujo Económico e Índices

Año	Total Ingresos (US \$)	Total Egresos (US \$)	Flujo Económico (US \$)
2006		2 930 189	-2 930 189
2007		6 837 107	-6 837 107
2008	2 203 219	475 428	1 727 791
2009	2 526 617	541 725	1 984 892
2010	2 484 648	533 121	1 951 527
2011	2 737 672	584 991	2 152 681
2012	2 621 166	561 107	2 060 058
2013	2 667 567	2 987 285	-319 718
2014	2 616 868	560 226	2 056 641
2015	2 680 527	573 277	2 107 250
2016	2 545 688	545 635	2 000 053
2017	2 497 272	535 709	1 961 563
2018	3 041 328	647 241	2 394 087
2019	2 831 817	604 291	2 227 526

Periodo	Tasa (%)	VAN (US \$)
2008 – 2019	9,00	3 114 153
2008 – 2019	10,00	2 469 884
2008 – 2019	11,00	1 890 593
2008 – 2019	12,00	1 369 210
2008 – 2019	13,00	899 514
2008 – 2019	13,25	789 509
2008 – 2019	13,50	682 309
2008 – 2019	13,75	577 838
2008 – 2019	14,00	476 022

Tasa Interna de Retorno (TIR)	15,26%
--------------------------------------	---------------

Coficiente Beneficio – Costo (B/C)	1,17
---	-------------

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

- 10.1 Las mediciones de caudal, presión y potencia en el 2002 permiten tener datos de rendimiento tanto de las turbinas como del Túnel de Conducción y Tuberías Forzadas, siendo muy útil para iniciar un estudio de rehabilitación y/o ampliación de la central hidroeléctrica.
- 10.2 De las tablas 6.3 y 6.6 se obtiene una altura neta de 466 metros que para un caudal de $26,6 \text{ m}^3/\text{s}$, siendo registrado antes del proyecto; después del proyecto se estima que la altura neta (tabla N° 6.11) habrá incrementado a 482 metros como promedio para el mismo caudal, es decir un aumento de 16 metros un 3,43% de su valor inicial.
- 10.3 Asumiendo un caudal de $33 \text{ m}^3/\text{s}$ del gráfico del Anexo N° 2, se obtiene una altura neta total de 459 metros aproximadamente, instalado 7 grupos de generación y cada uno consume $4,71 \text{ m}^3/\text{s}$ con una eficiencia del rodete para ese caudal de 89,5%, se obtiene una potencia total de la central de 130 MW.

- 10.4 Los historiales de mantenimiento para los grupos de generación fueron la base para iniciar los cambios a los componentes, debido que los equipos comprometidos incurrían 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%.
- 10.5 Los rodets fabricados a base de disco forjado y maquinados hasta más de la raíz de las cucharas y terminadas estas últimas con soldadura a base de robots, son más eficientes y confiables que los fabricados en una sola pieza fundida, siendo su Tiempo Promedio Para Fallar de 12 470 horas de operación antes que se presente la primera falla, mientras que los de última generación tienen actualmente 30 000 horas sin presentar fisuras, según recomendaciones del fabricante estos rodets tendrán una garantía de 45 000 horas.
- 10.6 El incremento de calor generado por las pérdidas en el estator por generar 6,19 MW como promedio adicional al existente, no representa un problema para el sistema de refrigeración, actualmente este sistema consume 75% del sistema total; otro factor importante es la clase de aislamiento de las bobinas, el proyecto contempla la instalación de bobinas con aislamiento Clase F (155°C), mientras que los actuales son Clase B (120°C).

RECOMENDACIONES

- 10.7 Según la conclusión 10.3, es recomendable instalar dos grupos generadores de la misma potencia, siendo la potencia total futura de la central de 151 MW, con una altura neta aproximada de 459 metros, podría generar 130 MW, así mismo se recomienda que los grupos nuevos sean iguales en potencia y dimensiones a los grupos actuales, esto ayudará a tener stock de repuestos que puedan rotar entre ellos, especialmente a los rodetes, asientos, puntas de aguja, etc.
- 10.8 El cambio de bobinas se deberían de efectuarse a los Grupo Nos. 2, 3 y 5 por haber registrado fallas tal como muestra los historiales de mantenimiento, además presentan descargas parciales mas del promedio permitido, pudiendo ocurrir fallas en los próximos años.
- 10.9 El trabajo actual fue desarrollado a base de las estadísticas de los historiales de mantenimiento, pruebas de desempeño en la central y monitoreos predictivos, clasificando a los equipos que presentan mayor incidencia, teniendo en cuenta que los equipos son equipos principales para la generación y control de los grupos generadores, se recomienda que para trabajos similares de repotenciamiento de centrales hidroeléctricas, se tome como guía practica el presente trabajo, el cual deberá ser mejorado en cada proyecto desarrollado.
- 10.10 Actualmente la C.H. Yaupi pertenece a la empresa Electrandes S.A., esta a su vez pertenece a la empresa transnacional SN Power (capitales noruegos), se les recomienda realizar los trabajos en toda su integridad, permitiendo mejorar las características operativas de la central, elevar la confiabilidad y mejor aún, mejora los ingresos por el incremento de energía generada, incremento de la potencia efectiva, ahorro en horas hombre, etc.

BIBLIOGRAFÍA

- *Mecánica de Fluidos y Máquinas Hidráulicas*
Claudio Mataix
Edición Harla
Segunda Edición

- *Centrales Hidroeléctricas*
Gaudencio Zoppetti
Ediciones G.Gili, S.A.
Quinta Edición

- *Sistemas de Mantenimiento – Planeación y Control*
Salih Duffuaa; A. Raouf; John Dixon
Editorial Limusa Wiley
Primera reimpresión

- *Diseño de Subestaciones Eléctricas*
José Raúll Martín
McGraw – Hill / Latinoamericana de México S.A. de C.V.
Primera edición en español

- *Seminario de Descargas Parciales*
Iris Power Engineering, Inc.
Modulo 1

- *Precio Básico de Potencia*
Comité de Operación Económica del Sistema (COES – SIEN)
Fijación Tarifaria Mayo 2007

- *Principio de Finanzas Corporativas*
Brealey – Myers
McGraw – Hill
Séptima Edición

- *Historial de Mantenimiento de la C.H. Yaupi*
- *Fabricación de rodets de VA TECH – Suiza*
- *Fabricación de bobinas de General Electric – España*
- *Fabricación de reguladores de tensión y velocidad REIVAX – Brasil*
- *Apuntes de clase de Centrales Hidroeléctricas – UNI*