

ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

**Facultad de Ingeniería en Electricidad y
Computación**

**"ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DEL PROYECTO
HIDROELÉCTRICO COCA – CODO SINCLAIR"**

TESIS DE GRADO

Previa la obtención del Título de:

**INGENIERO EN ELECTRICIDAD
ESPECIALIZACIÓN POTENCIA**

Presentada por:

**NESTOR SANDOVAL ZÚÑIGA
BYRON ERAZO MOLINA**

GUAYAQUIL - ECUADOR

AÑO: 2003

AGRADECIMIENTO

A todas las personas que de uno u otro modo colaboraron en la realización de este trabajo, especialmente al Ing. Donald Castillo Graham por su invaluable y desinteresada ayuda y al Ing. Leo Salomón Fash, Director del Presente Trabajo.

DEDICATORIA

A NUESTROS

PADRES

TRIBUNAL DE GRADUACIÓN

Ing. Hernán Gutierrez V.

Ing. Leo Salomón F.

Ing. Eduardo León C.

Ing. Jorge Flores M.

DECLARACIÓN EXPRESA

"La responsabilidad del contenido de este Tópico, me corresponden exclusivamente; y al patrimonio intelectual de la misma a la ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL"

(Reglamento de Graduación de la ESPOL)

Nestor Sandoval Zúñiga

Byron Erazo Molina

RESUMEN

El presente trabajo proporciona al lector una visión global de lo que es un proyecto hidroeléctrico. Se toma como objeto de estudio al proyecto Coca - Codo Sinclair y se lo analiza desde el punto de vista técnico y económico. Además, como objetivo adicional al antes mencionado, en este trabajo se propone a la central Coca - Codo Sinclair como una posible solución al problema energético que vive el país.

La tesis a través de su primer capítulo nos muestra los antecedentes de este proyecto. Luego, en el segundo y tercer capítulo hace un recorrido a través de los principales elementos de la central desde un punto de vista técnico. Esto se lo hace aportando criterios operativos y de selección de equipos. Finalmente se toca el tema económico. En este último capítulo se analiza la rentabilidad que podría tener construir una central hidroeléctrica de gran tamaño en los actuales momentos, en nuestro país. Todo el trabajo está enmarcado en las actuales leyes vigentes para el sector eléctrico en el Ecuador.

ÍNDICE GENERAL

CARATULA

AGRADECIMIENTO

ÍNDICE GENERAL.....I

ÍNDICE DE FIGURASVIII

ÍNDICE DE TABLASX

ABREVIATURAS.....XI

INTRODUCCIÓN.....1

1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO.....3

1.1 Ubicación del proyecto3

1.1.1 Ubicación con respecto al Sistema Nacional Interconectado.....5

1.1.2 Ubicación del Volcán el Reventador con respecto al proyecto..5

1.2 Recorrido de la línea de interconexión.....7

1.3 Volcán El Reventador.....9

1.4 Actividad volcánica de El Reventador.....10

1.5 El Evento eruptivo de 1976.....11

1.6 Consideraciones ante posibles efectos de la actividad de El
Reventador sobre el proyecto.....12

1.7 Datos característicos del proyecto.....13

2. IMPLEMENTACIÓN DE OBRAS GENERALES.....	18
2.1 Obras de Captación, Conducción, Embalse y Tubería de Presión....	18
2.1.1 Generalidades.....	18
2.1.2 Obras de Captación.....	19
2.1.3 Túnel de Aducción.....	20
2.1.4 Presa del Embalse Compensador.....	23
2.1.5 Tubería de Presión.....	24
2.2 Casa de Máquinas y Accesos.....	28
2.2.1 Generalidades.....	28
2.2.2 Casa de Máquinas.....	31
2.2.3 Túnel de Acceso.....	31
2.2.4 Túnel de Descarga.....	33
2.2.5 Galería de Cables.....	34
2.3 Potencia Unitaria y Turbina.....	36
2.3.1 Generalidades.....	36
2.3.2 Numero de Unidades y Potencia Unitaria.....	36
2.3.3 Selección de Turbina.....	46
2.4 Elementos de Obturación.....	55
2.4.1 Generalidades.....	55
2.4.2 Compuertas en los Vertederos.....	55
2.4.3 Compuertas en las Obras de Toma.....	57
2.4.4 Compuertas en el Desarenador.....	59

2.4.5	Otras compuertas.....	60
2.4.6	Válvula Esférica.....	61
2.5	Generadores.....	63
2.5.1	Capacidad y factor de potencia.....	63
2.5.2	Potencia de salida del Generador.....	64
2.5.3	Voltaje del Generador.....	65
2.5.4	Aislamiento.....	66
2.5.5	Relación de Cortocircuito.....	69
2.5.6	Condensador Síncrono.....	72
2.5.7	Factor de Potencia.....	73
2.5.8	Reactancias.....	77
2.5.9	Devanados Amortiguadores.....	81
2.5.10	Eficiencia.....	83
2.5.11	Conexiones.....	84
2.5.12	Aterrizamiento del Neutro del Generador.....	85
2.5.13	Métodos de Aterrizamiento.....	86
2.5.14	Características Mecánicas del Generador.....	91
2.6	Regulación de Velocidad y Voltaje.....	97
2.6.1	Regulación de Frecuencia.....	97
2.6.2	Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia.....	100
2.6.3	Estabilidad de Frecuencia.....	101
2.6.4	Regulación de Voltaje.....	105

2.6.5	Características del Regulador de Voltaje.....	106
2.6.6	Sistema de Excitación.....	108
2.6.7	Señales de Influencia en el Regulador de Tensión.....	110
2.7	Subestación y Transformadores.....	113
2.7.1	Generalidades.....	113
2.7.2	Características de las Subestaciones Aisladas por Gas.....	114
2.7.3	Disposición de los Equipos.....	119
2.7.4	Selección del Tipo de Transformador.....	121
2.7.5	Ubicación y Características de los Transformadores.....	122
2.7.6	Cables de Alto Voltaje.....	123
2.7.7	Patio de Salida.....	125
3.	PROTECCIONES Y SISTEMAS AUXILIARES.....	127
3.1	Protecciones Eléctricas.....	127
3.1.1	Falla en los Devanados del Estator.....	128
3.1.2	Falla entre Espiras en los Devanados del Estator.....	130
3.1.3	Protección contra Motorización.....	131
3.1.4	Protección Contra Pérdida de Sincronismo.....	132
3.1.5	Unidad de Pérdida de Sincronismo a Utilizarse.....	133
3.1.6	Protección Contra Pérdida de Campo.....	135
3.1.7	Consideraciones al Usar Protección Contra Baja Excitación.....	137
3.1.8	Protección de Sobrevelocidad.....	140

3.1.9	Protección de Respaldo Contra Corrientes de Secuencia	
	Negativa.....	140
3.1.10	Protección Diferencial del Grupo.....	142
3.1.11	Otras Protecciones al Transformador.....	145
3.1.12	Protección de Barras.....	147
3.2	Parámetros y Protecciones Mecánicas.....	149
3.2.1	Vibraciones.....	149
3.2.2	Protección Mecánica contra Sobrevelocidad.....	151
3.2.3	Protección contra Sobrecalentamiento.....	152
3.3	Equipos Auxiliares Eléctricos.....	154
3.3.1	Generalidades.....	154
3.3.2	Servicios de Potencia de 13.8 KV y 480 V.....	156
3.4	Equipos Auxiliares Mecánicos.....	163
3.4.1	Sistemas de Agua para enfriamiento.....	163
3.4.2	Sistema de Agua Potable.....	166
3.4.3	Sistema de Aire Comprimido.....	166
3.4.4	Sistema de Bombeo.....	167
3.4.5	Sistema de Circulación de aceite Cojinete.....	168
3.4.6	Sistema Contra Incendios.....	169
3.4.7	Sistema de Ventilación y Aire Acondicionado.....	171
3.4.8	Sistema de Drenaje.....	171
3.4.9	Grupo Auxiliar de Emergencia.....	172

4. ANÁLISIS ECONÓMICO	174
4.1 El Mercado	175
4.2 Demanda del Producto	175
4.2.1 Demanda Total Conectada al Sistema	175
4.2.2 Demanda para posibles Contratos a Plazo	179
4.3 Oferta a Nivel Nacional	179
4.3.1 Sistema de Generación Existente	179
4.3.2 Oferta Futura	182
4.3.3 Proyectos Hidroeléctricos	182
4.3.4 Proyectos Termoeléctricos	184
4.3.5 Proyección de Reserva de Energía	185
4.4 Costos Totales de Construcción del Proyecto	189
4.4.1 Obras Civiles	189
4.4.2 Obras Electromecánicas	191
4.4.3 Costos financieros	194
4.4.4 Costos de Administración, de Ingeniería e Imprevistos	195
4.4.5 Presupuesto Total	196
4.5 Costos durante la operación	197
4.5.1 Amortizaciones	197
4.5.2 Costos de Seguros	198
4.5.3 Otros Costos	199
4.6 Procedimiento para Establecer el costo del KW instalado y KWh ...201	

4.6.1	Potencia Remunerable Puesta a Disposición.....	201
4.6.2	Precio del KWh.....	203
4.6.3	Aplicación en la Central en estudio.....	204
4.7	Tasa interna de retorno.....	208
4.8	Competitividad.....	211
4.8.1	Según el precio de la Energía.....	211
4.8.2	Según la Disponibilidad.....	214
CONCLUSIONES.....		216
RECOMENDACIONES.....		223
ANEXOS		
BIBLIOGRAFÍA		

ÍNDICE DE FIGURAS

		Pág.
Figura 1.1	Ubicación de la zona del proyecto respecto al sistema y al volcán Reventador.....	6
Figura 2.1	Excavación en roca para túneles de conducción.....	22
Figura 2.2	Excavación en roca fracturada para túneles de conducción.....	22
Figura 2.3	Excavación en roca para tubería de alta presión.....	26
Figura 2.4	Corte longitudinal tubería de presión.....	27
Figura 2.5	Casa de máquinas, corte longitudinal.....	30
Figura 2.6	Excavación en roca para galería de acceso.....	32
Figura 2.7	Excavación en roca para galería de descarga.....	34
Figura 2.8	Excavación en roca para galería de cables.....	35
Figura 2.9	Velocidad de rotación vs potencia para turbina de 6 chorros.....	41
Figura 2.10	Gráfico comparativo velocidad vs potencia para 5, 6 chorros.....	43
Figura 2.11	Distribuidor - rodete turbina Pelton 6 chorros.....	47
Figura 2.12	Compuerta de sector.....	56
Figura 2.13	Compuerta deslizante vertedero.....	57
Figura 2.14	Compuerta de la bocatoma.....	58
Figura 2.15	Compuerta del desarenador.....	59
Figura 2.16	Compuerta a la salida del túnel de conducción.....	60
Figura 2.17	Compuerta en la galería de descarga.....	61
Figura 2.18	Válvula esférica.....	62
Figura 2.19	Curva de capacidad de un típico hidro-generador.....	65
Figura 2.20	Diferencia de fase entre voltaje y corriente vs. MVA de salida a subestación Santa Rosa.....	75
Figura 2.21	Factor de potencia vs. MVA de salida a subestación Santa Rosa.....	76
Figura 2.22	Reactancias subtransientes de un generador en relación con sus potencias.....	80
Figura 2.23	Esquema de aterrizamiento por medio de transformador de Potencia.....	90
Figura 2.24	Foto del Equipo para aterrizamiento por medio de una resistencia.....	90
Figura 2.25	Efecto por incrementar PD^2 en el costo del generador...	94
Figura 2.26	Control de velocidad de turbina.....	97
Figura 2.27	Válvula aguja y deflector.....	99

Figura 2.28	Diagrama de bloques de función de transferencia del regulador.....	102
Figura 2.29	Diagrama de bloques de función de transferencia, regulador de Voltaje.....	105
Figura 2.30	Sistema de excitación directa con compoudage.....	109
Figura 2.31	Estabilizador de potencia.....	112
Figura 2.32	Capacidad de extinción del Arco en SF ₆	115
Figura 2.33	Resistencia dieléctrica de SF ₆ a frecuencia de red.....	117
Figura 2.34	Subestación aislada por SF ₆	119
Figura 3.1	Conexiones de CTs. para protección diferencial.....	129
Figura 3.2	Conexiones de CTs para protección contra falla entre espiras.....	130
Figura 3.3	Conexiones de protección contra potencia inversa.....	132
Figura 3.4	Características de operación de protección contra pérdida de sincronismo.....	134
Figura 3.5	Características de operación del relé de pérdida de campo.....	136
Figura 3.6	Características de protección de baja excitación usando dos relés.....	139
Figura 3.7	Comparación de corrientes de secuencia negativa para diferentes tipos de desbalance.....	142
Figura 3.8	Diagrama unifilar de protecciones del grupo generador – Transformador.....	144
Figura 3.9	Curva típica de tiempo inverso en V / Hz del transformador.....	146
Figura 3.10	Sistema diferencial básico.....	147
Figura 3.11	Sensor mecánico de Sobrevelocidad.....	151
Figura 3.12	Puente Wheastone.....	153
Figura 3.13	Sistema de bombeo.....	168
Figura 3.14	Sistema de circulación de aceite de cojinetes.....	169
Figura 4.1	Proyección de reserva de energía 2002 - 2001.....	185
Figura 4.2	Variación estacional de las vertientes en el Ecuador.....	188
Figura 4.3	Flujo de caja del proyecto.....	210
Figura 4.4	Flujo de caja equivalente.....	210

ÍNDICE DE TABLAS

		Pág.
Tabla I	Datos más relevantes del proyecto.....	13
Tabla II	Datos complementarios del proyecto.....	14
Tabla III	Características principales turbina y generador.....	44
Tabla IV	Cota eje rodets de turbina.....	52
Tabla V	Sumergencia de turbina.....	54
Tabla VI	Relación de cortocircuito para factor de potencia 0.9.....	70
Tabla VII	Capacidad de Generación Reactiva.....	72
Tabla VIII	Reactancias típicas de generadores síncronos trifásicos (polos salientes).....	79
Tabla IX	Características de la subestación en SF6.....	116
Tabla X	Dimensiones y peso de cada transformador.....	121
Tabla XI	Características de los transformadores.....	123
Tabla XII	Proyección del consumo de energía eléctrica.....	177
Tabla XIII	Proyección de la demanda anual en bornes del generador.....	178
Tabla XIV	Potencia instalada y efectiva de centrales de generación hidráulica a diciembre del 2002.....	181
Tabla XV	Determinación de remuneraciones.....	207
Tabla XVI	Precios de energía de centrales generadoras	212

ABREVIATURAS

A	Amperios
GWh	Gigavatios hora
HP	Caballos de fuerza
Hz	Hertz
Kg	Kilogramos
Km	Kilómetro
KV	Kilovoltio
KVA	Kilovoltio amperio
m	metro
m ³	metro cúbico
m ³ /s	metro cúbico por segundo
m.s.n.m	metros sobre el nivel del mar
MVA	Megavoltio amperio
MW	Megavatio
RPM	Revoluciones por minuto
SNI	Sistema Nacional Interconectado

INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente trabajo es establecer los procedimientos para el análisis técnico-económico de un proyecto hidroeléctrico de envergadura, tomando como elemento de aplicación al proyecto hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair. El contenido del presente trabajo se enmarca dentro de la actual Ley de Régimen del Sector Eléctrico (LRSE) y criterios técnicos de varios autores. Además se analiza como en todo proyecto de inversión, el mercado, tanto frente a la competencia como en la demanda presente y futura proyectada.

La naturaleza de este trabajo es explicativa. Se muestra el procedimiento a seguir, incluyendo comparaciones con actividades realizadas en algunos puntos a tratar.

La necesidad de tratar este tema se fundamenta en los problemas surgidos en el país debido a la falta de energía y de como un proyecto de generación de gran magnitud podría mejorar esta situación. Este proyecto debido a su tamaño y a su disponibilidad de energía durante todo el año, podría solucionar el déficit que el país posee en este tema. Además ayudaría a mejorar la confiabilidad del sistema, ante los problemas técnicos que posee la mayor central del país, Paute. Cabe resaltar que la energía que produciría esta central es barata y limpia.

Para mostrar el proyecto en cuestión, se especifican sus características tanto técnicas como económicas, en el nivel de profundidad que un trabajo de pregrado lo permite.

Debido a la naturaleza y fin del presente trabajo, se ha profundizado en los temas que guarden directa relación con electricidad y más aún, con la especialización de Potencia.

CAPÍTULO 1

1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO

1.1 Ubicación del Proyecto

Para la ubicación de un proyecto de gran magnitud debe considerarse primeramente el recurso energético. El río debe ser uno que pueda ser represado considerando la geografía del embalse, que pueda aprovecharse un buen cabezal y que no tenga dificultad por cuestiones legales, como expropiación de terrenos y requerimientos ambientales. Además los riesgos naturales deben ser manejables.

Haciendo una descripción mas detallada de la zona del proyecto, se encuentra que la cuenca del río Quijos-Coca, comprendida entre las coordenadas $0^{\circ} 45' S$, $0^{\circ} 10' N$ y $77^{\circ} 25' O$, $78^{\circ} 15' O$, y, entre las cotas 1290 m y 610 m, se desarrolla desde las líneas divisorias de las cadenas montañosas que mencionaremos, hasta la curva que

hace el río Coca en el denominado Codo Sinclair. En este lugar donde la cuenca tiene importantes elevaciones como se indica a continuación.

El área del proyecto, que aprovecha de los recursos hidroenergéticos de la cuenca del Río Quijos-Coca, está ubicada en la vertiente atlántica de la cordillera de los andes, al norte de la región oriental del Ecuador, y pertenece al curso superior del sistema fluvial Quijos-Coca-Napo-Marañon-Amazonas, teniendo sus nacimientos en alturas superiores a los 5000 m.

La cuenca se halla enmarcada prácticamente por los cuatro lados por grandes cordilleras: por el occidente la cordillera central de los andes; por el oriente, la cordillera Huagraurco; por el sur el nudo o cordillera de Huacamayos, y por el norte el nudo o cordillera del Due y el volcán El Reventador, a cuyo pie se rompe la cadena montañosa para dar libre curso al río Coca hacia la llanura amazónica.

Toda la cuenca esta ubicada en la provincia del Napo y solamente en su parte más aguas abajo interesa marginalmente la nueva provincia de Sucumbios. Los cantones ubicados en la cuenca son Quijos, El Chaco y Gonzalo Pizarro, cuyas cabeceras cantonales son Baeza, El Dorado de Cascales, respectivamente. Otros poblados de cierta importancia son Papallacta, Borja y las Palmas.

La zona del proyecto es accesible por carretera desde Quito, a través de la carretera Lago Agrio que es la principal arteria vial, aparte de que existen caminos vecinales y otros de menor importancia¹.

¹ Resumen Ejecutivo de Junio de 1992 Proyecto hidroeléctrico Coca-Codo Sinclair Pág. 2-1.

1.1.1 Ubicación con Respecto al Sistema Nacional

Interconectado

Por la ubicación anteriormente citada, el proyecto se localiza cerca de Quito. Es por tanto factible realizar la interconexión con el SNI (Sistema Nacional Interconectado) en alguna subestación existente en esta zona. Esto es, en la subestación de Santa Rosa.

Los voltajes notables de esta subestación durante 1999 los siguientes para sus barras con el voltaje entre 0.91 a 1.01 en base de 230 KV.

1.1.2 Ubicación del Volcán El Reventador con Respecto al Proyecto

El volcán Reventador se encuentra cerca del proyecto, tanto que la distancia mínima al volcán en línea recta es de 10.16 Km. y corresponde al canal de aducción. Una distancia importante corresponde a las obras de toma que distan al volcán en 13.2 Km. Cabe recordar que por estos motivos, la obra no posee embalse reservorio y tanto la tubería de aducción como la casa de máquinas son subterráneas.



FIGURA 1.1. Ubicación de la zona del proyecto respecto al sistema y al volcán Reventador.

La zona de más alto riesgo en caso de una erupción es la parte del río Coca comprendida entre la toma y el codo Sinclair que bordea las faldas del volcán. Cabe indicar que el río Coca estaría en capacidad de soportar una avenida de lava de magnitudes moderadas.

En el Anexo E se muestra la planimetría general con datos característicos del Proyecto donde se aprecian el volcán, el río Coca y el proyecto con sus respectivas distancias y cotas.

La distancia del volcán a Quito es, en línea recta, aproximadamente 90 Km pero están separados entre sí por la cordillera de los Andes.

Hablando acerca de la situación del volcán El Reventador, podemos mencionar que el evento eruptivo registrado en noviembre del 2002 cae dentro de las magnitudes esperadas, que podrían producir ligeros daños en obras exteriores. Estos han sido previamente analizados durante el evento eruptivo de 1976, del cual se hace referencia posteriormente.

1.2 Recorrido de la Línea de Interconexión.

El recorrido de las líneas de transmisión, considerando la necesidad de que sea bastante cercano a las carreteras existentes y que evite

áreas geológicamente inestables, salen de la subestación subterránea, subiendo a la planicie, siguen la línea de cumbre, cruzando el área del embalse compensador y llegan hasta la cercanía de las obras de toma.

De ahí, la línea de primera etapa cruza las obras de captación (con una torre ubicada en su parte mas alta), y sigue paralela a la carretera a mano derecha en dirección a Quito. La línea de segunda etapa, una vez llegada a la altura de las obras de toma, sigue en la línea de cumbre, cruzando los ríos Murallas y Quijos hacia Quito, cruzando la cordillera a una cota un poco superior a los 4000 m. Por la diferencia de cotas y de condiciones ambientales en el recorrido de la línea de transmisión se ha establecido dos zonas de aislamiento. La primera zona va desde la cota 600 m hasta 2500 m y la otra de los 2500 m hasta los 4000 m.

La estación de llegada sería prevista en las cercanías de Quito (en el área de la subestación Santa Rosa u otra nueva), dependiendo de los planes futuros de expansión.

Para el caso preferente de llevar las líneas a la subestación Santa Rosa, deberá realizarse una posible ampliación en el patio de maniobras y dada la situación de Santa Rosa en el momento de conexión podría requerirse un reforzamiento de las líneas que sale

de esta subestación. Las líneas de la obra hasta Santa Rosa tendrán un largo de 151 Km, de los cuales unos 30 km están sobre los 3000 m de altura.

1.3 Volcán el Reventador

Localización.- Se levanta en las estribaciones orientales de la Cordillera Real, a 90 km. al noreste de Quito. Se trata de un volcán compuesto, cuya estructura más antigua, ha formado un amplio anfiteatro abierto hacia el este en cuyo interior se levanta el cono simétrico de El Reventador, hasta los 3500 m de altura.

Descripción.- El volcán Reventador se encuentra en la región oriental ecuatoriana, en la cordillera subandina, esta cordillera es producto de fallas de cabalgamiento que permitieron el paso del magma hacia la superficie formando algunos volcanes como el Sumaco, Yanayacu y Pan de Azúcar. El Reventador es una caldera en forma de herradura orientada hacia el este, ésta a su vez son las ruinas de un cono volcánico anterior. El actual cono yace sobre el centro de esta caldera y presenta un pequeño cráter de 200 metros de diámetro, la caldera por el contrario se extiende en un diámetro 4 kilómetros.

La base del antiguo volcán es de 13 Km. mientras que la base del actual cono es de 2 Km. En una de las erupciones del Reventador en 1944 se produjo un gran lahar generado aparentemente por intensas lluvias, a juzgar por las imágenes quizá también existió una pequeña laguna que contribuyó al flujo de lodo.

El actual cono es simétrico y de él se pueden apreciar varias coladas de lava recientes así como otras anteriores. Los flujos de lodo, lava y piroclastos han formado una planicie hacia el este del volcán y que desemboca en el río Quijos.

1.4 Actividad Volcánica del Reventador

La crónica histórica sobre sus erupciones es bastante inexacta debido a su aislada ubicación e inaccesibilidad hasta bastante entrado el presente siglo.

No obstante, desde el siglo XIX la existencia del volcán fue conocida por los caucheros de la zona. Se estima que desde el año 1843 hasta 1898, probablemente erupcionó por 6 ó 7 ocasiones. No se conoce con precisión la duración de estos eventos.

Entre 1912 y 1944 se reportaron frecuentes caídas de ceniza en el valle interandino, provenientes de este sector. Se asume que fue El Reventador y su actividad la causa de este fenómeno. Entre 1972 y

1976 la actividad se restringió exclusivamente al interior del anfiteatro y consistió en emisión de modestas coladas de lava en bloques y lahares producidos por la remoción de la abundante ceniza acumulada en sus flancos por el agua, producto de las intensas lluvias características de la región (Hall,M.1977). Algunos flujos piroclásticos se dispersaron sobre el fondo del anfiteatro, cerca de la base del cono.

Este es un volcán muy activo, la penúltima erupción de este volcán se produjo en enero de 1976 la cual fue documentada extensamente. En esa ocasión se presenciaron flujos piroclásticos por primera vez en el siglo en nuestro país.

Al ser un volcán activo este está siendo monitoreado. Hay algunos mapas de peligros asociados con este volcán así como estudios mineralógicos del mismo, en su cima se pueden apreciar fumarolas.

1.5 El Evento Eruptivo de 1976

Mientras el ex INECEL empezaba la comparación de alternativas, en la fase A del estudio de prefactibilidad, ocurrió el evento sísmico eruptivo de 1976. Esto afectó notablemente a los criterios de diseño que hasta el momento se habían estado utilizando, especialmente en lo que respecta a las presas y embalses de acumulación y a las

obras de captación de las alternativas que se estaban estudiando en el proyecto. El evento fue originado por una serie de sismos de origen tectónico.

Las consecuencias principales del evento sobre los criterios de diseño fueron los siguientes:

- Eliminación definitiva de la presa de acumulación.
- Necesidad imperativa de vertederos de excesos sin compuertas.
- Los únicos dos sitios a lo largo del río Coca que todavía se consideraron aptos para ubicar una presa a filo de agua fueron el sitio Salado (el menos afectado por el evento) y el sitio Malo M1.

En el anexo A se da detalles acerca del último evento eruptivo de este volcán durante el año 2002

1.6 Consideraciones Ante Posibles Efectos de la Actividad de El Reventador Sobre el Proyecto

Se considera improbable que fenómenos eruptivos relacionados con el volcán El Reventador, puedan afectar de manera seria las obras previstas para el proyecto. Por lo tanto, el riesgo volcánico puede ser considerado leve en su conjunto.

Sin embargo, fenómenos de movilización de materiales inestables saturados de aguas de las laderas del edificio volcánico, causados por sismos y/o violentas lluvias, pueden representar un peligro, aunque leve, para las obras de captación. El terremoto del 5 de marzo de 1987 representó una referencia para la evaluación del impacto del impacto sísmico sobre el proyecto.

1.7 Datos Característicos del Proyecto.

TABLA I
Datos más relevantes del proyecto

	Unidad	1º Etapa	2º Etapa
Potencia instalada	MW	432	427
Energía primaria	GWh/año	2978	2931
Número de unidades		3	3
Volumen útil del embalse	Dm ³	530	
Factor de planta			0.8
Caída bruta	m	675	
Cabezal de la presa	m	609	
Caudal de diseño conducción	m ³ / s	63.5	63.5
Caudal de diseño presión	m ³ / s	80.25	80.25

Caudal 90 % diario	m ³ / s	127	
Caudal medio del río	m ³ / s	292	
Tiempo total de construcción	Años	6.5	5

TABLA II

Datos complementarios del proyecto 1º Etapa

Parámetro	Unidad	Cantidad
Hidrología		
Area de la cuenca	Km ²	3600
Creciente de 25 años	m ³ / s	3800
Creciente de 1000 años	m ³ / s	6000
Obras de captación		
Altura máxima puente sobre cimentaciones	m	38.1
Ancho neto vertedero principal	m	110
Ancho neto vertedero secundario	m	66
Nivel de agua máximo	m.s.n.m.	1275
Túnel de conducción		
Diámetro de excavación promedio	m	5.4

Longitud total	Km	24.9
Longitud tramos revestidos con hormigón	Km	10.7
Longitud tramos no revestidos	Km	14.2
Embalse compensador		
Altura máximo presa	m	53.5
Volumen presa	m ³	318x10 ³
Nivel de agua mínimo	m.s.n.m	1216
Nivel de agua máximo	m.s.n.m	1229.5
Cota de coronación	m.s.n.m	1233.5
Volumen total del embalse	m ³	810x10 ³
Caudal de diseño vertedero	m ³ / s	151
Caudal de diseño descarga de fondo	m ³ / s	12
Tubería de baja y alta presión		
Diámetro tubería en hormigón	m	4.6
Diámetro tubería en acero	m	4.2
Longitud tubería en hormigón	m	1418.7
Longitud máxima tubería en acero	m	425
Casa de máquinas		
Ancho	m	24
Altura	m	44.5

Longitud	m	86
Caída neta	m	609
Potencia unitaria	MW	144
Factor de potencia del generador		0.90
Capacidad nominal gen	MVA	157
Corriente nominal gen.	A	6,568
Número de polos		20
Tipo de turbina		Pelton 6 chorros
Potencia nominal turbina	MW	163.8
Túnel de descarga		
Diámetro interno	m	5.8
Longitud	m	643.30
Subestación		
Tipo		SF6 caverna
Transformadores (3x3)	KW	13.8/230
Potencia del transformador(MVA/unidad/fase)	MVA	53.3
Línea de transmisión		
Número de líneas		1
Número de circuitos		2

Voltaje	KV	230
longitud	Km	151

CAPÍTULO 2

2. IMPLEMENTACIÓN DE OBRAS GENERALES

2.1 Obras de Captación, Conducción, Embalse y Tubería de Presión

2.1.1 Generalidades

En esta sección se tratará de manera descriptiva las diferentes partes de las obras de captación, conducción, embalse y tubería de presión. No se abundará en detalles ya que el objetivo de esta sección es dar una visión general de la obra civil, mas no del estudio para su ejecución. Este estudio compete a los ingenieros civiles que diseñaron y construirán la obra.

La obra civil de la central permitirá la explotación y el uso más adecuado del recurso hidroeléctrico del Codo Coca - Sinclair . El diseño de la central, se lo hizo de tal forma que la utilización

de este recurso posea un nivel de seguridad adecuado tomando en cuenta las condiciones geográficas y geológicas de la zona.

La transportación del agua que proporcionará la energía mecánica que accionará a las turbinas de la central, conlleva varias etapas. Cada una de vital importancia para que el agua cumpla su objetivo. Desde su captación por medio de obras tales como vertederos, desarenador, etc, hasta su llegada a la quebrada de Granadillas donde se ubicará el embalse compensador, el agua deberá recorrer una distancia considerable antes de llegar a las turbinas. Este recorrido, de manera general, se lo puede observar en los planos del anexo E. A continuación se describirá este recorrido en cada una de sus etapas.

2.1.2 Obras de Captación

Las obras de captación están constituidas por dos vertederos y la toma con su respectivo desarenador. La toma estará ubicada aguas abajo de la confluencia de los ríos Quijos y Salado, es decir sobre el río Coca.

La presencia de la elevación del Morro ha constituido un elemento decisivo para la determinación del sitio donde se ubicarán los vertederos. Esto se debe a que su estructura provee de un sólido y firme apoyo para los estribos de estos.

Para la captación del agua se construirán dos vertederos; uno principal y otro secundario. El secundario se construirá primero y se lo hará en conjunto con un canal de desvío. Este vertedero será totalmente construido hasta la cota 1263 m.s.n.m.

El vertedero principal será construido luego de la culminación de los trabajos en el vertedero secundario. Este tendrá a cota de cimentación 1254 m.s.n.m. Del vertedero secundario se tomará el agua que llenará el embalse de compensación.

Los trabajos de captación incluyen la construcción de un desarenador en el vertedero secundario. En el plano respectivo del anexo E se puede observar una vista y las dimensiones de las obras de captación de agua.

2.1.3 Túnel de Aducción

El túnel de aducción transporta el agua desde el vertedero principal, que se encuentra en el río, hasta el embalse de

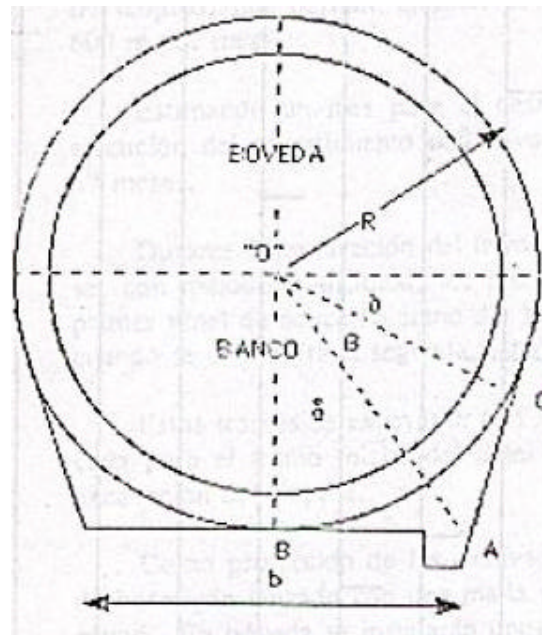
Granadillas. El túnel consta de varios tramos, para los cuales se usará el método de excavación por maquinarias llamadas topos. Aunque en pequeños tramos se usará el método tradicional de excavación.

Para la construcción del túnel se excavarán tres ventanas de acceso. Estas permitirán el ingreso y salida de personal, materiales, maquinarias y residuos de la excavación.

La primera ventana de este túnel, tendrá una longitud de 500 m y se excavará a una cota inferior a la del río ya que es la captación del túnel. Esta ventana se empalma con el túnel de captación en la abscisa 200 m aproximadamente.

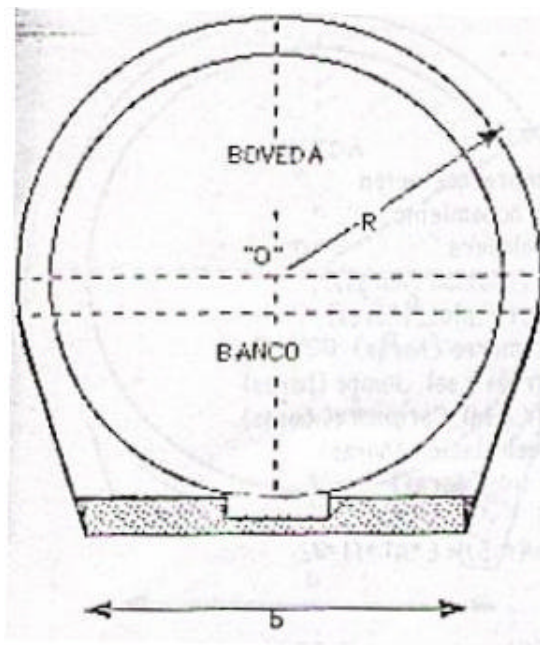
El primer tramo del túnel será excavado hasta la abscisa 1000 m, dentro de la formación Misahuallí. La sección de excavación de este tramo será con perfil de herradura de 5.40 m de diámetro y 4 m de base. Este tramo del túnel tendrá una inclinación de 3.6%. Las dimensiones de la sección de este tramo se las puede apreciar en la figura 2.1.

El segundo tramo y la ventana dos serán excavados en la roca usando dos topos. La ventana dos tiene una longitud de 2470 m y el segundo tramo del túnel tiene 10530 m.



$R=2.80$ m
 Area Bóveda = 12.32 m²
 Base cuneta = 0.5 m
 Altura cuneta = 0.5 m
 $b = 4$ m
 $AC = 2$ m
 Angulo $\beta = 35.54^\circ$
 Angulo $\delta = 18.93^\circ$
 Angulo $\sigma = 35.54^\circ$
 Area total = 26.48 m²
 Perím tot = 19.35 m

FIGURA 2.1 Excavación en roca para túneles de conducción.



$R=3.6$ m
 Area Bóveda = 20.36 m²
 Base cuneta = 1 m
 Altura cuneta = 0.3 m
 $b = 6$ m
 $AC = 3$ m
 Angulo $\beta = 39.81^\circ$
 Angulo $\delta = 10.39^\circ$
 Angulo $\sigma = 39.81^\circ$
 Area total = 44.69 m²
 Perím tot = 24.87 m

FIGURA 2.2 Excavación en roca fracturada para túneles de conducción.

La ventana tres y el último tramo del túnel de aducción medirán 900 m y 12400 m respectivamente. La figura 2.2 muestra una sección de esta parte del túnel.

2.1.4 Presa del Embalse Compensador

La presa del embalse compensador está ubicada en la quebrada de Granadillas, aproximadamente 400 m aguas arriba de la confluencia con la quebrada de Los Loros. Esta localización obedece a que la cota de coronamiento es 1233.50 m.s.n.m. y la del nivel máximo de embalse es de 1229.50 m.s.n.m. Estas cotas permiten cumplir con las condiciones de: Estar por debajo del límite de contacto de las formaciones Napo – Hollín y satisfacer el volumen de embalse requerido.

Luego de estudios técnicos realizados, la presa elegida para esta obra es una en enrocado con pantalla de hormigón armado. Se escogió este tipo de presa ya que ofrece el máximo de seguridad y de estabilidad para esta obra.

El túnel de desvío de la quebrada Granadillas emboca a la cota 1192 m.s.n.m. en la ladera izquierda de esta. Se desarrolla en la formación Hollín por una longitud de 360 m.

La sección final del túnel es de 3.0 m con perfil en herradura, y por lo tanto la sección de excavación tendrá un diámetro de 3.5 m.

El cuerpo de la presa se construirá en enrocado procedente de la cantera granodiorita ubicada en el mirador. Para el pie de agua se utilizarán rocas más gruesas, de aproximadamente 0.5 m³. Se utilizará el enrocado grueso para formar la cara de aguas abajo de la presa, mientras para el cuerpo central se utilizará material granodiorítico.

Terminada la construcción de la presa, esta se apoyará sobre el talud de aguas arriba una pantalla de hormigón. La pantalla tendrá un espesor uniforme de 0.50 m. Una vista general de la presa y sus dimensiones se la puede observar en el plano respectivo del anexo E.

2.1.5 Tubería de Presión

Para las obras de caída desde la presa embalse, por motivos geológicos, se seleccionó la alternativa de tubería con pozo de presión vertical por debajo de la toma y túnel de conexión subhorizontal a la casa de máquinas con inclinación de 12%.

Esta tubería se encuentra en gran parte en el interior de la formación Misahuallí.

En esta alternativa, inmediatamente aguas debajo de la toma del compensador, se excava un pozo de presión vertical circular de 5.40 m de diámetro y 459 m de longitud. A continuación se desarrolla un tramo subhorizontal en alta presión con pendiente de 10% y 1430 m de longitud que llega a la casa de maquinas a la cota 610.20 m.s.n.m.

El túnel de la tubería de presión deberá excavar de tal manera que se llegue primero a la parte inferior del pozo de presión. Este túnel tiene una sección en herradura con base recta, diámetro de excavación de 5.40 m y diámetro interno del revestimiento de 4.60 m. Su longitud es de 1430 m incluyendo el tramo final. Este será blindado con virolas de acero que tienen una longitud de 350 m. Las dimensiones transversales se observan en la figura 2.3.

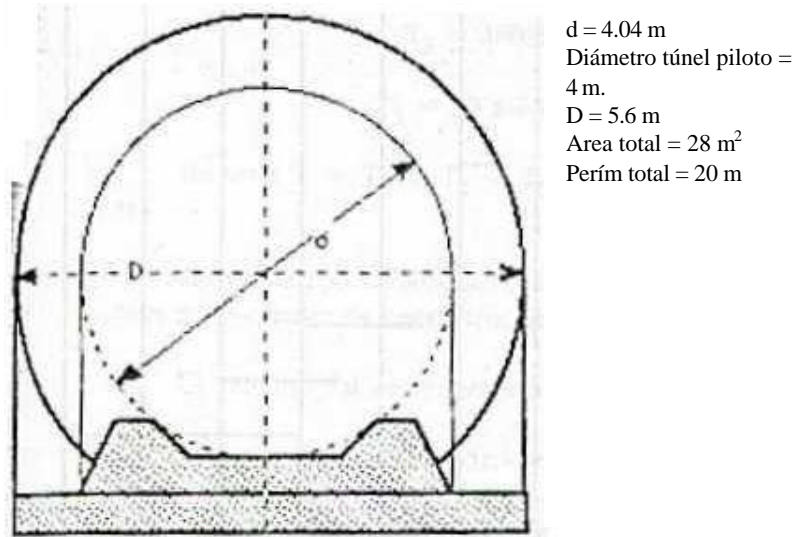


FIGURA 2.3 Excavación en roca para tubería de alta presión.

El pozo de presión tiene un diámetro de excavación de 5.40 m y un diámetro interno del revestimiento de 4.6 m . Su longitud es de 460 m y se construirá casi en su totalidad dentro de la formación de Misahuallí. La excepción será los primeros 100 m que cruzan la formación Hollín. A continuación se muestra un corte transversal de esta tubería.

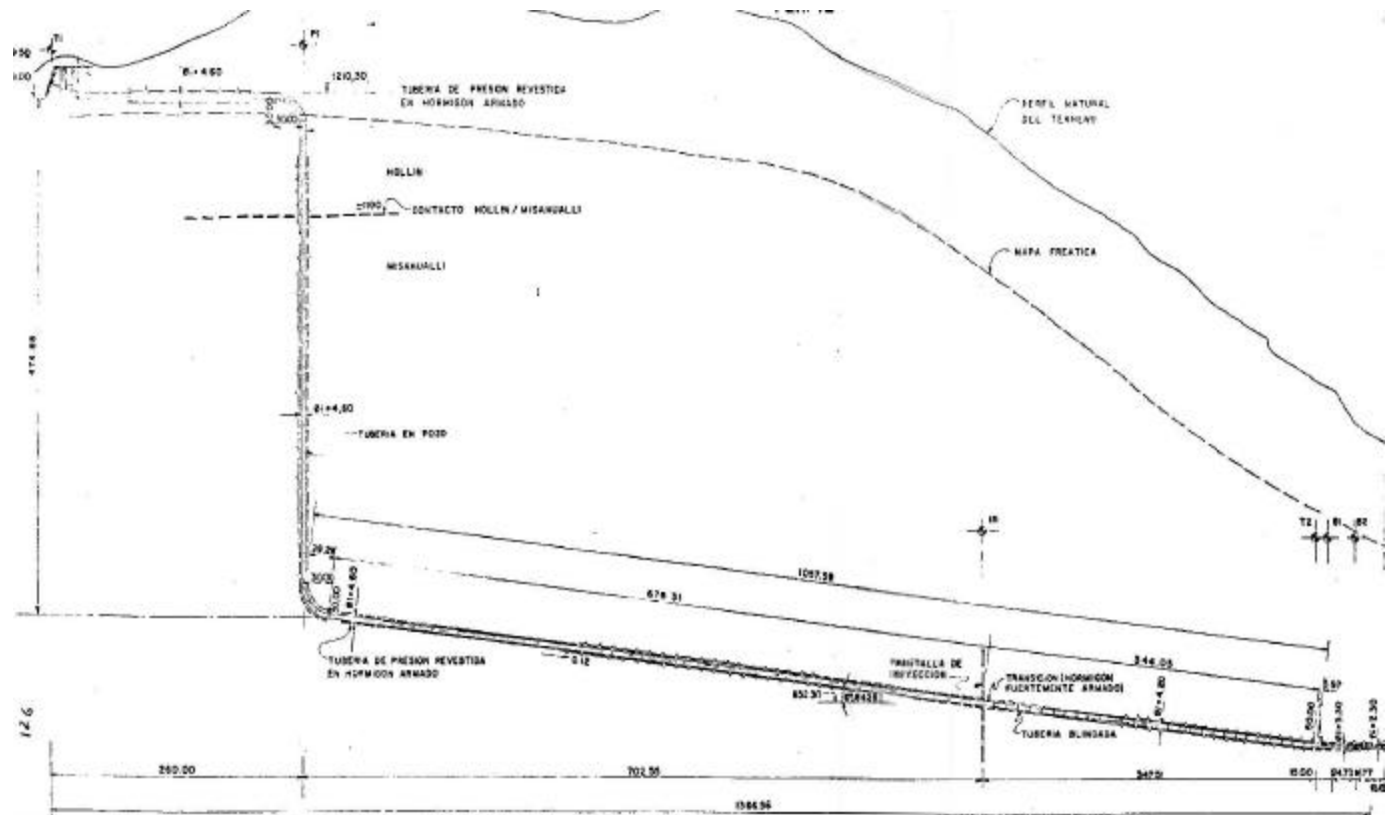


FIGURA 2.4 Corte longitudinal de la tubería de presión.

2.2 Casa de Máquinas y Accesos

2.2.1 Generalidades

En la casa de máquinas se ubican los generadores y los equipos auxiliares que sean necesarios para el funcionamiento de la central. Sus dimensiones y características para este proyecto serán descritas en la presente sección. Además, se describirán: El túnel de salida (descarga), el canal de acceso a la caverna y la galería de cables.

Para el presente proyecto, se considera conveniente la construcción de la casa de máquinas dentro de una caverna por las razones siguientes:

- Seguridad de las instalaciones. En este caso la casa de máquinas se encontrará protegida contra posibles eventos vulcanológicos.
- Disminución de los fenómenos de cavitación y golpe de ariete. Esto se debe a la disminución de la longitud de la tubería de presión.
- Los costos ocasionados por la construcción subterránea de la casa de máquinas se minimizan; esto debido a la

disminución en la longitud y blindaje de la tubería de presión con respecto a las centrales de tipo exterior.

La casa de máquinas necesitará un túnel para el acceso con dimensiones suficientes para el ingreso del personal y de los equipos de la central.

La galería de cables es el medio por el cual se llevarán los conductores eléctricos para conectar los transformadores con el patio de maniobras. En este proyecto se optó por ubicar los transformadores en una caverna junto a la casa de máquinas como se muestra en la figura 2.5.

El túnel de descarga tiene la función de conducir el agua procedente de la turbina hasta el río. El agua que pasa por este túnel aún posee una velocidad importante, por lo cual se deberán tomar las medidas necesarias para evitar socavaciones en sus paredes interiores.

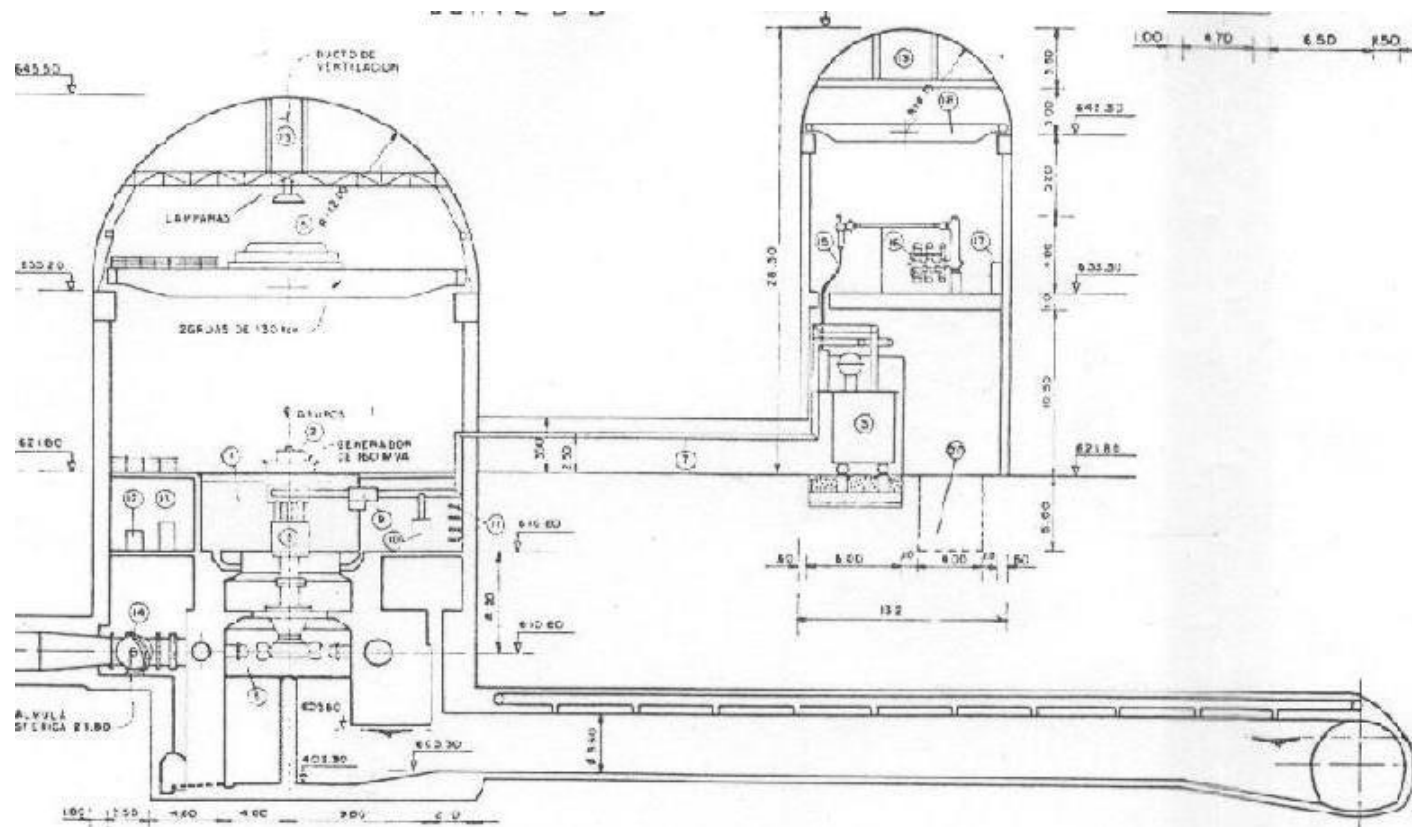


Figura 2.5 Casa de máquinas, corte longitudinal.

2.2.2 Casa de Máquinas

La casa de máquinas se ubicará en la zona del proyecto, es decir en la zona del Codo Sinclair. Se llegará a esta por medio de un camino que se empalma a la carretera Lago Agrio - Quito en el kilómetro 74. La casa de máquinas como se mencionó anteriormente será del tipo subterráneo, y se la construirá a aproximadamente 500 m en el interior de la formación geológica Misahuallí.

Para la ejecución de esta obra se usará el método de excavación a dos fases, instalación de anclajes en la misma y sucesiva excavación de la caverna con aplicación de protecciones en las paredes.

La figura 2.5 muestra un esquema de las dimensiones de la casa de máquinas.

2.2.3 Túnel de Acceso.

La entrada del túnel de acceso se ubicará a una cota de 650 m.s.n.m. y llegará hasta la cota de 621.80 m.s.n.m., donde se encuentra la casa de máquinas. Está en una zona a la margen derecha del río Coca y que no tiene recubrimiento de material de derrumbe.

Las dimensiones serán de 6 m de ancho por 7,50 m de altura para permitir el ingreso de los transformadores ya parcialmente ensamblados. El túnel tiene de longitud 510 m y la sección de excavación considerando 40 cm de revestimiento en los tramos de roca tipo C resulta de 6,80 x 8,30 m.

La excavación se la realizará con el método tradicional antes mencionado y el material de escombros se lo usará para ensanchar la plataforma y los caminos cercanos a la entrada.

Las características geométricas del túnel de acceso se las pueden observar en detalle en la figura 2.6.

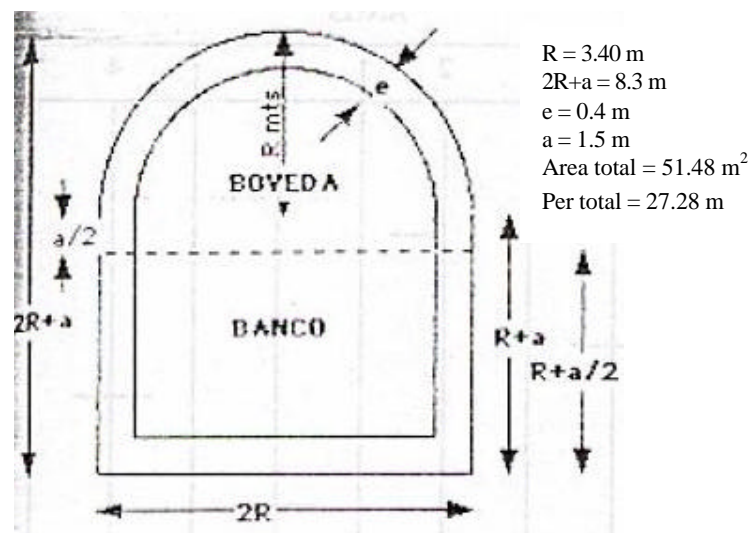


FIGURA 2.6 Excavación en roca para galería de acceso.

2.2.4 Túnel de Descarga

La salida del túnel de descarga ha sido ubicada en la ladera del río Coca debajo de la cota del nivel normal del río. Por lo tanto, por razones de seguridad, la entrada del túnel estará ubicada 7,5 m más arriba de la cota prevista para la salida.

Este tramo se excavará en su cota definitiva una vez completada la casa de máquinas. Se lo hará en el periodo más seco del año, para más seguridad durante los trabajos. Además para ello se necesitará una ataguía de protección en la orilla derecha del río.

La sección revestida del túnel de descarga es en herradura con radio de 2,90 m. La sección de excavación, considerando un espesor de revestimiento de 30 cm, será en herradura con radio de 3,20 m.

La longitud total del túnel es de 600 m y se desarrolla casi totalmente en la formación de Misahuallí, aparte de un corto tramo inicial en material de derrumbe. Las dimensiones del túnel se las puede observar en la figura 2.7.

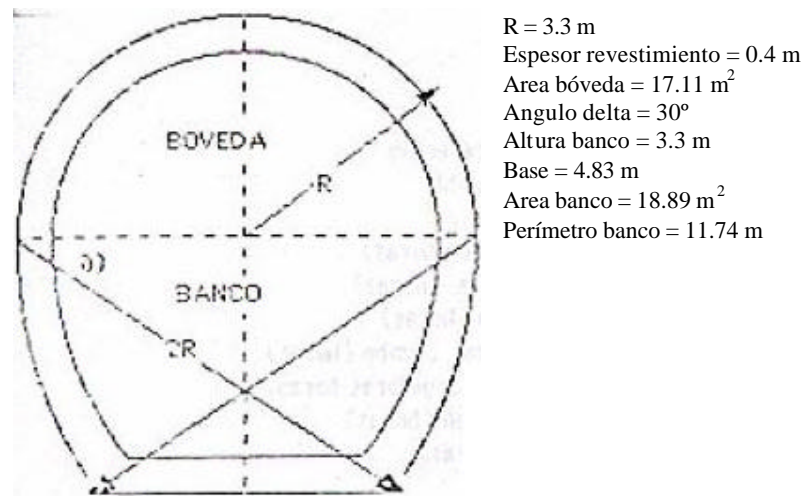


FIGURA 2.7 Excavación en roca para galería de descarga.

2.2.5 Galería de Cables.

La galería de cables conecta la caverna de los transformadores con el patio de maniobra, ubicado a la cota 640 m.s.n.m. La salida de la galería se encuentra a la cota 637 m.s.n.m., de donde los cables llegan al patio de maniobras a través de un ducto subterráneo.

La sección revestida de la galería de cables es de $3 \times 5,50 \text{ m}$, con bóveda de $1,50 \text{ m}$ de radio, paredes rectas de 4 m de alto y piso horizontal.

Las dimensiones de este túnel se pueden observar en la figura 2.8 y su longitud total será de 530 m .

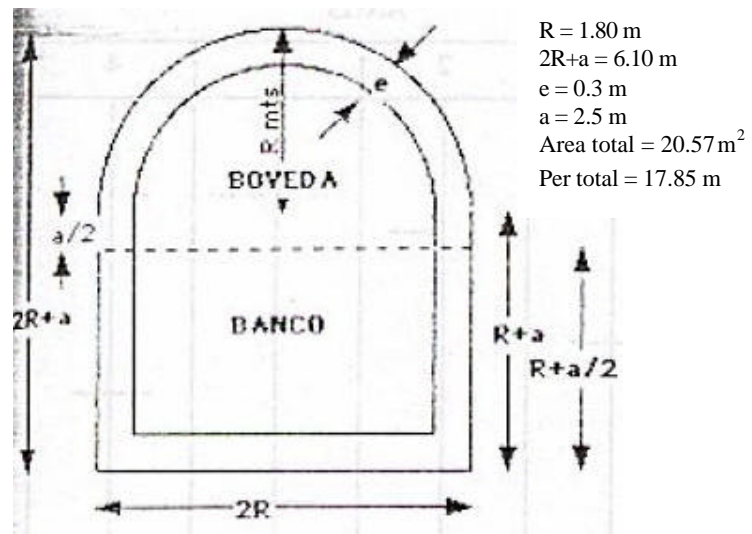


FIGURA 2.8 Excavación en roca para galería de cables.

2.3 Potencia Unitaria y Turbina

2.3.1 Generalidades

De los estudios de factibilidad del proyecto se ha confirmado esencialmente una alternativa con un caudal aprovechable en la primera etapa de $64.20 \text{ m}^3 / \text{s}$. Con factor de planta seleccionado de 0.8 resulta un caudal regulado máximo de $80.25 \text{ m}^3 / \text{s}$. A este factor corresponderá una potencia nominal de 432 MW para la primera etapa con una caída neta de diseño de 609 m.

2.3.2 Número de Unidades y Potencia Unitaria

La selección de la potencia unitaria requiere respetar varios criterios, a saber:

- La potencia unitaria no debe ser mucho mayor que la de los grupos ya existentes en operación.
- La potencia unitaria no debe ser una fracción muy grande de la potencia total instalada.
- La potencia unitaria debe ser tal que no afecte negativamente la operación de todo el Sistema Nacional Interconectado.

- La potencia unitaria debe ser seleccionada de forma tal que no haya dificultades de transporte para las piezas más grandes y/o más pesadas, normalmente los transformadores principales, el rotor y el estator del generador.
- La potencia unitaria puede, o no, incluir un porcentaje de potencia de reserva (de planta o de red).

La potencia de 432 MW podría en principio ser aprovechada con 2 unidades de 216 MW o tres de 144 MW. Pero, considerando los criterios anteriormente mencionados se tiene:

- El número mínimo recomendado de unidades para la primera etapa es de tres.
- La potencia unitaria máxima recomendada resulta de 200 Mw.
- Por las limitaciones de transporte, no se permite trasladar piezas de más de 80 ton.

Entonces, se decidió dividir la potencia en tres grupos. La potencia nominal unitaria resultante sería de 144 MW.

Sería posible eventualmente agregar un porcentaje adicional como reserva para lo cual hay que considerar lo siguiente:

- La potencia de reserva empieza a ser atractiva económicamente para factores de planta superiores a 0.8.
- Los beneficios de la potencia de reserva para factores de planta (iguales o inferiores) a 0.8 son representados por la energía secundaria.

La energía secundaria se define como la generación real durante un año que excede a la energía primaria.

La energía secundaria resulta valorizada muy poco. El aumento de potencia podría ser aprovechado solamente por periodos diarios muy breves como consecuencia de que el embalse compensador tiene regulación diaria. Esto produce que los valores nominales de potencia puedan ser mantenidos solamente por 4 horas de acuerdo a la operación prevista del embalse. Un aumento de la potencia podría ser aprovechado solamente durante periodos inferiores.

Si se incluyera capacidad de reserva, debería considerarse su impacto (económico-energético) para las dos etapas del proyecto. Debe tomarse en cuenta que durante la primera etapa las condiciones son un poco más favorables que en la segunda.

De no hacerlo, su inclusión solo tendría aplicación durante la primera etapa.

Para la primera etapa, manteniendo una potencia nominal de 432 MW, es factible operar a la potencia nominal para periodos superiores a 4 horas (tiempo de regulación). Esta regulación se obtiene a la mayor capacidad disponible del embalse y con una cierta sobrecarga del túnel de conducción. Aumentar la capacidad instalada disminuiría esta pequeña regulación.

La limitación principal al aumento de la potencia unitaria sobre los 144 MW, se debe al hecho de que estamos en el límite entre dos velocidades sincrónicas¹. La selección de la potencia unitaria está vinculada a la elección de una velocidad sincrónica. Al aumentar la potencia unitaria es necesario bajar la velocidad de rotación. Los escalones de velocidad deben corresponder a múltiplos de 4 polos del generador para mantener características de fabricación equilibradas y facilitar el transporte².

¹ Velocidad sincrónica .- Velocidad de rotación de generador en rpm que produce en sus bornes un voltaje a frecuencia de régimen del sistema para un determinado número de polos.

² De acuerdo al estudio de factibilidad Anexo M Equipos electromecánicos pag 15.

De acuerdo a la figura 2.9 y 2.10 con la velocidad de 360 rpm resulta definida una potencia unitaria entre 128 y 130 MW; para potencias entre 130 y 144 MW se indica la posibilidad de elegir 360 o 300 rpm. Una potencia unitaria de 144 MW aun permite adoptar la velocidad de 360 rpm. Aumentando la potencia unitaria un 10 % se alcanzaría aproximadamente los 160 MW. A esta potencia sería necesario reducir la velocidad de rotación de 360 rpm a 300 rpm.

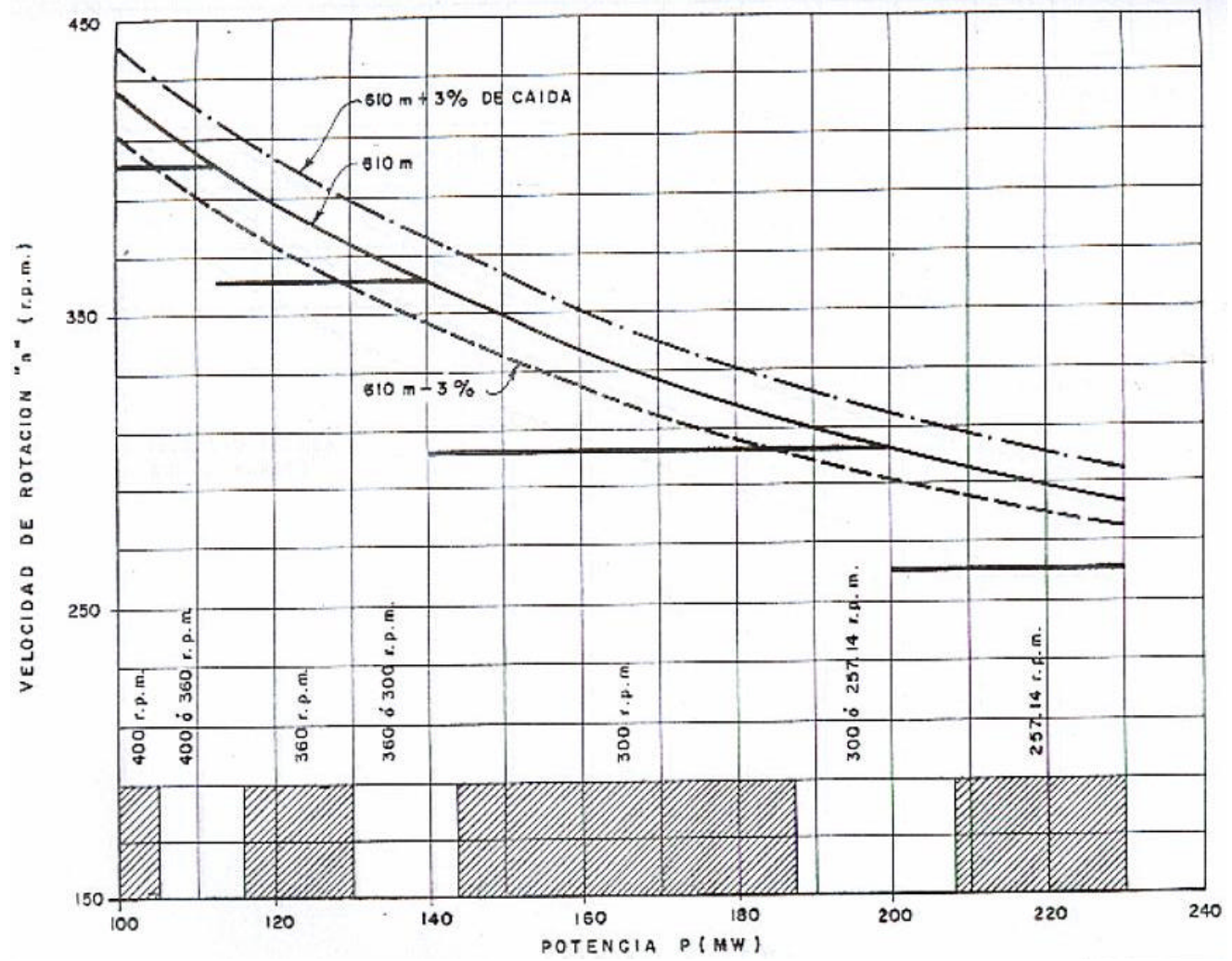


FIGURA 2.9 Velocidad de rotación vs. potencia para turbina de 6 chorros.

La reducción de la velocidad de rotación (de 360 a 300 rpm) provoca un aumento del peso total estimado de la turbina y del generador en el orden del 15%. Paralelamente el diámetro externo del generador aumentaría casi un metro, mientras que las dimensiones de la caja espiral de la turbina aumentarían casi 2 m.

Esto quiere decir que para lograr una reserva del 10 % los costos subirían cerca del 15 %, solamente para los grupos de generación. En este porcentaje no se toma en cuenta los costos adicionales de las obras civiles y de los puentes grúa.

En los cuadros siguientes se indican las dimensiones principales de turbina y generador, en los dos casos examinados. En la comparación de los generadores se mantuvo igual, para ambos casos, la constante de inercia.

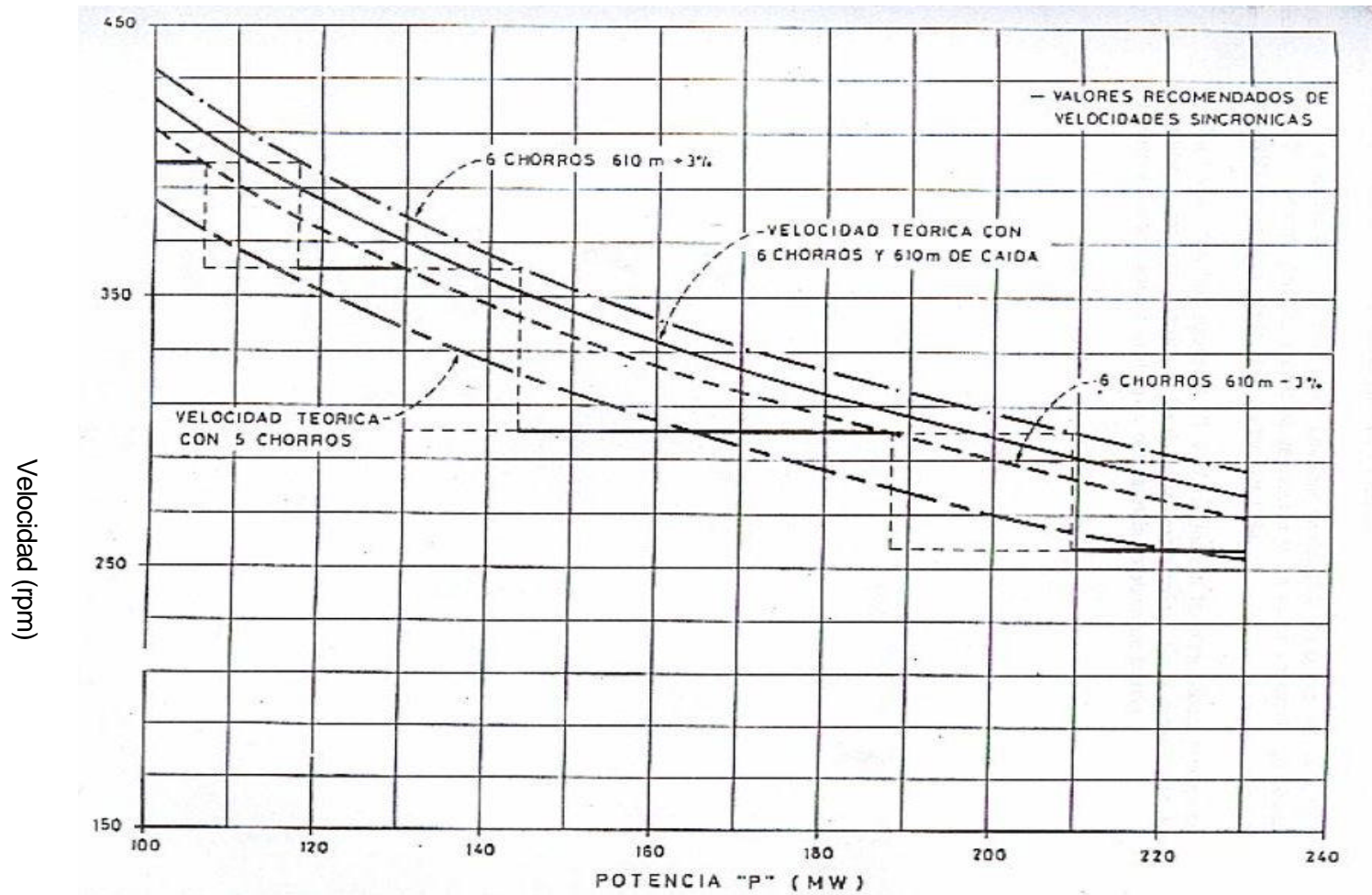


FIGURA 2.10 Grafico comparativo velocidad vs potencia para 5, 6 chorros.

TABLA III
Características principales Turbina y Generador 5 y 6 chorros

TURBINA DE 6 CHORROS 144MW –360RPM					
Valores Nominales	Caída	[m]	609.00		
	Potencia	[MW]	144.00		
	Frecuencia	[Hz]	60.00		
	Vel. específica	[p/chorro]	18.00		
Valores Seleccionados	Nº de chorros	[N]	6.00		
	Nº de polos	[N]	20.00		
	Frecuencia	[rpm]	360.00		
	Vel específica	[p/chorro]	18.43		
	Sumergencia	[m]	3.21		
	Embalamiento	[rpm]	648.00		
Dimensiones principales turbina					
D2 = 2.738	H1 = 0787	L = 8.001	H = 4.725	C = 5.803	A = 1.879
D3 = 3.506	H2 = 0.727	G = 1.514	I = 4.241	D = 5.382	
Dj = 0.235	Vu = 9.655	F = 6.771	B = 6.148	E = 6.031	
Generador eléctrico					
Valores Nominales	Capacidad	[MVA]	160.00		
	Potencia	[MW]	144.00		
	Factor de pot	[1/1]	0.90		
	Frecuencia	[Hz]	60.00		
	Nº de polos	[N]	20.00		
	Vel. Rotación	[rpm]	360.00		
	PD2 / PD2n	[1/1]	1.20		
	Vel. Límite	[m/s]	168.00		
	Rel. embalam.	[1/1]	1.80		
Características principales			Naturales	Seleccionadas	
Constante inercia	[KWs/KVA]		2.62	3.16	
Vel. Periférica	[m/s]		160.35	168.00	
Rel. L/tau	[1/1]		3.19	3.04	
PD ²	[tm ²]		2365.51	2850.00	
Diámetro Rotor D	[m]		4.73	4.95	

Diámetro estator Df	[m]	6.88	7.10		
Diámetro intercam Dc	[m]	7.88	8.10		
Diámetro pozo Dp	[m]	8.88	9.10		
Altura estator l	[m]	2.37	2.37		
Altura rotor L	[m]	4.67	4.67		
Peso rotor W	[t]	205.14	221.89		
Factor de costo (1977)	[\$/KVA]	23.38	24.01		
TURBINA DE 5 CHORROS 144MW –300RPM					
Valores Nominales	Caída	[m]	609.00		
	Potencia	[MW]	144.00		
	Frecuencia	[Hz]	60.00		
	Vel. específica	[p/chorro]	18.00		
Valores Seleccionados	Nº de chorros	[N]	5.00		
	Nº de polos	[N]	24.00		
	Frecuencia	[rpm]	300.00		
	Vel específica	[p/chorro]	16.83		
	Sumergencia	[m]	3.48		
	Embalamiento	[rpm]	540.00		
Dimensiones principales turbina					
D2 = 3.329	H1 = 0.859	L = 9.410	H = 5.447	C = 6.761	A = 1.879
D3 = 4.189	H2 = 0.798	G = 1.771	l = 4.762	D = 6.368	
Dj = 0.254	Vu = 9.655	F = 7.771	B = 7.125	E = 7.071	
Generador eléctrico					
Valores Nominales	Capacidad	[MVA]	160.00		
	Potencia	[MW]	144.00		
	Factor de pot	[1/1]	0.90		
	Frecuencia	[Hz]	60.00		
	Nº de polos	[N]	24.00		
	Vel. Rotación	[rpm]	300.00		
	PD2 / PD2n	[1/1]	1.16		
	Vel. Límite	[m/s]	168.00		
	Rel. embalam.	[1/1]	1.80		
Características principales		Naturales	Seleccionadas		
Constante inercia	[KWs/KVA]	2.72	3.16		
Vel. Periférica	[m/s]	149.10	168.81		

Rel. L/tau	[1/1]	3.46	2.76
PD ²	[tm ²]	3530.95	4107.20
Diámetro Rotor D	[m]	5.27	5.69
Diámetro estator Df	[m]	7.42	7.84
Diámetro intercam Dc	[m]	8.42	8.84
Diámetro pozo Dp	[m]	9.42	9.84
Altura estator l	[m]	2.39	2.05
Altura rotor L	[m]	4.69	4.35
Peso rotor W	[t]	237.65	232.17
Factor de costo (1977)	[\$/KVA]	22.71	23.19

2.3.3 Selección de la Turbina

Se considera a los 500 m, de acuerdo a experiencias y datos de fabricantes, como el límite de caída a ser considerado para la selección entre turbinas de tipo Francis y del tipo Pelton. Aunque existen algunas máquinas Francis de hasta 700 m la experiencia en ellas es muy poca y de todos modos las turbinas Francis necesitan agua muy limpia para tener un buen desempeño. Por el contrario las turbinas Pelton son más flexibles de punto de vista de la erosión y permite una reparación más fácil a cambio de una eficiencia máxima un poco menor.

Como el valor elegido de la caída de diseño es de 609 m, las consideraciones mencionadas son válidas. Luego, la turbina de

tipo Pelton sería la más adecuada y la que tiene el mejor equilibrio de prestaciones.

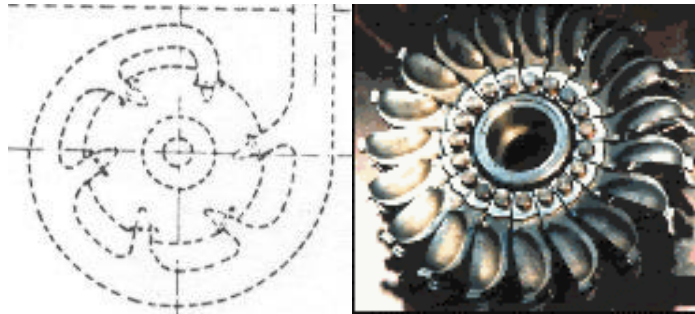


FIGURA 2.11 Distribuidor – rodete turbina Pelton 6 chorros

a. Velocidad específica.-

La velocidad específica es un parámetro de diseño internacional que no representa directamente a velocidad alguna, se define a través de la siguiente Velocidad:

$$N_s = \frac{N \sqrt{P}}{h^4}$$

Donde:

Ns: Velocidad específica, [rpm * KW^{1/2} / m^{5/4}]

N: Velocidad de rotación de la turbina, rpm

P: Potencia de salida a máxima eficiencia

H: Caída neta

Se considera H y P constantes. Entonces, seleccionar la velocidad específica implica, determinar la velocidad de rotación de la unidad. Esto afectará las dimensiones de la máquina.

Dependiendo de la caída, la potencia máxima por chorro es prácticamente determinada dentro de un rango bastante estrecho si se quiere conseguir la máxima eficiencia. Para máquinas verticales la opción es normalmente entre 3 y 6 chorros, con algunos casos de 2 chorros. Con potencia del orden de 140 MW la opción prácticamente está entre 5 y 6 chorros solamente.

La diferencia entre 5 y 6 chorros con la misma potencia total de la máquina y velocidades específicas por chorro comparables, quiere decir tener dos velocidades de rotación diferentes. En el caso práctico con 5 chorros la velocidad es de 300 rpm y con 6 chorros es de 360 rpm.

Las dos máquinas tienen, claramente, dimensiones y pesos diferentes; por ejemplo la máquina con baja velocidad tiene un diámetro externo del rodete de 4.2 m, la de velocidad mas alta tiene un diámetro de 3.5 m; las otras dimensiones también varían consecuentemente.

Debido a la necesidad de seleccionar frecuencias de rotación sincrónicas, los dos diseños no son totalmente iguales; La máquina más lenta tiene una velocidad específica por chorro de 16.8 o sea 93 % del valor proporcionado por curvas estadísticas mientras la máquina más rápida tiene una velocidad específica por chorro de 18.4 es decir 2.2 % más alta que el valor estadístico.

La máquina de chorro representa de cierta forma un diseño un poco más conservador, probablemente con una eficiencia ligeramente superior, pero tiene dimensiones sensiblemente mayores, inclusive el generador correspondiente es más grande y más pesado. Como se encuentra en el límite entre 360 y 300 rpm, la máquina de 6 chorros tiene dimensiones menores y la velocidad periférica es prácticamente igual, o sea las cargas dinámicas sobre las cucharas son iguales o inferiores.

El valor resultante para la relación entre diámetro primitivo del rodete y diámetro del chorro (D/d) para la máquina de 6 chorros resulta igual a $2.741/232 = 11.815$, o sea prácticamente coincidente con el valor de 12 indicado en el informe anterior.

Sin embargo variando un poco la caída de diseño es posible tener un valor de la relación D/d prácticamente coincidente con el valor de 12 considerado como valor más adecuado.

En resumen se considera aceptable un diseño de la turbina basado en 6 chorros y velocidad de 360 rpm.

b. Sumergencia.-

Se denomina sumergencia a la distancia vertical entre el nivel del pozo de descarga y el punto mas bajo de los álaves del rodete. Particularmente en las máquinas verticales con número elevado de chorros, es necesario dejar esta distancia libre para permitir una buena descarga del agua de las cucharas sin "ahogar " el rodete.

Valores bajos de la sumergencia aumentan el riesgo de cavitación y bajan la eficiencia; valores elevados reducen la caída efectiva de la turbina. Normalmente el valor más adecuado para cada máquina puede ser suministrado por el propio fabricante. Para este estudio se han usado valores basados en curvas estadísticas de varias plantas en operación. Estos valores son suficientemente precisos para fines de estudio de factibilidad.

El nivel del río varía con sus caudales; y el nivel del agua en el pozo de turbinas cambiará con el nivel del río, por tanto la sumergencia variará apreciablemente de acuerdo con los caudales del río.

El valor mínimo de sumergencia, sustentado en curvas estadísticas, corresponde a la operación normal de la planta y garantiza un funcionamiento confiable de la máquina.

Este mínimo (crítico) de sumergencia para que la central opere con $80.25 \text{ m}^3 / \text{s}$, es de 2 m.

El nivel del pozo está a su vez aproximadamente a 70 cm por encima del nivel del río, debido a las pérdidas en el túnel de descarga con $80.25 \text{ m}^3 / \text{s}$, caudal máximo de operación y más crítico.

El objetivo es obtener la mayor producción de energía y que el tiempo de funcionamiento de la turbina con riesgos de cavitación sea mínimo. Con este fin se elaboró la tabla IV variando la cota del eje del rodete.

TABLA IV
COTA EJE RODETES DE TURBINAS

Cota eje de rodetes [m.s.n.m.]	Sumergencia [m]	Caudal río [m³/s]	Nivel río descarga [m.s.n.m.]	Nivel pozo turbinas [msnm]	Tiempo acumulado [H/año]	Diferencia de energía MWh/a	Caudal máximo [m³/s]	Sumerg. de 2 a 2.8 [h/año]
609.70	3.90	295	604.90	605.80	4380.00	0	1652	102
	3.20	761	605.80	606.50	435.60			
	2.80	1086	606.20	606.90	128.80			
	2.00	1652	607.00	607.70	26.70			
610.10	4.30	295	604.90	605.40	4380.00	2772	2086	31.50
	3.60	761	605.80	606.50	435.60			
	2.80	1400	606.60	607.30	44.40			
	2.00	2086	607.40	608.10	12.90			
610.60	4.80	295	604.90	605.80	4380.00	3219	2500	17.8
	4.10	761	605.80	606.50	435.60			
	2.80	1800	607.10	607.80	22.20			
	2.00	2500	607.90	608.60	4.40			
610.90	5.10	295	604.90	605.80	4380.00	21.44	2804	9.7
	4.40	761	605.80	606.50	435.60			
	2.80	2086	607.40	608.10	12.90			
	2.00	2804	608.20	608.90	3.20			
611.30	5.50	295	604.90	605.80	4380	573	3348	2.9
	4.80	761	605.80	606.50	435			
	2.80	2391	607.80	608.50	4.90			
	2.00	3348	608.60	609.30	2.00			

Este cuadro, para diferentes valores de la cota del eje de rodetes de las turbinas, se indican las siguientes variables:

- La sumergencia para diferentes caudales del río, con un caudal de operación de las turbinas de $80.25 \text{ m}^3 / \text{s}$.
- La producción adicional de energía con respecto a una cota del eje de rodete "referencial" de 609.25 m.s.n.m.
- El tiempo estimado de duración en que la turbina operará con riesgos de cavitación.
- El caudal máximo del río con el cual podrá operar la central con $80.25 \text{ m}^3 / \text{s}$.

Para valores menores de $370 \text{ m}^3 / \text{s}$ de caudal de río y caudal turbinado $80.25 \text{ m}^3 / \text{s}$, el nivel en el pozo de turbinas no disminuye de la cota 605.80 m.s.n.m., este valor se debe tomar para el cálculo de la sumergencia en este caso.

La producción adicional de energía, para una cota del eje turbinas, es la diferencia entre la energía obtenida por tener un número mayor de horas de operación, al poder operar con un mayor caudal de crecida y la energía perdida por elevar la cota del eje de rodetes sobre la cota referencial 609.70 m con una pérdida de altura neta.

El tiempo estimado de duración en que la turbina operará con riesgos de cavitación, se considera aquel correspondiente a una sumergencia entre 2.8 a 2 m; según las estadísticas 3.2 m es el valor para que la turbina opere con seguridad.

La cota 610.6 m.s.n.m seleccionada para ubicar el eje de rodetes de las turbinas esta en la zona de mayor producción de energía, con riesgos de cavitación para caudales del río entre 1800 y 2500 m³ / s, los cuales se estima tendrán una duración pequeña de 17.8 h / año, permite operar hasta un caudal máximo de río de 2500 m³ / s con un caudal en las turbinas de 80.25 m³ / s y dan como resultado las siguientes sumergencias:

TABLA V
Sumergencias de turbina

Caudal del río (m ³ / s)	Caudal turbinado (m / s)	Sumergencia (m)	Tiempo (h / año)
2500	80.25	2.0	4.4
1800	80.25	2.8	22.2
1478	80.25	3.2	35.1
761	80.25	3.9	435.6
295	80.25	4.8	4380.0

2.4 Elementos de Obturación

2.4.1 Generalidades

Dentro del proyecto de la central, se utilizarán dos tipos de elementos de obturación. Las del primer tipo son las llamadas compuertas de cierre. Estos elementos se utilizan por lo general en canales, tomas de agua, vertederos, etc. Soportan grandes presiones y regulan el caudal de agua en los sitios donde se las ubica. De este tipo son las más utilizadas en el proyecto. Se los acciona por medio de motores que permiten su apertura y cerrado.

El otro tipo de elemento de obturación que se utilizará se denomina válvula esférica. Tiene la forma esférica y gira alrededor de un eje horizontal. Su cierre es estanco, aunque en este tipo de válvula el cierre es lento. Debido a esto no actúa rápidamente en casos de emergencia y para grandes caudales. Se las opera por medio de un servomotor.

2.4.2 Compuertas en los Vertederos

En los dos vertederos, tanto el principal como el secundario, se instalan compuertas. En el secundario son instaladas las compuertas del sistema de limpieza. El sistema principal es

constituido por dos compuertas planas deslizantes de 4.5 m de ancho y 4.5 m de alto, operadas por servomotores oleohidráulicos. Esto se observa en la figura 2.13.

Para aumentar la capacidad del sistema se ha previsto una compuerta de sector de 8 m de alto (figura 2.12), también operada por servomotores oleohidráulicos.

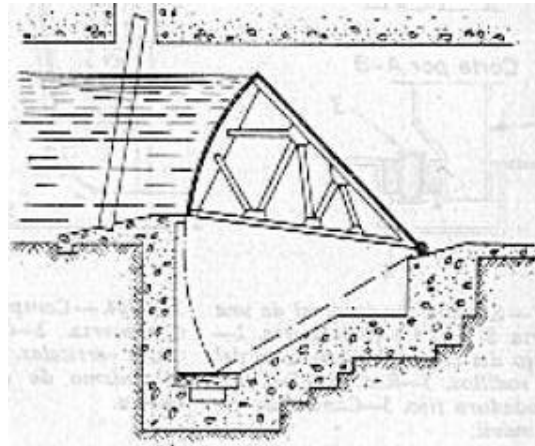


FIGURA 2.12 Compuerta de sector.

Se prevé tablonés de mantenimiento para las dos series de compuertas, maniobrados por medio de un puente grúa de 15 Ton de capacidad.

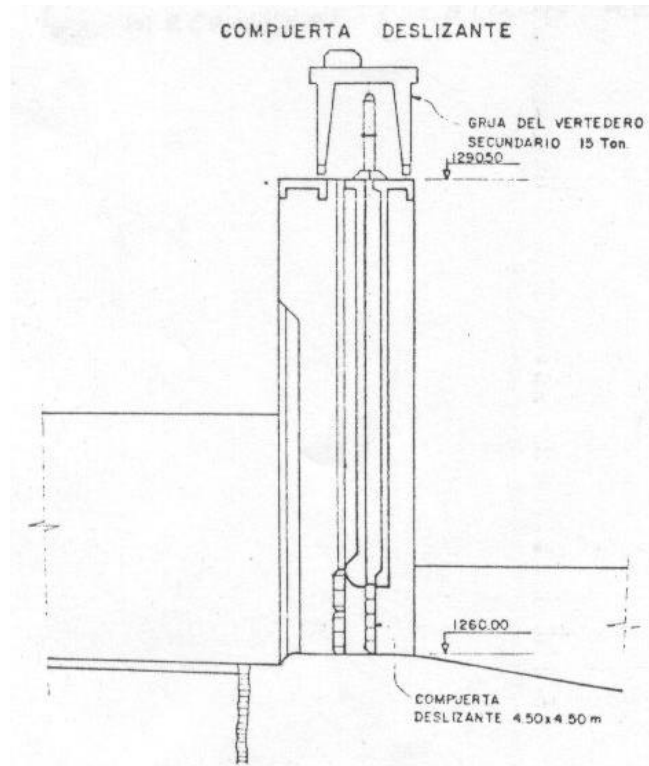


FIGURA 2.13 Compuerta deslizante en vertedero.

2.4.3 Compuertas en las Obras de Toma

La obra de toma posee 4 compuertas deslizantes de 2.4 m de ancho y 3.0 m de alto, accionadas por servomotores oleohidráulicos. Tablones de 2.6 x 3.0 m están situados aguas debajo de las compuertas. Este tipo de compuerta se muestra en la figura 2.14. Los servos de estas compuertas reciben señal de nivel de la presa compensador para su accionamiento gradual.

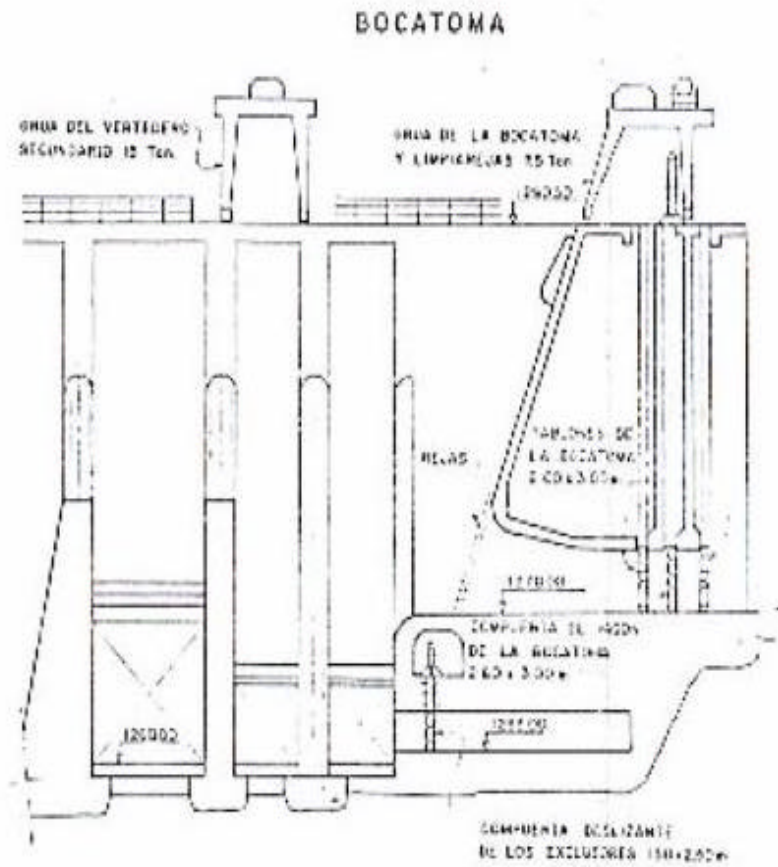


FIGURA 2.14 Compuerta de la bocatoma.

Debajo de la bocatoma esta previsto un sistema de limpieza constituido por tres esclusores laterales, cada uno equipado con un doble sistema de compuertas deslizantes planas de 1.5 m de ancho y 2.5 m de alto.

2.4.4 Compuertas en el Desarenador

En cada tanque son instalados 3 obturadores, cada uno de poco menos de 30.00 m de longitud. Los obturadores son operados por medio de una central de control y bombeo de aceite de alta presión.



FIGURA 2.15 Compuerta del desarenador.

Cada tanque del desarenador posee una compuerta plana deslizante a la entrada y una a la salida, ambas operadas por servomotores oleohidráulicos alimentados por una grupo de bombeo propio, diferente de aquel de los obturadores Bieri. Los elementos de obturación del desarenador se pueden observar en la figura 2.15.

2.4.5 Otras Compuertas

A las compuertas antes mencionadas se les pueden agregar las que se encuentran ubicadas en la: Toma de la tubería de presión y galería de descarga. Estas pueden ser apreciadas en las figuras 2.16 y 2.17.

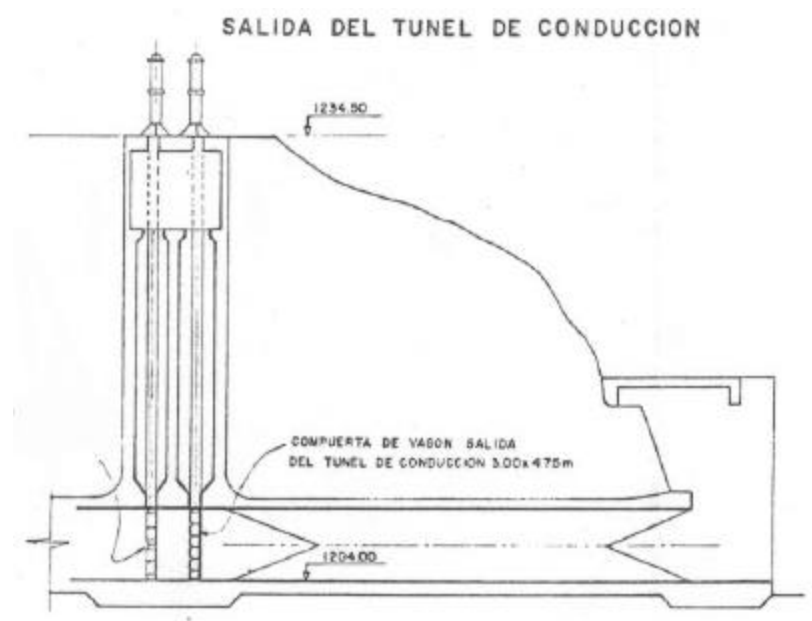


FIGURA 2.16 Compuerta a la salida del túnel de conducción.

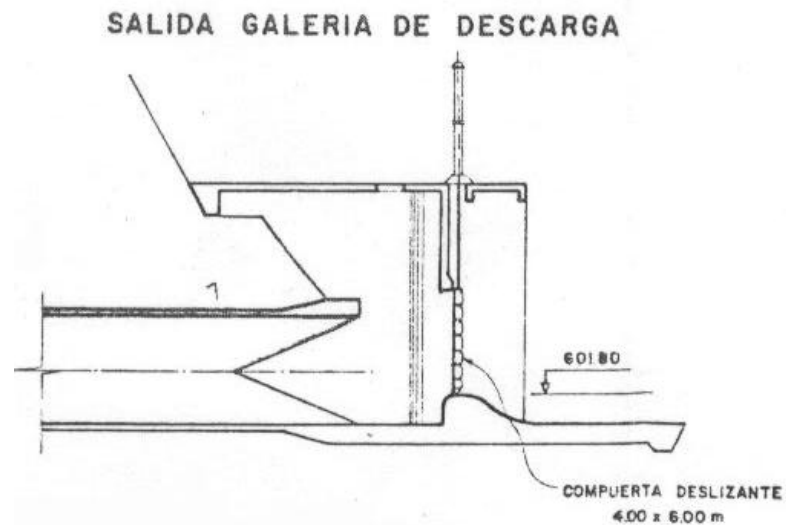


FIGURA 2.17 Compuerta en la galería de descarga.

2.4.6 Válvula Esférica

La válvula esférica estará ubicada dentro de la casa de máquinas, controlando el caudal de agua que pasa por la tubería de presión. El mecanismo de mando está compuesto por un servomotor que acciona la apertura y el cierre de la misma. El control de este servomotor está conectado al sistema de regulación de la turbina. Como se mencionó anteriormente, su respuesta ante emergencias es bastante lenta, siendo esta su principal desventaja. En el gráfico

mostrado a continuación se puede observar los principales elementos constitutivos de este tipo de válvula.

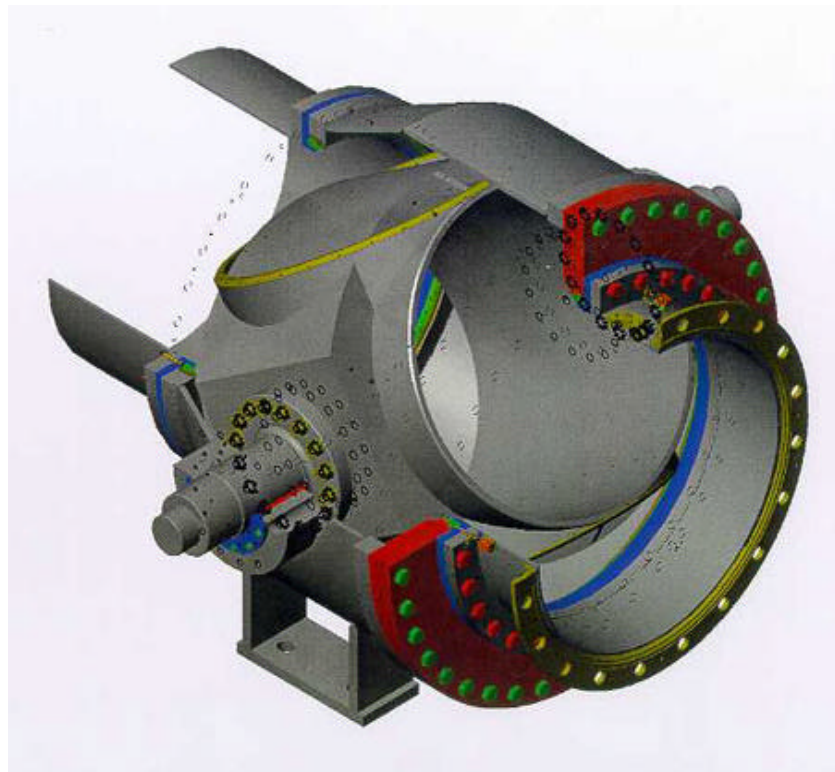


FIGURA 2.18 Válvula esférica.

2.5 Generadores

2.5.1 Capacidad y Factor de Potencia

Los generadores han sido calculados sobre la base de los datos determinados anteriormente para la potencia unitaria de la turbina (144 MW). De acuerdo al Estudio de Factibilidad (Equipos electromecánicos), se considera el rendimiento de los generadores de 0.986. Ver 2.5.10.

El factor de potencia de las unidades a utilizar será de 0.90, esto se obtiene de los requerimientos del sistema de potencia al cual se conectará, (ver 2.5.7) . Estos requerimientos incluyen el análisis de carga futura, la localización eléctrica de la planta relativa a los centros de carga, líneas de transmisión, subestaciones y grandes consumidores involucrados.

La capacidad del generador a utilizar se establecerá a través de la siguiente expresión:

$$|S| = \frac{P_{tur} \times \text{Re } n}{fp} = 157.6 \text{ MVA}$$

P_{tur} : Potencia de entrega de la turbina.

Ren: Rendimiento del generador.

fp: Factor de potencia.

2.5.2 Potencia de Salida del Generador

La potencia de salida del generador debe estar relacionado con el rango de potencia de operación de la turbina.

Las características de diseño de la turbina inciden en algunos parámetros de diseño del generador, para conseguir una correcta operación del grupo. Para cualquier turbina el generador deberá tener suficiente capacidad continua para manejar los HP disponibles de esta. Considerando el 100% de su capacidad, el generador no debe exceder su valor máximo de temperatura de placa.

Durante la determinación de la capacidad del generador, cualquier posible cambio futuro, como un incremento en el nivel del embalse y un incremento en la salida de la turbina, deban ser considerados. La figura 2.19 muestra una curva típica de capacidad para un generador hidroeléctrico.

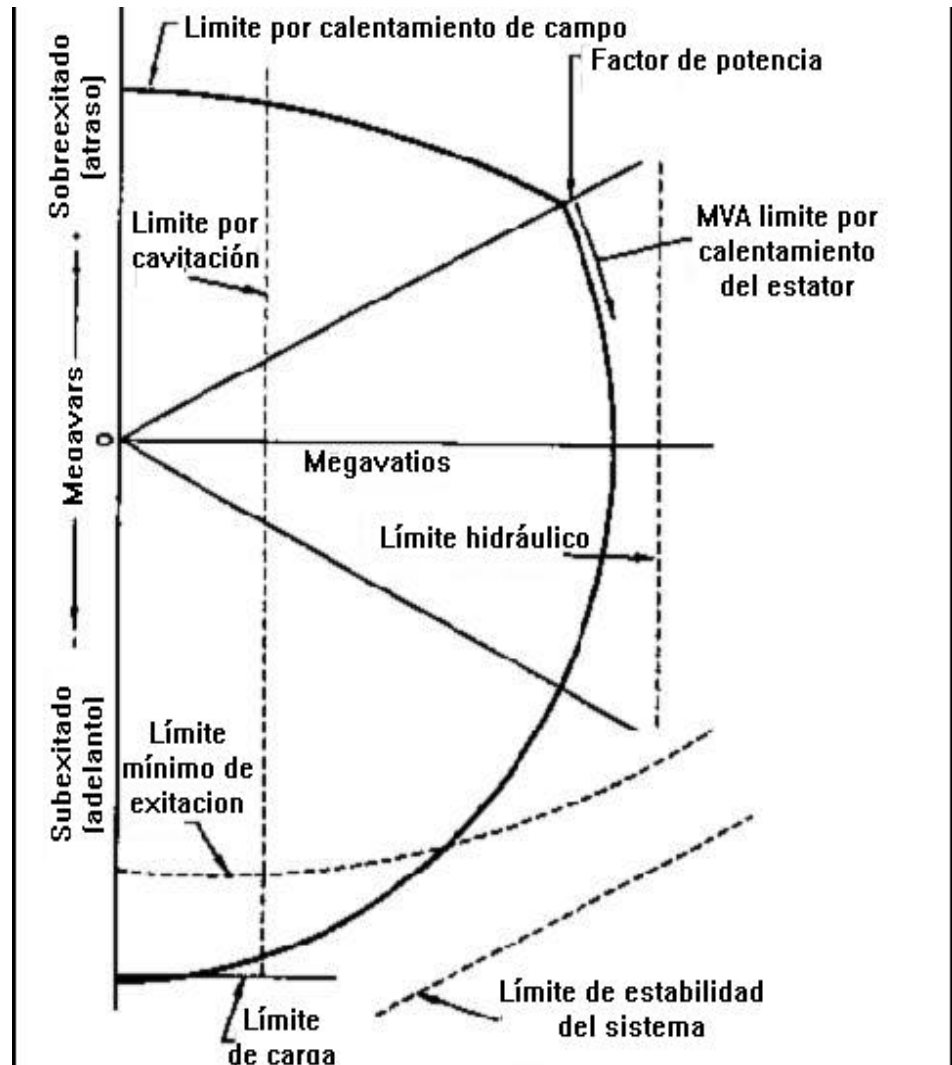


FIGURA 2.19 Curva de capacidad de carga de un típico hidrogenerador.

2.5.3 Voltaje del Generador

El voltaje en generadores grandes y lentos debe ser tan alto como la economía del diseño y la disponibilidad de equipos de

interrupción lo permita. Generadores con voltajes por encima de 16.5 KV han sido elaborados, pero excepto en casos especiales, las prácticas generales de manufactura dictan un voltaje límite máximo de 13.8 KV para máquinas por encima de 250 MVA. Si los costos de inversión fueran una limitante se consideraría lo siguiente: Basado en las reactancias, tamaño, y PD^2 del generador requeridas, un voltaje de generador mas bajo, como 6.9 KV, sería preferible y a probado ser más económico que los voltajes más altos.

Considerando que el costo del generador es pequeño en relación al costo total del proyecto, se ha preferido seleccionarlo en base al porcentaje de eficiencia. El voltaje de generación se ha mantenido en un valor de 13.8 KV, basándose en los criterios anteriores. Además, a este valor la corriente nominal del generador caerá en un rango manejable y este voltaje coincide con valores estándares comerciales.

2.5.4 Aislamiento

El devanado del estator del generador es normalmente aislado con material Clase B o Clase F, manteniéndose siempre los

parámetros ANSI (75°C a una temperatura ambiente de 40°C). La elección del tipo de sistema de aislamiento depende del tamaño de la máquina, y la vida esperada del devanado. Las modernas unidades hidro están sujetas a una variedad de condiciones de operación (Funcionamiento como condensadores síncronos, cambios en carga de sistema, etc.), pero las especificaciones deben ser preparadas con intención de alcanzar una expectativa de vida de 50¹ años o más bajo condiciones de operación preestablecidas.

Los aislamientos clase B comprenden materiales inorgánicos; tales como mica, asbesto, fibra de vidrio y películas sintéticas, con aglutinantes adecuados. La temperatura que puede soportar este tipo de aislamiento en el punto más caliente es de 130° C.

Los aislamientos clase F comprenden materiales similares a los de la clase B, pero con aglutinantes seleccionados para un servicio adecuado a temperaturas más altas. En el clase F la temperatura que puede soportar en el punto más caliente es de 155° C.

¹ Valor mínimo establecido por el departamento del cuerpo de ingenieros de la armada de Estados Unidos. Ver bibliografía.

La elección del sistema de aislamiento Clase B o Clase F para el devanado del estator depende de la expectativa de uso del generador. Si este será operado a / o cerca de plena carga, o tiene una capacidad de operación en sobrecarga de mas de 2 horas continuas entonces se especificará el sistema de aislamiento Clase F. Para generadores con una expectativa de operación por debajo de la carga nominal la mayor parte del tiempo, y operación cercana a plena carga solo por periodos limitados de tiempo, el aislamiento Clase B seria satisfactorio.

El sistema de aislamiento, sugerido por la referencia antes mencionada para el tipo de generadores en cuestión, es de resina de poliéster que se encuentra cerca del limite de temperatura de la clase F.

El sistema de aislamiento del estator será de tipo "groundwall". Este aislamiento está constituido principalmente por mica y fibra de vidrio; con el recubrimiento aislante apropiado, generalmente un material epóxico termogrduable o poliéster. Estos sistemas termogrduables alcanzan valores de rigidez dieléctrica equivalentes a los antiguos sistemas de aislamiento

termoplásticos con menor grosor, permitiendo el uso de mas cobre por ranura en el estator, y alcanzando una mejor transferencia de calor. Los sistemas de aislamiento termograduable toleran temperaturas de operación continua superiores con menos deterioro mecánico.

La resina de poliéster tiene una temperatura de fundición (conocida como temperatura de transición de cristalización) más baja que la mayoría de los sistemas de aislamiento epóxico disponibles. Sin embargo, esta resina tiene la ventaja de ser ligeramente más flexible. Esto facilita la instalación de las espiras del estator y permite reducir las dimensiones de este.

2.5.5 Relación de Cortocircuito

La relación de cortocircuito de un generador es la relación de la corriente de campo requerida para producir voltaje nominal a circuito abierto, a la corriente de campo necesaria para producir corriente nominal en el estator con bornes de generador cortocircuitados. La relación de cortocircuito es también el recíproco del valor en por unidad de la reactancia sincrónica saturada. Este valor es una medida de la estabilidad estática de

la unidad, ya que a valores mayores de esta, el generador puede soportar mejor la entrada de cargas graduales más grandes. Por lo general se prefiere manejar las variaciones de carga mediante el regulador de tensión de la máquina. Este es el caso de la central en estudio.

La tabla VI lista relaciones de cortocircuito nominales para generadores. Relaciones de cortocircuito mayores que las nominales pueden obtenerse sin incrementar mucho el tamaño de la máquina, pero al obtenerlo se tendrían que sacrificar otros parámetros como eficiencia, valor de reactancia subtransiente y se produciría un aumento de costo, como se muestra en la tabla VI para el factor de potencia del proyecto en cuestión.

TABLA VI
Relaciones de cortocircuito para factor de potencia 0.90

Relación de cortocircuito	Precio adicional (% de precio base)	Reducción en eficiencia a plena carga	Multiplicador de la reactancia transiente
1.10	0	0.0	1.000
1.22	2	0.1	0.970

1.32	4	0.2	0.940
1.42	6	0.2	0.910
1.52	8	0.3	0.890
1.59	10	0.3	0.860
1.67	12.50	0.4	0.825
1.76	15	0.4	0.790
1.84	17.5	0.4	0.760
1.92	20	0.4	0.730
1.98	22.5	0.5	0.705
2.05	25	0.5	0.680
2.11	27.5	0.5	0.655
2.18	30	0.5	0.630
2.24	32.5	0.6	0.605
2.30	35	0.6	0.580
2.35	37.5	0.6	0.560

2.5.6 Condensador Síncrono

Frecuentemente, como en el caso en estudio, será necesario operar generadores como condensadores síncronos. La capacidad para trabajar de esta forma se la puede obtener de las curvas de capacidad de carga del generador (figura 2.19). Esta curva nos muestra los valores máximos de sobreexcitación a los cuales puede operar la máquina sin sobrecalentar el devanado de campo.

En la tabla VII se muestran diferentes valores de capacidad de generación reactiva, para valores nominales de factor de potencia en generadores síncronos.

TABLA VII
Capacidad de generación reactiva

Factor de potencia nominal p.u.	Capac. Máx. de gen. Reactiva (% de S)
0.8	65%
0.85	61%
0.9	55%
0.95	45%
1.00	35%

2.5.7 Factor de Potencia

El factor de potencia de diseño de un generador, es el valor nominal de factor de potencia al cual se supone que operará durante la mayor parte de su vida y alrededor del cual deberá oscilar el factor de potencia en operación. Este valor depende principalmente de la carga que va a servir.

El factor de potencia con el que un generador opera es afectado por el sistema de transmisión al cual está conectado. El sistema de transmisión está diseñado generalmente para poseer características resistivas a la capacidad de transmisión de diseño. Por lo tanto, un generador conectado a un sistema de transmisión como estos operará típicamente a / o cerca de factor de potencia unitario durante la mayor parte del periodo de trabajo. Durante breves condiciones de carga, el generador puede dar asistencia en la regulación del voltaje en las líneas de transmisión.

Un generador conectado a una línea de transmisión larga de Extra Alto Voltaje no compensada necesitará, en ciertos casos, absorber potencia reactiva (operar con factor de potencia en adelanto en condiciones subexcitadas), debido a las

características capacitivas de la línea sin carga. En el este caso, la corriente demandada de campo del generador esta sustancialmente por debajo del valor nominal, reduciendo el esfuerzo del devanado de campo. Debido a esto, el generador opera cerca del limite de estabilidad.

Es altamente recomendable que el generador este diseñado para el factor de potencia al cual operará con el fin de mejorar la estabilidad del sistema.

En general, a menos que se especifique lo contrario, el factor de potencia seleccionado sería de 0.90 para generadores de tamaño mediano y grande. Para justificar cuantitativamente este valor se realizo las siguientes curvas. En ellas se aprecia la variación del ángulo entre voltaje y corriente, así como el factor de potencia, en función de la potencia aparente de entrega por cada línea a la subestación Santa Rosa.

Estos valores fueron calculados considerando un factor de potencia de entrega en Sta. Rosa de 0.85 de acuerdo a los actuales requerimientos del sistema

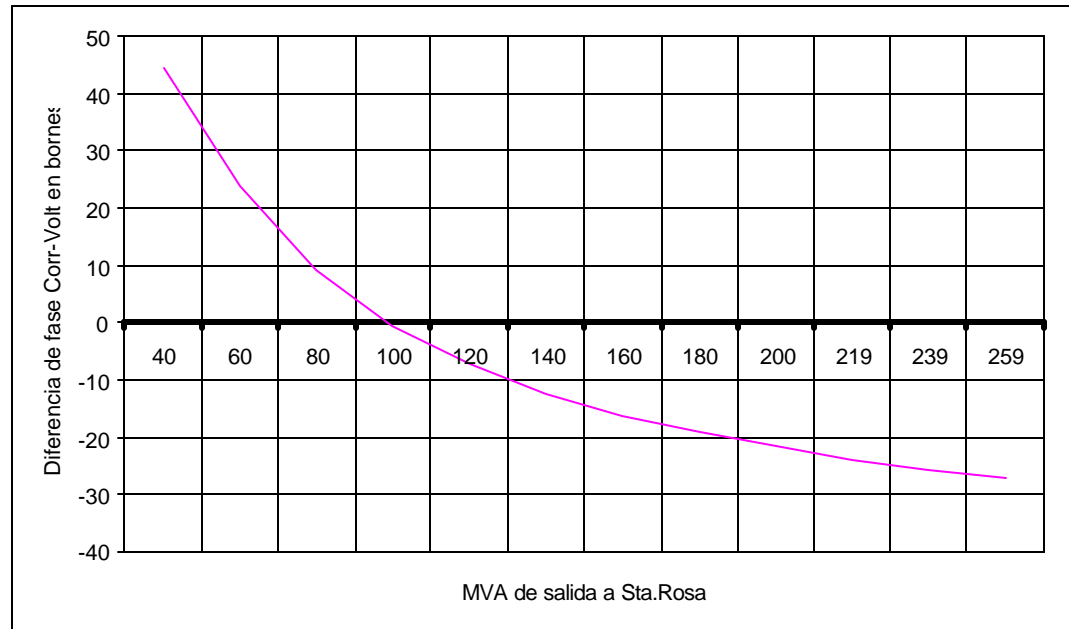


FIGURA 2.20 Diferencia de fase entre voltaje y corriente vs. MVA de salida a subestación Santa Rosa.

En la figura 2.20 se observa que para valores de potencia de entrega a la subestación Santa Rosa de 90 MVA, el factor de potencia del generador será de 1.0. Desde este punto hacia abajo el factor de potencia es en adelanto.

Para valores de carga nominal de 236.4 MVA² el factor de potencia de operación será 0.90, y conforme disminuirá ligeramente ante la necesidad de generar más reactivos al sistema.

²Considerando dos líneas para tres unidades de generación de 157.6MVA

Por esto y considerando que la generación oscilará alrededor de este valor nominal, el factor de potencia de diseño de diseño se estima en 0.90.

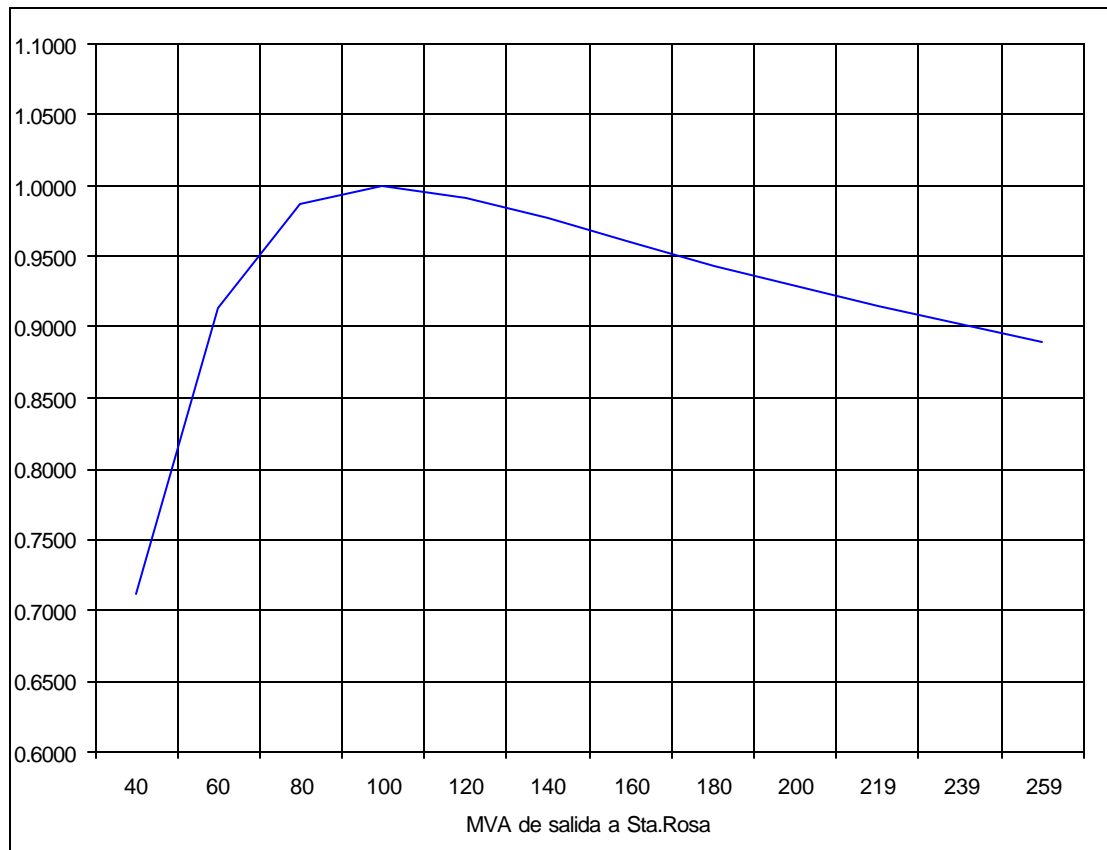


FIGURA 2.21 Factor de potencia vs. MVA de salida a subestación Santa Rosa.

2.5.8 Reactancias

Los valores de reactancias de un generador son de interés en el diseño y pruebas de la máquina, y en la estabilidad del sistema.

El valor de las reactancias síncronas determina el funcionamiento en estado estable del generador síncrono. Estas pueden ser determinadas por las pruebas de cortocircuito y vacío del generador. Aunque los valores para los diferentes tipos de reactancias no son realmente una constante, existen rangos estándares para estos (ver tabla VIII). Como se mencionó anteriormente el valor de reactancia síncrona es igual al recíproco del valor de la relación de cortocircuito (relación de cortocircuito = $1 / X_s$). Este valor es importante durante el diseño del generador ya que determinará la sensibilidad de la máquina ante variaciones de carga. Un valor de relación de cortocircuito grande significará una reacción de armadura pequeña, por lo tanto el generador será menos sensible a los cambios de carga. Por el contrario, un valor pequeño de relación de cortocircuito determinará una mayor sensibilidad de la máquina ante cambios de carga.

Si las reactancias nominales de diseño del generador y transformador no reúnen las necesidades del sistema, el incremento en costo de reducir ya sea, las reactancias de generador y transformador, y la selección de reactancias especiales de generador, pueden estar sujetos a análisis económico particular. Dicho estudio puede incluir una consideración de espacio y requerimientos para manipulación de equipos, ya que una disminución en la reactancia produciría un incremento en peso y / o diámetro.

El valor de la reactancia subtransitoria se utilizará principalmente en la determinación de la capacidad de los interruptores. Esta se utiliza en los cálculos de las corrientes de cortocircuito simétricas.

Los valores típicos de reactancias subtransientes para generadores de centrales hídricas vs. sus respectivas capacidades están indicados en la figura 2.22. Estos están en concordancia con las prácticas estándares en la industria.

TABLA VIII
Reactancias típicas de generadores síncronos trifásicos
(polos salientes)¹

Reactancias	Con devanados amortiguadores	Sin devanados amortiguadores
X_d	1 0.6 – 1.5	1 0.6 – 1.5
X_q	0.6 0.4 – 0.8	0.6 0.4 – 0.8
X_d'	0.32 0.25 – 0.5	0.32 0.25 – 0.5
X_d''	0.2 0.13 – 0.32	0.3 0.2 – 0.5
X_2	0.2 0.13 – 0.32	0.4 0.3 – 0.45
X_0	Este valor depende del fabricante ya que varía con el paso del devanado de la armadura. La variación está entre 0.1 y 0.7 de X_d'' .	

¹ Bajo cada valor de reactancia típica se pone un rango de valores típicos. Todos los valores están dados en p.u.

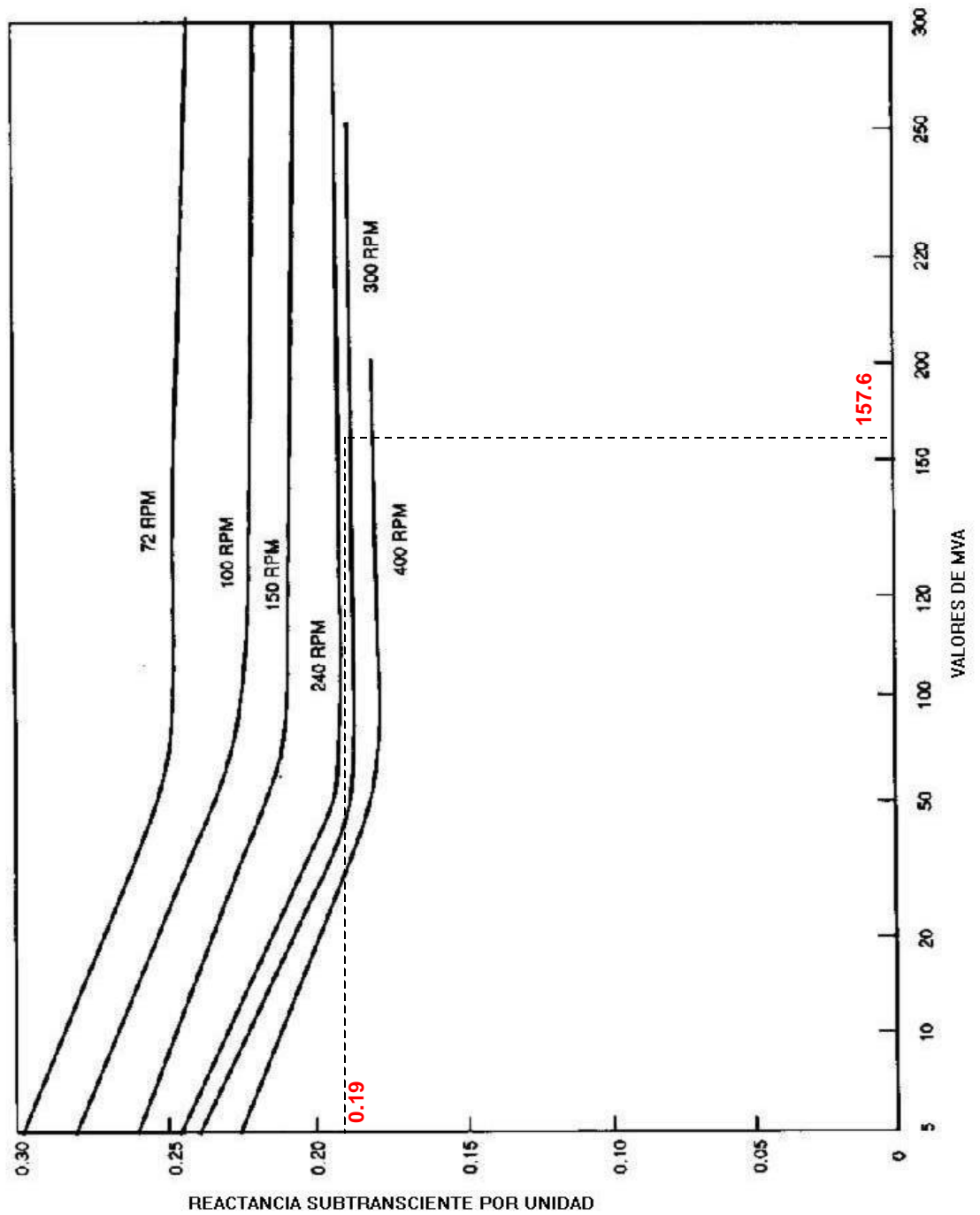


FIGURA 2.22 Reactancias subtransientes de un generador en relación con sus potencias.

El valor de la reactancia transitoria del generador es una medida que usa para evaluar la estabilidad dinámica de la máquina, es decir el modo de comportarse de esta ante variaciones súbitas de carga.

La estabilidad dinámica de la máquina se puede aumentar disminuyendo los valores de reactancia de dispersión. Ya que en este caso el generador posee devanados de amortiguación no será necesario disminuir la reactancia de dispersión. Otra forma efectiva de aumentar la estabilidad, sin disminuir la reactancia transiente de la máquina, es utilizar un sistema de regulación con respuestas rápidas ante los cambios súbitos de carga.

Tan pronto como los cálculos de diseños para las máquinas estén disponibles, los valores de diseño podrán ser usados para revisar los cálculos para otros equipos de la planta.

2.5.9 Devanados Amortiguadores

Los devanados amortiguadores son esencialmente una malla en cortocircuito de cobre en la cara de cada polo saliente en una unidad hidroeléctrica. Se puede especificar dos tipos de

devanado amortiguador. En uno, el devanado amortiguador de cada polo no está conectado con las demás, excepto con el metal del rotor. En el segundo caso, los devanados amortiguadores de cada polo están intencionalmente conectados con sus adyacentes.

El devanado amortiguador es de mayor importancia para la estabilidad del generador. Si ocurre una pequeña perturbación en el sistema y la frecuencia tiende a cambiar ligeramente, esta perturbación tiende a ocasionar que el grupo campo-rotor-turbina oscile como un péndulo de torsión.

En todos los casos se recomienda el devanado amortiguador conectado. Si tales devanados no están interconectados, el camino de la corriente entre devanados adyacentes será a través del hierro de los polos y del eje. Este camino es de alta impedancia y reduce la eficiencia de la amortiguación a la vez que produce calentamiento en el trayecto de esta corriente.

2.5.10 Eficiencia

El valor de eficiencia a ser usado en la preparación de las especificaciones del generador será tan alto como pueda ser económicamente justificado. Considerando el mínimo valor recomendado por el fabricante que garantice sus ofertas. Los valores de velocidad y factor de potencia de un generador afectan ligeramente la eficiencia, pero la selección de estas características dependen de otras consideraciones. Para un generador con cualquier velocidad y factor de potencia, las eficiencias de diseño se ven disminuidas por lo siguiente:

- Alta relación de cortocircuito
- Alto PD^2
- Empuje axial sobre normal

La eficiencia calculada sería obtenida por el proveedor tan pronto como los datos de diseño para el generador estén disponibles. Esta eficiencia de diseño sería utilizada hasta que los valores de prueba sean obtenidos. Para efecto de prediseño de los demás equipos dependientes de este valor se asigna un valor aceptable

considerando experiencias en proyectos similares, siendo este de 0.986.

2.5.11 Conexiones

Las conexiones entre generador y transformador se realizarán mediante ductos de barras de fases separadas aisladas separadas en aire.

En consideración a la lógica de alimentación de los servicios auxiliares que ha sido seleccionada, habría que prever dos máquinas de la primera etapa con seccionador bajo carga en el ducto de barras. Esta solución es necesaria para permitir arrancar la planta a partir de la situación de parada total, derivando la alimentación desde una línea de alta tensión. El seccionador bajo carga serviría en este caso para el paralelo de la unidad con la red.

En principio, hay que considerar que es preferible operar el seccionador de 13.8 KV para la puesta en paralelo de la unidad para reducir el número de maniobras del disyuntor de alta tensión que resulta ser el equipo más delicado.

Por eso, y considerando que el costo de un seccionador adicional es intrascendente en el conjunto de los equipos eléctricos, se ha preferido equipar todas las tres unidades con seccionador bajo carga. De esta manera se simplifica la lógica operativa de la planta, al tener total conformidad entre los tres grupos.

2.5.12 Aterrizamiento del Neutro del Generador

Un adecuado aterrizamiento del neutro debe ser provisto a cada generador dentro de la central. Esto limitará los sobrevoltajes en el generador y otros equipos conectados a este. Los neutros de los generadores deben ser provistos con dispositivos limitadores de corriente para limitar fallas entre espiras y los esfuerzos mecánicos provocados por estos.

El dimensionamiento de los disyuntores del generador se lo hace teniendo siempre en cuenta una alta impedancia en el aterrizamiento del neutro. En los generadores se diseñan las protecciones para que la corriente de falla de fase a tierra no exceda los 50 A.

2.5.13 Métodos de aterrizamiento.

Los factores que influyen en la selección del aterrizamiento del neutro de un generador son:

- 1) Limitación de la corriente de falla entre espiras, las cuales resultan en esfuerzos mecánicos para el generador.
- 2) Limitación de sobrevoltajes transientes ocasionados por operación de interruptores y arcos a tierra.
- 3) Limitación de sobrevoltajes dinámicos a tierra en las fases no falladas.
- 4) Protección contra fallas en general.
- 5) Limitación de daños durante las fallas.
- 6) Requerimientos de los equipos de protección.
- 7) Costos de los equipos para aterrizamiento del neutro.

A continuación se hará un comentario de cada uno de los métodos de aterrizamiento del neutro y se señalará el más adecuado para el presente proyecto:

Neutro sólidamente aterrizado.- Es el aterrizamiento del neutro directamente a tierra sin que se utilice alguna impedancia para

ello. Este método tiene la desventaja de que usándolo se produce la mayor corriente de falla de fase a tierra en comparación a los otros. Debido a los daños que pueden ocasionar esta corriente el método es inadecuado para el caso del generador en estudio.

Aterrizamiento por reactor del neutro.- Este método consiste en aterrizar el neutro por medio de una reactancia. Es un método aconsejable para casos en donde la relación entre la reactancia de secuencia cero y la reactancia subtransiente de secuencia positiva no exceda de 6.0. Este tipo de aterrizamiento limita sobrevoltajes de tipo transiente y de falla a tierra en las fases que no han fallado. Esto se da siempre y cuando la relación de reactancias mencionada anteriormente no sobrepase de 6.0. De cualquier forma, la experiencia en centrales hidroeléctricas nos muestra que en este tipo de centrales, por lo general, la relación de reactancia excede de 6.0. Por lo general este método es inadecuado y no es aplicado en el tipo de centrales como la del presente trabajo.

Aterrizamiento por medio de resistencia.- Este método de aterrizamiento, puede ser considerado en caso de que los dos métodos mencionados anteriormente sean inadecuados para el generador; y donde varios generadores de mediano y pequeño tamaño estén conectados en paralelo a través de una barra.

La resistencia, por lo general, se la ajusta para que las corrientes que la atraviesen se encuentren entre 100 a 150 por ciento de la corriente nominal durante fallas de conductor a tierra. De esta manera el peligro ocasionado por las fallas a tierra en el generador es reducido, y la corriente de falla a tierra todavía posee un valor adecuado para la selección y aplicación de las protecciones para este tipo de fallas.

El defecto de esta técnica es que produce altos voltajes a tierra, exponiendo a los equipos conectados al generador a fallas en su aislamiento.

Aterrizamiento del neutro por medio de un transformador.-

Este es el método preferido para aterrizar generadores en centrales hidroeléctricas. Este método permite ahorrar costos en lo relacionado a equipos de protección e interruptores. Este

ahorro se debe a que en otros métodos, la corriente que circula por el neutro es excesiva durante las fallas de línea a tierra, haciendo a los equipos de protección para estos métodos más caros.

Este método, en lo que tiene que ver a las características de limitación de sobrevoltajes y de la corriente que circula por el neutro durante las fallas, es similar a las que se presentan cuando se usa el método de aterrizamiento por resistencia.

En este método la corriente se limitará a valores de corriente en el neutro de entre 5 A a 15 A. Este método consiste en conectar el primario de un transformador reductor de voltaje al circuito del neutro del generador y el secundario a una resistencia. En la figura 2.23 se muestra este tipo de aterrizamiento esquemáticamente. En la figura 2.24 se muestra un equipo completo de aterrizamiento por este método.

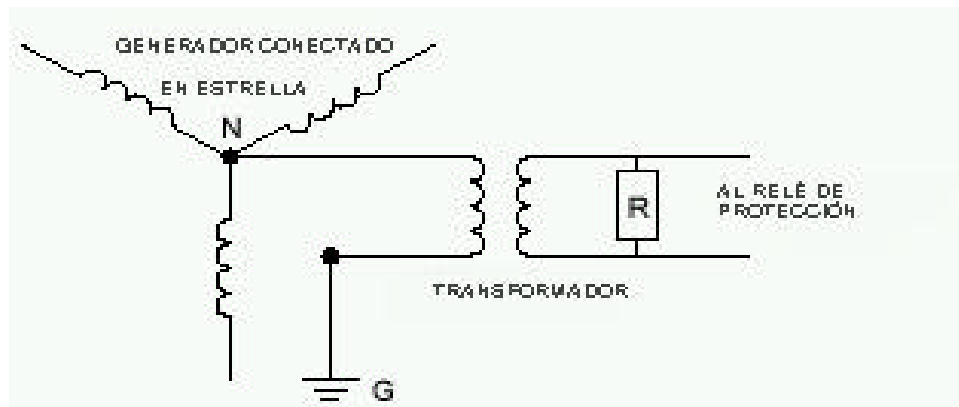


FIGURA 2.23 Esquema de aterrizamiento por medio de transformador de potencia.



FIGURA 2.24 Foto del equipo completo para aterrizamiento por medio de una resistencia.

Debido a la corta duración y a la poca frecuencia con la que ocurren las fallas, un transformador de entre 25 a 100 KVA será adecuado para este tipo de aterrizamiento. El voltaje en el lado de alta del transformador será igual al voltaje en los terminales del generador y en el lado de baja será de 240 V.

2.5.14 Características Mecánicas del Generador.

Para poder dar las características mecánicas del generador, es imprescindible que primero se den las especificaciones mecánicas de la turbina a la cual irá acoplado (lo que se hizo en capítulos anteriores de este trabajo). En esta sección se analizarán las diferentes características mecánicas que se deberán tomar en cuenta en el momento de la adquisición del generador.

Velocidad.- La turbina, como se mencionó en capítulos anteriores, puede tener varias velocidades de operación, pero es el generador el que limita estas opciones. Esto se debe a las limitaciones de diseño del generador y a que operará a una velocidad determinada (síncrona).

Generadores que funcionan por debajo de 360 rpm y de 50.000 KVA de capacidad o más pequeños son diseñados para poder soportar 100% de exceso de velocidad. Generadores que funcionan por encima de 360 rpm de velocidad y tienen una capacidad menor a 50.000 KVA pueden soportar hasta 80% de exceso de velocidad. Generadores de capacidades mayores a 50.000 KVA , sin consideración de velocidad, son diseñados para soportar 85% de exceso de velocidad.

De cualquier forma los valores de exceso de velocidad nominal (dados por el fabricante) que pueden ser soportados por el generador, deben ser cuidadosamente analizados. Además las estructuras que fijaran a la turbina y al generador deben poder soportar estos requerimientos de velocidad.

Efecto Volante.- El efecto volante de una máquina (PD^2) es el resultado del producto del peso de todas las partes móviles del generador por el cuadrado del radio de giro. Es decir, este valor puede ser incrementado agregando peso al rotor o aumentando su diámetro. Incrementando este valor se incrementa el peso, los costos de construcción, el tamaño y baja la eficiencia. El análisis

de este efecto y la selección de un adecuado valor para este va de la mano del análisis de estabilidad del sistema y el análisis de regulación de velocidad de la unidad generadora.

En algunos casos se requiere que el valor PD^2 sea alto. Esto se requiere para mejorar la regulación de velocidad. De esta manera se ayuda al mejoramiento de la estabilidad durante los cambios bruscos de carga. Ya que esta no es al única variable a considerar en el diseño del generador y en el análisis de estabilidad del sistema, los costos debido a un aumento del valor PD^2 no deben ser exagerados en relación con los costos totales del proyecto.

El índice que se utiliza en los cálculos de estabilidad es la llamada constante de inercia (H). Esta expresa en función de la energía almacenada por KVA de potencia de la máquina y tiene la siguiente expresión:

$$H = \frac{0,231(PD^2)(rev / min)^2 \times 10^{-6}}{KVA}$$

El valor de la constante de inercia debe estar entre 2 a 4 para centrales hidroeléctricas de baja velocidad (velocidades menores a 200 rev / min).

El valor de H es importante para los estudios de transientes de tipo hidráulico. En caso de que no se pudiera tener suficientes datos para encontrar el valor H, se lo puede estimar basándose en centrales similares en operación.

La gráfica mostrada a continuación señala la relación de aumento de PD^2 con relación a los costos.

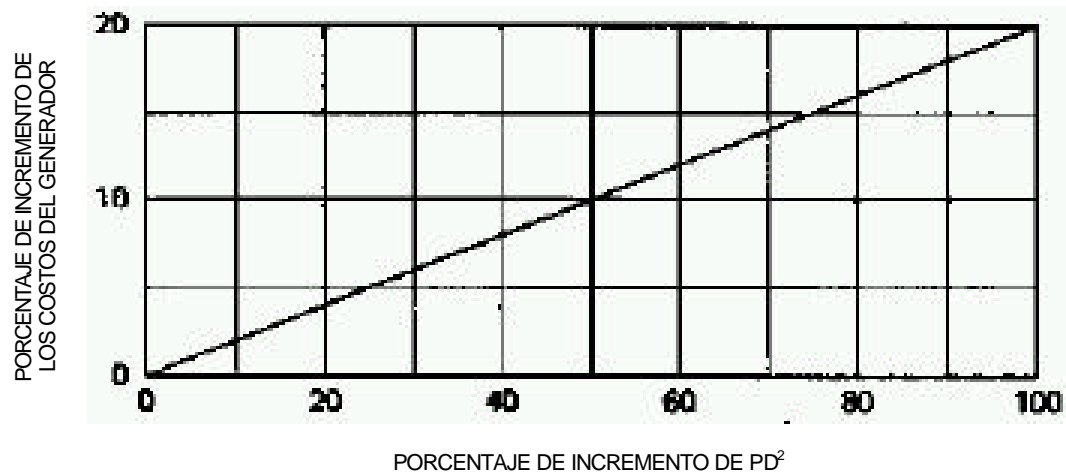


FIGURA 2.25 Efecto por incrementar PD^2 en el costo del generador.

El valor de PD^2 requerido para la regulación de la velocidad es afectado por las condiciones hidráulicas de la central y por la rapidez con que actúa el gobernador. El límite del incremento de velocidad durante las pérdidas abruptas de carga debe estar entre el 30 % a 40 % de la velocidad nominal del generador. La medida de estabilidad en una turbina es dada por la llamada constante de volante:

$$FC = \frac{(PD^2)(rev / min)^2}{Hp}$$

Los cálculos de regulación de frecuencia llevados a cabo para la turbina, requieren un momento de inercia para el generador de 2850 Ton x m². Asumiendo una velocidad periférica máxima en condiciones de embalamiento de 170 m / s, se obtiene un diámetro del rotor de 5.0 m y una altura del circuito magnético de 2.2 m.

Sin embargo, considerando que el momento de inercia requerido es muy próximo al momento de inercia natural del generador de mínimo costo (2365 Ton x m²) y que por otra parte el valor de 170 m / s si es posible, pero representa el límite superior para la técnica actual, se ha preferido asumir para la velocidad periférica

máxima el valor un poco conservador de 168 m / s. De esta manera resulta un diámetro del rotor de 4.9 m y una altura del circuito magnético de 2.4 m; los parámetros de cálculo que resultan están muy bien ubicados en los rangos normales para máquinas similares.

Por otro lado las dimensiones resultantes de la velocidad de 168 m / s no cambian en lo absoluto el ancho de la caverna y dejan un margen mejor en la altura entre pisos para ubicar el equipo auxiliar. Por lo tanto se ha preferido mantener el dimensionamiento correspondiente a la velocidad periférica de 168 m / s.

2.6 Regulación de Velocidad y Voltaje

2.6.1 Regulación de Frecuencia

Un sistema de control de velocidad moderno es similar al ejemplo que se presenta a continuación:

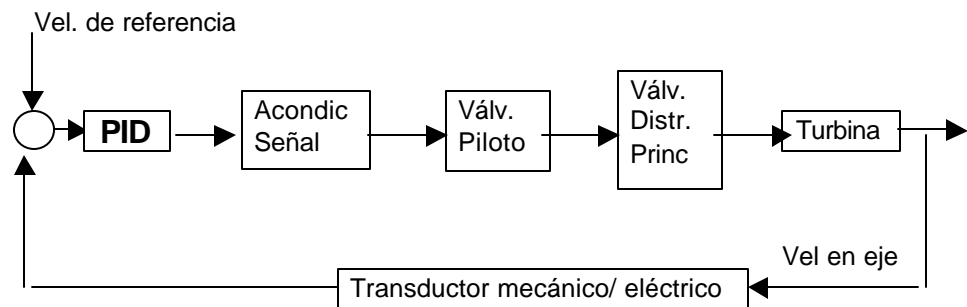


FIGURA 2.26 Control de velocidad de la turbina.

La velocidad de la turbina se mide por medio de una rueda dentada que se encuentra acoplada directamente al eje del generador. Esta envía una señal a un transductor, que es un convertidor de señal mecánica de velocidad a través de pulsos eléctricos en DC proporcional a la frecuencia. Esta señal se suma con la del selector de ajuste de caída de velocidad permanente

(speed droop) y la referencia de velocidad mediante OPAMP's, la salida de ellos alimentará un controlador PID (Proporcional – Integral – Derivativo) paralelo.

La salida del PID pasa al Acondicionador de señal para ser amplificada y convertida a señal hidráulica, accionando la posición de la válvula piloto del servomotor auxiliar, esta posición se censa a través de un transformador diferencial de voltaje para la retroalimentación.

El movimiento del servomotor auxiliar se transmite a la válvula de distribución principal, la válvula posiciona el servomotor principal el cual mueve las agujas de las toberas. Una foto de estas agujas se muestra a continuación:

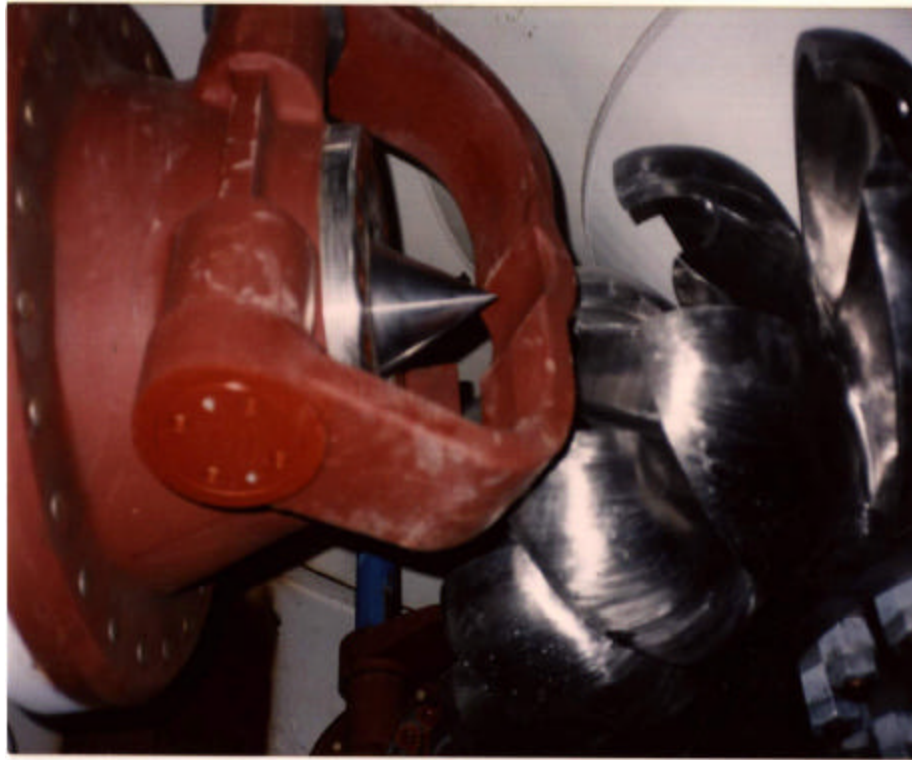


FIGURA 2.27 Válvula aguja y deflector.

Un parámetro importante en la regulación de la velocidad de un generador es el estatismo de la unidad, que se define como el valor en % de la variación en la velocidad entre vacío y plena carga tomando como base la velocidad nominal, es decir:

$$S = \frac{N_o - N_l}{N_r} \times 100$$

S = Estatismo de la unidad

N_o = Velocidad angular en vacío

N_l = Velocidad angular a plena carga

N_r = Velocidad angular nominal

O lo que es lo mismo expresado en términos de frecuencia:

$$S = \frac{f_o - f_l}{f_r} \times 100$$

Para el proyecto en cuestión, considerando que operará como una central de base, se requerirá un valor de estatismo elevado, aproximadamente del 5% para evitar variaciones bruscas en la frecuencia de entrega ante pequeñas variaciones de carga.

2.6.2 Regulación Primaria y Secundaria de Frecuencia

La RPF (Regulación primaria de frecuencia) y la RSF (Regulación secundaria de frecuencia) de acuerdo a las definiciones del CENACE, son los tipos de regulación al que están sometidos todos los generadores para mantener la frecuencia del sistema en valores aceptables de operación.

La RPF posee un tiempo de respuesta menor a 20 segundos, está destinada a absorber variaciones de la demanda cuando el sistema eléctrico se encuentra en régimen de operación normal. Se realiza a través de sus sistemas de regulación.

La RSF es la acción manual o automática sobre los controladores de carga de un grupo de máquinas dispuestas para tal fin. Estos compensan el error final de la frecuencia resultante de la RPF.

Dichas variaciones habrán sido absorbidas en primera instancia por las máquinas que participan en la RPF. La RSF permite llevar nuevamente a dichas máquinas a los valores asignados por el despacho, anulando los desvíos de frecuencia posteriores. Su tiempo de respuesta es del orden de varios minutos.

2.6.3 Estabilidad de Frecuencia

Para tener un indicador preliminar de la estabilidad a la regulación de frecuencia de las máquinas, se llevó a cabo un cálculo basado en un modelo linealizado de la función de transferencia del conjunto.

El criterio aplicado para juzgar la estabilidad de regulación será el de Nyquist; se traza para diferentes valores de frecuencia, el diagrama de la función de transferencia. El sistema es estable cuando un observador que se desplaza en el sentido de las frecuencias crecientes ve el punto de coordenadas $-1,0$ a la

izquierda. El sistema por lo tanto es más estable cuanto más lejos pasa la curva de la función de transferencia del punto $-1,0$.

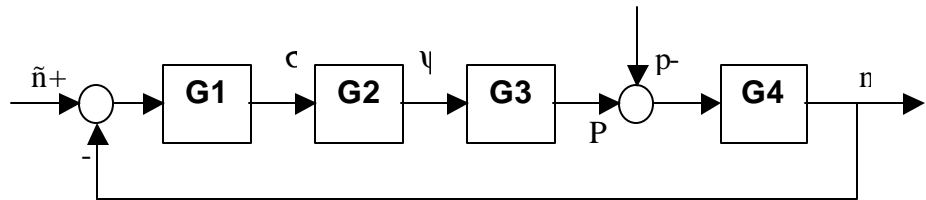


FIGURA 2.28 Diagrama de bloques de Función de transferencia del regulador.

Donde:

$$G_1(s) = \frac{1}{d} + T_x s$$

Taquímetro

$$G_2(s) = \frac{1 + T_i s}{T_y T_i s^2 + (T_y - \mathbf{1} \mathbf{b} T_i) s + \mathbf{1} \mathbf{a}}$$

; Distribuidor servomotor de las agujas + estatismo transitorio.

$$G_3(s) = \frac{-m T_g T_v T_c s^3 + T_v [(1 - 2m h_c) T_g - 2m h_g T_c] s^2 + [2h_g (1 - 2m h_c) T_v]}{0.5 T_v T_g T_c s^3 + T_v [(1 + h_g) T_g + h_g T_c] s^2}$$

; Conducción: túnel, chimenea, tubería forzada, turbina, generador y canal de descarga.

$$G_4(s) = \frac{1}{T_n s + K_n}$$

Inercia de generador y rigidez de red eléctrica.

La ecuación característica resulta:

$$G(s) = 1 + G_1 * G_2 * G_3 * G_4$$

El significado de los símbolos es el siguiente¹:

δ : Ganancia del taquímetro = 0.04

T_ξ : Ganancia del acelerómetro = 30

α : Amplificador del estatismo permanente = 0

β : Amplificador de estatismo transitorio = 15

T_i : Constante de tiempo del estatismo transitorio = 5s

T_ψ : Constante de tiempo de la aguja = 18s

m : parámetro de variación de caudal y turbina

T_g : Constante de tiempo túneles

T_v : Constante de tiempo chimeneas

T_c : Constante de tiempo tuberías

h_c : Coeficiente de perdidas tubería

h_g : Coeficiente perdidas galería

¹ Se recomiendan algunos valores basados en análisis de estabilidad.

K_n : Parámetro de variación de eficiencia turbina y generador.

La regulación se realizará a través de las válvulas de aguja en el distribuidor, mas el control de la frecuencia involucra muchos otros parámetros, anteriores y posteriores a las válvulas.

Por lo expuesto, deberá considerarse para el análisis, las funciones de transferencia en el dominio de la frecuencia desde las obras de conducción, pasando por chimenea, tubería de presión, mecanismo sensor, accionador de la válvula, turbina, generador, red eléctrica, hasta llegar a la tubería de aspersión.

Cada uno de estos elementos aporta con un cierto desfase en su respuesta. Se define el margen de ganancia $1/R$ como el recíproco de la intersección de la curva de la función de transferencia con el eje X y el margen de fase g como el ángulo con el eje X del punto que tiene modulo 1. En la práctica se considera el sistema estable cuando $1 / R \geq 2$ (o sea $R \leq 0.5$) y $g \geq 30^\circ$.

Los márgenes de fase y de ganancia, resultaron de 37.5° y 2.9 respectivamente.

2.6.4 Regulación de Voltaje

La regulación de voltaje en terminales en generadores síncronos se realiza a través del control de la corriente motórica o de campo, este control se puede representar el cuadro siguiente:

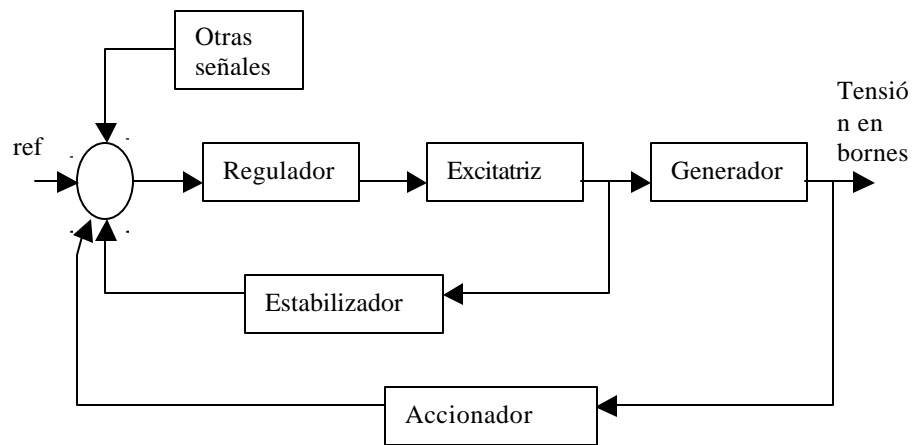


FIGURA 2.29 Diagrama de bloques de la función de transferencia regulador de voltaje.

Como se puede ver en el esquema, existe un doble lazo de retroalimentación, donde la función del estabilizador es la de mejorar tanto la velocidad de la respuesta como el amortiguamiento de los picos durante la perturbación.

2.6.5 Características del Regulador de Voltaje

- Opción de frenado dinámico: La decisión de utilizar frenado dinámico para acortar el tiempo de parada de las unidades.
- Funcionamiento como condensador síncrono.
- Tiempo de respuesta: debe ser capaz de variar rápidamente la tensión de excitación frente a un cambio en las condiciones de operación.
- Error de estado estable: debe llevar la tensión en bornes al valor de régimen después de la perturbación.
- Sensibilidad: debe reaccionar frente a pequeñas perturbaciones.
- Amortiguamiento eficaz: debe evitar fuertes oscilaciones.

En cuanto al frenado dinámico, tiempos cortos de parada de las unidades son siempre ventajosos, sea desde el punto de vista de flexibilidad de operación como de cargas en las partes móviles. Dicha consideración es particularmente importante con máquinas de gran tamaño.

Por otro lado, el frenado dinámico conlleva un aumento de costos totalmente intrascendente, sea porque las modernas excitatrices

permiten obtener una variedad de esquemas de operación prácticamente sin cambios sustanciales en su equipamiento, sea porque un seccionador de puesta a tierra con mando a motor, que es necesario para el frenado dinámico, se precisa en cada caso del lado de 230 KV para poner a tierra el cable por razones de mantenimiento.

Se justifica en el estudio de factibilidad, apelando a la flexibilidad de las modernas excitatrices estáticas y al hecho de que con la turbina Pelton no se precisan dispositivos particulares para este propósito.

Las características de los sistemas de excitación se especifican fundamentalmente con la tensión máxima de excitatriz (techo de tensión "Ceiling voltage") y con la velocidad de respuesta.

El techo de tensión de las excitatrices de los alternadores suele ser muy a menudo superior en 2 – 3 p.u., aunque rara vez alcanzan esos valores ya que podría producir un sobrevoltaje en bornes del generador que está limitado por el relé de sobrevoltaje.

En cuanto a la velocidad de respuesta de excitación, para grandes maquinas debe tener un promedio de 0.5; es decir, que en un segundo se logre una variación de la tensión de excitación en un 50% del nominal.

El error de estado estable de esta excitatriz asegura (si la perturbación no vuelve inestable al sistema) un error de estable que tiende a cero. Esto se logra debido al elemento controlador PID en su acción integral.

2.6.6 Sistema de Excitación

Existen los siguientes tipos de sistemas de excitación:

- Con excitatrices de corriente continua.
- Autoexcitación (Estado sólido):

Directa.

Con compoudage.

Sin compoudage (alimentación directa del rectificador del estator).

Indirecta (A través de una generador alimentado en DC).

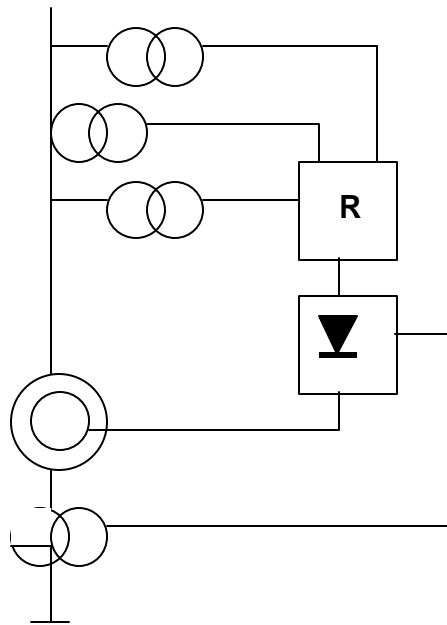


FIGURA 2.27 Sistema de excitación directa con compoudage.

El sistema de excitación a utilizarse será de tipo estático correspondiente, de acuerdo a la clasificación mencionada, al sistema de autoexcitación directa con compoudage, como se esquematiza.

Como se observa en el gráfico, con compoudage la señal rectificadora (corriente) se suma a otra corriente que llega de un transformador de corriente que refleja la corriente del estator. Este último sistema permite aumentar la estabilidad del sistema de excitación, por tanto es altamente recomendado.

2.6.7 Señales de Influencia en el Regulador de Tensión

El regulador de tensión, aparte de cumplir su función propiamente dicha, vigila la seguridad de la unidad, mediante funciones de protección que tienen como objetivo evitar condiciones peligrosas de excitación, estas funciones son:

- Limitador de mínima excitación.
- Limitador de máxima excitación.
- Limitador Volts/Hertz.
- Estabilizador del sistema de potencia.

El limitador de mínima excitación debe operar en forma coordinada con el relé de pérdida de campo y con el limitador de factor de potencia.

Para el limitador de sobretensión de campo, el tiempo permisible de sobretensión es inversamente proporcional al voltaje, empezando en 120 s para un voltaje de 1.1 p.u. hasta 10 s para 2.1 p.u. Estos valores provienen de las limitaciones dieléctricas de devanados de campo convencionales.

Parámetros como el flujo magnético, corriente de magnetización y el torque desarrollado por la máquina, son variables que intervienen en la variación de la relación Voltios / Hertz, como a continuación se describe:

Si se incrementa la frecuencia del sistema sin incrementar el voltaje el flujo decrecerá debido a que el voltaje es directamente proporcional a la velocidad y al flujo. Entonces la corriente de magnetización también decrecerá, disminuyendo el voltaje de excitación y como ultimo, el generador estará imposibilitado de entregar la potencia requerida. La relación V/F normalmente y en el caso en estudio es de:

$$\frac{V}{Hz} = \frac{13800V}{60Hz} = 230$$

El siguiente gráfico muestra el diagrama de un estabilizador de potencia; la señal de entrada al PSS puede ser la desviación de velocidad, la frecuencia o la potencia eléctrica, que son obtenidas desde la red.

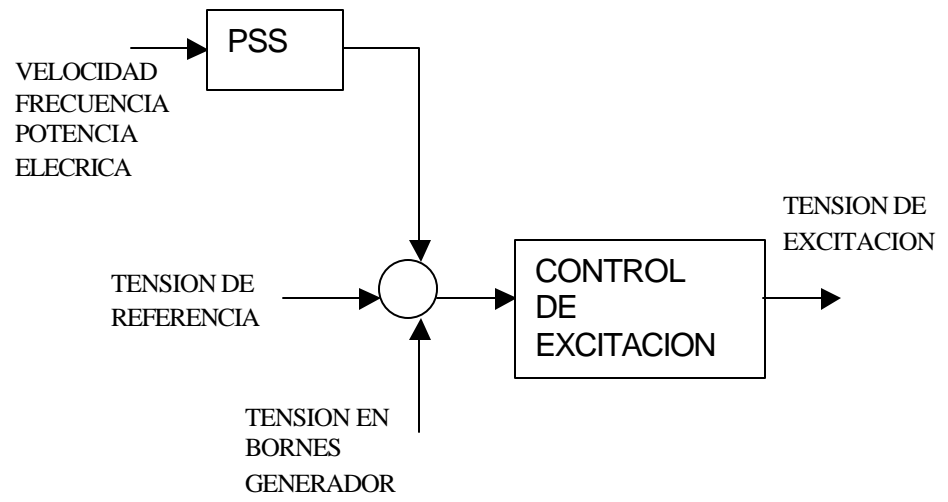


FIGURA 2.30 Estabilizador de potencia.

2.7 Subestación y Transformadores

2.7.1 Generalidades

La subestación es el sitio donde se conectan el S.N.I y la central Coca - Sinclair. Por lo tanto será tratada solo como una parte complementaria al presente trabajo, que está enfocado a la central en sí. En esta sección se describirá la subestación y sus elementos constitutivos.

El diseño de subestaciones se lo realizará para obtener la máxima confiabilidad, flexibilidad y continuidad de servicio; sin olvidar minimizar costos, respetando los requerimientos técnicos.

La subestación se ubicará en una caverna aledaña al de la caverna de central, por motivos económicos y de seguridad. El aislamiento de la central se hará por medio del gas SF₆. Este gas es incoloro, inodoro, químicamente inerte, no tóxico, no inflamable y no corrosivo.

El principio básico de las centrales aisladas por gas, es el de que los elementos portadores de corriente se encuentre dentro de un recipiente metálico. Los conductores de la corriente

deben conservar una configuración concéntrica mediante aisladores separadores. El espacio entre conductor y recipiente estará lleno de hexafluoruro de azufre a presión.

Debe solicitarse los repuestos necesarios al fabricante de la subestación con el fin de evitar el paro de la central por daño en la subestación.

2.7.2 Características de las Subestaciones Aisladas por Gas

Debido a las características dieléctricas del hexafluoruro de azufre, las dimensiones de la subestación serán de un tamaño equivalente al 20% de una subestación aislada por aire. Esta es una de las principales ventajas de este sistema, permite ahorrar espacio, aunque su costo es mayor que el de una subestación aislada por aire.

El hexafluoruro de azufre como se dijo anteriormente es un gas inerte y sus propiedades lo hace excelente aislante y extintor de arcos. Su resistencia dieléctrica es muy superior a la del aire y su capacidad para extinguir arcos es casi 100 veces superior a la de este. Esto se puede observar en las figuras 2.31 y 2.32.

El SF_6 es un gas más pesado que el aire. Esta característica hace que diluya el oxígeno del aire. El trabajo con este gas hace que se deban tomar algunas medidas de seguridad en las instalaciones donde se lo usa. Este gas cuando es expuesto a arcos eléctricos crea subproductos por descomposición. Estos al contacto con la humedad se hidrolizarán y todas las reacciones resultantes de este proceso son peligrosas.

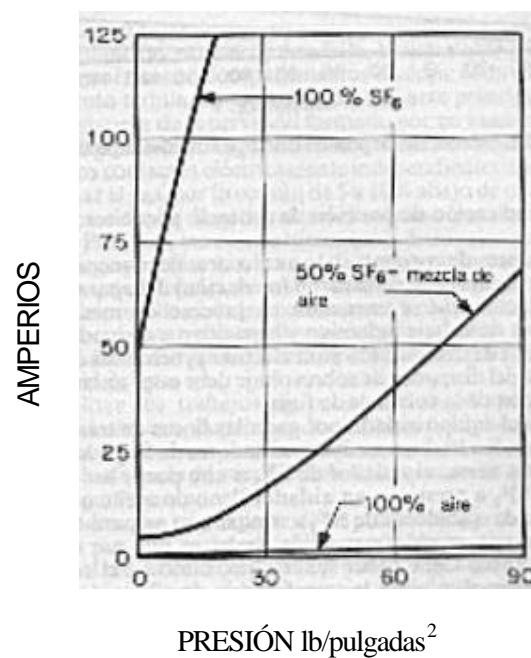


FIGURA 2.31 Capacidad de extinción del arco en SF_6 .

La presión a la que se somete el gas depende de la distancia entre el conductor y el recipiente. Presiones bajas en el gas

producirán una disminución en las propiedades aislantes de este. La presión ideal para estos sistemas está entre 50 y 70 libras por pulgadas cuadradas.

La subestación tendrá un esquema de doble barra con fases separadas. Las características de la subestación se muestran en la tabla siguiente:

TABLA IX

Características de la subestación en SF6

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	VALOR
Voltaje	KV	230
Corriente Nom. Barra	A	3150
Corriente Nom. Disyuntor de acople	A	3150
Corriente Nom. Resto de disyuntores	A	2000
Capacidad de interrup. disyuntores	KA	31.5

El tipo de mando de los disyuntores es oleoneumático, con compresores propios para cada disyuntor y con energía almacenada para operar un ciclo completo. Todos los seccionadores tienen mando a motor.

El conductor en este tipo de subestaciones puede ser de aluminio o de cobre, y el recipiente de aluminio o acero inoxidable. Las conexiones del conductor están hechas de

contactos enchufables, y el recipiente se une mediante bridas atornilladas. Los aisladores de soporte del conductor son de dos tipos; los de barrera se usan para aislar los compartimentos del gas y deben ser capaces de resistir 1.5 veces la presión de operación en un lado y vacío en el otro.

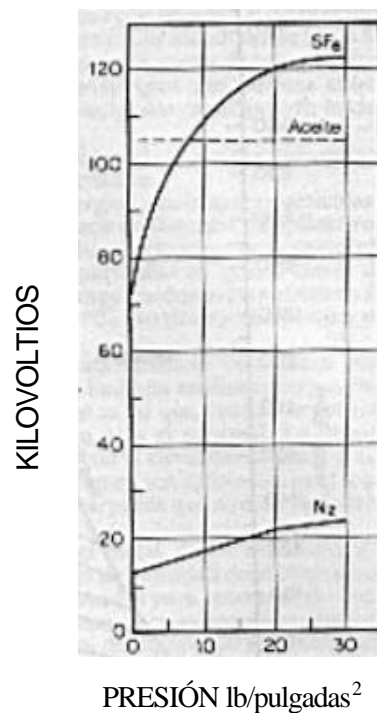


FIGURA 2.32 Resistencia dieléctrica del SF₆ a frecuencia de red.

Los aisladores sin barrera permiten que la presión del gas se iguale entre los compartimentos.

Los seccionadores poseen capacidad nominal establecida por normas; serán capaces de interrumpir corrientes de carga de

barras. Indicadores externos facilitarán la posición de la cuchilla del interruptor. Esto se hará a través de una ventanilla de observación colocada directamente sobre la zona de contactos.

Los transformadores de corriente se colocarán de manera que la corriente en el recipiente, no afecte la precisión de relación del aparato. Tampoco debe distorsionar la corriente a medir. Debe contarse con transformadores de voltaje inductivos y capacitivos, y pararrayos. Estos últimos deberán estar equipados con medios de desconexión para efectuar prueba de dieléctricos. La conexión a tierra del pararrayo deberá estar aislada del recipiente para permitir la supervisión de la corriente de fuga.

Las conexiones del equipo aislado por gas a las líneas de transmisión, transformadores y reactores se harán mediante aisladores de SF₆ a aire. Un esquema de una subestación aislada por SF₆ se puede observar a continuación.

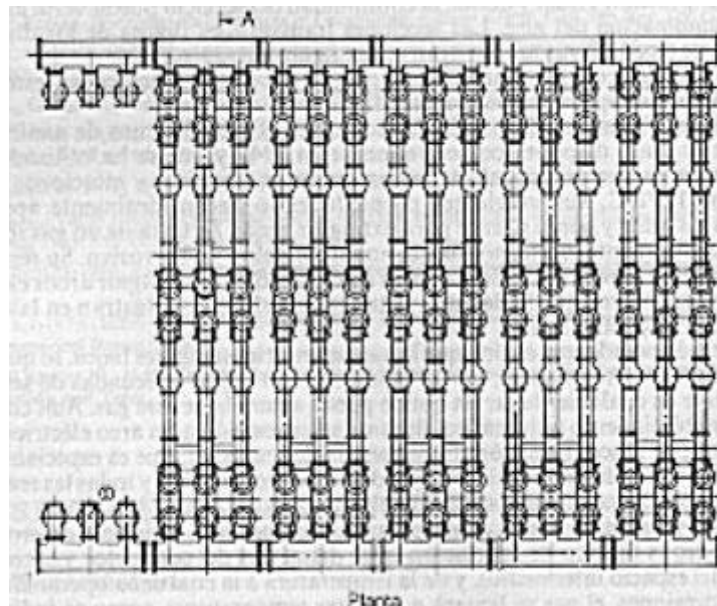


FIGURA 2.33 Subestación aislada por SF₆.

2.7.3 Disposición de los Equipos

Los transformadores principales, los de servicios auxiliares y la subestación de 230 KV aislada en SF₆, se ubican en una caverna separada paralela a la caverna principal.

Dicha disposición se debe básicamente a consideraciones de seguridad. Esto limitará posibles daños que pueden determinar en caso de explosión de un transformador.

Las unidades están alimentadas a lo largo de la galería y son separadas entre sí por muros corta llamas, pero la parte

delantera de cada celda está abierta, para asegurar el desfogue de la ola de sobrepresión, a través de los túneles de acceso y escape.

La caverna auxiliar tiene dos pisos: el mas bajo está al mismo nivel del piso principal, aloja a los transformadores. En este piso se ubican también los talleres eléctrico y electrónico y existe suficiente espacio para el cruce de los túneles de acceso y escape.

El piso superior contiene la subestación, la sala de control local y la sala de los ventiladores. Un ventilador y dos escaleras (una a cada extremo de la galería) están previstos para comunicar entre si los distintos pisos.

Los datos adquiridos sobre las características de la roca en el sitio de ubicación de la caverna han permitido limitar a 20 m la distancia entre caverna principal y caverna de transformadores, los que permite mantener la longitud total del ducto de barras en límites razonables. Un esquema completo de la subestación se puede observar en el anexo E.

2.7.4 Selección del Tipo de Transformador.

El peso de transporte del bulto mas pesado de un transformador trifásico de 160 MVA y de relación 230 / 13.8 KV puede ser estimado en 110 toneladas aproximadamente, y sumadas a esta el peso del remolque se llega a pesos que sobrepasarían la capacidad de las carreteras.

En cambio el correspondiente transformador monofásico tiene un peso de transporte que no sobrepasa las 50 toneladas, que incluyendo el remolque conforman un peso adecuado para las carreteras existentes.

Por lo tanto se ha decidido adoptar unidades monofásicas de 160 / 3 MVA (53.3 MVA) para conectarlos en bancos trifásicos. Además se proveerá de 1 unidad de reserva.

Las dimensiones y pesos de cada unidad pueden ser observados en la tabla siguiente.

TABLA X

Dimensiones y peso de cada transformador

	UNIDAD	MEDIDA
Largo	Mm	4.000
Ancho	Mm	4.700
Alto	Mm	7.500

Peso del bulto más pesado	Ton	46
Peso del transformador completo	Ton	68
Peso del aceite	Ton	18
Peso de la parte extraíble	Ton	40

2.7.5 Ubicación y Características de los Transformadores

Las dimensiones mostradas en la tabla X permitirán alojar a cada transformador en celdas de 5.5 m de ancho. El ancho total de las celdas será de 17 m considerando las paredes.

Estas dimensiones permitirán obtener una galería auxiliar de la misma longitud que la galería principal. Se utilizará el área de montaje para alojar dos transformadores auxiliares y un transformador monofásico de reserva.

Bajo cada transformador se construirá un pozo para recoger el aceite proveniente de ellos. Este derramamiento de aceite se puede producir en el caso de intervención de una válvula de sobrepresión además de otras causas. La capacidad máxima de un pozo será de 150 m³.

Los transformadores principales serán conectados a los generadores por medio de un ducto de barras de fases separadas. Las barras de cada unidad pasarán por galerías separadas. Los transformadores serán enfriados por intercambiadores aceite / agua (El fabricante de los transformadores dará las garantías necesarias para impedir fugas internas de agua).

TABLA XI

Características de los transformadores

CARACTERÍSTICA	UNIDAD	MEDIDA
Capacidad	MVA	53.3
Relación		230: $\sqrt{3}$ / 13.8
Conexión		D1Yn
Impedancia	%	10
Enfriamiento		FOW
Eficiencia a plena carga	%	99.3

2.7.6 Cables de Alto Voltaje

Los cables de alto voltaje a instalarse en el proyecto tendrán un aislamiento de polietileno reticulado. Estos cables se usaran en las conexiones de la subestación, de los transformadores a la subestación y en las líneas que van hacia el patio de salida.

Los cables de conexión entre transformadores y la subestación salen de los terminales de alta tensión, cruzan la losa subiendo al piso superior y siguen hasta el terminal de la subestación en SF₆. A continuación se muestran las características de esta línea:

- Voltajes nominales: 127 / 245 KV
- Material conductor: Cobre
- Sección: 400 mm²
- Número de ternas: 3

Los cables que conectan la subestación con el patio de salida de las líneas van hasta el fondo de la galería de subestación. Poseen las siguientes características:

- Voltajes nominales 127 / 245 KV
- Material conductor: Cobre
- Sección: 630 mm²
- Número de ternas: 2

Las dimensiones de la galería de cables han sido diseñadas para que los cables de alta tensión vayan por un lado, y los de control y potencia por otro. La sección de esta galería también

permite la disipación de calor; aunque para mejorar su temperatura se instalarán ventiladores axiales en su longitud.

La parte en que los cables tienen que cruzar el camino de acceso al edificio de control se encontrará con canaleta en el piso. Los cables finalmente deberán llegar al patio de salida de líneas.

2.7.7 Patio de Salida

El patio para líneas de alta tensión está previsto para cinco posiciones de salida: Dos se conectarán en la primera etapa del proyecto a la línea aérea de 230 KV, otras dos se conectarán en la segunda etapa a la misma línea y una posición quedará como reserva no equipada. El diseño del patio de salida se muestra en los planos del anexo E.

En el equipamiento del patio se usarán los siguientes elementos:

- 3 terminales de cable unipolares de 230 KV. Con transformadores de corriente tipo bushing.
- 3 seccionadores tripolares con mando de motor.
- 3 divisores capacitivos (transformadores de potencial).
- 3 pararrayos.

- 2 trampas de onda para comunicaciones.

CAPÍTULO 3

3. PROTECCIONES Y SISTEMAS AUXILIARES

3.1 Protecciones Eléctricas

La frecuencia de fallas en generadores no es tan alta. El costo económico de un generador y lo perjudicial que sería perder una fuente de generación, por largo tiempo, para el sistema obligan a que se tome muy en cuenta las protecciones contra las diferentes fallas de un generador.

Un generador no solamente debe ser protegido contra cortocircuitos, sino también contra condiciones anormales de operación como se verá más adelante. Este se debe hacer sin sacar innecesariamente a la máquina de operación, ya que esto podría afectar al sistema. Para esto se deben ajustar de la mejor manera las protecciones del generador.

Las condiciones anormales que pueden ocurrir son las siguientes:

- Fallas en devanados

- Sobrecarga
- Sobrevelocidad
- Perdida de excitación
- Motorización de generadores
- Desbalance
- Pérdida de sincronismo

Se tiene previsto un tablero de disparo y alarmas que muestre claramente la operación de relé y encienda las alarmas respectivas. Estará ubicado en la sala de tableros del edificio de control

A continuación se analizan brevemente cada una de estas fallas con las protecciones a ser incluidas para la prevención o el despeje de las mismas.

3.1.1 Falla en los Devanados del Estator

Es una práctica estándar proteger a través de protección diferencial a generadores de mas de 1MVA. Por encima de 10MVA es casi una norma protegerlo.

Los relés diferenciales porcentuales son lo mejor para este propósito, como se muestra en la figura 3.1.

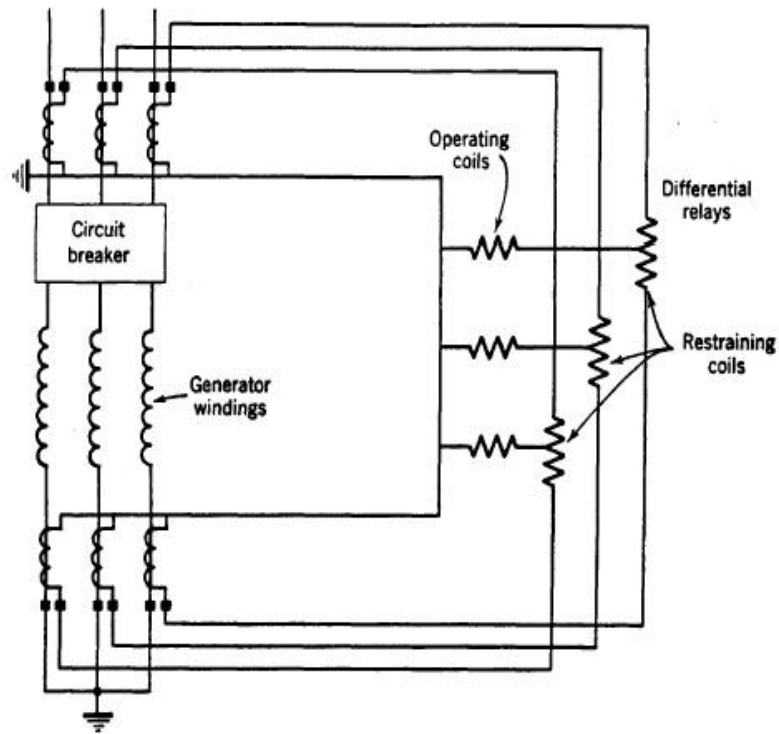


FIGURA 3.1 Conexiones de CTs para protección diferencial.

El relé diferencial del generador deberá ser lo suficiente sensible para operar para fallas a tierra en cualquier parte de las terminales hasta un poco menos del 20% desde el neutro, dependiendo de la magnitud de la corriente de falla y de la corriente de carga. El valor nominal de corriente primaria de los CT's será aproximadamente de 25% por encima de la corriente de plena carga del generador para disminuir la posibilidad de saturación en los mismos.

3.1.2 Falla entre espiras en los devanados del estator

El corto entre espiras es una falla menos común que las fallas a tierra de devanado pero su aplicación se considera justificada en este caso dada la capacidad y costo de las unidades. Su detección requiere de un equipamiento independiente que se basa en la comparación entre las corrientes de las bobinas paralelo para cada fase. Esto se puede observar en el gráfico siguiente.

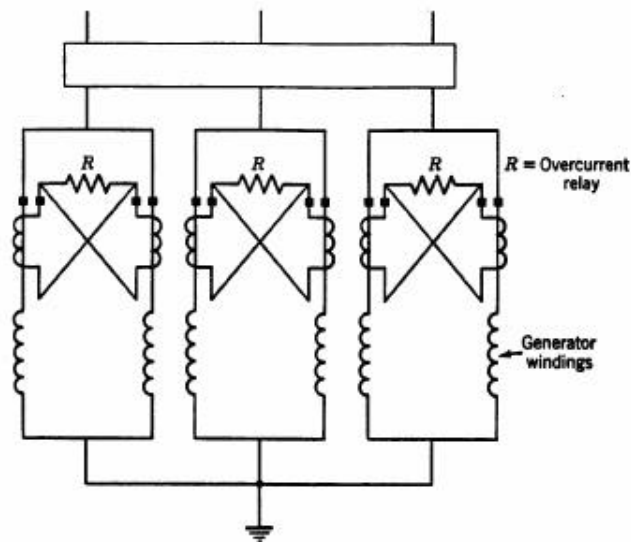


FIGURA 3.2 Conexiones de CTs para protección contra falla entre espiras.

Las unidades de relés instantáneos que se usan para este fin garantizan alta sensibilidad a cualquier diferencia de corriente

ocasionada por la disminución del voltaje inducido en una bobina por un corto interno.

3.1.3 Protección contra motorización

La protección contra motorización es para beneficio de primotor o del sistema, aunque no para el generador. De todos modos forma parte de las protecciones del generador porque es preferible implementarlo junto con el sistema de la central por facilidad de instalación.

Es preferible además porque se desea proteger una turbina hidráulica contra cavitación en los álabes. La protección puede ser efectuada por relés de tipo direccional, que adquieren torque de operación máximo cuando la corriente está 180° fuera de fase y debe ser capaz de operar a corrientes de motorización de algo menos del 2.5% de la magnitud de la corriente a plena carga.

La conexión de este relé se muestra a continuación:

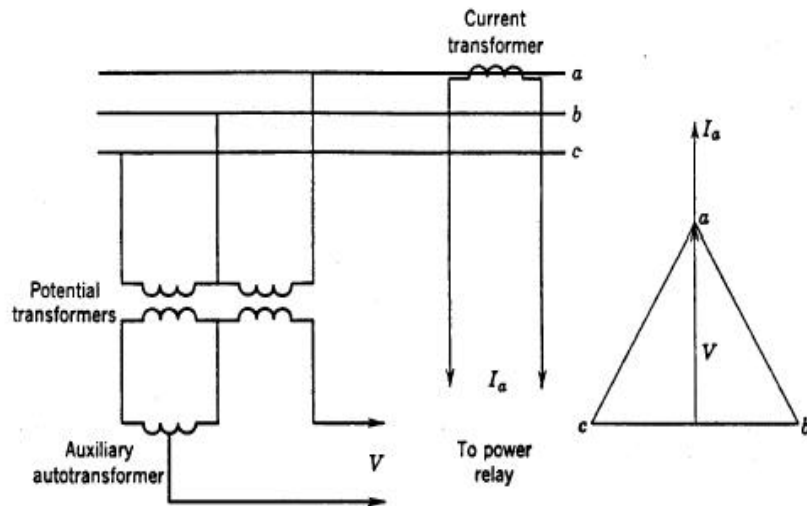


FIGURA 3.3 Conexiones de protección contra potencia inversa.

3.1.4 Protección Contra Pérdida de Sincronismo.

Las oscilaciones de potencia son propias de cualquier sistema de potencia, la salida de servicio de intempestiva de alguna central de alguna distribuidora producirá oscilaciones de potencia entre las unidades restantes en el sistema. Esta condición justifica la necesidad de detección de pérdida de sincronismo como parte del sistema de protecciones del generador.

- Ciertos objetivos fundamentales que influyen en el diseño de estas protecciones son:

- Bloqueo en el disparo para toda oscilación de estado estable.
- Separación asegurada para toda condición de pérdida de sincronismo.
- Salida de sistemas de los puntos que dejarán un balance satisfactorio de carga / generación en cada sector separado.
- Inicio de disparo mientras el sistema esté a menos de 120° fuera de fase y disminuyendo para minimizar el esfuerzo de los breakers.

3.1.5 Unidad de Pérdida de Sincronismo a Utilizarse.

De entre varias combinaciones de relés que se usan para este fin, la unidad que se considera será de tipo Blinder, debido a su precisión selectividad, lo cual disminuye la probabilidad de operación innecesaria.

Esta unidad consta de dos elementos de impedancia de ángulo tipo CEX y una unidad de tipo Mho Offset cuya característica de operación se muestra a continuación:

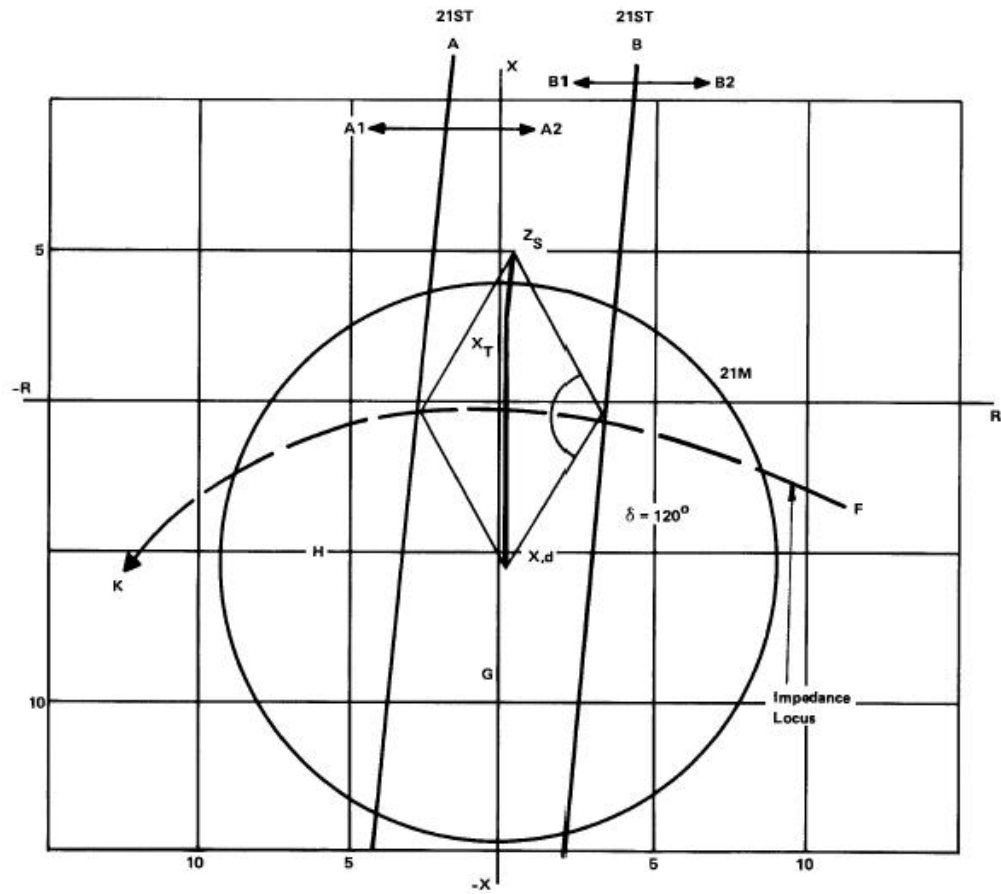


FIGURA 3.4 Característica de operación de protección contra pérdida de sincronismo.

Este conjunto unido a la lógica del circuito de disparo tendrá mayor selectividad en valores de ángulos de oscilación inestables.

3.1.6 Protección Contra Pérdida de Campo

El relé de distancia tipo offset mho ha probado su eficacia en la protección de generadores contra la pérdida de campo. En los años de uso de este tipo de relé se ha comprobado que su operación incorrecta es muy rara. A pesar de esto se debe tomar en cuenta los posibles malas operaciones del relé para evitar sacar de servicio al generador innecesariamente. Así el principal problema, y para el cual se debe hacer un análisis particular para cada generador de la central es la operación del relé durante oscilaciones de tipo estable y durante perturbaciones del sistema que causen condiciones de baja frecuencia.

Cuando fue introducido al mercado (1949), se recomendaba al usuario su ajuste como muestra la figura 3.5. La figura es un diagrama R-X en el cual se muestra que las características operativas del relé se encuentran totalmente en una zona negativa de X. La circunferencia es de un diámetro igual a X_d (reactancia síncrona del generador) y con un offset de $X'_d/2$, es decir la mitad del valor de reactancia transitoria de la máquina.

En la época que se establecieron estos principios operativos los generadores tenía en promedio reactancias síncronas ubicadas en el rango de 1.1 a 1.2 p.u. Actualmente ese valor se encuentra en el rango de 1.5 a 2.0 por unidad. Esto hace que la circunferencia mostrada en la figura 3.5 sea más grande y por lo tanto abarque un rango de operación mucho mayor. Esto trajo consigo que muchos operadores fuesen renuentes a usar este relé de esta manera, ya que podía traer consigo operaciones erradas, principalmente durante oscilaciones del tipo estable. Esta falsa operación resta capacidad de subexcitación de la máquina.

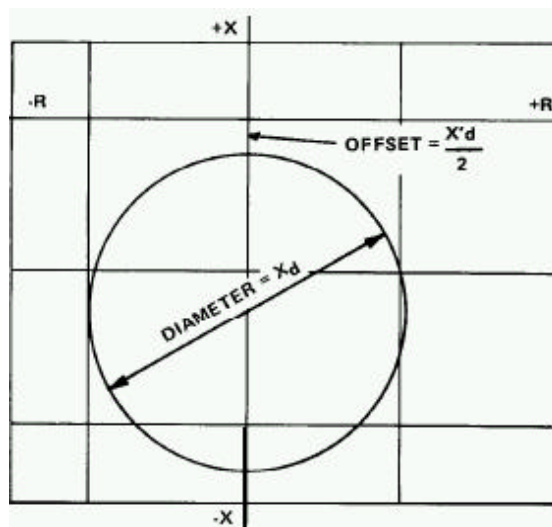


FIGURA 3.5 Características de operación del relé de pérdida de campo.

Durante una caída de la excitación de campo, potencia reactiva fluye del sistema a la máquina. Esto se debe a que la excitación de campo provee la potencia reactiva de la máquina. La potencia activa se mantendrá constante ya que es el primotor el que la provee.

Si el sistema no se desestabiliza ante esta falla, es decir que es lo suficientemente grande para proveer de potencia reactiva al generador este empezará a operar como un generador de inducción. Este generador seguirá proveyendo de la misma potencia activa al sistema como lo hacía antes de la pérdida de excitación. De todas formas las máquinas síncronas no están diseñadas para este tipo de operación. La máquina oscilará y puede hacer perder el sincronismo al sistema.

3.1.7 Consideraciones al Usar Protección Contra Baja

Excitación.

Cada generador tendrá su protección contra la pérdida de campo. Esto se debe a que si este problema afecta a un solo generador de la central, podría afectar a las otras unidades o al sistema de potencia al que está conectado.

Para evitar la mala operación de este relé en su ajuste se debe considerar los dos siguientes factores:

- 1.- Efectos de las oscilaciones estables.
- 2.- Funcionamiento del regulador de voltaje.

Si estos factores no influyen en posibles malas operaciones del relé, entonces con el uso de un relé offset mho será suficiente para la protección del generador en estos casos. El ajusté del relé será efectuado como se lo mostró en la figura 3.5.

En el caso de que los efectos mencionados anteriormente sean de consideración en el caso de los generadores de la central, se hará necesario el uso de dos relés con distintas características. Un relé será ajustado con un diámetro de 1.0 p.u.. Este relé detectará el problema de pérdida de campo en las situaciones de más peligro para el generador. Es decir, en los casos que el generador esté con carga nominal o cercana a ella. Este relé actuará instantáneamente al ocurrir la falla.

Por otra parte se usará otro relé que se ajustará a una característica de operación con un diámetro de circunferencia igual a X_d . Este relé protegerá al generador durante

condiciones menos peligrosas para este; es decir para condiciones de baja carga o vacío. Este caso no necesariamente es de menos cuidado, ya que si bien es cierto no afecta en gran medida al generador, podría afectar al sistema y hacerlo inestable. Este último relé se programa para que actúe con un tiempo de retraso normalmente calculado para que no actúe durante oscilaciones transientes estables y para darle tiempo de operar al regulador de voltaje. El diagrama R-X de las características de operación de este relé se muestran en la figura 3.6.

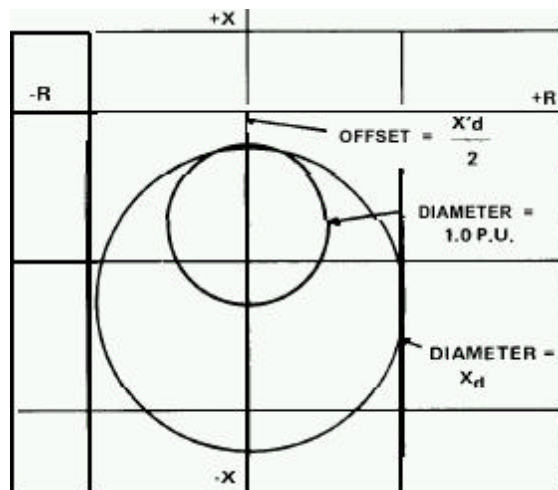


FIGURA 3.6 Característica de protección de baja excitación usando dos relés.

3.1.8 Protección de Sobrevelocidad.

Cuando se le quita carga a un generador, este se acelera. Esta aceleración puede ser muy peligrosa para la máquina, la cual no está diseñada para trabajar a velocidades mayores a la nominal.

El valor de esta aceleración lo dan: La inercia del rotor (PD^2), la carga perdida y la respuesta del gobernador. Por lo general un adecuado funcionamiento del gobernador de la turbina puede evitar este tipo de fallas. Sin embargo se puede agregar un relé de baja frecuencia como respaldo contra este tipo de fallas.

3.1.9 Protección de Respaldo Contra Corrientes de Secuencia Negativa.

Las corrientes desbalanceadas pueden ser peligrosas para el generador. Estas inducen al rotor corrientes con componentes de secuencia negativa y de doble frecuencia, las cuales causan sobrecalentamiento en partes críticas del rotor y por consiguiente su deterioro. Normalmente, estas fallas externas a la máquina son despejadas por los sistemas de protección de la línea de transmisión conectada al generador. Si este no

fuera el caso, es decir que no operen las protecciones de la línea, la máquina debe contar con una protección de respaldo contra este tipo de fallas.

La protección de respaldo contra este tipo de fallas se basa en criterio del calentamiento del rotor, es decir $I_2^2 t$. Este producto también llamado K, en las máquinas acopladas a turbinas hidroeléctricas es igual a 40. Los ajuste de corriente pick up del relé y de tiempo de dial serán dados por las características del generador durante este tipo de fallas. En la figura 3.7 se muestra una comparación del valor I_2^2 (corriente de secuencia negativa) En diferentes tipos de fallas.

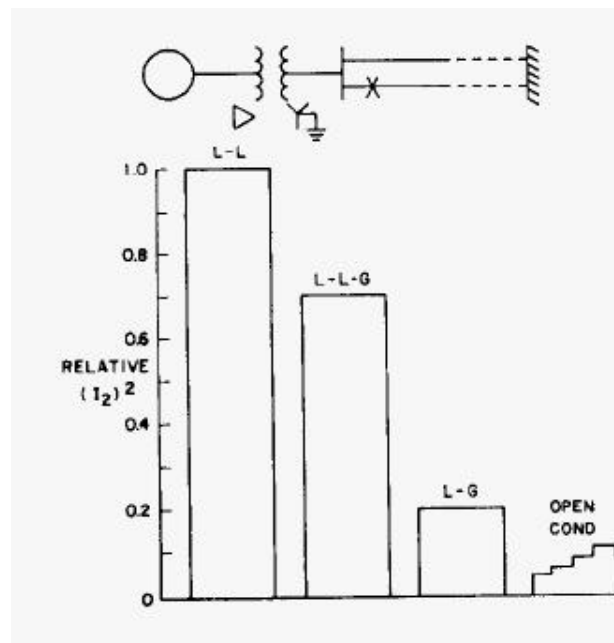


FIGURA 3.7 Comparación de corrientes de secuencia negativa para diferentes tipos de desbalance.

3.1.10 Protección Diferencial del Grupo

Los grupos poseerán protección diferencial totalizadora con CTs en cada fase antes del generador y después del transformador, esto proporciona protección a fallas internas en el grupo, sea esta al transformador, a las barras a 13.8 KV entre generador y transformador y protección de respaldo al generador que es el elemento más sensible y caro.

Por incluir en su zona de protección un transformador, deberá considerarse para la calibración de esta unidad, una restricción a la corriente magnetizante o corriente de INRUSH, la cual se presentará durante los siguientes casos:

- Energizamiento del transformador
- Cambios de taps de transformador
- Ocurrencia de una falla externa
- Cambios en la característica de falla
- Salida de sincronismo del generador

Ya que la corriente INRUSH contiene un porcentaje elevado de componente armónico de segundo orden, este relé reduce su sensibilidad a la corriente INRUSH con la restricción de segunda armónica mas otros parámetros como: alta corriente de Pick up mas un tiempo retraso de retraso equivalente a la duración de la corriente INRUSH para la unidad. Un diagrama unifilar de las protecciones a usarse en la central en cuestión se muestra en la figura 3.8

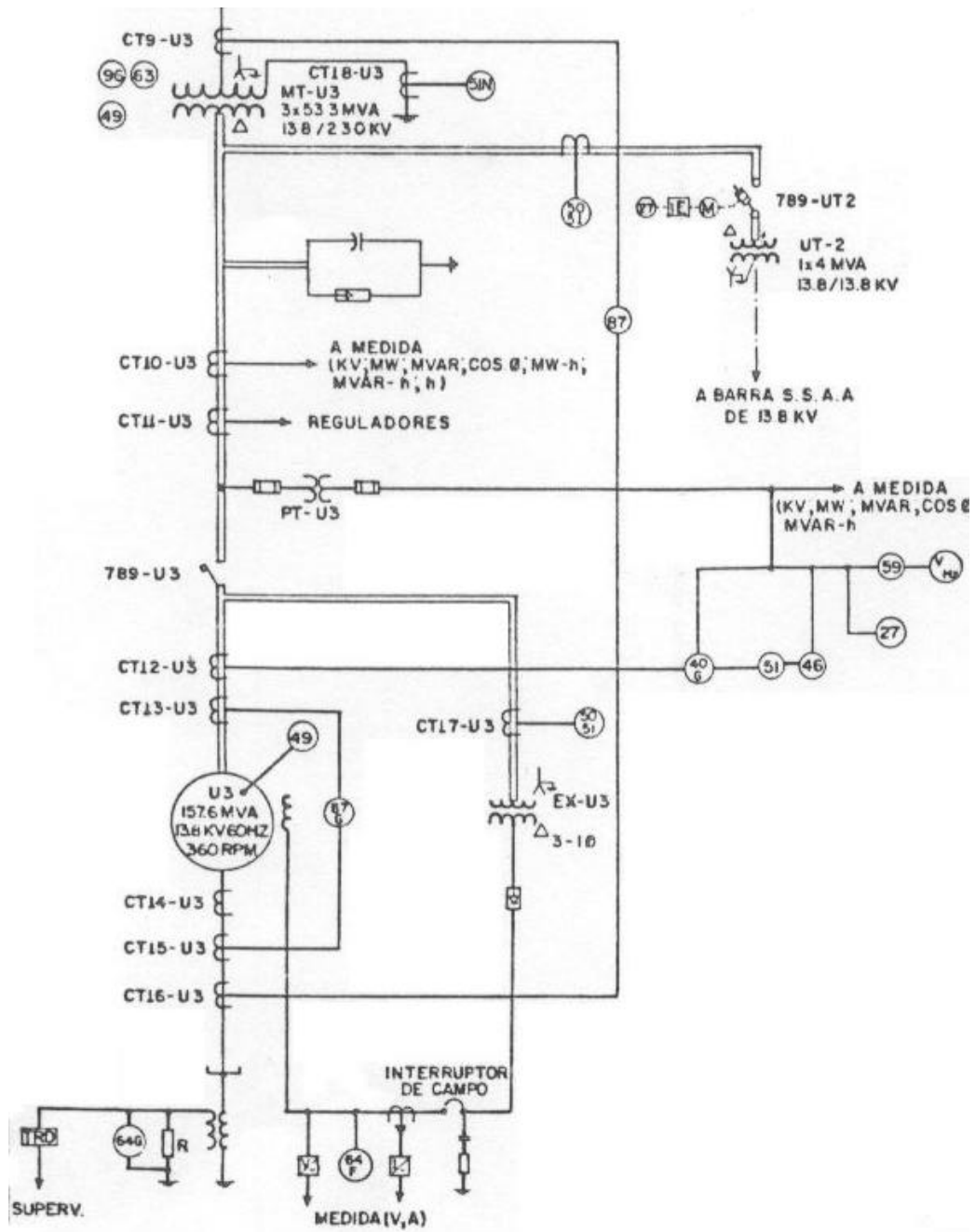


FIGURA 3.8 Diagrama unifilar de protecciones del grupo generador – transformador.

3.1.11 Otras Protecciones al Transformador

Además de la protección diferencial proporcionada por el relé diferencial totalizador, existen otras protecciones específicas para el transformador como son:

- Relé de sobrecorriente a tierra (51 N).
- Relé de sobrecitación (24).
- Relé de sobrepresión Buchholz (63).
- Relé de temperatura (49).

El relé de sobrecorriente a tierra protege al transformador contra fallas desbalanceadas que involucren tierra en el lado de alta sean internas o externas, evitando la circulación de componente de secuencia cero en la delta de baja.

Los transformadores funcionan cerca del codo de la curva de saturación. Esto quiere decir que un ligero incremento del voltaje produce un gran incremento en la corriente de excitación. Esto puede producir daños en el transformador. Además se debe considerar condiciones de baja frecuencia, ya que el campo es inversamente proporcional a la frecuencia. Para proteger el transformador contra este tipo de fallas, se usa un relé de sobrecitación (24). Este relé limita la relación

V / Hz., para ello se usan curvas de tiempo inverso como la que se observa a continuación.

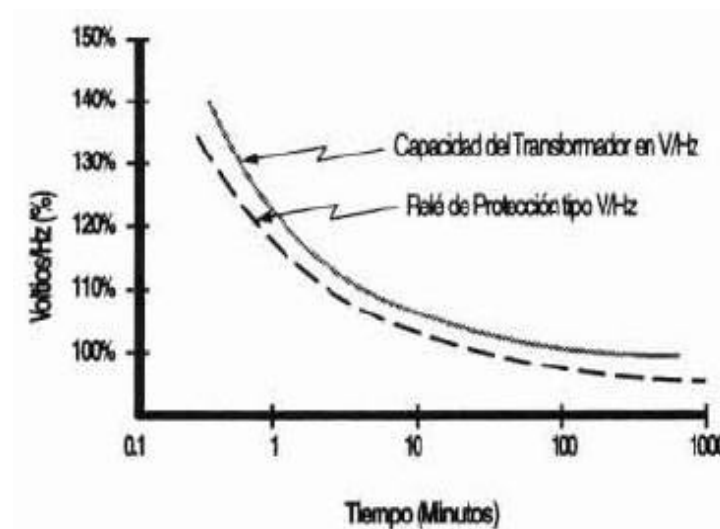


FIGURA 3.9 Curva típica de tiempo inverso en V / Hz del transformador.

El relé de sobrepresión Buchholz es una protección contra fallas internas. Con la aplicación del relé de presión súbita de gas, el transformador puede ser protegido por un simple relé diferencial insensible a la corriente INRUSH, este opera con un aumento súbito en la relación de gas en el transformador. El aumento en la proporción del gas se deberá a cualquier ruptura de dieléctrico con descarga en el aceite

Por ultimo el relé de temperatura que sirve como respaldo a la protección de sobrecorriente del grupo.

3.1.12 Protección de Barras.

Dentro de la subestación se incluye una protección para barras a base de un relé diferencial. El principio básico de operación de estos se muestra en la figura 3.10. En ella se muestra como actúa una protección de barras diferencial ideal (sin saturación en los CTs) ante una falla externa y una interna. Como se puede observar, de acuerdo a la ley de las corrientes de Kirchioff (la suma de las corrientes que entran y salen de un nodo debe ser igual a cero), el relé solo operará en caso de una falla interna.

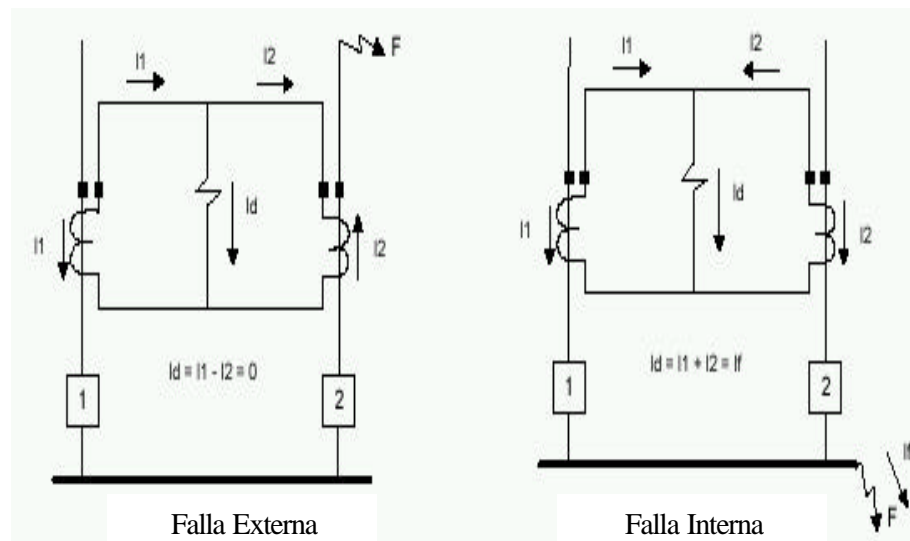


FIGURA 3.10 Sistema diferencial básico.

El mayor problema en este tipo de protección es la posible saturación de los CTs (transformadores de corriente) ante fallas externas. Esto puede ocasionar operaciones indeseables en la protección de barras. Los factores que influyen en la saturación de los CTs son los siguientes:

- La relación de vueltas de los CTs.
- La sección transversal del núcleo de los CTs.
- El burden conectado.
- Presencia de flujo remanente.
- Saturación del flujo en el núcleo de hierro.

Estos efectos deben ser considerados al diseñar este tipo de relés. En este proyecto estos inconvenientes serían subsanados con el uso de relés del tipo digital. En estos el estado de operación o de no operación es decidido por elementos electrónicos ajustados para este fin.

3.2 Parámetros y Protecciones Mecánicas

3.2.1 Vibraciones

Las vibraciones en una unidad de generación son producidas principalmente por: cavitación, excentricidad del eje o desbalance rotórico.

El efecto producido por la implosión del agua de la tubería de presión al ingresar a la turbina que posee una presión muy inferior se le da el nombre de cavitación, este efecto produce además desgaste en los alabes de la turbina por lo que es doblemente considerable en el análisis mecánico.

Se lo minimiza con la inyección de aire presurizado en chorro dirigido en sentido del drenaje de agua turbinada.

La excentricidad es cualquier desviación del eje de la unidad con respecto al eje de giro, se define como la amplitud máxima de la oscilación durante la rotación. Se encuentra limitado por los cojinetes con una holgura menor al 0.25 cm.

Este parámetro tiene un valor máximo dado por el fabricante para distintos valores de frecuencia.

$$e = \frac{Q \cdot 9550}{n}$$

e: Excentricidad (Micrones).

n: Frecuencia de giro (RPM).

Q: Constante dependiente del tipo de maquina giratoria (generadores hidráulicos = 6.3).

De acuerdo a la ecuación anterior se obtiene el valor de excentricidad máximo para el eje del generador considerando que el numero de polos del generador es 20, tenemos:

$$n = \frac{120 \cdot f}{p}$$

n: frecuencia de giro del eje.

f: frecuencia de la onda de corriente.

p: Número de polos de la unidad.

$120 \times 60 / 20 = 360$ RPM . A esta velocidad, el valor de excentricidad aceptable es: $6.3 \times 9550 / 360 = \mathbf{167.12 \text{ Micrones}}$

3.2.2 Protección Mecánica Contra Sobrevelocidad

En el eje del rotor se encuentra acoplado un mecanismo centrífugo de resortes que está calibrado para abrirse lo suficiente a cierta velocidad y accionar una válvula de un sistema oleohidráulico. Este a su vez actúa sobre la válvula de aguja de la turbina.

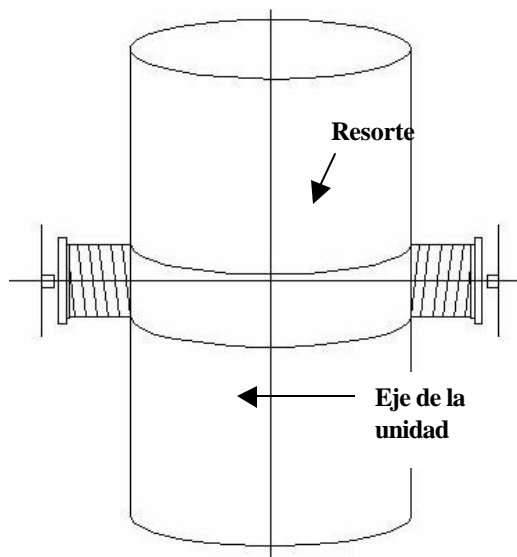


FIGURA 3.11 Sensor mecánico de Sobrevelocidad.

Para frenar la unidad en caso de emergencia o por necesidad de maniobra, se utiliza el sistema de freno de disco. Un disco

concéntrico al eje y sujeto a este es frenado a través de zapatas que lo comprimen.

Este sistema sirve de respaldo al relé de baja frecuencia, que de manera indirecta detecta sobrevelocidad.

3.2.3 Protección Contra Sobre calentamiento

El sobre calentamiento del estator es causado por sobrecarga o por falla en el sistema de enfriamiento. Las corrientes ocasionadas por laminaciones cortocircuitadas son muy localizadas y debe ser detectadas antes de que causen serios daños.

La practica dicta colocar resistencias sensible a la temperatura de la bobina o termocupla en las ranuras con el devanado del estator y en diferentes sitios del devanado.

Dispositivos adicionales podrán monitorear el sistema de refrigeración quienes podrán dar una alarma previa al recalentamiento del estator.

La figura siguiente muestra la forma del equipo del relé usando un Puente Wheatstone y un relé direccional.

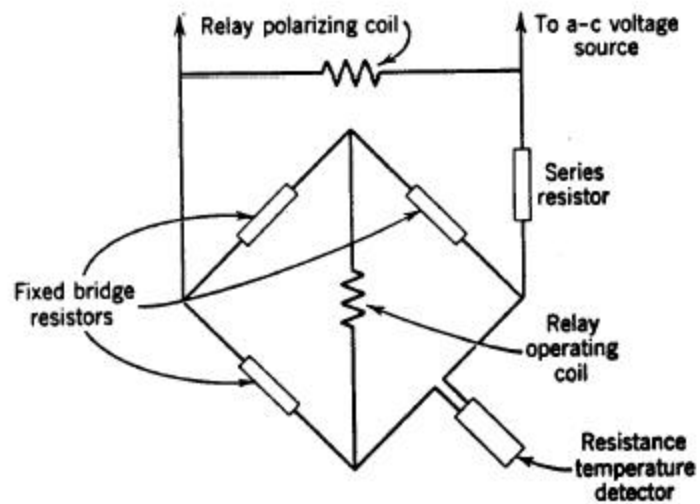


FIGURA 3.12 Puente Wheatstone.

Por lo inicialmente dicho, esta protección también sirve de respaldo al relé de sobrecarga.

3.3 Equipos Auxiliares Eléctricos

3.3.1 Generalidades

Se ha previsto en la central dos unidades de la primera etapa equipadas cada una con un transformador para servicios auxiliares de 4000 kVA. Esta capacidad es suficiente para alimentar todos los servicios de la central, del edificio de control, de las obras periféricas y de los campamentos, con las características mencionadas a continuación:

- Potencia nominal [kVA] 4000
- Relación [KV / KV] 13.8 / 13.8
- Cambiador de tomas bajo carga [%] +15 - 5
- Impedancia [%] 10
- Grupo de conexión YnD1

Además se ha previsto instalar un grupo Pelton y un generador diesel de 1250 KVA, suficiente para alimentar los servicios de la central y del edificio de control. Dicho grupo se instalará en la primera etapa y podrá tomar agua de cualquiera de las tuberías (aproximadamente 190 l / s).

Una barra auxiliar de 13.8 KV en la casa de maquinas alimentará, con dos ternas separadas, una barra análoga en el edificio de control. De ahí saldrán dos líneas aéreas de 13.8 KV que forman un anillo conectando todas las obras periféricas y los campamentos.

En cada una de las obras periféricas se instalará un generador diesel de emergencia de capacidad suficiente para asegurar la alimentación de los servicios propios. Dichas instalaciones permitirán asegurar la alimentación para los siguientes casos:

a) El arranque en la planta desde condición de parada completa, es posible:

- Con cualquier numero de unidades en mantenimiento, pero con las barras a 230 KV energizadas.
- Con las barras de 230 KV fuera de servicio, con cualquier numero de unidades en mantenimiento y con uno de los túneles de conducción fuera de servicio.

b) La operación de los auxiliares en las obras periféricas y en el edificio de control es posible:

- Desde la central, con una falla en cualquiera de los cables o de la línea de 13.8 KV.
- Con su propio generador diesel en el caso de que ambos cables o ambas líneas queden fuera de servicio.

3.3.2 Servicios de Potencia de 13.8 KV y 480V

a) Esquema de alimentación

El esquema unifilar de los servicios de 13.8 KV y de 480 V de la central y de las obras periféricas se pueden apreciar en el anexo E.

La alimentación normal de los servicios se derivará de la red de alta tensión. Para este efecto se hará una derivación del ducto de barras de dos generadores de la central.

b) Servicios auxiliares en la casa de máquinas

Para la alimentación de los servicios auxiliares en casa de maquinas, se ha previsto básicamente un sistema de barras a 13.8 KV en cubículos metálicos, seleccionadas y alimentadas

cada sección por un transformador de 4000 kVA, de aislamiento en aceite, relación de 13.8 / 13.8 KV, conexión delta-estrella.

Se ha hecho un calculo de la potencia necesaria para los servicios auxiliares asumiendo el mayor numero de servicios que podrían utilizarse y cuya definición deberá realizarse en la siguiente fase del estudio. La demanda diversificada total asciende a 3013 kVA, por lo cual se ha escogido un transformador de 4000 kVA.

Los transformadores serán equipados con cambiador de tomas bajo carga, para mantener el voltaje del sistema auxiliar al valor nominal, a pesar de las variaciones del voltaje de generación que se requieren por razones de regulación de las barras de 230 KV de Quito.

Los dos transformadores estarán energizados a la vez, así como ambas secciones del sistema de barras. Las secciones de barra se conectaran entre si mediante un interruptor de acople, en caso de falla de una de las alimentaciones.

Los transformadores de 4000 kVA son instalados en cada extremo de la galería de transformadores, conectados al ducto de barras de las unidades 1 y 3, por medio de seccionadores bajo carga con fusibles para protección de los mismos contra fallas internas y para aislar los transformadores del resto del sistema.

Del lado secundario saldrán cables aislados tipo seco de 13.8 kV, equipados con interruptores de potencia en aire, tipo extraíble.

De estos cubículos saldrán cuatro cables trifásicos, dos hacia el edificio de control y dos hacia los transformadores de servicios auxiliares de 2000 kVA cada uno, tipo seco, de 13.8 / 0.48 KV.

La barra de 480 V también estará constituida por cubículos metálicos tipo extraíble y será seccionada para recibir alimentación independiente de cada uno de los transformadores de 2000 KVA, los cuales serán capaces de absorber la carga total.

De cada una de las dos secciones de 480 V se derivan alimentadores trifásicos para los centros de carga de cada unidad, de modo que cada uno de estos tendrá dos

alimentaciones alternativas, ínter bloqueadas entre si. Igual esquema alternativo tendrá la barra de 480 V de servicios generales.

De la barra de 480 V de servicios generales se derivarán las alimentadoras a las bombas y otros servicios específicos y dos cables para dos transformadores tipo seco de 225 KVA, relación 480 / 220 V, instalados en el piso de generadores para servicio de la barra 220 / 127 V, con doble alimentación alternativas y también con el esquema de barra seccionada.

Como tercera opción en caso de falla general de los transformadores, o en caso de parada completa de la planta y de las líneas de 230 KV, las barras del centro de potencia de 480 V se energizarán mediante el aporte del mencionado grupo hidráulico de 1250 kVA.

En cuanto se refiere a los servicios auxiliares de corriente continua a 125 V, se ha previsto un tablero que recibe doble alimentación desde el tablero de 480 V a través de dos cargadores de baterías, ínter bloqueados entre si y con la alimentación de un banco de baterías de 125 Vcc. De este tablero

general saldrán alimentadores expresos a paneles de 125 Vcc de cada unidad a la sala de control y a la S/E en SF6, así como también alimentadoras a dos inversores 125 Vcc / 220 Vca para servicio de los sistemas electrónicos y SCADA.

Con el esquema de dos cargadores y una batería es posible la carga rápida de la batería y la alimentación normal de los servicios al mismo tiempo; un dispositivo de conmutación automática permite mantener sin interrupciones la alimentación de los servicios en caso de falla en uno o ambos cargadores, aunque sea en condiciones de carga rápida.

De modo semejante a lo descrito, para el sistema de 125 Vcc, existirá un tablero general de 48 Vcc que recibirá alimentación a través de dos cargadores y un banco de baterías de 48 Vcc.

c) Servicios auxiliares del edificio de control

El esquema de servicios en edificio de control (sea en 13.8 KV como en 480 V, 240 V y corriente continua es análogo al de la casa de maquinas y difiere solo por la potencia de los transformadores que está ajustada a las diferentes necesidades.

En relación al sistema de emergencia, se ha previsto un grupo diesel, ubicado en un pequeño edificio de control y a los pórticos de salida, con potencia nominal de 250 KVA en 480 V que suministrará energía a los servicios del edificio de control en caso de falla y que puede también alimentar los servicios de alumbrado y ventilación en casa de maquinas en caso de falla total.

d) Obras exteriores

En forma general, el embalse compensador, bocatoma, teleférico y los campamentos San Rafael y Codo, recibirán energía a 13.8 KV mediante líneas aéreas que parten del edificio de control.

En los campamentos únicamente se tendrán líneas radiales que alimentarán centros de transformación trifásicos a 13800 / 220 / 127 V. En cambio las obras periféricas serán alimentadas en anillos, operando abierto, con posibilidad de alimentación alternativa en cualquiera de las dos direcciones.

En el embalse y en la bocatoma se tendrán transformadores de 13800 / 480 V, 150 y 200 KVA respectivamente y

transformadores de 480 / 220-127 V y 15 KVA. En estos casos las barras de 480 y 220 V serán sin seccionamiento.

También se ha previsto, en el embalse compensador y en la bocatoma, una alimentación de emergencia, con generadores diesel de 100 y 150 KVA respectivamente, para el caso de falla completa del sistema de distribución.

3.4 Equipos Auxiliares Mecánicos

La casa de maquinas estará ubicada en caverna. El desarrollo del proyecto es dividido en dos etapas. En la primera etapa son instaladas 3 unidades y se prevé la respectiva área de montaje que servirá también para la segunda etapa.

En la primera etapa serán instalados todos los sistemas auxiliares individuales de unidad y la parte correspondiente a los equipos centralizados. El sistema de drenaje completo y el grupo auxiliar de emergencia serán instalados en primera etapa.

3.4.1 Sistemas de Agua para Enfriamiento

Cada unidad es equipada con un circuito independiente de enfriamiento. El sistema será diseñado para el generador eléctrico, los transformadores principales de alto voltaje, los cojinetes de guía y de empuje y el tanque de aceite del grupo de bombeo del regulador de velocidad de la turbina.

Las pérdidas totales a ser disipadas fueron estimadas por analogías con plantas semejantes. Una evaluación aproximada,

que considera solamente los elementos principales puede también ser hecha de la siguiente forma:

Generador eléctrico:

Eficiencia a plena carga	98.6 %
Perdidas	1.4 %
Potencia a disipar $144000 \cdot 0.014$	2016 KW

Transformadores:

Coefficiente de disipación	$15 \text{ W} / \text{m}^2 \text{ } ^\circ \text{C}$
Diferencial de temperatura	$50 \text{ } ^\circ \text{C}$
Área de disipación de un transformador	70 m^2
Calor disipado por convección	157.5 KW
Eficiencia a plena carga	99.3 %
Perdidas	0.7 %
Potencia a disipar 144000×0.007	1008 KW
Potencia a disipar con intercambiadores $1008 - 157.5$	850.5 KW

Cojinete de empuje:

Capacidad de carga estimada	300 ton
Coefficiente de fricción	0.004
Diámetro medio	1500 mm
Perdidas $300000 \cdot 0.75 \cdot 0.004 \cdot 360 \cdot 2 / (60 \cdot 1029)$	333 KW

Capacidad total de enfriamiento:

$2016 + 850.5 + 333$	3199.5 KW
----------------------	-----------

Está previsto un circuito de tipo cerrado con intercambiadores agua-agua instalados en el canal de descarga aguas arriba de los tabloneros de mantenimiento. El sistema tiene un tanque compensador superior, utilizado también para reposición de las pérdidas, y dos bombas de circulación por cada grupo.

La capacidad estimada de enfriamiento para cada unidad es de 3200 KW a la cual corresponde un caudal máximo previsto del agua de 200 l / s en las condiciones más desfavorables, asumiendo una temperatura máxima de 20 °C para el agua de enfriamiento en el canal de descarga y una temperatura de 70 °C para el aceite de los cojinetes.

3.4.2 Sistema de Agua Potable

Está previsto en la central un sistema de potabilización de agua. La función principal será de suministrar agua potable para el personal de operación de la central; será del tipo “package” y estará formado por un tanque de separación y clorificación, unidad de esterilización y filtraje, sistema de desclarificación y cloración, con sus respectivas bombas, filtros y tanque de almacenamiento del agua limpia. La capacidad nominal de tratamiento será de 40 l / min.

3.4.3 Sistema de aire comprimido

Están presentes dos sistemas de aire comprimido: Uno individual para cada unidad del sistema de regulación y otro centralizado para los servicios generales de la central.

El sistema individual será constituido por un compresor de aire tipo volumétrico, operado por motor eléctrico y un tanque de alimentación y compensación. La presión nominal del sistema será de 80 Kg / cm².

El sistema centralizado estará formado por dos compresores de tipo volumétrico, uno principal y el otro de reserva, operados por motores eléctricos y un tanque equilibrador. La presión nominal de operación de este sistema será de 15 kg / cm².

El sistema centralizado, además de algunas tomas para utensilios mecánicos, alimentará el sistema de frenado, los tanques aire-agua y los detectores del sistema contra incendio, y el tanque de agua doméstica.

Este sistema también servirá para presurizar el tanque donde se encuentra el aceite de los cojinetes durante el arranque o parada de las unidades, mientras la velocidad de giro sea inferior al 30% de la velocidad de sincronismo con la intención de formar una película de aceite entre las superficies cojinete-eje en contacto, película que a mayor velocidad se forma sin necesidad de presión aplicada.

3.4.4 Sistema de Bombeo

El sistema de bombeo de aceite servirá a todos los mecanismos óleo - dinámicos como accionamientos de válvula aguja, válvula

mariposa y otros servomecanismos. Un ejemplo es el mostrado en la figura 3.13.

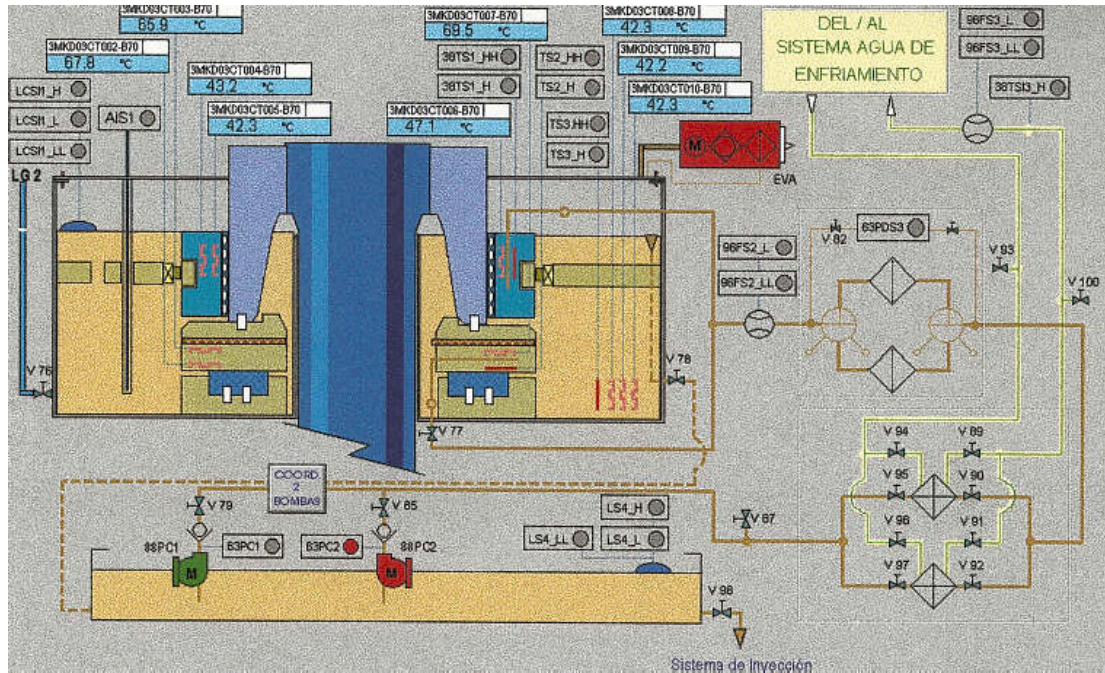


FIGURA 3.13 Sistema de bombeo¹.

3.4.5 Sistema de Circulación de Aceite Cojinetes

El aceite de los cojinetes deberá poseer un riguroso control de pureza y viscosidad, dado el delicado trabajo y pesado esfuerzo al que se encuentra sometido.

¹ Tomado del sistema de control de la central hidroeléctrica Marcel Laniado.

Para esto se tomará el aceite de los niveles superiores de la cámara para ser filtrado, enfriado por agua y luego ser devuelto a la cámara de los cojinetes por su parte inferior. Ver figura 3.14.

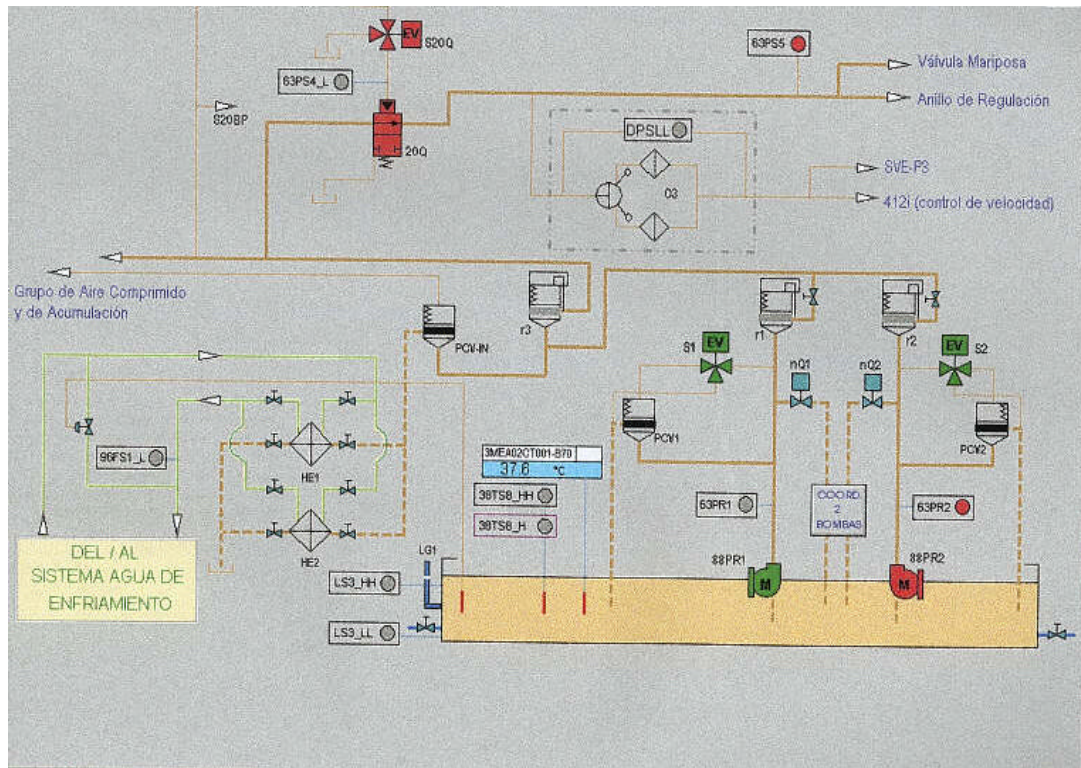


FIGURA 3.14 Sistema de circulación de aceite de cojinetes¹.

3.4.6 Sistema contra incendios

Los generadores eléctricos estarán protegidos por un sistema de CO₂. Cada grupo de las tres máquinas estará protegido por un

¹ Tomado del sistema de control de la central hidroeléctrica Marcel Laniado.

conjunto de botellas que tienen capacidad suficiente para la extinción de un incendio.

Las botellas serán divididas en descarga inicial y de mantenimiento. La descarga será automática, controlada por sensores de temperatura y manual desde un panel local de control.

Los transformadores serán protegidos por un sistema que utiliza agua cuya descarga será del tipo "diluvio". El sistema tendrá capacidad suficiente para extinguir el incendio de un conjunto de tres transformadores monofásicos de unidad.

El sistema estará formado por tres acumuladores de presión aire - agua, conteniendo aproximadamente 2 / 3 de agua y 1 / 3 de aire. La presión mínima de operación será de 5 kg / cm².

El volumen útil total de agua será aproximadamente de 60 m³ y corresponderá a una descarga de 10 l / min x m² por 20 min. sobre toda el área protegida. El sistema de detección y disparo de los inyectores será alimentado por aire comprimido.

3.4.7 Sistema de Ventilación y Aire Acondicionado

Para el interior de la caverna se ha previsto solamente un sistema de circulación y extracción de aire. La sala de control local y los lugares donde existen equipos eléctricos y electrónicos poseerán aire acondicionado tipo “paquete”.

El sistema de circulación de aire estará compuesto por 6 ventiladores (cuatro en la primera etapa y dos en la segunda) de tipo centrífugo, operados por motores eléctricos. La capacidad total fue estimada considerando 4 intercambios / hora del volumen para las áreas mas frecuentadas y 2 intercambios / hora para las áreas menos frecuentadas de la casa de maquinas y galería de los transformadores.

En la galería de cables serán instalados ventiladores que sirven para el enfriamiento de los cables y aspiradores del aire de la casa de la casa de maquinas.

3.4.8 Sistema de Drenaje

El sistema de drenaje estará formado por 6 bombas que aspiran de la fosa de drenaje ubicada en el punto mas bajo de la casa de

maquinas y permite llevar el agua de drenaje en presión hacia el río. Tres de las bombas son del tipo sumergible para garantizar contra los riesgos de inundación parcial de los pisos más bajos.

Las bombas tienen una capacidad nominal de 40 l / s, el pozo de drenaje tendrá una capacidad útil de aproximadamente 120 m³.

Cabe anotar que en este proyecto los niveles del agua en los pozos bajo las turbinas no serán independientes de aquellos del río, por lo menos con caudales altos de este último.

3.4.9 Grupo Auxiliar de Emergencia

Para casos de emergencia será instalado un grupo hidráulico. La turbina será de tipo Pelton horizontal de un chorro acoplada a un generador síncrono.

Las características nominales de la unidad serán las siguientes:

Turbina

Caída [m]	609
Potencia [KW]	1000

Revoluciones [rpm]	1800
Caudal [l / s]	190

Generador

Tipo	Síncrono trifásico
Potencia aparente [KVA]	1200
Factor de potencia	0.85
Nº de polos	4
Velocidad de embalamiento	3240

La potencia fue determinada de forma tal que permita el arranque de una maquina. La turbina será inicialmente alimentada a través de una derivación en una de las unidades de la primera etapa.

CAPÍTULO 4

4. Análisis Económico

El objetivo de este capítulo, dentro del objetivo general de este trabajo, es mostrar la metodología y los rubros implicados para la obtención de costos. Para esto se utilizan valores aproximados ya sea por analogías o experiencias varias.

Previo a tratar el análisis económico se realizará una descripción del mercado eléctrico actual. Su objetivo es justificar que la energía y potencia generadas en la central en cuestión, al momento del ingreso de la misma al sistema, puede ser vendida a una rentabilidad razonable. Esto es particularmente importante para la obtención del financiamiento.

Se realizará una comparación entre: los valores de demanda proyectada para la fecha de inicio de entrada en operación y la oferta de generación esperada para entonces (hidráulica y térmica).

4.1 El mercado.

Los próximos puntos a tratar tiene por objetivo, establecer un breve análisis del producto o potencia-energía con respecto a las demás centrales de generación existentes y las que se encuentren en el Plan Maestro de Electrificación Nacional.

Todos los datos utilizados en este capítulo están actualizados hasta diciembre del 2002 y provienen de fuentes oficiales como se establece en sus respectivas referencias.

4.2 Demanda del producto.

La demanda de potencia y energía de una central de generación es establecida por un dinámico mercado, a través de contratos Spot o por contratos a plazo. En ambos casos, la demanda del producto dependerá de la competitividad de la central (precio de la energía de esta en relación con las demás centrales conectadas) y la demanda total conectada al sistema. Analizaremos por tanto ambos parámetros.

4.2.1 Demanda total conectada al sistema

Como variable extensiva, la demanda eléctrica nacional determinará los requerimientos eléctricos del país y podría

ajustar los resultados del análisis de competitividad. Es decir, a mayor cantidad de demanda insatisfecha o menor cantidad de oferta hidroeléctrica, mayor elasticidad en el precio de la energía. En el caso contrario, el precio será estrechamente impuesto por el mercado y determinará exclusivamente la demanda de la energía.

De acuerdo a los objetivos establecidos, es necesario el conocimiento de la demanda proyectada al momento de la entrada en operación de la central. Para este fin se tomará como datos la proyección de demanda publicada por el CONELEC (Plan maestro), que a continuación se muestra.

TABLA XII

Proyección del consumo de energía eléctrica (Gwh)

AÑO	RESIDEN- CIAL	COMER- CIAL	INDUS- TRIAL	AL. PUB Y OTROS	TOTAL CONSUM O
2002	3 026	1 444	2 452	1 606	8 528
2003	3 293	1 568	2 712	1 674	9 247
2004	3 590	1 710	3 047	1 755	10 102
2005	3 816	1 821	3 338	1 815	10 790
2006	4 020	1 921	3 626	1 863	11 430
2007	4 210	2 019	3 930	1 910	12 069
2008	4 396	2 118	4 240	1 951	12 705
2009	4 582	2 215	4 556	1 990	13 343
2010	4 769	2 310	4 885	2 027	13 991
2011	4 961	2 407	5 227	2 062	14 657
	33,8 %	16,4 %	35,7 %	14,1 %	100 %
Crecim. 02-11	5,6 %	5,8 %	8,8 %	2,8 %	6,2 %

TABLA XIII

Proyección de la demanda anual en bornes de generador

AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (Mw)			DEMANDA DE ENERGÍA (Gwh)		
	MENOR	MEDIO	MAYOR	MENOR	MEDIO	MAYOR
2002	2 045	2 065	2 086	11 110	11 238	11 365
2003	2 094	2 131	2 174	11 409	11 655	11 909
2004	2 190	2 248	2 310	11 977	12 357	12 746
2005	2 275	2 354	2 440	12 483	13 011	13 544
2006	2 359	2 463	2 574	12 994	13 682	14 373
2007	2 445	2 576	2 714	13 505	14 366	15 229
2008	2 530	2 690	2 858	14 013	15 062	16 111
2009	2 614	2 804	3 004	14 518	15 770	17 018
2010	2 697	2 920	3 154	15 025	16 494	17 957
2011	2 781	3 039	3 309	15 543	17 241	18 935
Crecim. 2002-2011	3,5 %	4,4 %	5,3 %	3,8 %	4,9 %	5,8 %

Se estimará previamente la entrada en operación de la central en el menor tiempo posible, ya que con esto se contribuiría a la disminución del costo de la energía eléctrica en el país.

4.2.2 Demanda para posibles contratos a plazo.

La energía a generar por la central permanece casi constante (ocurrencia del 80 %) por lo cual, se puede garantizar la producción de una energía base. Esta energía servirá de referencia, al momento de realizar los contratos a largo plazo con grandes consumidores y distribuidores. La capacidad para generar energía de este proyecto es competitiva con respecto a las demás centrales.

Las compañías calificadas actualmente como grandes consumidores se muestran en el Apéndice D.

4.3 Oferta a nivel nacional.

4.3.1 Sistema de generación existente.

El parque generador actual, constituido por las empresas de generación que se encuentran o no conectadas al SNI, conforman una potencia instalada nacional de 3860.0 Mw que corresponde a 1748.6 Mw por las centrales hidroeléctricas y 2111.5 Mw por las termoeléctricas.

La oferta hidráulica esta constituida principalmente por las cuatro grandes centrales: Hidropaute (1075 Mw) que es la mayor de todas, seguida por Hidronación (213 Mw), Hidroagoyán (156 Mw) e Hidropucará (76 Mw).

Durante 1999, la producción de Hidropaute fue de 4865.43 Gwh, Hidronación 547.41 Gwh e Hidroagoyán 1022.21 Gwh.

La pequeña capacidad del Embalse Amaluzza de Hidropaute (81.5 Gwh) hace que sea considerada como con regulación semanal.

El cuadro siguiente muestra la estructura del parque generador existente en el país en función del tipo de central

TABLA XIV
Potencia instalada y efectiva de centrales de generación HIDRÁULICA a diciembre del 2002¹

Tipo de Empresa	Empresa	Instalada (MW)	Efectiva (MW)
	ELECAUSTRO	38,40	38,40
	EX – INECEL	0,35	0,28
	HIDROAGOYÁN	156,00	156,00
	HIDRONACIÓN	213,00	213,00
	HIDROPAUTE	1.075,00	1.075,00
	HIDROPUCARÁ	76,00	74,00
Total Generadora		1.558,75	1.556,68
	AMBATO	4,18	2,94
	BOLÍVAR	1,79	1,55
	CENTRO SUR	0,56	0,36
	COTOPAXI	12,16	10,90
	NORTE	14,90	13,77
	QUITO	96,90	90,98
	RIOBAMBA	14,51	13,30
	SUCUMBÍOS	0,40	0,20
	SUR	2,64	2,60
Total Distribuidora		148,02	136,60
Total general		1.706,77	1.693,28

¹ Datos Obtenidos de pagina oficial del CONELEC www.conelec.org.ec archivo "Estadísticas 2000.exe "

4.3.2 Oferta futura

La oferta futura esta orientada a satisfacer los crecimientos de la demanda, en este caso, de la demanda eléctrica del Ecuador. De las características actuales del sistema nacional y la proyección de oferta presentada por el plan maestro de electrificación, se observa que el equipamiento a mediano y largo plazo será realizado con centrales hidroeléctricas y térmicas en similares proporciones de capacidad de generación. Esto mantendría las características que el actual sistema posee.

4.3.3 Proyectos hidroeléctricos

Dentro del plan maestro se incluyen pocos proyectos hidroeléctricos. Esto se debe a que la mayoría de proyectos que constan en el catálogo del exINECEL no han sido contratados aún. La fecha para la construcción de estos es indefinida.

Los plazos para la construcción de las centrales hidroeléctricas toman algunos años. Por causa de eso, los contratos deben ser firmados en promedio 5 años antes de la entrada en operación del proyecto. Este plazo podría ser

considerado una desventaja, pero debido a la alta rentabilidad y al hecho de que esta energía renovable no contamina, deberían priorizarse la contratación de este tipo de centrales por parte del CONELEC.

Existen al momento tres proyectos de generación hidroeléctrica de acuerdo al último informe del CONELEC, que a continuación se mencionan:

“El proyecto hidroeléctrico San Francisco, con una potencia de 230 Mw y una producción promedio de energía anual de 1,430 Gwh, el CONELEC firmó el contrato de concesión con la empresa Hidropastaza S.A. Se estima que podría operar en el 2006.

La concesión del proyecto hidroeléctrico Paute - Mazar, fue licitada por el Ex - Incel y se espera la firma del contrato de concesión para el año 2003, por lo que podría funcionar en el año 2007. La central tendría 180 MW y podría producir una energía media de 744 GWh/año; pero adicionalmente afirmará la generación en la Central Paute - Molino, ubicada aguas abajo; y, retendrá buena parte de los sedimentos que actualmente llegan al embalse de esta central. En caso de no concretarse esa concesión, el Directorio del CONELEC analizará la conveniencia de mantener ese proyecto en el Plan.

El H. Consejo Provincial de Pichincha, tiene a su cargo la concesión del proyecto Pilatón - Toachi, que tendría una potencia de 190 MW y una generación media anual de 1.075 GWh. Aún no se concreta la fecha para la firma del contrato de concesión.”¹

¹ Plan maestro de electrificación 2002-2011

Además se encuentran en construcción las centrales Loreto (1,8 MW) y Sibimbe (18 MW); las cuales operarían en los años 2003 y 2004, respectivamente.

4.3.4 Proyectos termoeléctricos

El incremento de la demanda nacional puede ser abastecido también por centrales térmicas que consuman búnker C, diesel, gas natural o petróleo pesado, siempre y cuando, además de su determinación económica se preserve el medio ambiente.

Los principales tipos de centrales térmicas consumen petróleo residual, búnker C o diesel.

Existen al momento, algunas centrales en proceso de construcción o concesión que son: Termoriente con 270 Mw que utiliza combustible residual pesado de la zona de Shushufindi (firmó contrato de concesión) se estima que podría operar en los últimos días del 2004. La central Machala Power, ubicada en el sector de Bajo Alto, que usa el gas que está por explotarse en el Golfo de Guayaquil y que ya esta construida y operando en su primera etapa.

4.3.5 Proyección de reserva de energía

La central podría entrar en funcionamiento aproximadamente en el 2010 de acuerdo a la proyección de demanda de este capítulo y a la proyección de reserva de energía del país.

Un justificativo para esta fecha se encuentra en el gráfico siguiente donde se muestra la reserva de energía como un balance entre oferta y demanda, donde todos los puntos que caen por debajo de la línea corresponden a periodos durante los que existirá déficit de energía.

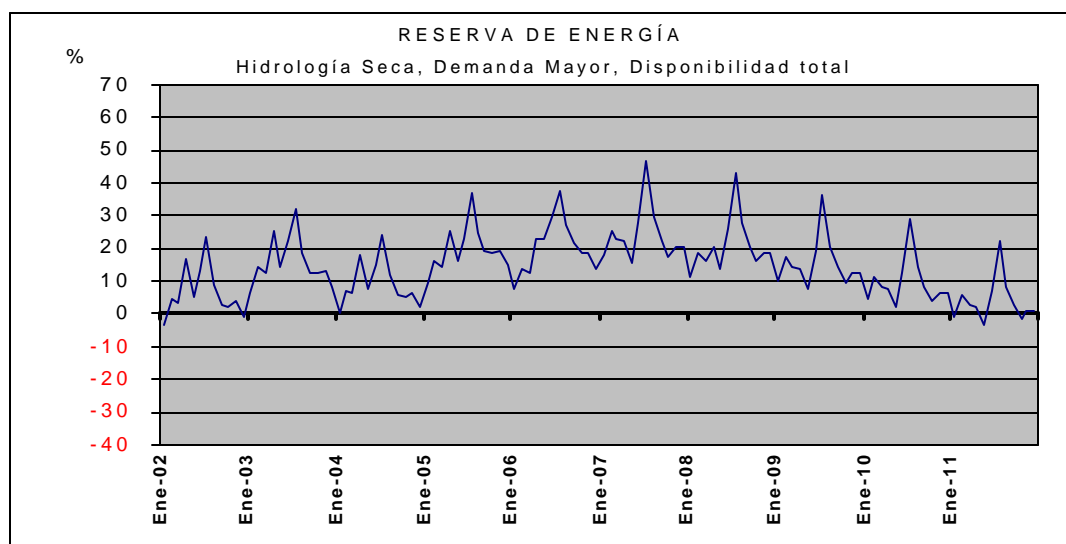


FIGURA 4.1. Proyección de reserva de energía 2002-2011.

Este gráfico fue emitido por el CONELEC en su Plan Maestro Nacional de Electrificación del 2002. Junto a este gráfico se

encontraban otros correspondientes a otros posibles escenarios. Se eligió este por ser el que aparentemente se acerca más de acuerdo a los acontecimientos que se han venido dando en el transcurso del 2002 (Hidrología seca, crecimiento sostenible de demanda).

En el gráfico no se considera la actual inclusión de la interconexión con Colombia al no ser una fuente local de generación. Por tanto se la consideraría únicamente como emergente.

Puede observarse que para los primeros meses del 2002 como para algunos meses del 2010 aparecería déficit de energía, estos irían en aumento desde el 2010 en adelante.

La inclusión de la central en operación para esta fecha no solo cubriría holgadamente el déficit sino que además mejoraría el precio de la energía y la confiabilidad y estabilidad del sistema.

a. Identificación de periodos críticos

Los costos de operación del sistema normalmente son determinados por los periodos de bajas hidrologías, más aún en las presas de paso (que no poseen reservorio de gran capacidad de almacenamiento). Por tanto se debe identificar

los periodos de secuencias hidrológicas más bajas, incluyendo los meses de afluencias más altas que no sean suficientes para recuperar el almacenamiento del sistema.

En el Ecuador, existen dos subsistemas hidrológicos claramente definidos: el conjunto de cuencas que desembocan en el océano Pacífico y las que desembocan en el río Amazonas.

Las dos son complementarias entre sí, como se puede observar en la figura 4.2. El eje de las abcisas representa los meses del año y el de las ordenadas muestra los valores de caudal en por unidad con base al caudal medio de la vertiente este.

La central posee un factor de planta de 0.8 obtenido por la subutilización del recurso hidroeléctrico (caudal del río Coca).

CAUDAL p.u

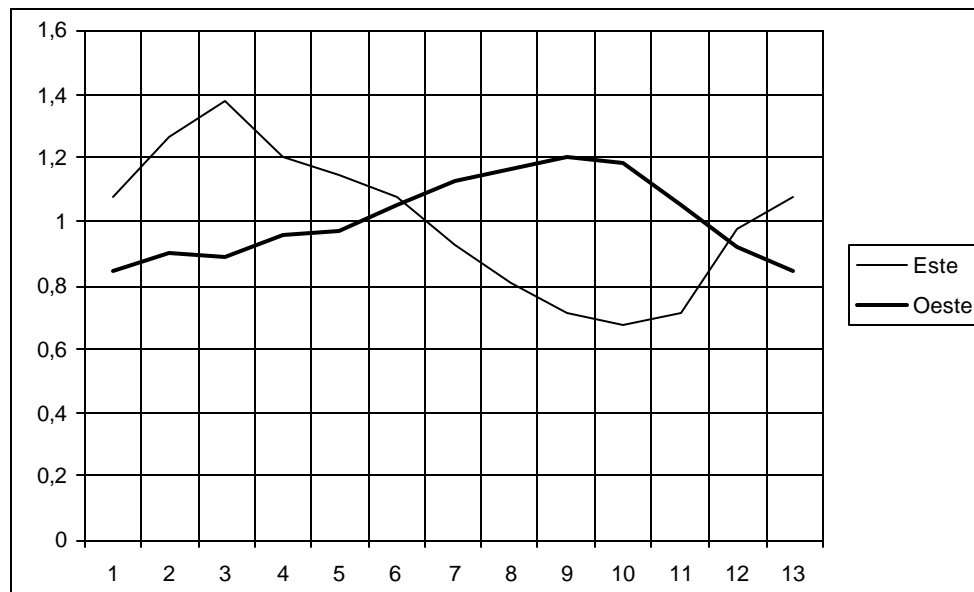


FIGURA 4.2 Variación estacional de las vertientes en el Ecuador¹

Debido a este elevado factor de planta, la hidrología no marca diferencias, en capacidad, que puedan considerarse significativas. Sin embargo, durante los meses de enero febrero y marzo podría alcanzarse pequeños periodos (de unos pocos días) en que la central no podría generar a su capacidad nominal. Económicamente, esto no representa una desventaja ya que durante estos meses la energía resulta mejor valorada que en el resto del año.

¹ Fuente: Oferta de energía eléctrica – Sector eléctrico ecuatoriano. INECEL

4.4 Costos totales de construcción del proyecto.

En la determinación de los costos y de los presupuestos se han expresado todos sus componentes en dólares americanos.

4.4.1 Obras civiles

a. Análisis de los precios unitarios directos.

El análisis de precios unitarios directos se realiza desglosando cada rubro en sus componentes de mano de obra, materiales y equipo.

Los costos de “mano de obra”, incluyen todos los gastos de ley, beneficios, vacaciones, porcentaje de días perdidos. Estos costos se dividen en dos grupos según si el personal desempeña sus labores a cielo abierto o en subterráneo.

Para los costos de los materiales, que incluyen también la incidencia del transporte y manejo hasta el sitio de la obra, se pueden encontrar en el “archivo de datos de costos de materiales” del exINECEL (enero 1991)¹.

¹ En el presente trabajo se hizo una actualización de los datos de este archivo. El procedimiento de actualización se describe en el Anexo C.

También los costos horarios del equipo se pueden obtener de las tablas de “costo horario del equipo mecanizado” de exINECEL (enero de 1991). En estas tablas los costos se subdividen en sus componentes de “costos de propiedad”, que incluye la amortización del valor de adquisición, los intereses, los seguros, etc., y de “costo de operaciones” que incluye los combustibles y los gastos de mantenimiento.

El precio unitario de cada rubro se ha obtenido combinando los costos de mano de obra, materiales y de equipo.

b. Precios unitarios totales.

Los precios unitarios totales se obtienen sumando a los precios directos los precios indirectos del contratista.

Estos últimos están constituidos por todos los gastos que no son posibles cargar en forma directa a la partida de trabajo analizada, como son; los sueldos, beneficios y gastos de ley de todo el personal técnico y administrativo del contratista, la incidencia de los accesos secundarios, las oficinas, seguros, impuestos, vehículos, viajes, honorarios legales, médicos, gastos de hospitalización y otros similares.

La incidencia de los costos indirectos, que incluyen los rubros arriba indicados, los imprevistos relacionados a eventuales deficiencias en las operaciones de trabajo y las utilidades del contratista, corresponden al 51.1% de los costos directos.

Se analizan en total 84 rubros que cubren más del 92% del presupuesto de las obras civiles; otros rubros se estiman por medio de criterios de analogía.

4.4.2 Obras electromecánicas

A continuación se realiza una breve descripción de la metodología utilizada comúnmente en el país para la determinación de los costos, tanto del equipo mecánico como eléctrico.

a. Equipo mecánico

Las dimensiones y el peso del equipo se determina por medio de formulas empíricas y estadísticas. En particular para los equipos principales de los grupos, tales como generador, turbina y válvula de máquina, se utiliza frecuentemente programas para determinar varios parámetros de dimensionamiento y calcular los pesos respectivos.

Los costos mostrados fueron obtenidos en dólares a enero de 1991 utilizando valores unitarios actualizados (costo/Kg.) de recientes ofertas y contratos internacionales; Todos los costos incluyen suministro, transporte y montaje.

El costo total de los grupos, las grúas, los auxiliares y las compuertas, se han calculado sobre la base de la siguiente descomposición promedio: 65.49% suministro, 15.36% transporte y 19.20% montaje; mientras que para la tubería se ha considerado: 37.97% suministro, 19.62% transporte y 42.4% montaje.

Entre los costos unitarios adoptados para el equipo mecánico se mencionan los siguientes: turbinas 22.3 \$/Kg, válvulas 16.7 \$/Kg., compuertas (parte móvil) 6.5 \$/Kg., grúas 5.75 \$/Kg. y tuberías de presión 3.1 \$/Kg. Estos valores deberán ser actualizados por el interesado en ejecutar el proyecto.

b. Equipo eléctrico

También el dimensionamiento de los generadores, auxiliares y del equipo eléctrico de alto voltaje se realiza sobre la base de formulas empíricas y estadísticas.

Para los generadores se adopto un costo de 46.0 \$ / KVA y para los transformadores monofásicos de 13.8 / 230 KV un costo de 11.00 \$ / KVA.

El costo adoptado para la subestación subterránea en SF6 con el voltaje escogido de 230 KV, fue del orden de \$ 860,000 por posición. El costo de los equipos de salida de líneas y desde cables de alta tensión es de \$ 230,000 por posición. Para la línea de transmisión a doble circuito de 230 KV el costo adoptado, que incluye las obras civiles, es de unos 200,000 \$ / Km.

Todos los costos de equipos para la central incluyen suministro, transporte y montaje, cuya descomposición variable según los rubros presenta el promedio siguiente: 76% suministro, 8% transporte y 16% montaje. Para las líneas de transmisión estos porcentajes varían como sigue: 54% suministro, 7% transporte y 39% montaje y obras civiles.

Existen otros precios unitarios mínimos que se deben evaluar como: bloques de hormigón prefabricado, cortina de impermeabilización, etc. y una estimación global de los acabados.

4.4.3 Costos financieros

Llamados también costos de capital, toman mucha importancia considerando los tiempos de construcción y recuperación de capital de esta obra.

Se tendrá costos de capital propio, cuya tasa se estima igual a la activa internacional (8% considerando ya la comisión al banco local), por considerar su costo de oportunidad. Se trabajará con un porcentaje de recursos propios del 10%.

Existirán costos financieros por deudas, que se deberán minimizar. Alcanzándolo principalmente con aportes de capital anuales de acuerdo a una calendarización de inversiones, produciendo costos de deuda inferiores a la amortización del costo total durante el tiempo de duración del proyecto. Esto podría producir retrasos cada año por lo que vale anticipar las recepciones de fondos.

A estos costos también se suman todos los valores a cancelarse por concepto de: asesoría financiera, Cartas de crédito y primas de riesgo. Dado que su incorporación, como costo del proyecto, debe reflejar solo el uso de los fondos para

el mismo, y durante el periodo de prueba antes de entrar en operación comercial.

Por lo antes mencionado, los costos fiscales durante la construcción y operación deberán incluirse en estos costos. Los pagos por este concepto no deberán superar el 25% de los ingresos por energía esperados.

4.4.4 Costos de administración, de ingeniería e imprevistos.

Se estima al presupuesto de la parte civil y de la electromecánica, una aportación del 10% por concepto de gastos de ingeniería y administración.

Los imprevistos, generalmente relacionados a factores geológicos y topográficos, fueron calculados como porcentajes del monto total de cada obra según lo indicado a continuación:

- 20% para las obras civiles en subterráneo (casa de máquinas excluida).
- 18% para las obras civiles de casa de máquinas;
- 15% para la gran mayoría de las obras al exterior;
- 10% para los campamentos, adquisiciones y limpieza del terreno;
- 5% para el equipo electromecánico.

La incidencia ponderada de los imprevistos arriba indicados es de 17.5% para las obras civiles y de 12.9%¹ para el total del proyecto. Este último porcentaje de imprevistos se ha adoptado según el criterio generalmente adoptado por profesionales en el país, también los gastos de ingeniería y administración.

4.4.5 Presupuesto total

El presupuesto definitivo de la primera etapa del proyecto, con inclusión de las líneas de transmisión, resulta de 441.17 millones de dólares de acuerdo a valores de 1991. Este valor actualizado al 2002 a través de la tasa de ajuste de 42.26% es de 627.61 millones de dólares. Esta tasa se obtuvo de acuerdo al criterio de profesionales especializados en los temas.

El resumen de los costos totales de construcción, a 1991, de la primera etapa del proyecto dividido en obras civiles, equipos electromecánicos e ingeniería se muestran en el Anexo D.

¹ Este valor ha sido usado respetando el criterio y la experiencia de los profesionales del Ex INECEL, sin embargo puede ser sujeto a revisión hacia abajo, puesto que el proyecto ha sido analizado varias veces y ha consecuencia del reventador se han hecho estudios geológicos con mas detalle.

4.5 Costos durante la operación

4.5.1 Amortizaciones

Continuando con el mismo criterio de inversión en cuanto a la tasa (8%) media internacional, y con el valor total de la deuda adquirida durante todo el periodo de construcción y puesta en marcha se procede a calcular el valor de las anualidades correspondientes durante la operación comercial.

Se empieza por encontrar el valor total de la deuda llevando todos los ingresos por tal concepto a valor futuro por medio de la tasa establecida al inicio de la operación comercial (momento en que se inicia el pago).

Dado el tiempo de duración del préstamo, y con la tasa mencionada se establece el valor de las amortizaciones, regresando la totalidad de la deuda a las entidades financieras en el tiempo establecido, este periodo de tiempo deberá ser concordante con las dimensiones del proyecto en inversión total y con su vida útil (préstamo a muy largo plazo), periodo que podría encontrarse considerando lo atractivo del producto en el mercado.

Las amortizaciones de la deuda conforman el rubro más importante de costos durante toda la operación del proyecto.

4.5.2 Costos de seguros

Los costos por seguros o riesgo están considerados casi en su totalidad por el pago de las primas de seguros, y por modificaciones en el diseño para ofrecer seguridad operacional.

La valoración de los costos por seguros los realiza una empresa aseguradora que, para un monto como el de el proyecto, requerirá respaldarse se en reaseguradoras internacionales.

La cobertura de seguros es contra todo riesgo, siendo los siniestros más importantes los siguientes: Ruptura de máquina, erupción volcánica, lucro cesante por erupción volcánica, responsabilidad civil. En total se estima que el monto total por concepto de primas de riesgo no sobrepasaría el 2% de las amortizaciones de la inversión, considerando que la operación se realizará respetando las disposiciones del diseñador y del constructor, ya que, para un proyecto hídrico

de riesgo medio este valor estaría alrededor de 1.6% a 1.8% (por analogía con otros proyectos).

Se considera que este proyecto presenta un riesgo mayor a la media por motivo de la presencia del volcán Reventador, que aunque podría aumentar significativamente este rubro, no ocurre debido las medidas preventivas en su construcción. Se obtiene un valor de \$923,616 anuales por este concepto considerando solo la primera etapa.

4.5.3 Otros costos

A este rubro pertenecen todos los pagos por concepto de: remuneración del personal que operará la central, costos de mantenimiento preventivo, costos por reposición del medio ambiente e impuestos fiscales.

Remuneración de personal implica: pago a lo que será la administración de la operación, es decir, departamento legal, económico, técnico, de campo, etcétera, que aunque se asume serán personal capacitado y bien remunerado, así también serán pocos en número y por esto no conformarán un valor de mucha incidencia en el total de egresos.

Costos de mantenimiento incluyen costos por dragado periódico, costo por repuestos, mano de obra y posible asesoría, costo de mantenimiento de vías de acceso y de equipos de control y de monitoreo, protecciones eléctricas y auxiliares.

Los costos de mantenimiento y operación se dividen en fijos y variables.

Estos valores se obtienen como un porcentaje del costo de la obra, fundamentado en la experiencia de profesionales en el área. De acuerdo a esto, los costos fijos de operación y mantenimiento consiste en: 1% del costo total de obras civiles que corresponde al mantenimiento de las mismas, mas 1.5% del costo total de las obras electromecánicas.

Los costos variables de operación y mantenimiento se estiman en la mitad de los costos fijos de operación y mantenimiento.

El impuesto fiscal que se considera para una central de energía es el impuesto a la renta, aplicado sobre las utilidades netas de la central. No se considera IVA por ser la energía eléctrica un bien exonerado de este tributo. Tampoco existe

impuesto por uso de aguas de acuerdo a lo establecido en el Art. 42 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

4.6 Procedimiento para establecer el costo del KW. instalado y Kwh.

Una vez encontrado los siguientes parámetros:

- Establecimiento de la demanda del producto
- Costo total de la inversión
- Costos totales durante la operación
- Ingresos durante la operación

Se puede proceder a establecer cuanto se requerirá ingresar en arcas a través de la venta de energía y remuneración por potencia disponible.

4.6.1 Potencia Remunerable Puesta a Disposición

Para el cálculo del precio unitario de potencia, el CENACE (Centro Nacional de Control de Energía) será quien lo disponga de acuerdo a lo establecido el artículo 18 del Reglamento para el funcionamiento del MEM, que textualmente dice:

“El precio unitario de potencia corresponde al costo unitario mensual de capital mas costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica,

para proveer reserva de potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado.

El costo mensual de capital se determinará con el factor de recuperación del capital considerando la tasa de descuento utilizada en el cálculo de tarifas. El tipo de unidad, su costo y vida útil a considerar, será definido cada cinco años por el CONELEC”.

Se establece además, por el CENACE, la cantidad de potencia remunerable, del resultado de la simulación de la operación económica del sistema según se establece en el artículo 16 del mencionado Reglamento.

El pago por potencia remunerable puesta a disposición se establecerá anualmente y el CENACE realizará el pago trimestral por este valor. Cabe anotar que en los meses en los que la central esté fuera de servicio, total o parcialmente, se aplicará el menor valor entre la Potencia Remunerable Puesta Disposición y la potencia media puesta disposición en ese mes.

Se suma a estos rubros el pago de seguros, costos de manejo ambiental y otros impuestos de ley.

4.6.2 Precio del Kwh.

Para el CONELEC la central en estudio es una central de pasada según la Regulación para el Procedimiento de Despacho y Operación, con potencia instalada y energía firme significativas con respecto al parque eléctrico.

El inusual caso de la alta energía firme en una central de paso se da como efecto de haber diseñado la central para un caudal con un 90% de seguridad con respecto a su hidrología, es decir el caudal de diseño es muy inferior al caudal medio del río Coca.

Existe un parámetro denominado VALOR DE AGUA, que sirve para establecer el costo de la energía generada por centrales que se encuentren dentro del grupo de centrales de regulación estacional, es decir, centrales con capacidad de regulación de embalse semestral o superior.

El Valor de agua refleja el Costo de oportunidad de la oferta hidráulica.

Se lo utiliza con el propósito de valorar la generación hidráulica como sustituto de la generación térmica que

operaría si la central hidroeléctrica en cuestión no tuviera reserva .

4.6.3 Aplicación en la central en estudio

En el caso de las unidades térmicas y plantas hidráulicas de pasada el costo de generación se determina por el costo variable de producción.

El objetivo de la valoración de la energía se fundamenta en el concepto de costo marginal horario. Para este efecto, el costo de generación estará determinado de la siguiente forma según dicta el artículo 13 del Reglamento para el funcionamiento del MEM:

“El costo de generación estará determinado:

- a) En operación normal, por el costo variable de producción de la unidad marginal, para el caso de las plantas térmicas e hidráulicas de pasada, o por el valor del agua para las plantas hidráulicas con regulación mensual o superior; “**

Como se ha expuesto, el costo del KWh se encuentra, de acuerdo a la legislación vigente, a partir de los costos marginales de generación que dependen de los costos variables como son mantenimiento y desgaste, impuestos de producción y utilidades.

El precio del KWh lo establece el generador en el punto de entrega al sistema, siendo poco sensible para este proyecto ya que la central posee la capacidad de generar a su potencia nominal con probabilidad del 90%, es decir energía suficiente para cubrir los costos especificados en el párrafo anterior.

De los procedimientos anteriormente citados para la obtención de costo de energía y potencia remunerable puesta a disposición, se obtuvo la siguiente tabla:

De donde el costo unitario de potencia para remuneración se obtuvo de la amortización del valor total del proyecto a su vida útil o 50 años a una tasa del 8% dividido para la potencia instalada.

Para obtener la energía a despachar se asumió lo siguiente:

- La energía generada por la central desplazaría cualquier tipo de generación térmica.
- Se estima un factor global de utilización de potencia hidroeléctrica en base a datos históricos.
- Se analiza en el punto mas bajo de la curva de carga diaria del SNI (08:00AM del domingo).

La demanda del país para el 2010 de acuerdo a la proyección de demanda del CONELEC es de 3,154 MW.

De la curva de carga diaria se obtiene el valor mas bajo con un consumo de 0.45pu igual a 1,419 MW.

La capacidad instalada al 2010 (del Plan Maestro del 2002) será de 2102 MW. El factor global de utilización se obtiene de la relación de la potencia promedio generada hidroeléctrica para la capacidad hidroeléctrica disponible. La potencia promedio hidroeléctrica para el 2010 sería:

$$\begin{aligned} \text{Potencia Promedio Hidro gen (2010)} &= 2102 \times 858.9/1691 \\ &= 1072 \text{ MW} \end{aligned}$$

Restándole la menor demanda esperada para el 2010 se obtienen 347MW. Excede ligeramente de la potencia promedio disponible de la central en estudio.

Esto implica que el sistema demandaría de la central toda su energía disponible para primera etapa durante casi toda el año. Por tanto la energía a despachar esperada se puede calcular del producto de la potencia instalada por el factor de planta por el numero de horas del año.

$$E_e = 432 \text{ MW} \times 0.8 \times 8760 \text{ h} = \mathbf{3'027,456 \text{ MWh}}$$

TABLA XV
DETERMINACIÓN DE REMUNERACIONES

	Unid	Valor
Determinación aprox. del pago por potencia remunerable		
Costo total del proyecto para primera etapa	US\$	627,612,054
Amortización de la inversión a 50 años	\$/MW año	118,756
Total de obra civil	\$/MW	820,156
Total de obras electromecánicas	\$/MW	500,576
Costo fijo de operación y mantenimiento unitario	\$/MW año	15,710
Primas de Seguros	\$/MW año	2,138
Potencia remunerable puesta a disposición esperada	MW	345
Pago por potencia remunerable puesta a disposición esperada	\$/año	47,210,276
Establecimiento del costo del KWh		
Costo variable de *operación y mantenimiento anual	\$/año	3,393,403
Energía despachada al CENACE esperada al año	MWh	3'027,456
Costo del KWh	\$/Kwh	0.00112
Precio del KWh	\$/Kwh	0.0360

El procedimiento anteriormente mencionado obedece a las reglamentaciones y normativas impuestas por el CONELEC aunque la forma actual de valorar la energía, para las centrales hidroeléctricas se realiza de la siguiente manera:

El precio de la energía cuando el embalse está a nivel bajo, es equivalente a la generación térmica que cubre el último MW (precio marginal) y cuando está en vertimiento (período lluvioso) el precio de la energía se calcula con el costo de 0.2 ctv. US\$/kWh (costo operativo). No se cumple con la Normativa del CONELEC acerca de la utilización de costos variables de generación. Este tratamiento es para TODAS LAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS, con o sin regulación.

Calculando la remuneración esperada por energía a la central, debería considerarse el caso de vertimiento, dada la alta probabilidad de generación a capacidad instalada. El costo a declarar del Kwh generado sería de 0.2 ctvs.US\$ / kWh.

4.7. Tasa interna de retorno

Este parámetro servirá como cuantificador de la rentabilidad del proyecto, y tendrá principal importancia para la obtención del financiamiento. Para establecerlo se utilizarán los flujos de caja

durante la vida útil del proyecto considerando como valor actual inicial el valor total del presupuesto para primera etapa (Valorado al final de su construcción) y los valores de mercado del 2002 para ingresos promedios de la central mantenidos durante su vida útil.

Pme = Precio medio de energía anual en mercado SPOT al 2002 =
3.60 ctvos \$/Kwh

Ee = Valor esperado de energía despachada = 3'027,456 Mwh

e = Ingreso anual por energía

p = Ingreso anual por potencia = 34'833,971 \$/año

X = Ingreso anual total de central

Ct = Costo total de operación y mantenimiento.

VPP = Valor presente de inversión de la construcción al inicio de la operación.

Y = Utilidad anual de la central

Desarrollo:

$e = Pme * Ee = 108'988,416 \text{ \$/año}$

$X = e + p = 156'198,692 \text{ \$/año}$

$Ct = \text{Costos fijos} + \text{Costos variables} = 6'786,720 + 3'393,403 =$
 $10'180,210 \text{ \$/año}$

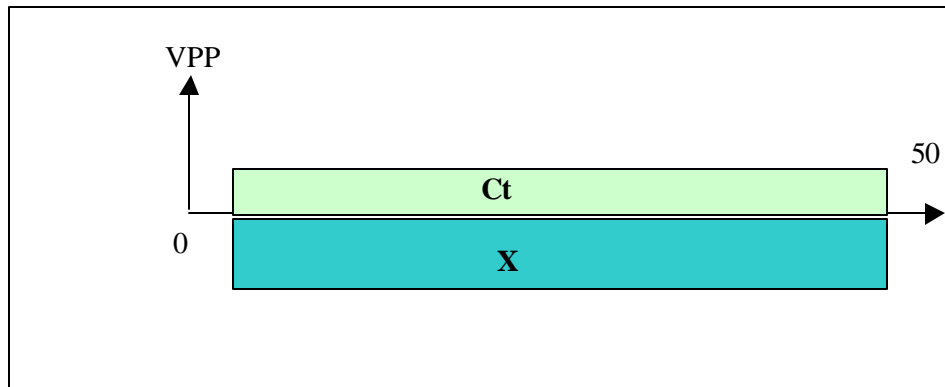


FIGURA 4.3 Flujo de caja del proyecto

Se trabajará con un flujo de caja equivalente con valores del 2002.

$$Y = X - C_t = 146'018,482 \text{ \$/año}$$

$$\text{VPP} = \$ 627'612,054$$

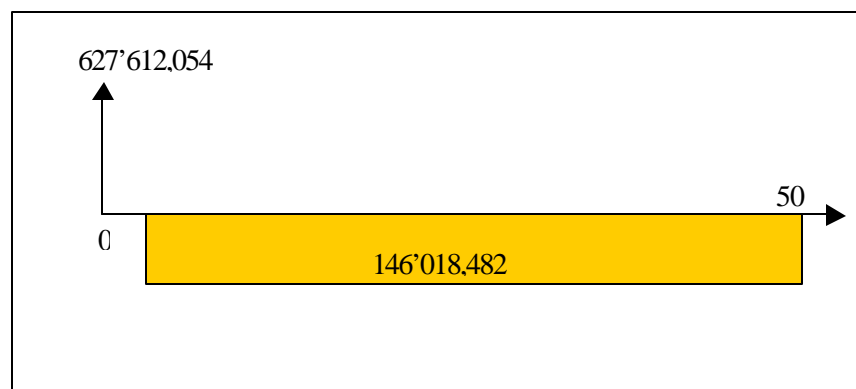


FIGURA 4.4 Flujo de caja equivalente

La tasa interna de retorno para el flujo de caja de la figura anterior es del **23.26%** considerando un valor final de 0.

4.8 Competitividad

A partir del costo del KWh y de la potencia remunerable puesta a disposición se puede establecer el nivel de competitividad de la energía de la central en estudio. Esto se debe a que tanto el precio como la continuidad y disponibilidad son características atractivas al mercado y podrán ser un factor preponderante en la demanda que se tendrá.

4.8.1 Según el precio de la energía

El costo de la energía para la central es de 0.112 ctvos/Kwh,. Su precio de venta al mercado se estima en alrededor de 3.6 ctvos/Kwh (con esto se consigue una tasa interna de retorno de 23.26%) se aprecian las buenas condiciones de competencia, ya que, el promedio anual de precios de energía es 4.82 ctvos de dólar (basado en datos de la generación del 2002) como se muestra en la siguiente tabla.

TABLA XVI
PRECIOS DE ENERGÍA DE CENTRALES GENERADORAS¹

Empresa	Energía Vendida en el M.Ocasional (kWh)	Precio Med M.Ocas (\$ctv / kWh)	Energía Vendida por contratos (kWh)	Precio Med por contratos (\$ ctv/ kWh)	Precio medio MEM (\$ ctv/ kWh)
Elecaastro	39'994,977	4.93	78'054,536	4.90	4.91
Electroecuador	312'211,439	8.08			8.08
Electroguayas	393'775,011	7.62	459'743,611	5.96	6.57
Electroquil	397'518,640	7.03			7.03
Hidroagoyán	215'033,596	4.51	324'037,253	2.22	3.07
Hidronación	298'253,528	5.59	181,418,535	3.92	4.95
Hidropaute	706'159,904	4.07	1,331'800,115	2.51	3.06
Termoesmeralda	51'327,680	17.94	213'450,060	5.70	7.01
Termopichincha	54'122,918	7.58	49'674,737	10.34	8.70
Total general	2,481'789,438	6.20	2,660'423,250	3.66	4.82

Es importante mencionar al momento que: conforme la RESOLUCION No. 028/03 de 28 y 31 de Enero de 2003, que puede encontrarse en su página oficial enlace tarifas, se estipula que, los precios en el MEM serán: Precio Unitario de

¹ Fuente: www.conelec.gov.ec/estadisticas/estadisticas.htm y, www.cenace.org.ec información operativa "costos variables de producción "

Potencia (componente de potencia), de US\$ 5,70 / kW-mes, y, Precio Referencial de Generación (componente de energía en la barra de mercado) por un valor de US\$ 0,0360 / kWh.

Los valores mencionados en la resolución corresponden a los valores a la compra en el mercado mayorista, sirven en este trabajo para establecer la alternativa para grandes consumidores entre comprar energía en el mercado SPOT o a través de PPA's con la central en cuestión.

El muy bajo precio de la energía en la central Coca Codo Sinclair (Solo costos variables de operación y mantenimiento) compensaría la posible competencia con una buena dotación de oferta hidroeléctrica a futuro.

Ya que de acuerdo al Plan maestro la proporción de centrales térmicas a hidroeléctricas prácticamente se mantendría, se puede asumir que el valor promedio de potencia y energía recién mencionado se mantendrán aproximadamente hasta la entrada en operación de la central (como hipótesis comparativa)

4.8.2 Según la disponibilidad

Por disponibilidad nos referiremos a la potencia remunerable puesta a disposición. Sobre este tema, la central hidroeléctrica Coca-Codo Sinclair posee un factor de planta 0.8, es decir se afirma que la central trabajará un 80% del tiempo a potencia máxima. Debido a esto se puede considerar a la central como una de base aunque no posea embalse regulador.

Esta característica poco común permite disminuir precios de energía al percibir más por potencia remunerable que la mayoría de las actuales centrales así como, aumentar la cantidad de energía contratada en el mercado de los contratos a plazo.

Se tiene un valor aproximado de PRPD para la central en estudio de 345.6 Mw (para primera etapa solamente) que ubica a la central en buenas condiciones de competencia con respecto al sistema actual. Cabe recordar que la central es mucho más rentable en sus dos etapas.

Comparando la central con las principales centrales que pertenecen a la misma vertiente, se tiene a Paute con 1075 Mw pero su pequeño embalse la convierte en una central de

paso con reserva de corto plazo, aunque con la construcción de Paute Mazar aumentaría significativamente la regulación del conjunto Paute.

Agoyán no posee embalse regulador considerable, por tanto para valores cercanos de capacidad instalada, no se puede hablar de regulación que compita con la central en cuestión.

CONCLUSIONES

- 1) Este trabajo, usando al proyecto Coca – Codo Sinclair como ejemplo, hace un recorrido a través de diferentes enfoques de lo que es proyectar una central hidroeléctrica. Como se mostró, los temas técnicos están estrechamente ligados a los temas económicos, ya que de ambos depende que el proyecto se realice o no. En este trabajo se cumple el objetivo de juntar y seleccionar adecuadamente mucha información dispersa que existe acerca del tema. Con ello se dio al lector de esta tesis una visión global de lo que es una central de generación hidroeléctrica.

- 2) El aprovechamiento de las aguas del río Coca para generar energía eléctrica ha traído consigo el uso de un diseño innovador para este tipo de centrales. Este diseño fue el resultado de los estudios realizados en varios ámbitos de la ingeniería (geología, obras civiles, obras eléctricas,

etc). Con este diseño se logró una central más confiable ante posibles eventos naturales causados por el volcán El Reventador.

- 3) Las obras de captación, por ser externas, podrían sufrir daño mínimos durante un proceso eruptivo. Debido a ello se decidió modificar el diseño original, en el que se incluía la construcción de una gran presa de arco, y se optó por la construcción de simples vertederos para la captación del agua. Esta decisión disminuyó la posibilidad de tener una mayor potencia eléctrica en el proyecto. A pesar de esto los 942 MVA que producirá esta central, hacen muy atractiva su construcción. Además se le debe sumar el hecho que tiene un factor de planta bastante alto (0.8), lo que garantizará que esta central estará operando durante casi todo el año.
- 4) La casa de máquinas al igual que los transformadores serán subterráneos. Con esta medida se protegerá a los equipos contra cualquier evento eruptivo. Los equipos se conectarán al sistema por medio de una subestación aislada por SF₆. Esto encarecerá los costos de los equipos que constituyen a la subestación, pero disminuirá los gastos en lo relacionado a la obra civil para esta, debido a la menor demanda de espacio.

- 5) La potencia de cada unidad de generación será de 144 MW. Esta cantidad no va en contra de ninguno de los criterios de selección mencionados en este trabajo. Es decir no afectará negativamente al S.N.I en lo relacionado a la estabilidad de este, ni es una potencia mucho mayor a la potencia de la mayor unidad conectada al sistema actualmente. Esta central a su vez dará una mayor confiabilidad al S.N.I proveyéndolo de una mayor cantidad de energía disponible.

- 6) Las características de diseño de la turbina incidirán en el diseño del generador. Esto dependerá a su vez de la energía aprovechable del recurso y de los requerimientos del sistema en lo concerniente a generación reactiva y nivel de voltaje. Las curvas de capacidad del generador muestran como este operará ante diversos requerimientos de la carga.

- 7) El factor de potencia de cada unidad será de 0.90. Este valor se lo escogió de acuerdo a los requerimientos del sistema y a las características operativas de la línea de transmisión a la que estará conectada la central.

- 8) La eficiencia de cada generador será de 0.986. Esta eficiencia alta se justifica, ya que menores eficiencias producirían mayores pérdidas, menos ingresos y además generarían más calor dentro de la caverna. Esto volvería menos rentable al proyecto y dificultaría el enfriamiento de la caverna.
- 9) La característica PD^2 del generador es un valor importante para los estudios de estabilidad del sistema. Se prefiere valores altos de PD^2 y por consiguiente de H (constante de inercia) también, para mejorar la estabilidad en el sistema. Esto se debe a que estos valores limitarán los cambios bruscos de velocidad ante cambios súbitos de carga. Cabe indicar que un aumento de estos valores se lo debe hacer estrictamente de acuerdo a los requerimientos del sistema. Esto se debe a que a mayor PD^2 , mayor tamaño y peso de la máquina, lo cual encarecería los costos de la obra.
- 10) Tres transformadores monofásicos de 53.3 MVA cada uno se instalarán en vez de uno solo trifásico de 160 MVA por cada generador. La primera opción se escogió debido a las dificultades de transporte de la unidad trifásica. Esto se debe a que el peso de esta unidad junto al peso del

transporte sobrepasaría la capacidad de las vías de acceso al sitio de instalación.

- 11) En caso de fallo definitivo de la central de Hidropaute por desprendimiento del estribo o deslizamiento intensos, la central en cuestión sería de gran ayuda para satisfacer la demanda sin atender que dejaría tal acontecimiento.
- 12) En el diseño de las protecciones se intentó minimizar la ocurrencia de la salida de cada unidad, sobre todo en las protecciones de pérdida de campo y sincronismo.
- 13) En la protección de pérdida de sincronismo deben permitirse las oscilaciones estables, para esto la única alternativa viable es la utilización de un relé de dos zonas.
- 14) Debido a la existencia de varias zonas de algunos relés (zona se alarma y de disparo), se justifica la inclusión de un panel de alarma en el cuarto de tableros del edificio de control.
- 15) Los transformadores para los servicios auxiliares cumplen la función de regular y mantener constante el voltaje de salida (13.8 KV), con respecto al de entrada, que es el voltaje en los terminales del generador (13.8 KV).

- 16) Los equipos y obras de servicios auxiliares son implementados casi en su totalidad en la primera etapa. Esto implica mayor atractivo para la construcción de la segunda etapa, en la cual los costos por este concepto serían mucho menores.
- 17) Puede observarse el pequeño valor de costo para la energía, basándose en el reglamento del MEM actualizado al 2000 para el establecimiento de tales parámetros. De aquel se puede concluir que no es del todo injusto para la central, ya que tanto el pago de la inversión como el de los costos fijos por operación y mantenimiento son cancelados a través del pago por potencia. El pago por energía para las centrales hidroeléctricas constituye el reembolso de sus costos variables más valores de oportunidad.
- 18) Se puede observar en base a los resultados de precio de Kwh generado, que el valor a liquidar a esta central, en condiciones actuales de valoración, sería muy superior al valor que se obtiene de aplicar la normativa respectiva.
- 19) El precio promedio por energía está por encima del precio establecido para la central en estudio.

20) La energía y potencia generados serían necesarios inclusive desde este momento, dada la gran cantidad actual de generación térmica. En base a las proyecciones de demanda y la planificación de oferta futura, se avizora una urgencia en la implementación de centrales base de gran potencia.

RECOMENDACIONES

- 1) Se recomienda la protección de falla entre espiras como una protección de respaldo. Aunque la protección contra este tipo de fallas no es tan común. El bajo precio de esta protección en relación al costo total del generador, la hacen una buena opción para darle una mayor protección al generador.
- 2) Debería considerarse la inclusión de protecciones adicionales como las mencionadas en el anexo B de este trabajo. La necesidad de estas se encuentra aún en debate, pero permiten aumentar la confiabilidad a un bajo costo. Estas protecciones podrían ser redundantes, pero por el alto costo de los equipos a los que van a proteger, no estarían nunca de más.
- 3) El CONELEC debería limitar los valores de H y Xs, en las bases para la construcción de nuevas centrales de generación, considerando las

características de estabilidad del sistema, al momento de la adjudicación de la obra.

- 4) Debe mantenerse la redundancia en generación de emergencia para los servicios auxiliares, ante una posibles fallas de la planta. Este respaldo siempre será importante ante posibles eventos naturales.

- 5) La construcción de este proyecto debería ser considerado junto con otros de energía Limpia y Barata que si constan en el catálogo de proyectos elaborado por el exINECEL. Estos proyectos poseen una buena cantidad de Potencia instalada y Energía primaria, así como bajos costos variables. De esta forma se disminuiría el precio promedio de energía en el Mercado Eléctrico.

BIBLIOGRAFÍA

- 1) BERDY JHON, "Out of Step Protection For Generators", GER-3179, Electric Utility Systems Engineering Department, General Electric C.
- 2) BLACKBURN J.L., "Applied Protective Relaying", Westinghouse Electric Corporation.
- 3) BROWN P.G., "Generator Protection with a New Static Negative Sequence Relay", GER-3181, General Electric C.

- 4) CONELEC, Plan Maestro de Electrificación 2002-2011,
www.conelec.gov.ec
- 5) CONELEC, Estadísticas del Sector Eléctrico 2000, www.conelec.gov.ec
- 6) CONELEC, Reglamento del MEM (Reforma 22 Julio del 2002),
www.conelec.gov.ec
- 7) EX INECEL, “Estudio De Prefactibilidad del Proyecto hidroeléctrico Coca
– Codo Sinclair”
- 8) EX INECEL, Oferta de Energía Eléctrica – Sector Eléctrico Ecuatoriano
- 9) FINK DONALD G. / BEATY H. WAYNE, “Manual de Ingeniería Eléctrica”,
Decimotercera Edición, Volúmenes II y III, Editorial Mc Graw Hill.
- 10) KOSOW IRVING L., “Máquinas Eléctricas y Transformadores”, Segunda
Edición, Editorial Prentice Hall Hispanoamérica S.A.

- 11) LIWSCHITZ – GARIK MICHAEL / WHIPPLE CLYDE C., “Máquinas de Corriente Alterna”, Compañía Editorial Continental S.A. México.
- 12) MASON C. RUSSEL, “The Art and Science of Protective Relaying”, General Electric C.
- 13) MOZINA CHARLES, “Mejoramiento de la Protección de Generadores Usando Tecnología Digital”, Canadian Electrical Association.
- 14) ORTEGA JUAN MARÍA / RAMÍREZ JOSÉ, “Máquinas de Corriente Alterna”, Enciclopedia CEAC de Electricidad.
- 15) POWER SYSTEM RELAYING COMMITTEE IEEE, “Tutorial de la IEEE de Protección de Generadores Sincrónicos”, IEEE.
- 16) RAMÍREZ JOSÉ, “Centrales Eléctricas”, Enciclopedia CEAC de Electricidad.
- 17) U.S. ARMY CORPS OF ENGINEERS, “Hydroelectric Power Plants, Electrical Desing”. Manual EM 1110-2-3006.

- 18) SAUER W. PETER / PAI M.A., "Power System Dynamics and Stability", Editorial Prentice Hall.

- 19) STEVENSON WILLIAM D. / GRAINGER JHON J., "Análisis de Sistemas de Potencia", Editorial Mc Graw Hill.

- 20) ZOPPETTI GAUDENCIO, "Centrales Hidroeléctricas", Editorial Gustavo Gili S.A.

CANADIAN ELECTRICAL ASSOCIATION

**División de Ingeniería y Operaciones
Sección de Planeamiento y Operación de Sistemas de Energía**

Marzo 1995

Vancouver, B.C.

MEJORAMIENTO DE LA PROTECCION DE GENERADORES USANDO TECNOLOGIA DIGITAL

Charles J. Mozina
Beckwith Electric Company
6190 - 118th Avenue North
Largo, FL 34643-3724, U.S.A.

RESUMEN

Este artículo presenta las razones por las cuales las empresas eléctricas así como otros propietarios de generadores deberían considerar el mejoramiento de la protección eléctrica de sus generadores de modo de cumplir con las normas actuales. Se reseñan específicamente los riesgos pertinentes a ocho (8) áreas funcionales donde la protección de generadores de 20 años o más es inadecuada. Estas áreas incluyen: protección contra secuencia negativa (corriente desequilibrada), protección contra falla a tierra en el 100% del estator, protección de doble nivel contra la pérdida de campo, energización inadvertida (accidental) del generador, protección contra pérdida de fusible del transformador de voltaje, disparo secuencial, falla del interruptor del generador, y protección contra el contorneamiento del interruptor del generador. Se indica asimismo la necesidad de contar con monitoreo con oscilógrafo del generador. En el artículo se discuten las ventajas de la tecnología digital respecto a la convencional en tales programas de mejoramiento.

Palabras Clave: Mejoramiento, IEEE, ANSI, Secuencia Negativa, Disparo Secuencial.

INTRODUCCION

Contrariamente a la creencia popular, los generadores realmente experimentan cortocircuitos y condiciones eléctricas anormales. En muchos casos, el daño al equipo producido por estos eventos puede reducirse o evitarse mediante la protección apropiada del generador. Los generadores, a diferencia de otros componentes de los sistemas de energía, requieren ser protegidos no sólo contra los cortocircuitos, sino contra condiciones anormales de operación. Algunos ejemplos de tales condiciones anormales son: la sobreexcitación, el sobrevoltaje, la pérdida de campo, las corrientes desequilibradas, la potencia inversa, y la frecuencia anormal. Al estar sometido a estas condiciones, el generador puede sufrir daños o una falla completa en pocos segundos, por lo que se requiere la detección y el disparo automático.

A principios de la década de 1990, el "Power System Relaying Committee" (comité de aplicación de relés en sistemas de energía) del IEEE realizó una encuesta para determinar cuantos generadores síncronos grandes en Norteamérica estaban protegidos contra cortocircuitos y condiciones eléctricas anormales. Los resultados de la encuesta indicaron que, pese a la evidente necesidad de mejorar los esquemas de protección de los generadores antiguos para cumplir con las normas actuales, las empresas de electricidad parecían estar reacias a hacer las modificaciones necesarias en sus plantas eléctricas. Esto puede deberse a varios factores: falta de pericia, la creencia errónea que los generadores no fallan con suficiente frecuencia para justificar su protección apropiada, o la creencia en que las deficiencias de diseño en la protección pueden ser compensadas mediante procedimientos de operación.

En un generador protegido apropiadamente, es imprescindible contar con protección contra las condiciones anormales dañinas. La mayor parte de este artículo trata sobre la necesidad de suministrar dicha protección. Lo que se objeta respecto al agregado de esta protección no es que la misma no va a funcionar cuando deba hacerlo, sino que puede operar inapropiadamente sacando a un generador del servicio en forma innecesaria. Esta preocupación sobre el mejoramiento de la protección puede reducirse mucho entendiendo la necesidad de tales mejoras, y cómo aplicarlas a un generador determinado. La desconexión innecesaria por disparo de un generador es inconveniente, pero las consecuencias de dañar la máquina por no haberla desconectado lo son aún más. Si ésto sucede, el costo para la empresa eléctrica va a incluir no sólo la reparación o sustitución de la máquina dañada, sino los gastos substanciales de suministrar energía de reemplazo mientras la unidad está fuera de servicio.

En las instalaciones con personal, un operador diestro y alerta puede en ciertas ocasiones corregir una condición anormal de operación evitando que se saque un generador del servicio. Pero en la gran mayoría de los casos, el evento ocurre demasiado rápido como para que el operador pueda reaccionar, y se necesita la detección automática. Como es sabido, los operadores a veces cometen errores, creando condiciones anormales en las que se requiere la desconexión por disparo del generador para evitar daños. La sobreexcitación y la energización inadvertida son ejemplos de tales eventos. Por estas razones, los procedimientos de operación no pueden substituir la protección automática apropiada.

AREAS DE MEJORAMIENTO DE LA PROTECCION EN GENERADORES ANTIGUOS

Las áreas de mejoramiento de la protección de generadores de 20 años o más están comprendidas en tres amplias categorías:

- 1) **Mejora en la Sensibilidad** en áreas de protección donde los relés antiguos no ofrecen el nivel de detección necesario para impedir los daños. Ejemplos de la protección en este área son:
 - protección contra secuencia negativa (corriente desequilibrada)
 - protección contra falla a tierra en el 100% del estator
 - protección de doble nivel contra la pérdida de campo
- 2) **Áreas Nuevas o Adicionales de Protección** que no se consideraban como problemas hace 20 años, comprobándose lo contrario a través de las experiencias de operación. Estas áreas son:
 - energización inadvertida del generador
 - pérdida de fusible del transformador de voltaje (vt)
 - disparo secuencial
 - monitoreo con oscilógrafo
- 3) **Consideraciones sobre Aplicación de Protecciones Especiales** que corresponden sólo a los generadores. Estas áreas incluyen:
 - falla del interruptor del generador
 - protección contra el contorneamiento en la cabeza del interruptor del generador

El IEEE y el ANSI (Instituto de Normas Nacionales Americanas) han desarrollado guías sobre protección (ver las referencias 1, 2 y 3) que demuestran la necesidad de suministrar la protección, descrita en este artículo, en las principales áreas de mejoramiento citadas. Estas guías expresan el punto de vista de los usuarios (empresas eléctricas y propietarios de generadores) así como de los fabricantes de generadores, y reflejan experiencias en el servicio vistas a nivel nacional. Las guías se actualizan cada cinco años para mantenerlas al día en base a experiencias en el servicio y a cambios en la tecnología.

AREAS DE PROTECCION CON MEJORA EN LA SENSIBILIDAD

Protección contra Secuencia Negativa (corriente desequilibrada)

Hay diversas condiciones del sistema que pueden causar corrientes trifásicas desequilibradas en un generador. Estas condiciones del sistema producen componentes de secuencia negativa de corriente que inducen una corriente de doble frecuencia en la superficie del rotor. El efecto superficial de la corriente de doble frecuencia del rotor hace que ésta sea forzada sobre los elementos de la superficie del rotor. Dichas corrientes del rotor pueden producir temperaturas excesivas en muy corto plazo.

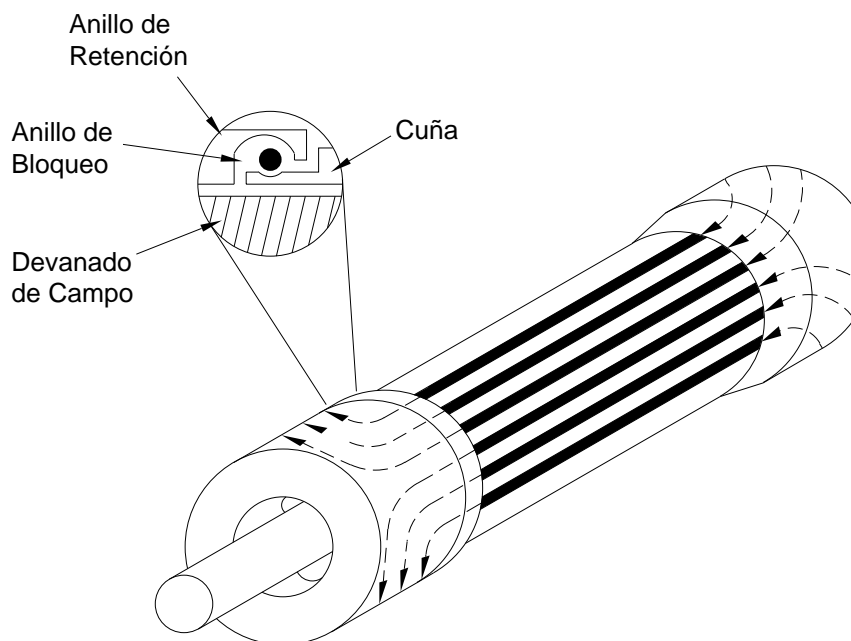


Figura 1 Corrientes en la Superficie del Rotor

La Figura 1 muestra el flujo general de la corriente de secuencia negativa en un rotor de máquina cilíndrica. Flujos similares de corriente de secuencia negativa ocurren también en máquinas de polo saliente. La corriente circula a través del contacto metal-a-metal de los anillos de retención hacia las cuñas forjadas del rotor. Debido al efecto superficial, en los devanados de campo circula sólo una parte muy pequeña de esta corriente de alta frecuencia. El calentamiento por secuencia negativa que excede los límites térmicos del rotor, resulta en fallas. Estos límites se basan en la siguiente ecuación, para un generador determinado:

$$K = I_2^2 t$$

Donde:

K = una constante que depende del diseño y tamaño del generador

t = tiempo en segundos

I_2 = valor RMS de la corriente de secuencia negativa en "por unidad"

La capacidad de corriente desequilibrada continua de un generador está definida en ANSI C50.13 (referencias 4 y 5). Esta norma establece que "el generador deberá ser capaz de soportar, sin dañarse, los efectos de un desequilibrio de corriente continuo que corresponde a una corriente I_2 de secuencia de fase negativa de los siguientes valores, en tanto que no se exceda el kVA nominal y que la corriente máxima no exceda el 105 por ciento de la corriente nominal en ninguna de las fases".

<u>Tipo de Generador</u>	<u>I₂ Permissible</u> <u>(porcentaje del valor nominal del estator)</u>
Polo Saliente	
Con devanados amortiguadores conectados	10
Con devanados amortiguadores no conectados	5
Rotor Cilíndrico	
Enfriado indirectamente	10
Enfriado directamente - hasta 960 MVA	8
961 hasta 1200 MVA	6
1201 hasta 1500 MVA	5

Estos valores expresan también la capacidad de corriente de secuencia de fase negativa bajo reducidas capacidades de KVA del generador.

Una práctica común es el suministrar protección al generador contra condiciones de corrientes desequilibradas externas que podrían dañar la máquina. Esta protección consiste en un relé de sobrecorriente temporizado que es sensible a la corriente de secuencia negativa. Para esta protección, existen dos tipos de relés: un relé de sobrecorriente temporizado electromecánico con característica extremadamente inversa, y un relé estático o digital con una característica de sobrecorriente temporizada correspondiente a la capacidad de corriente de secuencia negativa del generador. El relé de secuencia negativa es habitualmente la única protección contra las condiciones de conductor abierto o polo abierto del interruptor. La baja magnitud de las corrientes de secuencia negativa producidas por este tipo de evento (típicamente, 10-20% del valor nominal del estator) impide que otros relés de fallas suministren protección. En los relés electromecánicos de secuencia negativa, el ajuste del enganche (*pickup o valor de arranque*) mínimo puede dar sólo un 60% de la sensibilidad de corriente nominal del estator. Por lo tanto, estos relés no suministran protección contra condiciones de fase abierta o de polo abierto del interruptor del generador, que son eventos de secuencia negativa frecuentes en la industria. Se necesita la sensibilidad de los relés estáticos o digitales de secuencia negativa. Como casi todos los generadores de 20 años o más están protegidos con relés electromecánicos de secuencia negativa, ésta es un área importante para el mejoramiento.

Protección contra Falla a Tierra en el 100% del Estator

En la puesta a tierra de alta resistencia del neutro del generador, se utiliza un transformador de distribución y una resistencia secundaria. La resistencia secundaria es usualmente seleccionada de modo que en una falla entre fase y tierra en los terminales del generador, la potencia disipada en la resistencia sea aproximadamente igual a los voltamperios reactivos en la reactancia capacitiva de secuencia cero de los devanados del generador, sus conductores, y los devanados de los transformadores conectados a los terminales del generador. Usando este método de puesta a tierra, una falla entre fase y tierra estará generalmente limitada entre 3 y 25 amperios primarios.

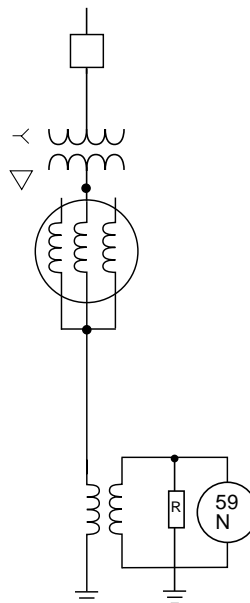
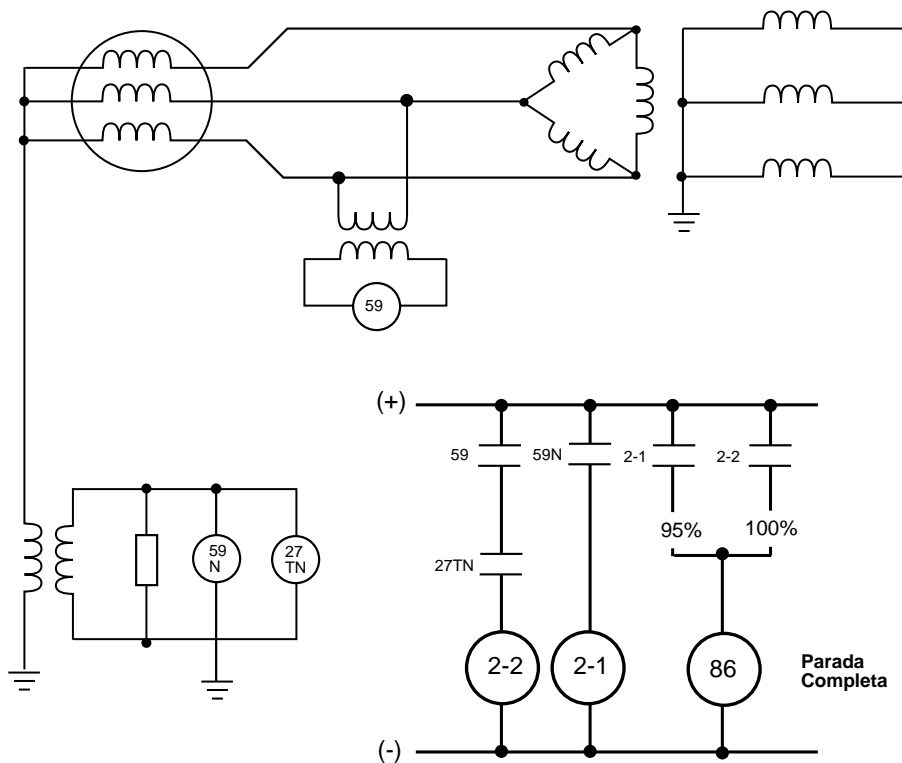


Figura 2 Generador con Puesta a Tierra de Alta Impedancia

El esquema de protección contra falla a tierra del estator usado más comúnmente en sistemas con puesta a tierra de alta impedancia, es un relé de sobrevoltaje con retardo de tiempo (59N) conectado a través de la resistencia de puesta a tierra para detectar el voltaje de secuencia cero, como se muestra en la Figura 2. El relé que se usa para esta función está diseñado para ser sensible al voltaje de frecuencia fundamental e insensible a los voltajes de tercera armónica y otros voltajes armónicos de secuencia cero presentes en el neutro del generador. Típicamente, el relé de sobrevoltaje tiene un ajuste mínimo aproximado de enganche (*pickup*) de 5 V. Con este ajuste y las relaciones típicas de los transformadores de distribución, este esquema es incapaz de detectar fallas a través de todo el devanado del estator.

El esquema de protección con 59N es claro y confiable, sin embargo este relé protege únicamente un 90-95% del devanado del estator. Esto es así pues una falla entre el 5 y 10% restante del devanado, cerca del neutro, no produce suficiente voltaje residual de 60 Hz. Es importante dotar a los principales generadores con un sistema de protección adicional contra fallas a tierra, para obtener una cobertura del 100% del devanado. Los generadores de 20 años o más tienen típicamente sólo un 90-95% del devanado del estator protegido contra fallas a tierra. Muchas empresas eléctricas han realizado mejoras para tener protección contra fallas a tierra en un 100% del devanado del estator. Uno de los métodos es usar un relé de bajo voltaje de tercera armónica. Los componentes de voltaje de tercera armónica están presentes, en diverso grado, en el neutro de casi todas las máquinas; ellos surgen y varían debido a diferencias en el diseño, la fabricación, y la carga de la máquina. Este voltaje, de estar presente en suficiente magnitud, puede usarse para detectar fallas a tierra cerca del neutro.



- | | |
|----------|---|
| 59 | Relé Supervisor de Sobrevoltaje Instantáneo |
| 59N | Relé de Sobrevoltaje Sintonizado a la Frecuencia Fundamental (60 Hz) |
| 27Th | Relé de Bajo Voltaje Sintonizado a la Frecuencia de Tercera Armónica (180 Hz) |
| 2-1, 2-2 | Temporizadores |

Figura 3 Esquema de Protección contra Falla a Tierra con Bajo Voltaje de Tercera Armónica

Uno de los métodos está basado en el hecho que el nivel del voltaje de tercera armónica en el neutro disminuye en las fallas cercanas al neutro. Por lo tanto, un relé de bajo voltaje que opera con el voltaje de tercera armónica medido en el extremo del neutro puede usarse para detectar fallas cercanas al neutro. Las fallas a tierra en la parte restante de los devanados pueden detectarse con una protección convencional contra falla a tierra, como puede ser un relé de sobrevoltaje (59N) que opere en el voltaje neutro de 60 Hz. La combinación de ambos relés protege al 100% del devanado del estator. En la Figura 3 se muestra un esquema simplificado de protección que emplea esta técnica. La Figura 4 ilustra la superposición de las funciones del 27TN (tercera armónica) y del 59N para proteger al 100% del devanado del estator.

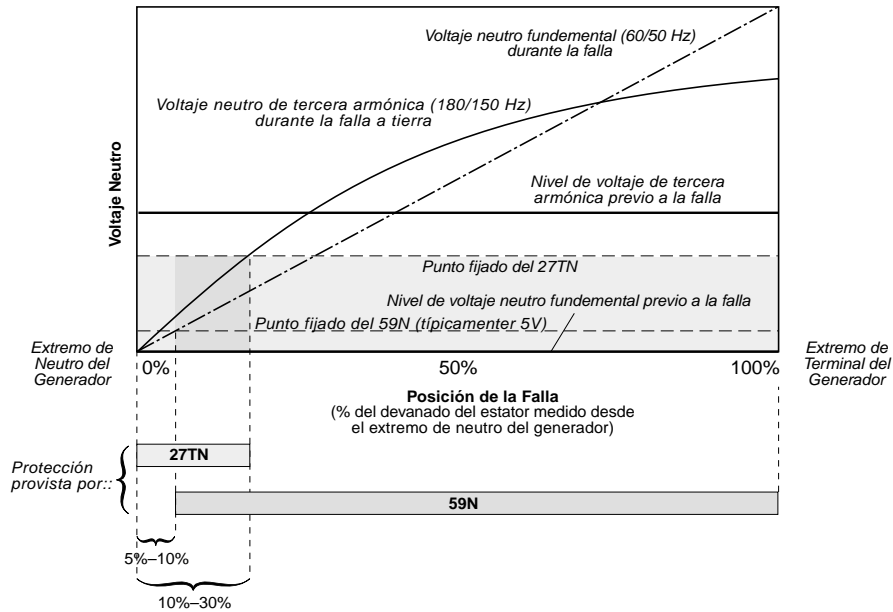


Figura 4 Superposición del Relé 59N con el de Tercera Armónica (27TN)

Protección de Doble Nivel contra Pérdida de Campo

La pérdida parcial o total de campo en un generador síncrono es perjudicial tanto para el generador como para el sistema de energía al que está conectado. Esta condición deberá ser detectada rápidamente y, para evitar los daños al generador, se lo deberá aislar del sistema. Una condición de pérdida de campo que no haya sido detectada puede tener un impacto devastador en el sistema de energía al provocar una pérdida del respaldo de potencia reactiva, y crear un consumo substancial de la misma. Si no es detectada con rapidez en los generadores grandes, esta condición puede ocasionar un colapso del voltaje del sistema a través del área.

Si se reduce o pierde la corriente de excitación, el generador absorbe potencia reactiva del sistema de energía en vez de suministrarla, y opera en la región subexcitada de la curva de capacidad. Si ocurre una pérdida total de campo y el sistema puede suministrar suficiente potencia reactiva sin una gran caída en el voltaje terminal, el generador va a funcionar como un generador de inducción; de lo contrario, se perderá el sincronismo. El cambio desde la operación sobreexcitada normal a la operación subexcitada ante una pérdida de campo no es instantáneo, sino que ocurre durante un período de tiempo (segundos, por lo general) dependiendo del nivel de salida del generador y de la capacidad del sistema conectado. La curva de capacidad del generador (Figura 5) define los límites de operación del generador.

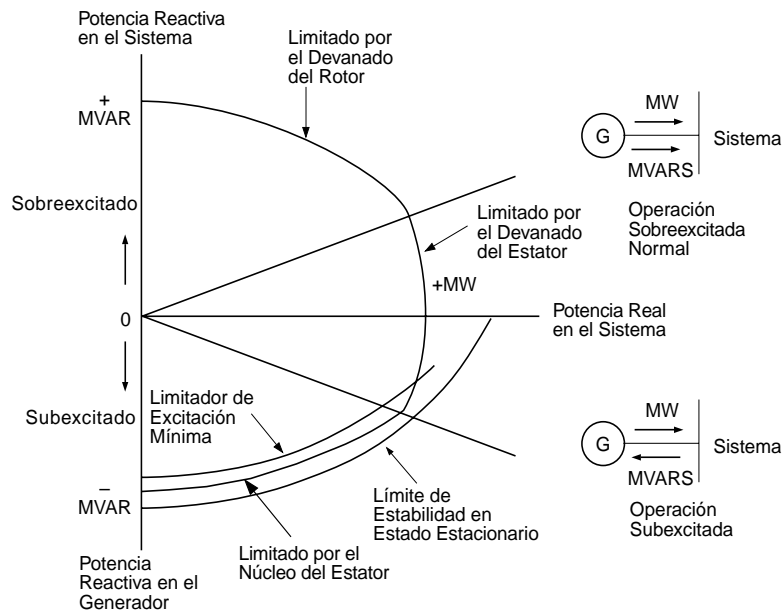


Figura 5 Curva de Capacidad del Generador

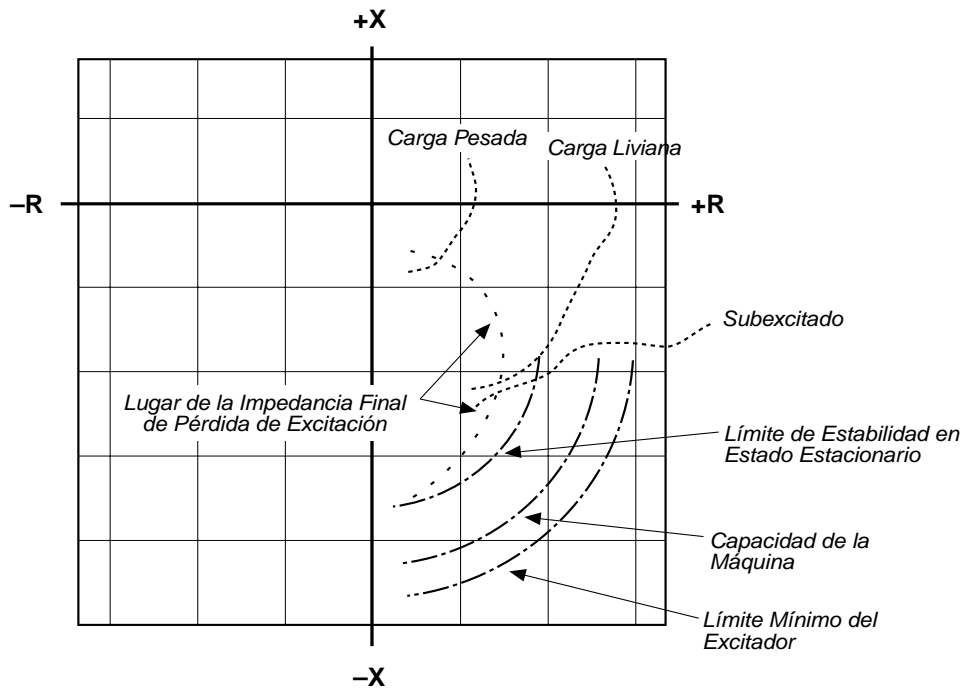


Figura 6 Características de Pérdida de Campo del Generador

El método aplicado más comúnmente en la detección de pérdidas de campo del generador es el uso de relés de distancia para detectar la variación de impedancia como es percibida desde los terminales del generador. Se ha demostrado que cuando un generador pierde su excitación mientras opera a diversos niveles de carga, la variación de impedancia como es percibida desde los terminales de la máquina tendrá las características que muestra el diagrama R-X en la Figura 6. Los relés de pérdida de campo en generadores antiguos usan típicamente una característica de mho de zona única, como se exhibe en la Figura 7.

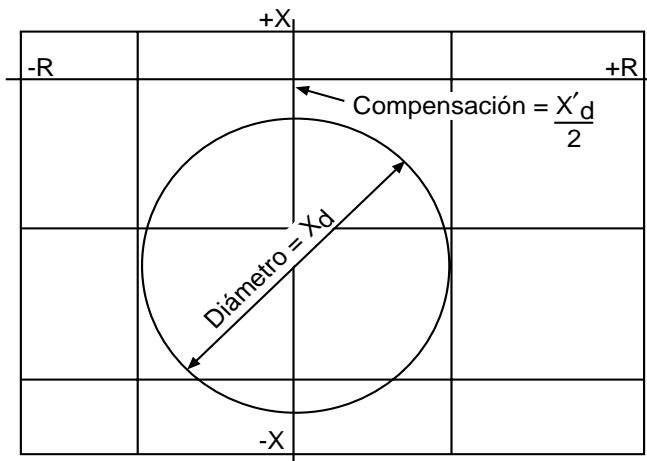
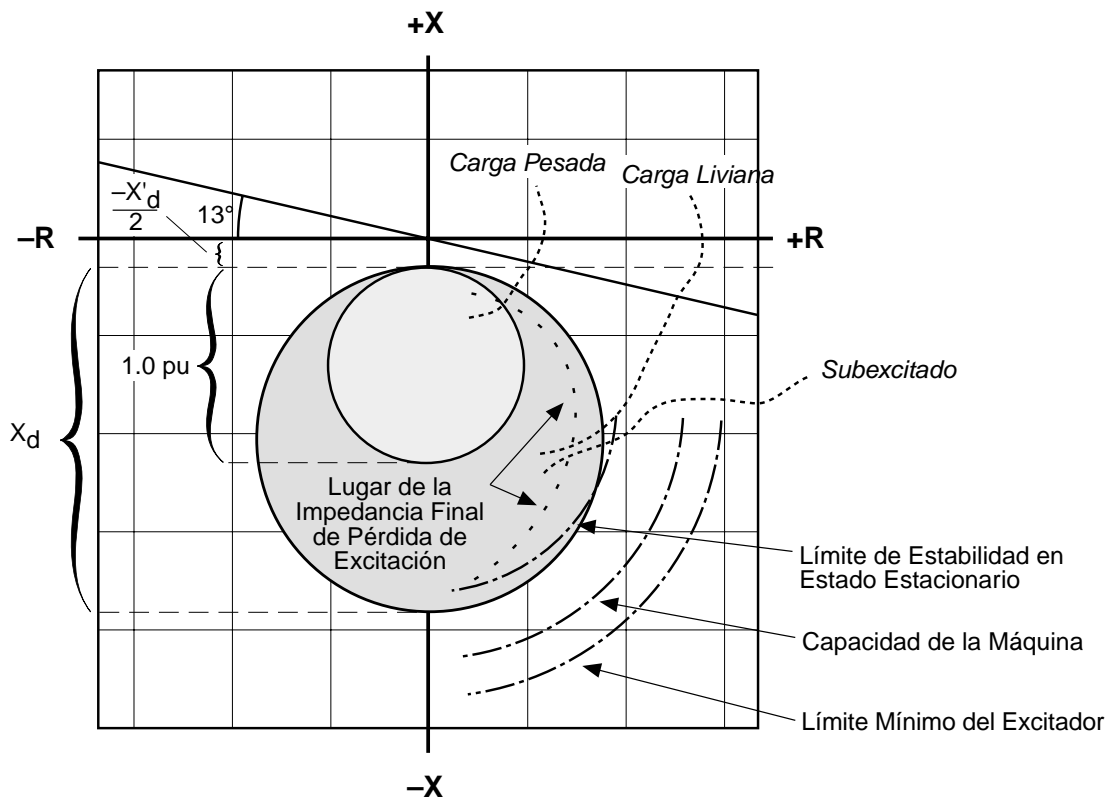
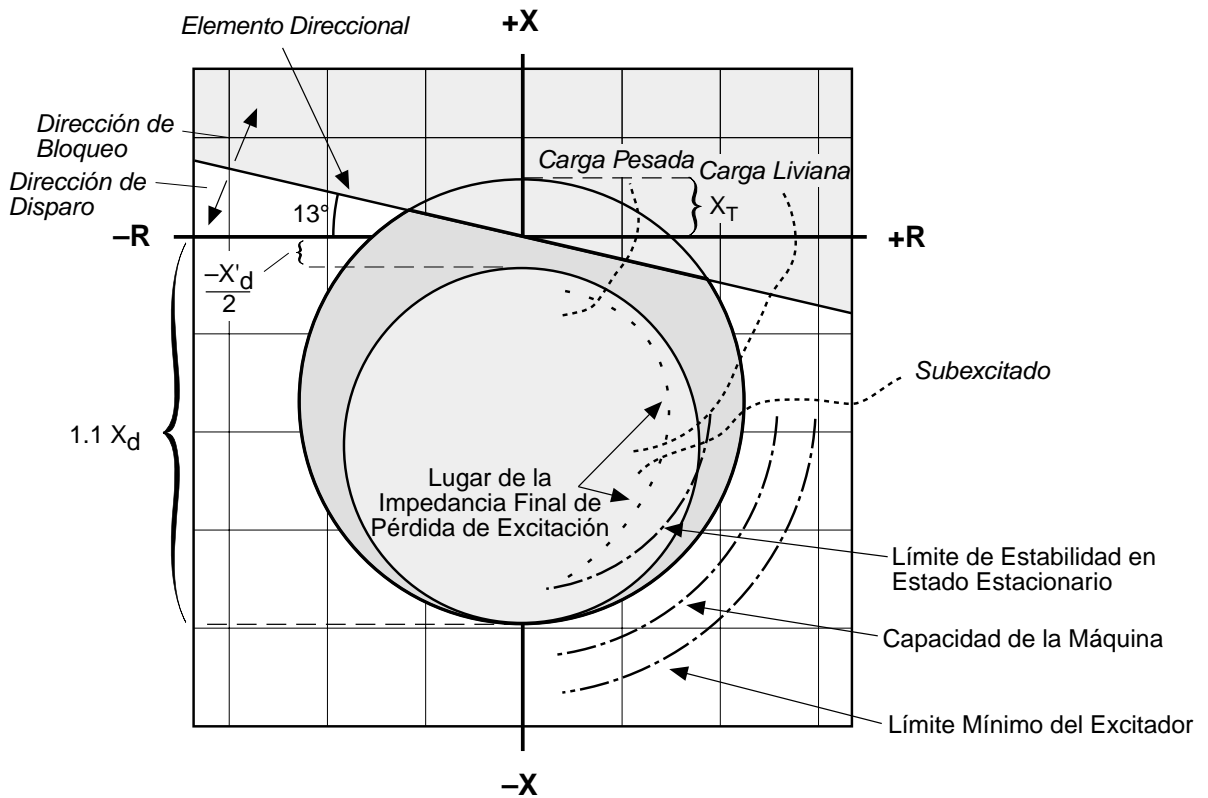


Figure 7 Pérdida de Campo (Característica) con un Antiguo Relé de mho Compensado de Zona Única

El relé mide la impedancia como es percibida desde los terminales de la máquina, y opera cuando la impedancia cae dentro de la característica circular. El relé está compensado desde el origen en $1/2$ de la reactancia transitoria longitudinal ($X'_d/2$), para evitar el funcionamiento incorrecto durante perturbaciones del sistema y otras condiciones de falla. El diámetro del círculo está ajustado para igualar la reactancia sincrónica longitudinal. Se usa un retardo de tiempo para proporcionar seguridad contra las oscilaciones estables de potencia. Este retardo de tiempo incrementa el tiempo de operación del relé, lo que significa que los MVARs extraídos por el generador persisten durante un tiempo más prolongado, haciendo al sistema de energía más susceptible al colapso del voltaje. Numerosas empresas eléctricas han adquirido modernos relés de mho de dos zonas para mejorar la protección. Estos esquemas se muestran en la Figura 8. El círculo mho interno está ajustado para disparo instantáneo, y es la trayectoria del lugar geométrico de la impedancia en máquinas con carga pesada. La operación instantánea de la unidad con mho interno detecta rápidamente una condición de pérdida de campo, minimizando la posibilidad de que este evento provoque un colapso del voltaje en toda el área.



A) Pérdida de Campo Usando el Método de Compensación de mho de Dos Zonas



B) Pérdida de Campo Usando el Método de Elementos Direccionales y Dos Unidades de Impedancia

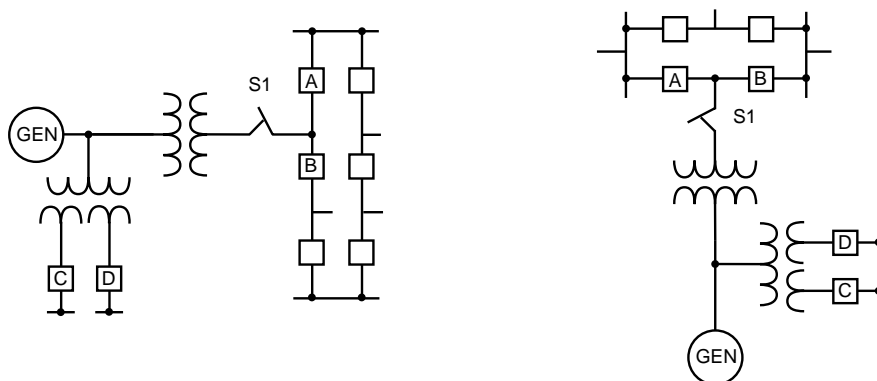
Figura 8 Características de Pérdida de Campo con el Método Moderno de mho de Dos Zonas

AREAS NUEVAS O ADICIONALES DE PROTECCION

Energización Accidental Inadvertida del Generador

La energización inadvertida o accidental de generadores síncronos ha sido un singular problema en la industria en los años recientes. Varias máquinas grandes resultaron dañadas, y en algunos casos completamente destruidas, al ser energizadas accidentalmente mientras se encontraban fuera de línea. La frecuencia de estos eventos llevó a que los fabricantes de generadores recomienden que el problema sea atendido usando esquemas de relés de protección dedicados.

Cuando un generador es energizado mientras está fuera de línea en virador, o parando por inercia, funciona como un motor de inducción y puede dañarse en pocos segundos. Numerosas máquinas grandes han sido severamente dañadas, y en algunos casos completamente destruidas. Errores de operación, contorneamientos en la cabeza del interruptor, mal funcionamiento del circuito de control, o una combinación de estas causas, resultaron en la energización accidental de generadores mientras estaban fuera de línea.



A) Típica Estación con un Interruptor y Medio B) Típica Estación con Bus en Anillo

Figura 9 Diagramas Unifilares de Estaciones Generadoras de Alto Voltaje

Errores de Operación - Los errores de operación han ido aumentando en la industria al hacerse las estaciones generadoras de alto voltaje más complejas con el uso de configuraciones de un interruptor y medio y de bus en anillo. La Figura 9 muestra diagramas unifilares típicos para dos de tales estaciones.

Estos diseños de estaciones ofrecen suficiente flexibilidad para permitir que se saque de servicio un interruptor de generador de alto voltaje (A o B) sin requerir que el generador sea también retirado del servicio. Existen seccionadores de interruptor (no se muestran) para aislar al interruptor durante la reparación. Sin embargo, cuando la unidad está fuera de línea, los interruptores de generador (A y B) se devuelven generalmente al servicio como interruptores de bus para completar una fila en una estación de un interruptor y medio o completar un bus de anillo. Ello resulta en que el generador sea aislado del sistema usando únicamente un seccionador abierto de alto voltaje (S1).

Un generador, al energizarse accidentalmente con voltaje de sistema trifásico mientras está en virador, funciona como un motor de inducción. Durante la energización trifásica de un generador parado, se induce en el rotor un flujo rotativo a frecuencia sincrónica. La resultante corriente de rotor es forzada en itinerarios subtransitorios en el cuerpo del rotor y los devanados amortiguadores (si los hay), similares a los itinerarios de corriente del rotor para corrientes de secuencia negativa del estator durante el funcionamiento monofásico del generador. Se produce un rápido calentamiento del rotor, que lo puede dañar en muy poco tiempo. La impedancia de la máquina durante este intervalo de alto deslizamiento es equivalente a la reactancia de secuencia negativa del generador.

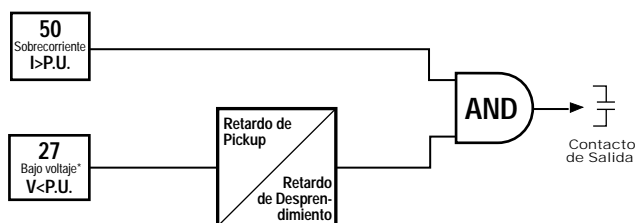


Figura 10 Diagrama Lógico de la Función de Energización Inadvertida

Debido a las severas limitaciones de la protección de generadores con relés convencionales para detectar la energización inadvertida, se desarrollaron e instalaron esquemas de protección dedicados. Contrariamente a los esquemas convencionales que dan protección cuando el equipo está en servicio, estos esquemas proporcionan protección cuando el equipo está fuera de servicio. Por ello, al implementar esta protección debe tenerse sumo cuidado de no quitar la energía c.c. de disparo ni las magnitudes de entrada del relé al esquema cuando la unidad protegida está fuera de línea. Un método usado comúnmente para detectar la energización inadvertida es el esquema de sobrecorriente supervisado por voltaje exhibido en la Figura 10. Un elemento de bajo voltaje con retardos ajustables de tiempo de enganche y desenganche supervisa un relé de sobrecorriente instantánea. Los detectores de bajo voltaje arman automáticamente el disparo por sobrecorriente al sacarse de línea al generador. Al devolverse la máquina al servicio, el detector va a desactivar o desarmar el relé de sobrecorriente.

Contorneamiento en la Cabeza del Interruptor - El extremo esfuerzo dieléctrico relacionado con los interruptores de HV y EHV (voltaje alto y extra-alto) y el pequeño espacio de separación de contactos característico de sus requisitos de interrupción a alta velocidad, pueden provocar contorneamiento de contactos. Este contorneamiento de contactos (generalmente en uno o dos polos) es otra causa de la energización inadvertida de generadores. El riesgo de contorneamiento es mayor justo antes de la sincronización o justo después de sacar de servicio a la unidad. Durante este período, el voltaje a través del interruptor abierto del generador puede ser el doble del voltaje normal al deslizarse la unidad angularmente con el sistema. En este periodo, una pérdida de presión en algunos tipos de interruptores HV y EHV puede ocasionar el contorneamiento de uno o más polos del interruptor, energizando el generador y provocando un flujo significativo de corriente desequilibrada dañina en los devanados del generador. Esta singular condición de falla del interruptor debe detectarse y aislarse rápidamente para evitar daños substanciales al generador. La protección contra el contorneamiento en la cabeza del interruptor se trata en la sección de Fallas del Interruptor en este artículo.

Protección contra Pérdida de Fusible del Transformador de Voltaje (VT)

La pérdida de la señal del vt puede deberse a varias causas, siendo la más común la falla del fusible. Otras causas pueden ser una verdadera falla del vt o del cableado, un circuito abierto en los montajes corredizos, una abertura del contacto debida a corrosión, o un fusible fundido por cortocircuito causado por un destornillador en el mantenimiento de la línea. Tal pérdida de la señal del vt puede ocasionar el mal funcionamiento de los relés de protección o el embalamiento del regulador de voltaje del generador, provocando sobreexcitación. Se requiere un método de detección para poder bloquear el disparo del relé y transferir a operación manual el regulador de voltaje. Típicamente, las funciones de protección como la 21, 32, 40 y 51V se ven afectadas y son normalmente bloqueadas al detectarse una pérdida del potencial.

En generadores grandes, es común usar dos conjuntos de transformadores de voltaje (vts) en la zona de protección del generador. Como muestra la Figura 11a, los vts conectados usualmente en estrella a tierra-estrella a tierra normalmente tienen fusibles secundarios, y quizás fusibles primarios. Estos vts se emplean para suministrar potencial a varios relés de protección y al regulador de voltaje. Si se funde un fusible en los circuitos del vt, los voltajes secundarios aplicados a los relés y al regulador de voltaje se reducirán en su magnitud y se desfazarán. Este cambio en la señal de voltaje puede hacer que los relés funcionen incorrectamente y que el regulador sobreexcite al generador.

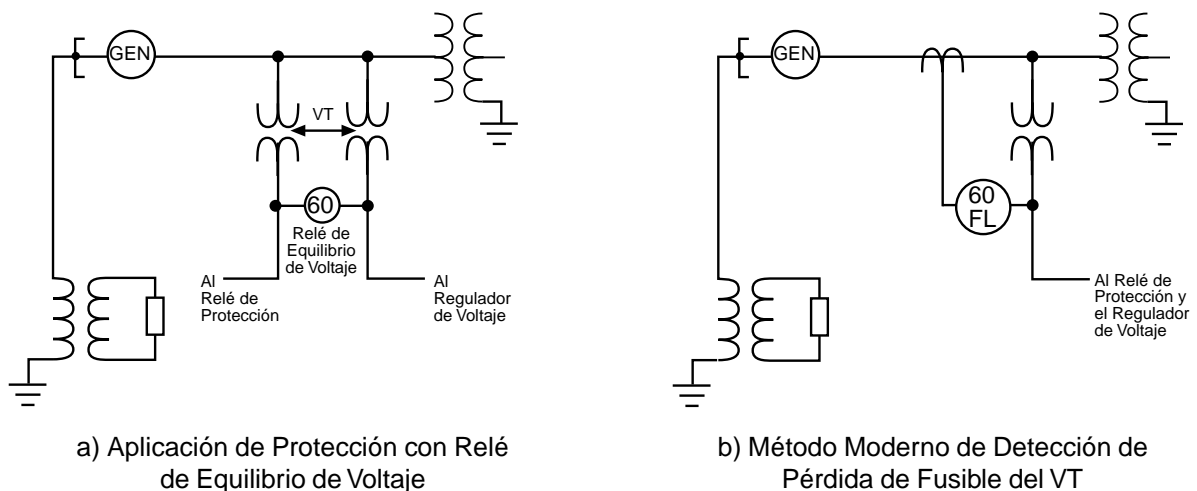


Figura 11 Detección de Pérdida de Fusible del VT

En muchos generadores antiguos de tamaño mediano, se provee un solo conjunto de vts. No se puede usar un relé de equilibrio de voltaje a menos que se agregue un segundo conjunto de vts. Por ello, muchos generadores no tienen protección contra pérdida de fusible del vt. Un método digital moderno usado en la detección de fallas del vt usa las relaciones de los voltajes y corrientes de secuencia negativa durante una pérdida del potencial. Al perderse la señal de un vt, los voltajes trifásicos se desequilibran. Debido a este desequilibrio, se produce un voltaje de secuencia negativa. Para distinguir entre esta condición y una falla, se verifican las corrientes de secuencia negativa. La presencia de voltaje de secuencia negativa en ausencia de corriente de secuencia negativa indica que hubo una falla de fusible en vez de otro tipo de falla.

Disparo Secuencial

Este método de parada se usa en generadores de vapor para evitar la sobrevelocidad, si es que el disparo demorado no tiene efectos perjudiciales en la unidad generadora. Este método de disparo del generador fue recomendado hace algunos años por fabricantes de generadores con turbinas de vapor como consecuencia de fallas del generador por sobrevelocidad, y es un ítem para mejoramiento. Se usa para disparar el generador por problemas en el motor primario únicamente si no se requiere disparo de alta velocidad. Al principio se disparan las válvulas de turbina. Un relé de potencia inversa en serie con los conmutadores de posición cerrada de las válvulas protege contra una posible sobrevelocidad de la turbina, asegurando que los flujos de vapor se hayan reducido por debajo de lo necesario para producir una condición de sobrevelocidad antes de disparar el (los) interruptor(es) del generador. Este es el método de disparo preferido para problemas mecánicos de turbina o caldera/reactor pues impide la sobrevelocidad de la máquina. La Figura 12 exhibe el diagrama de bloques del disparo secuencial.

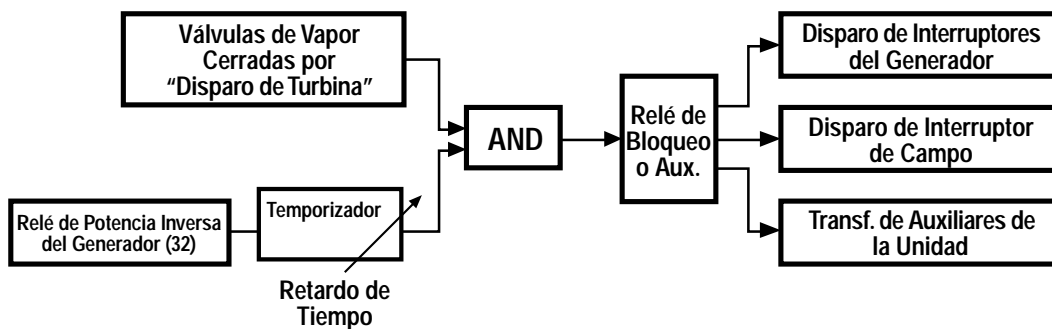


Figura 12 Lógica del Disparo Secuencial

Una desventaja de este método de disparo es que no hay una salida de disparo para una falla de los interruptores de límite de las válvulas de turbina o del relé de potencia inversa. Al usar este enfoque, debe contarse con protección de respaldo para asegurar el disparo de los interruptores principales y de campo del generador en caso de falla. Para ello se emplea generalmente otro relé de potencia inversa que inicia disparos independientes. Los relés digitales modernos tienen múltiples ajustes sensibles de potencia inversa que pueden usarse para el disparo secuencial y el disparo directo de potencia inversa. En las grandes máquinas de vapor con enfriamiento forzado, se requieren sensibilidades de potencia inversa de 0,5% de la clasificación del estator. Este modo de disparo no deberá anular la protección del generador o la playa de distribución que abre instantáneamente el interruptor del generador e inicia la parada del generador al producirse una falla eléctrica crítica que podría ocasionar serios daños al generador o al equipo de la playa de distribución.

Monitoreo con Oscilógrafo del Generador

El monitoreo del sistema de transmisión de una empresa eléctrica con oscilógrafos que registran los voltajes y corrientes de relés ha sido aceptado desde hace tiempo en la industria para proveer los datos básicos para analizar el funcionamiento del sistema de protección de la transmisión. Como hay más fallas de la línea de transmisión que fallas y condiciones anormales del generador, muchos creían que no se justificaba económicamente un monitoreo similar de los generadores con oscilógrafos "autónomos". Sin embargo, con la llegada de los relés digitales de protección para generadores, los oscilógrafos están incorporados en el relé de protección. La Figura 13 es un ejemplo de un registro oscilográfico de este relé.

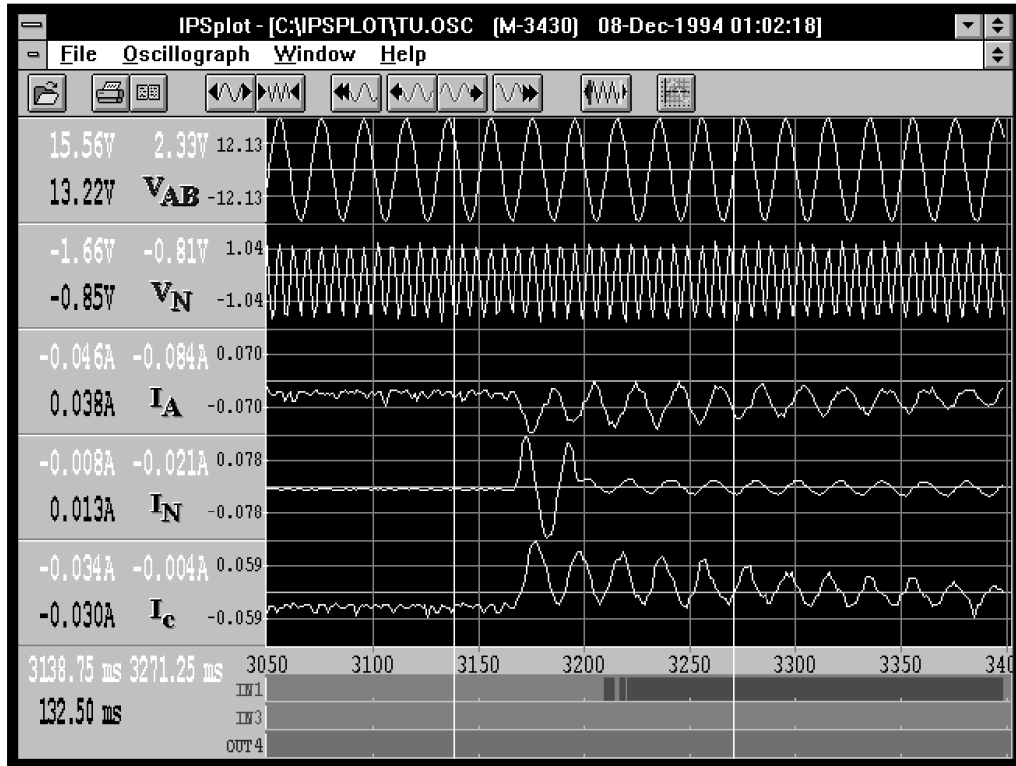


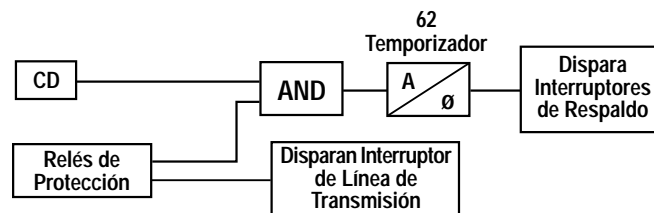
Figura 13 Registro Oscilográfico de un Relé Digital

Usando la capacidad de comunicación remota de estos relés, se puede lograr con rapidez el acceso a la información del evento y el oscilógrafo desde una ubicación remota, tras un disparo del generador, para determinar si los relés e interruptores automáticos funcionaron apropiadamente. La información del oscilógrafo también puede identificar el tipo de pruebas necesarias para determinar la causa de un disparo y apresurar el retorno a servicio del generador. Ello brinda al ingeniero de protecciones los datos que requiere para mantener equipos fuera de línea para su prueba e inspección, de ser necesario, luego de un disparo eléctrico, o para reintegrar la unidad al servicio con mínima demora. Las empresas eléctricas que han implementado un programa de monitoreo oscilográfico de generadores, consideran sumamente valiosa esta información.

CONSIDERACIONES SOBRE APLICACION DE PROTECCIONES ESPECIALES

Falla del Interruptor del Generador

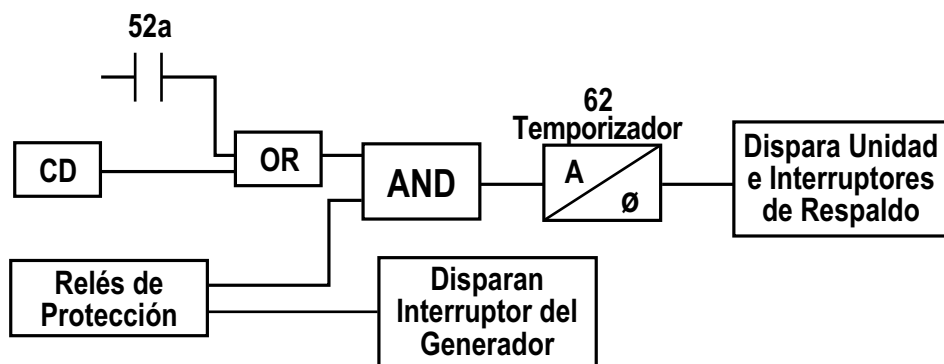
Cuando el sistema de relés de protección opera para disparar el interruptor automático del generador pero el interruptor no funciona, es preciso activar un esquema de falla del interruptor. Dadas las sensibilidades requeridas, hay importantes diferencias entre la manera de aplicar un esquema de falla local del interruptor en un interruptor de generador y en un interruptor de línea de transmisión. La Figura 14 exhibe el diagrama funcional de un esquema típico de falla del interruptor usado en un interruptor de línea de transmisión.



- CD - Detector de Corriente
- 62 - Temporizador de Falla del Interruptor con Retardos Ajustables de Enganche y Cero Desenganche

Figura 14 Diagrama Funcional Típico de Falla del Interruptor de Línea de Transmisión

Cuando los relés de protección detectan una falla, van a intentar disparar el interruptor primario de la línea de transmisión e iniciar a la vez una falla del interruptor. Si el interruptor de línea no despeja la falla durante un intervalo de tiempo especificado, el temporizador va a disparar los interruptores de respaldo necesarios para sacar de servicio al interruptor automático que ha fallado. El disparo exitoso del interruptor primario está determinado por el desaccionamiento de su detector de corriente, que detiene el temporizador de falla del interruptor (62). Sin embargo, cuando el esquema de falla del interruptor se aplica a un interruptor de generador, su disparo puede no ser iniciado por un corto circuito sino por una condición anormal de operación en la que puede haber muy poca, o no haber, corriente de corto circuito. Las condiciones anormales de operación como el sobrevoltaje, la sobreexcitación, la baja frecuencia excesiva, la potencia inversa y las fallas a tierra del estator, no producirán suficiente corriente para operar los detectores de corriente. El conmutador del interruptor 52a deberá usarse en paralelo con los detectores de falla para dar indicaciones adicionales en un esquema de falla del interruptor para interruptores de generador. Esta lógica se exhibe en la Figura 15.



52a - Contactos Auxiliares del Interruptor Automático

CD - Detector de Corriente

62 - Temporizador de Falla del Interruptor con Retardos Ajustables de Enganche y Cero Desenganche

Figura 15 Diagrama Funcional de un Esquema de Falla del Interruptor de Generador

Si cada polo del interruptor opera independientemente, los conmutadores “a” en los tres polos del interruptor deben ser puestos en paralelo y conectados en el circuito lógico. Este puede ser un ítem para mejoramiento si no se usó la lógica que muestra la Figura 15 al ponerse en servicio el generador original.

Protección Contra el Contorneamiento en la Cabeza del Interruptor del Generador

El contorneamiento en la cabeza del interruptor del generador está descrito en este artículo en la sección sobre Energización Inadvertida. Lo más probable es que este evento ocurra justo antes de la sincronización, o justo después de sacar de servicio al generador, cuando el voltaje a través de los contactos del interruptor del generador es aproximadamente el doble del voltaje normal al deslizarse la frecuencia del generador respecto a la del sistema. Si bien los interruptores automáticos tienen la capacidad para resistir este voltaje, hay una mayor probabilidad de que se produzca un contorneamiento durante este período. Tales contorneamientos raramente ocurren en forma simultánea en las tres fases. Por ello, la mayoría de los esquemas de protección están diseñados para detectar el contorneamiento de uno o dos polos del interruptor.

Si hay contorneamiento en uno o dos polos de un interruptor, la corriente desequilibrada resultante generalmente hará que funcione el relé de secuencia negativa del generador (si es de tipo digital o estático sensible) o posiblemente el relé de respaldo de sobrecorriente de tierra del generador, iniciando un disparo del interruptor bajo contorneamiento. Debe mencionarse que el disparo del interruptor bajo contorneamiento no va a rectificar la situación, pues este interruptor estará ya abierto. Para esta condición es necesario iniciar una falla del interruptor. Como muestra la Figura 15, la falla del interruptor se iniciará si los detectores de corriente se ajustaron con suficiente sensibilidad para detectar esta situación.

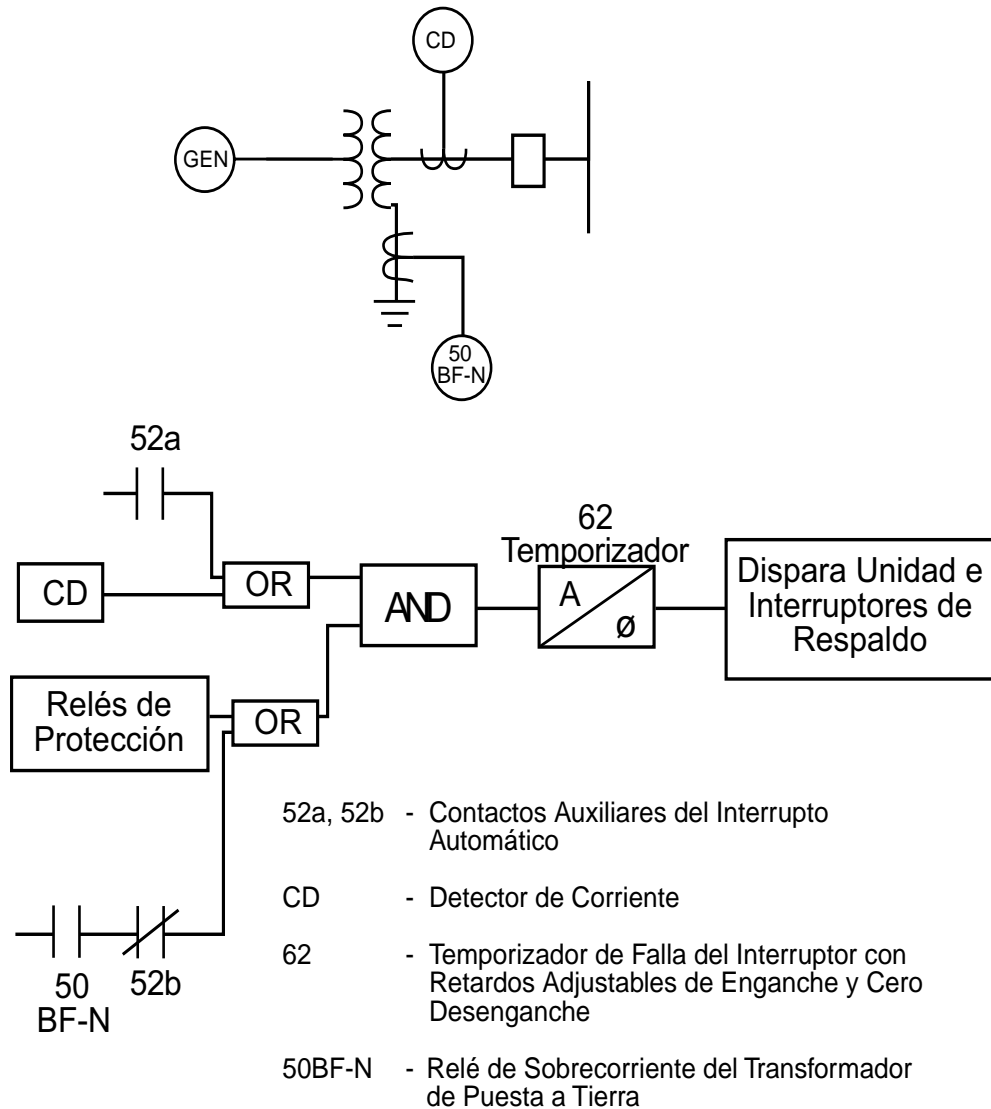


Figura 16 Lógica de Falla del Interruptor Modificada para el Contorneamiento de la Cabeza del Interruptor

Un método usado para acelerar la detección del contorneamiento en un interruptor, es la modificación del esquema de falla del interruptor como muestra la Figura 16. Se conecta un relé de sobrecorriente instantáneo (50BF-N) al neutro del transformador elevador del generador. La salida del relé está supervisada por el contacto "b" del interruptor del generador, y suministra un arranque adicional en el esquema de falla del interruptor. Cuando el interruptor del generador está abierto y se produce contorneamiento en uno o dos polos del interruptor, la resultante corriente del neutro del transformador es detectada por el relé 50BF-N sin la demora característica de los relés de respaldo del neutro del transformador o de secuencia negativa. Nuevamente, los detectores de corriente vinculados al esquema de falla del interruptor del generador deberán estar ajustados con la sensibilidad suficiente para detectar esta condición de contorneamiento. La Referencia 6 suministra información sobre el cálculo de los niveles de corriente para una condición de contorneamiento del interruptor.

USO DE LA TECNOLOGIA DIGITAL PARA IMPLEMENTAR UN PROGRAMA DE MEJORAMIENTO

Al igual que en el caso del área de mejoramiento de líneas de transmisión, la protección con relés de multifunción digitales es un método ideal y económico de mejorar la protección de generadores al nivel de las normas actuales de la industria. La Figura 17 exhibe un diagrama funcional de tal tipo de relé.

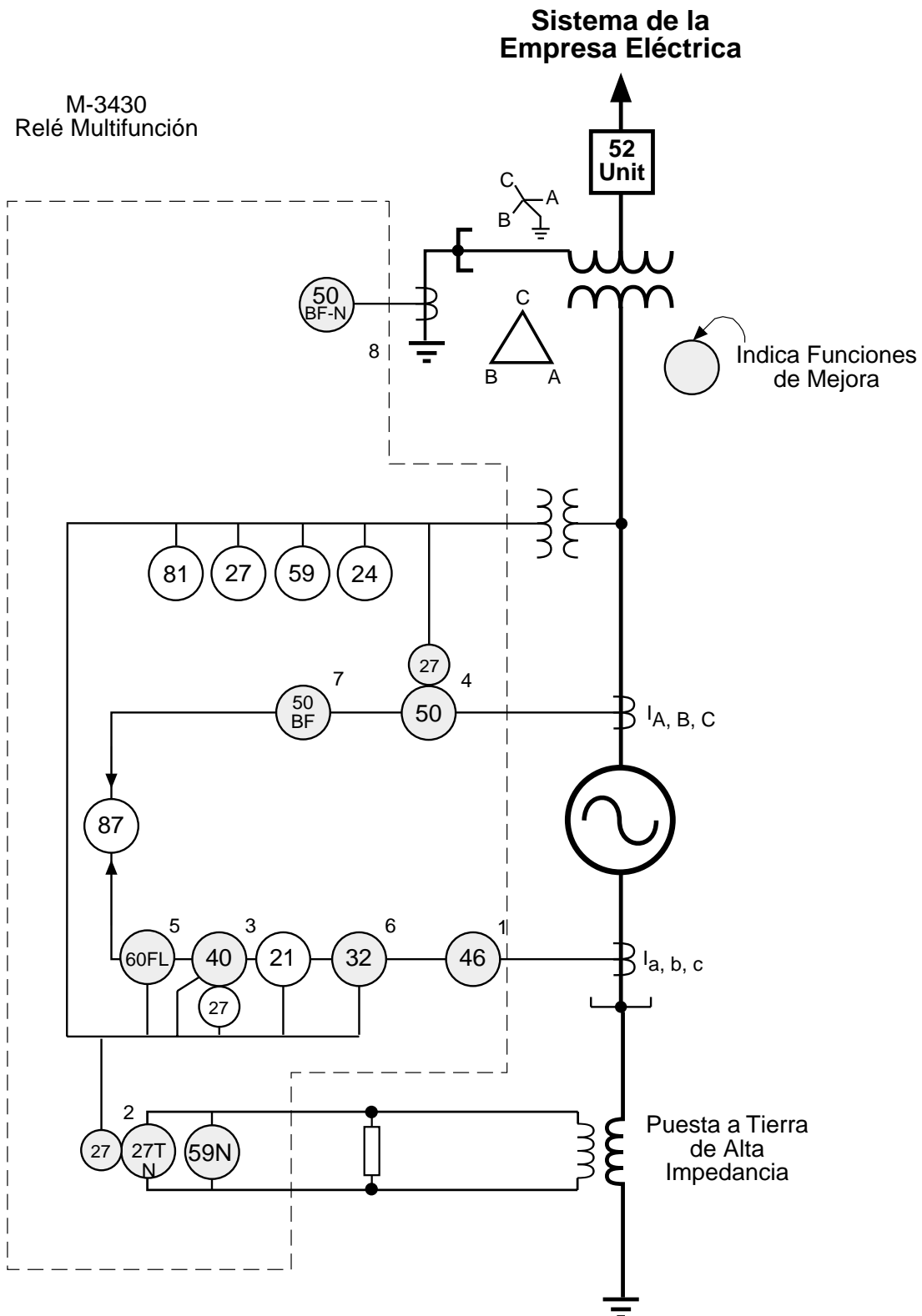


Figura 17 Diagrama Unifilar del Relé M-3430

Las funciones de mejoramiento comunes se muestran (sombreadadas) en las Figuras 17 y 19:

- 1 Protección contra Secuencia Negativa (corriente desequilibrada)
- 2 Protección contra Falla a Tierra en el 100% del Estator
- 3 Protección de Doble Nivel contra la Pérdida de Campo
- 4 Energización Inadvertida (Accidental) del Generador
- 5 Protección contra Pérdida de Fusible del Transformador de Voltaje
- 6 Disparo Secuencial
- 7 Falla del Interruptor del Generador
- 8 Protección contra el Contorneamiento del Interruptor del Generador

Estas funciones, además de seis (6) funciones de protección adicionales, están incluidas en un paquete único compacto (de 52,8 x 19,4 x 35,9 cm) [Figura 18], adecuado para montaje en bastidor o en panel.

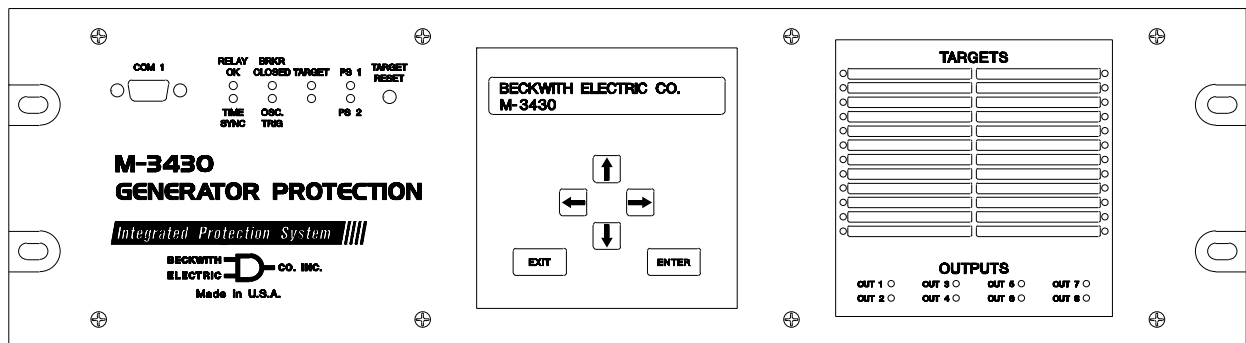


Figura 18 Panel Frontal del M-3430

Este relé incluye las siguientes características adicionales, que lo hacen sumamente flexible para aplicaciones de mejoramiento:

- Ocho salidas programables y seis entradas programables
- Registro oscilográfico (170 ciclos en total, con almacenamiento de hasta cuatro registros)
- Almacenamiento de 32 eventos
- Medición de todos los parámetros aplicables
- Dos puertos RS-232 y un puerto RS-485 de comunicaciones
- Tarjeta de circuito impreso y fuente de alimentación removibles
- Modelos disponibles para 50 Hz y 60 Hz
- Entradas disponibles para transformadores de corriente (CT) de 1 y 5 A nominales
- Software de Comunicación IPScom™ (incluido con el relé)
- Fuentes de alimentación redundantes
- Diagnóstico de autochequeo continuo

Para generadores con puesta a tierra de baja impedancia (resistencia o reactancia), se dispone de un relé complementario (M-3420), con protección de tierra del estator adecuada. La Figura 19 representa un diagrama unifilar de esta aplicación.

Sistema de la Empresa Eléctrica

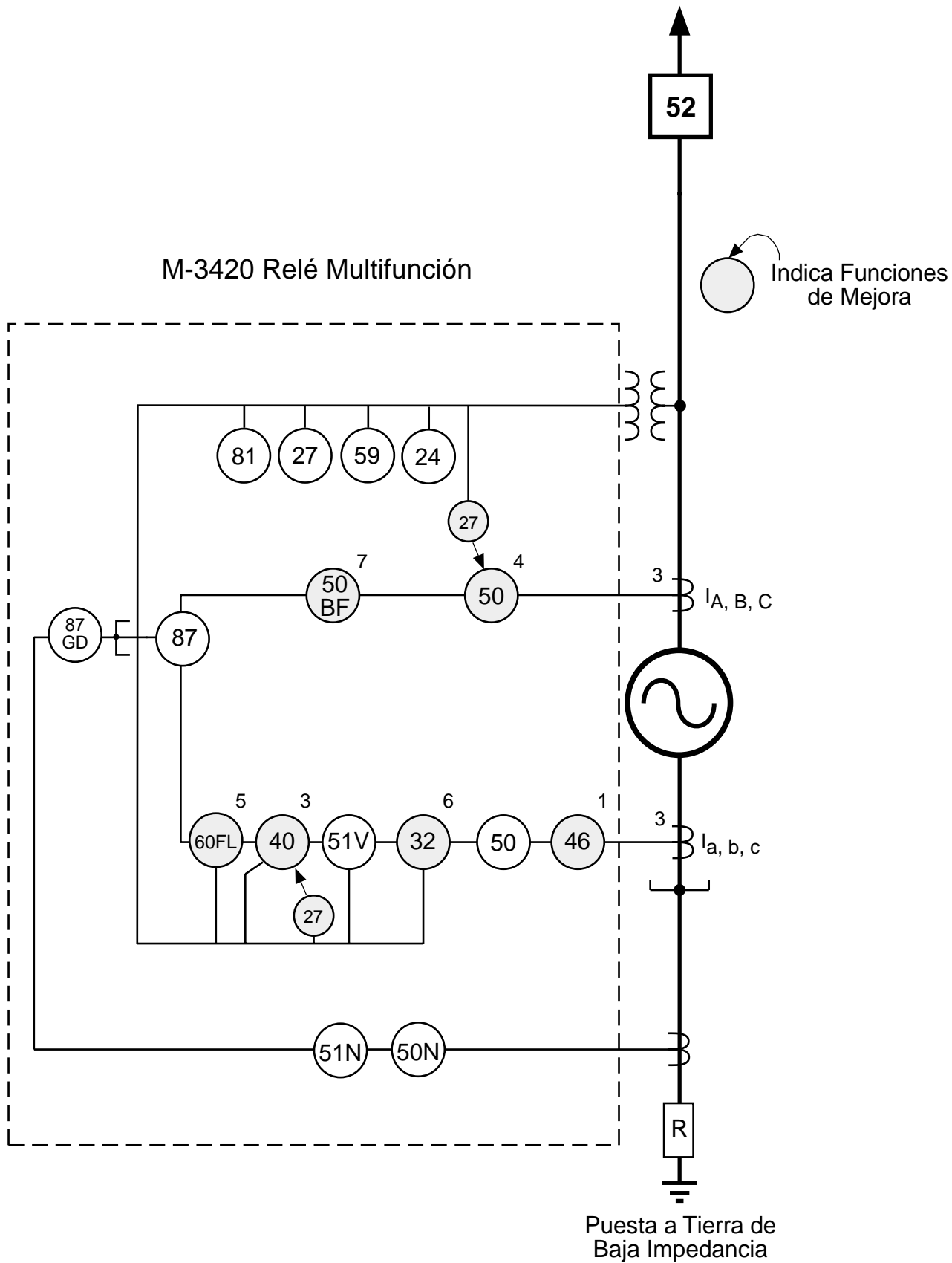


Figura 19 Diagrama Unifilar del M-3420

Muchos proyectos de mejoramiento de las protecciones son parte de programas generales de automatización o de prolongación de la vida útil en plantas eléctricas. Una de las características importantes de los relés digitales es su capacidad de comunicación. Tanto el M-3430 como el M-3420 tienen tres puertos para comunicación en serie. Dos puertos de interfaz en serie, COM1 y COM2, son puertos estándar RS-232 de 9 pines con configuración DTE. El puerto del panel frontal, COM1, se usa para ajustar e interrogar localmente al relé por medio de una computadora. El segundo puerto RS-232, COM2, está en la parte trasera de la unidad. Un puerto configurado RS-485, COM3, está disponible también en el bloque de terminales atrás de la unidad. Cualquiera de los puertos del panel posterior, COM2 o COM3, pueden usarse para ajustar e interrogar remotamente al relé por medio de un módem. Con el relé se suministra software de comunicación (IPScóm™), que funciona con el sistema operativo Microsoft® Windows™. La comunicación con múltiples relés se puede realizar usando un sencillo y económico divisor de señales de comunicaciones y un módem compatible con Hayes, a velocidades de hasta 19,200 baudios (Figura 20).

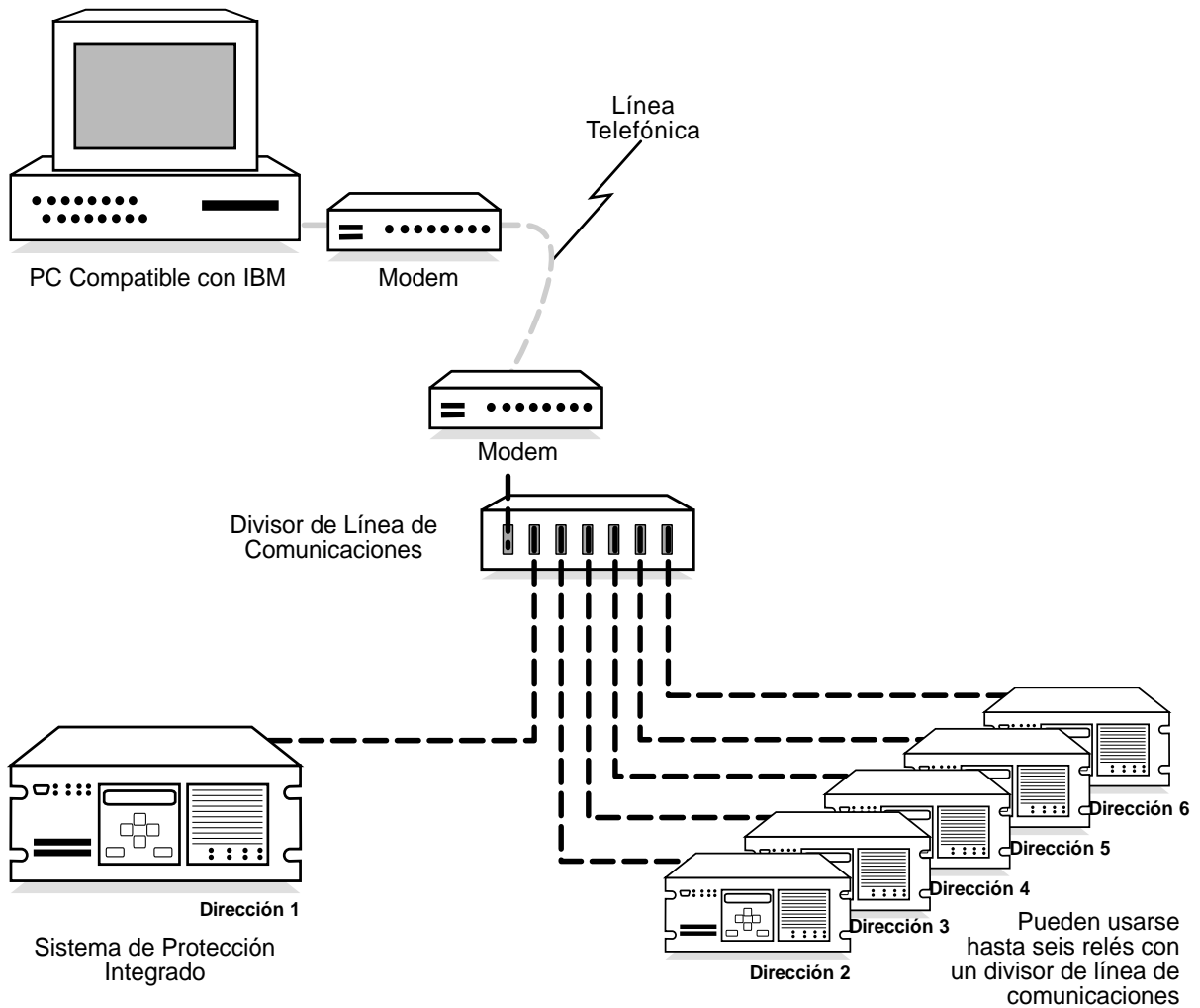


Figura 20 Direccionamiento de Sistemas Múltiples Usando un Divisor de Línea de Comunicaciones

Se puede acceder a las magnitudes de medición (MW, MVAR, Voltios, Amperios, F.P., etc.) en el relé mediante un DCS (Sistema de Control Distribuido) en la planta, a través de los puertos de comunicaciones del relé. De esta manera, se ahorra en los costos y el cableado de los transductores dedicados a cada magnitud de medición.

La Figura 21 muestra un sistema que usa el relé digital como un Dispositivo Electrónico Inteligente (IED) para recoger datos para un sistema DCS. Un Módulo de Interfaz de Red (NIM) externo es usado para traducir el protocolo de comunicaciones del relé al del sistema DCS, para lograr la integración del sistema.

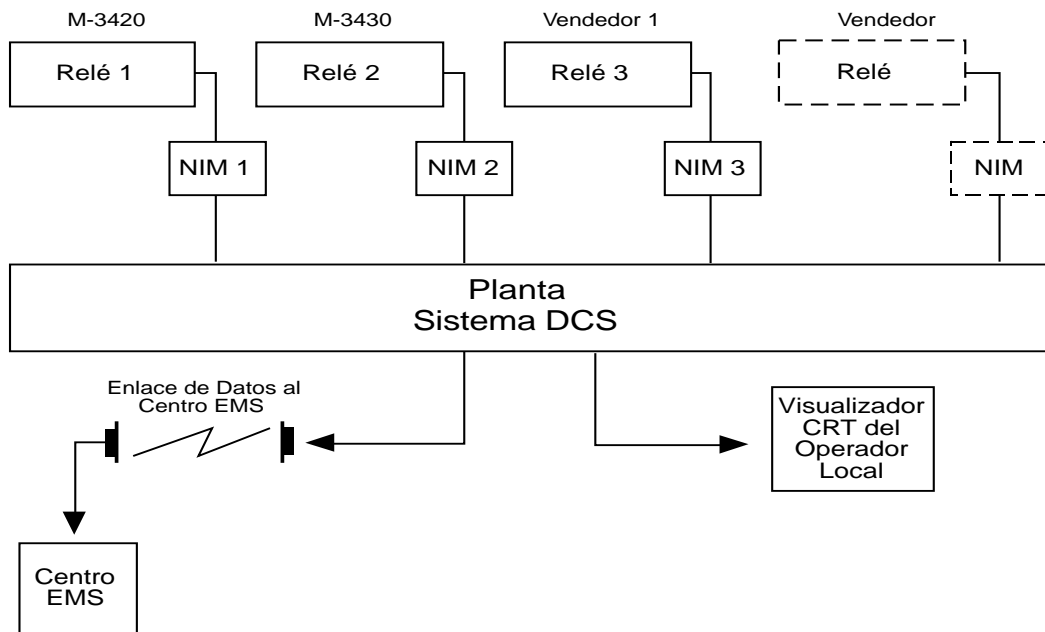


Figura 21 Integración del Sistema

CONCLUSION

Existen diversas áreas funcionales de protección de generadores de 20 años o más que tienen deficiencias significativas. Este artículo identifica tales áreas de protección, así como los riesgos de no atenderlas debidamente. Asimismo, se presenta una estrategia económicamente eficaz para mejorar la protección al nivel de las normas actuales de la industria mediante el uso de relés de multifunción digitales. La generación constituye la inversión de capital más costosa en una empresa eléctrica; el proteger esta inversión previniendo las fallas debería ser una prioridad fundamental para las empresas públicas de electricidad, así como para otros propietarios de generadores.

REFERENCIAS

- [1] ANSI/IEEE C37.102-1986, "IEEE Guide for AC Generator Protection." (*Guía de IEEE para la Protección de Generadores C.A.*)
- [2] ANSI/IEEE C37.101-1993, "IEEE Guide for AC Generator Ground Protection." (*Guía de IEEE para la Protección de Tierra de Generadores C.A.*)
- [3] ANSI/IEEE C37.106-1987, "IEEE Guide for Abnormal Frequency Protection for Power Generating Plants." (*Guía de IEEE para la Protección contra las Frecuencias Anormales en Plantas de Generación Eléctrica*)
- [4] ANSI C50.13-1987, "American National Standard for Cylindrical Rotor Synchronous Generators." (*Norma Nacional Americana para Generadores Síncronos con Rotor Cilíndrico*)
- [5] ANSI/IEEE C50.12-1982, "American National Standard Requirements for Salient Pole Synchronous Generators and Generator/Motors for Hydraulic Turbine Applications." (*Requisitos de las Normas Nacionales Americanas para Generadores Síncronos de Polo Saliente y Generadores/Motores para Aplicaciones de Turbinas Hidráulicas*)
- [6] IEEE Power Engineering Society Tutorial 95TP102, "IEEE Tutorial on the Protection of Synchronous Generators." (*Documento Instructivo de IEEE sobre la Protección de Generadores Síncronos*)

ACTUALIZACIÓN DEL PRESUPUESTO 1991 A 2003

Para costos de materiales de obras civiles se obtiene un factor de ajuste basado en los rubros mas ponderantes (cemento, arena e hierro). Resultando valores de incremento porcentual de:

Cemento	71.82%
Arena gruesa	79.52%
Hierro	1.52%

Con estos datos y sus respectivas ponderaciones aproximadas de 40%, 40% y 20% respectivamente, se obtiene el **60.30%** de incremento.

En estos valores incrementales se incluye transporte y mano de obra, así que el costo de obras civiles al 2002 sería de:

$$263'173,200 * (1 + 60.30\%) = 421'866,640$$

Para salarios de trabajadores se utilizó tres tipos distintos de trabajadores: operarios de equipos, Peones y maestros de obra. Estos últimos por ubicarse en la media tanto de remuneración como de numero de trabajadores.

Los incrementos porcentuales para estos fue de:

Operadores de maquinas	10.17%
Peón	47.17%
Maestro de obra	25.52%

Considerándolos igualmente ponderables, la tasa de actualización en salarios es de **27.62%**.

Para el equipo electromecánico se utilizan los tres equipos mas costosos: generador, transformadores y turbina. Dando valores incrementales de:

Generador	
Transformador	
Turbina	

Los precios del 91 al 2002 para la suma (suministro + transporte) de los equipos electromecánicos permanecen invariables, esto implica que, para la actualización de precios de obras electromecánicas se deba considerar únicamente el incremento por mano de obra.

Para las obras electromecánicas, de acuerdo al presupuesto detallado de 1991, el porcentaje asignado a mano de obra sería de 10.75%

Así por lo tanto:

$137'890,000 * 10.75\% = \text{USD } 14'829,751$ Costo de mano de obra para obras electromecánicas 1991

$14'829,751 * (1+27.62\%) = \text{USD } 18'925,728$ Costo de mano de obra para obras electromecánicas 2002

$137'890,000 + 14'829,751 = 156'815,728$ Costo de obras electromecánicas para el 2002

El valor total de presupuesto al 2002 será:

$421'866,640 + 156'815,728 = \mathbf{627'312,054 \text{ USD al 2002}}$

Esto implica un incremento total en el presupuesto de **42.26%**

Decreto Ejecutivo No. 593 de 11 de febrero de 1999
R.O. No. 134 de 23 de enero de 1999

No 593

Jamil Mahuad Witt
PRESIDENTE CONSTITUCIONAL DE LA REPUBLICA

Considerando:

Que es deber del Estado satisfacer las necesidades de suministro de la energía eléctrica en el país;

Que es facultad del CONELEC, de conformidad con la letra c) del Artículo 13 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, preparar y proponer para su aprobación y expedición por parte del Presidente de la República, los Reglamentos Especiales que se requieran para su aplicación;

Que el artículo 45 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico contempla la conformación del Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) constituido por los generadores, distribuidores y grandes consumidores incorporados al Sistema Nacional Interconectado (SNI), así como la exportación e importación de energía y potencia;

Que de acuerdo al Artículo 23 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, corresponde al Centro Nacional de Control de Energía (CENACE), la administración de las transacciones técnicas y financieras del Mercado Eléctrico Mayorista, responsabilizándose de la seguridad de la operación del SNI y el abastecimiento de energía al mercado, al mínimo costo posible;

Que, el Mercado Eléctrico Mayorista abarca las transacciones de suministro de energía eléctrica que se celebren entre generadores, entre generadores y distribuidores y entre generadores y grandes consumidores;

Que, para preservar la eficiencia global del sector y crear las condiciones de mercado para la comercialización, se requiere reglamentar las disposiciones establecidas en la Ley para viabilizar la puesta en funcionamiento del Mercado Eléctrico Mayorista; y ,

En ejercicio de las atribuciones que le confiere el artículo 171 número 5 de la Constitución Política vigente,

Decreta:

**El siguiente REGLAMENTO PARA EL FUNCIONAMIENTO
DEL MERCADO ELÉCTRICO MAYORISTA**

CAPITULO I ASPECTOS GENERALES

Artículo 1.- Objetivo Global.- El presente Reglamento establece las normas para la administración de las transacciones financieras del Mercado Eléctrico Mayorista – MEM, a cargo del Centro Nacional de Control de Energía – CENACE, y del cumplimiento de las disposiciones que para el efecto se establecen en la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, su Reglamento General, este Reglamento y las Regulaciones pertinentes dictadas por el CONELEC.

Las disposiciones de este Reglamento serán complementadas con los Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista, establecidos a través de las regulaciones que dicte el CONELEC.

Artículo 2.- Alcance del Reglamento.- Los aspectos específicos que se norman mediante el presente Reglamento para la administración del Mercado Eléctrico Mayorista son los siguientes:

- a) La conformación y funcionamiento del MEM;
- b) La determinación de los derechos y obligaciones de los participantes;
- c) La formulación de principios para la fijación de los precios de las transacciones;
- d) La formulación de principios para la liquidación de todas las transacciones que se produzcan en el MEM;
- e) La formulación de principios para el cumplimiento de los contratos a plazo en el MEM; y,
- f) La aplicación de sanciones en caso de incumplimiento;

Artículo 3.-Definiciones.- Los términos señalados a continuación tendrán los siguientes significados:

Restricciones Operativas: Limitaciones impuestas por la red de Transmisión o por los Agentes del MEM que impiden la ejecución del despacho económico y ocasionan diferencias entre la producción prevista de los generadores en el despacho económico y el despacho real o incluso la operación de plantas diferentes a las que habían sido consideradas en el despacho económico.

Estación Seca: Período comprendido entre los meses de octubre de un año a marzo del próximo año.

Energía Firme: Es la producción efectiva de una planta hidráulica, en un período dado,

que en función de los caudales mensuales aportados y la capacidad de reservorio, asegure una probabilidad de ocurrencia del 90% *anual*¹.

Para aquellos términos que no se encuentren definidos en forma expresa en el presente Reglamento, se estará a la definición establecida en el Reglamento Sustitutivo del Reglamento General de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico.

CAPITULO II CONFORMACION Y FUNCIONAMIENTO DEL MEM

Sección 1 Conformación del MEM

Artículo 4.- Agentes del MEM.- El MEM estará constituido por las personas naturales o jurídicas dedicadas a las actividades de generación, al servicio público de distribución o transmisión, los Grandes Consumidores, así como quienes realicen actividades de importación y exportación de energía y que cuenten con una concesión, permiso, licencia, o registro, otorgado por el CONELEC. Las transacciones que se realicen entre quienes intervengan en el MEM serán aquellas permitidas por la Ley.

Artículo 5.- Requisitos Básicos.- El CONELEC definirá y controlará el cumplimiento de los siguientes requisitos básicos por parte de los Agentes del MEM:

- a) Los procedimientos de registro que deberán cumplir los Agentes para participar en el MEM;
- b) El valor mínimo de la potencia nominal de la unidad de generación que deberá certificar un generador o autoproducer para participar en el MEM;
- c) Las características y requisitos técnicos que deberán cumplir las empresas de generación y distribución para su operación en el MEM;
- d) Las características que deben satisfacer los Consumidores para ser considerados como Grandes Consumidores;
- e) Las condiciones mediante las cuales se ejecutarán los contratos de importación y exportación de energía eléctrica.

Artículo 6.- Obligaciones de las partes.- En forma complementaria a lo determinado en la Ley y su Reglamento General, se establecen las siguientes obligaciones:

¹ Reforma del art. 3, definición de Energía Firme, mediante Decreto Ejecutivo No. 2233, publicado en Registro Oficial No. 495, de 16 de enero de 2002

a) Del CENACE:

1.- Determinar y aplicar correctamente los precios de generación y la emisión de las facturas correspondientes a la compra – venta de energía, en el Mercado Ocasional;

2.- La aplicación correcta de los pliegos tarifarios y cálculo de las penalizaciones, en lo que le corresponde a las tarifas de transmisión y peajes de distribución;

3.- Ejecutar las acciones indicadas en el presente Reglamento ante el incumplimiento de las obligaciones por parte de alguno de los Agentes.

b) De los Agentes del MEM:

Suministrar oportunamente al CENACE la información que les sea solicitada y cumplir con las obligaciones comerciales establecidas por él, como resultado de las transacciones realizadas en el MEM.

Sección 2 Funcionamiento del MEM

Artículo 7.- Transacciones en el Mercado Eléctrico Mayorista.- En el Mercado Eléctrico Mayorista (MEM) se pueden realizar los siguientes tipos de transacciones:

a) Contratos a plazo, libremente acordados en cuanto a cantidades, condiciones y precios entre los Agentes del MEM;

b) Compra -venta en el mercado ocasional;

c) Exportación e importación de energía;

Artículo 8.- Administración del MEM.- Las obligaciones financieras provenientes de las transacciones de compra -venta de potencia y energía en el Mercado Ocasional serán determinadas y liquidadas por el CENACE sobre la base de la entrega y retiro horarios de energía por parte de los Agentes del MEM.

En lo referente a la disponibilidad de instalaciones para la generación y transporte de energía así como para los servicios de regulación de frecuencia , su liquidación la realizará el CENACE en forma mensual, de acuerdo a lo previsto en el presente Reglamento y en el Reglamento de Despacho y Operación del SNI.

Artículo 9.- Liquidación y cumplimiento de transacciones.- El CENACE determinará mensualmente los valores que deben pagar y cobrar los Agentes del MEM, el Transmisor, los Importadores y Exportadores por las transacciones realizadas en el mercado ocasional y por los servicios prestados por terceros para el cumplimiento de las transacciones realizadas en contratos a plazo.

El CENACE verificará e informará a los agentes del MEM sobre el despacho económico efectuado y la sustitución o reemplazo que se hubiere producido en las cuotas energéticas comprometidas en los contratos a plazo.

Artículo 10.-Suspensión del servicio.- En el caso de producirse lo previsto en el artículo 9 de la Ley y artículo 83 de su Reglamento Sustitutivo por parte de cualquiera de los Agentes del MEM, luego de cumplidas las condiciones estipuladas en los respectivos contratos y transcurridos los plazos establecidos en este Reglamento para el pago de las obligaciones, el CENACE publicará un aviso en los principales medios de comunicación escrita indicando la forma y fecha de aplicación de esta medida de suspensión.

Los daños y perjuicios ocasionados a terceros por la suspensión de servicio a consecuencia de la falta de pago, serán de exclusiva responsabilidad del agente que incumplió con el pago.

El agente que fuera sancionado con la suspensión del servicio estará sujeto también a lo dispuesto en el respectivo contrato de concesión, que expresamente indica que se considera la primera suspensión como falta grave y la segunda ocasión como causal para la terminación de la concesión.

CAPITULO III FIJACION DE PRECIOS EN EL MERCADO ELECTRICO MAYORISTA

Sección 1 Precios en el Mercado Ocasional

Artículo 11.- Barra de Mercado y Fijación de precios.- Los precios de generación de energía en el MEM serán calculados en una barra eléctrica de una subestación específica denominada "Barra de Mercado" asignada por el CONELEC, que sirve de referencia para la determinación del precio. Los precios de la energía en la Barra de Mercado se calculan a partir de los costos de generación divididos por los correspondientes factores de nodo.

Artículo 12.- Factor de Nodo.- Factor de Nodo de un nodo de la red de transmisión es la variación que tienen las pérdidas marginales de transmisión producidas entre dicho nodo y la barra de mercado ante una variación de la inyección o retiro de potencia en ese nodo. Por definición, el Factor de Nodo de la Barra de Mercado es igual a 1.0.

Los Factores de Nodo serán calculados por el CENACE en base a la metodología aprobada por el CONELEC.

Artículo 13.-De la Energía.- La energía se valorará con el costo económico marginal instantáneo obtenido al final de cada hora.

El costo marginal instantáneo de energía, en la Barra de Mercado, estará dado por aquella unidad de generación que, en condiciones de despacho económico, sea la que atiende un incremento de carga. Para este efecto, el costo de generación estará determinado:

a) En operación normal, por el costo variable de producción de la unidad marginal, para el caso de las plantas térmicas e hidráulicas de pasada, o por el valor del agua para las plantas hidráulicas con regulación mensual o superior; y,

b) En caso de desabastecimiento de energía eléctrica, por el costo de la energía no suministrada, calculado por el CONELEC en función creciente a la magnitud de los déficits.

El valor del agua será determinado por el CENACE en el programa de planeamiento operativo.

Artículo 14.- Precio Nodal de la Energía.- A cada precio horario de energía determinado en la Barra de Mercado le corresponde un precio de energía en cada nodo de la red. Los precios de la energía en cada nodo de la red de transmisión se obtendrán a partir del precio en la Barra de Mercado multiplicado por el Factor de Nodo.

Artículo 15.- Cargos variables por transporte de energía.- El CENACE, utilizando la metodología del Factor de Nodo, determinará las remuneraciones económicas para el Transmisor por concepto del servicio de transporte, que considera las pérdidas técnicas de energía. Los cargos fijos se aplicarán según lo establecido en el Reglamento de Tarifas.

Los participantes del MEM, que utilicen la red de un Distribuidor, cancelarán los cargos establecidos en el Reglamento de Tarifas. El CONELEC establecerá los procedimientos respectivos a través de las regulaciones, de cuya aplicación se responsabilizará el CENACE.

Artículo 16.- Potencia Remunerable Puesta a Disposición.- *Es la cantidad de potencia activa que será remunerada a cada generador. El CENACE calculará estas potencias hasta el 30 de septiembre de cada año y será aplicable para cada uno de los trimestres de los siguientes doce meses, pudiendo efectuarse reajustes de dicho cálculo.*

El cálculo, para las plantas hidroeléctricas, se obtendrá mediante la utilización de sus energías firmes mensuales; y, para las unidades termoeléctricas, tomando en cuenta sus potencias efectivas, precios de mantenimiento y costos variables de producción².

El procedimiento de cálculo y las condiciones y frecuencia de los reajustes se establecerán en la Regulación que expida el CONELEC sobre la materia.³

Las horas de operación en demanda media y demanda punta, a considerarse en el cálculo de la Potencia Remunerable Puesta a Disposición corresponden a los períodos esta-

² Reforma al segundo inciso del art. 16, mediante Decreto Ejecutivo No. 2818, publicado en el Registro Oficial No. 623 de 22 de julio de 2002.

³ Reforma de los tres primeros incisos del art. 16, mediante Decreto Ejecutivo No. 1582, publicado en el Registro Oficial No. 340, de 16 de diciembre de 1999.

blecidos en el literal a) del Artículo 8 del Reglamento de Tarifas⁴.

El cobro de la Potencia Remunerable puesta a Disposición por parte de los generadores se realizará según lo establecido en los Artículos 26 y 27 del presente Reglamento.

Artículo 17 Reserva Adicional de Potencia y Reserva para Regulación de Frecuencia.- El CENACE evaluará semanalmente los eventuales requerimientos de Reserva Adicional de Potencia, sobre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición. Si de la programación semanal se determina la necesidad de la Reserva Adicional de Potencia para cumplir las condiciones de calidad de suministro y de confirmarse su disponibilidad, esta será licitada de conformidad con la Ley.

El porcentaje óptimo de reserva requerido para la Regulación Primaria de Frecuencia se definirá estacionalmente por el CENACE y será de cumplimiento obligatorio por parte de todos los generadores. En caso de que un generador no cumpla con el porcentaje establecido podrá comprar a otros generadores que dispongan de excedentes de regulación primaria, al precio unitario de potencia señalado en el artículo 18 del presente Reglamento.

La reserva requerida para Regulación Secundaria de Frecuencia, así como la selección de los generadores que deben efectuar tal regulación, serán determinados por el CENACE.

El cobro por Reserva Adicional de Potencia y Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia por parte de los generadores se realizará según lo establecido en los Artículos 26 y 27 del presente Reglamento.

Artículo 18.- Precio unitario de Potencia para Remuneración y Costos de Arranque y Parada.- El precio unitario de potencia corresponde al costo unitario mensual de capital más costos fijos de operación y mantenimiento de la unidad generadora más económica para proveer potencia de punta o reserva de energía en el año seco identificado. El costo mensual de capital se determina con el factor de recuperación del capital considerando la tasa de descuento utilizada en el cálculo de tarifas. El tipo de unidad, su costo y vida útil a considerar, será definido cada cinco años por el CONELEC.

Con el costo arriba señalado se remunerará la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y la Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia;

La Reserva Adicional de Potencia se remunerará con el valor que resulte de la licitación, el mismo que no podrá ser mayor al definido para la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y Reserva para Regulación de Frecuencia;

Las transacciones por concepto de Regulación Primaria de Frecuencia, entre generadores, se realizarán, también, con el costo indicado en el inciso primero;

El costo por arranque y parada de una unidad turbo-vapor, de producirse lo señalado en

⁴ Reforma al cuarto inciso del art. 16, mediante Decreto Ejecutivo No. 2818, publicado en el Registro Oficial No. 623 de 22 de julio de 2002.

el artículo 20 último inciso, se lo reconocerá de acuerdo al valor declarado por el Generador para un arranque en frío. Los arranques en caliente no serán objeto de reconocimiento o compensación.

Artículo 19.-Tarifa de transmisión y peajes de distribución.- El CENACE aplicará la tarifa de transmisión y los peajes de distribución, de conformidad con lo establecido en el Reglamento de Tarifas.

Sección 2

Otras Remuneraciones Aplicables a la Generación

Artículo 20.- Compensaciones por Restricciones Operativas.- Cuando existan Restricciones Operativas que obliguen el despacho de unidades menos económicas, el CENACE establecerá los mecanismos para que la generación producida por dichas unidades sea remunerada al generador a su costo variable declarado y evite las distorsiones que por este concepto puedan producirse en la fijación de los precios del mercado.

Los sobrecostos producidos serán calculados por el CENACE y cubiertos por el Agente del MEM que los provoque, para compensar al que entró sobre el despacho económico.

Los costos originados por inflexibilidades operativas que puedan tener las unidades de generación, que las obliguen a mantenerse en operación en períodos que no son requeridos por el sistema, no incidirán en los costos económicos del MEM. Los sobrecostos, con relación a los precios del mercado, serán asumidos por el agente propietario de la unidad inflexible. El CONELEC establecerá las Regulaciones pertinentes.

En caso de que, por condiciones operativas del sistema, se requiera parar unidades del tipo turbo-vapor, se reconocerán los costos de arranque y parada, los mismos que serán liquidados conforme lo indicado en el artículo 26 del presente Reglamento.

Artículo 21.-Energías renovables no convencionales.- El despacho preferente de plantas que utilicen energías renovables no convencionales, por parte del CENACE, no podrá exceder el 2% de la capacidad instalada de los generadores del MEM.

Toda la energía proveniente de fuentes renovables no convencionales entregada al SNI no formará parte del despacho económico; esto es, sus costos no serán tomados en cuenta para la fijación del costo marginal.

El CONELEC establecerá los precios que el CENACE utilizará para valorar la producción de cada una de estas plantas, sobre la base de referencias internacionales, cuyo valor total será distribuido proporcionalmente a las transacciones económicas realizadas por los Distribuidores y Grandes Consumidores en el MEM.

Sección 3

De las Liquidaciones de Energía y Potencia

Artículo 22.- Forma de Liquidación. - El CENACE efectuará la liquidación de transacciones de potencia y energía realizadas en el mercado ocasional.

Artículo 23.- De la Energía Entregada.- Para cada Agente del MEM y, para cada hora del día, el CENACE establecerá la energía entregada al sistema.

Cada unidad de energía entregada será valorada horariamente por el CENACE al costo marginal en el nodo de entrega correspondiente.

Para las transacciones realizadas en el mercado ocasional, el CENACE establecerá horariamente los valores a acreditarse a cada Agente del MEM.

Adicionalmente, el CENACE informará a los Agentes del MEM que dispongan de contratos a plazo, las cantidades de energía que hayan sido despachadas en cumplimiento de las transacciones realizadas en tales contratos.

Artículo 24.- De la Energía Recibida.- La energía producida para que los generadores cumplan los contratos a plazo, así como la energía recibida por los exportadores, distribuidores o grandes consumidores, agentes receptores del MEM, será establecida por el CENACE para cada hora del día.

Cada unidad de energía recibida será valorada horariamente por el CENACE al costo marginal en el nodo de recepción correspondiente.

Para las transacciones realizadas en el mercado ocasional, el CENACE establecerá horariamente los valores a debitarse a cada agente receptor. Adicionalmente, el CENACE informará a los Agentes del MEM que dispongan de contratos a plazo, las cantidades de energía que hayan sido despachadas en cumplimiento de las transacciones realizadas en tales contratos.

Artículo 25.- Remuneración a los Generadores por Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia y Reserva para Regulación de Frecuencia.- El CENACE establecerá mensualmente el valor que recibirá cada uno de los generadores por la cantidad de Potencia Remunerable Puesta a Disposición, por Reserva Adicional de Potencia y por Reserva para Regulación de Frecuencia, de conformidad a lo establecido en los artículos 16 y 17 de este Reglamento y a los precios de potencia establecidos en el artículo 18.

En los meses en los que la unidad o planta esté indisponible total o parcialmente se aplicará el menor valor entre la Potencia Remunerable Puesta a Disposición y la potencia media puesta a disposición en ese mes.

Adicionalmente, informará a cada uno de los Agentes del MEM que dispongan de contratos a plazo, la cantidad de potencia que por estos conceptos deba ser considerada en tales contratos, cuando sea aplicable.

Artículo 26.- Cargo Equivalente de Energía.- Para el cobro por conceptos de Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Reserva para Re-

gulación Secundaria de Frecuencia, y Costos de Arranque y Parada de una unidad turbo-vapor, el CENACE obtendrá, una vez concluido cada mes y para el período total del mes concluido, un valor por unidad de energía denominado Cargo Equivalente de Energía.

Este cargo corresponderá a la relación entre la remuneración total que los generadores percibirán por Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia y Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y por los Costos de Arranque y Parada de una unidad turbo – vapor, en ese período y, la correspondiente energía total entregada en las horas de demanda media y punta a los Distribuidores y Grandes Consumidores, en los respectivos nodos de cada agente receptor.

Artículo 27.- Cobro por Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y Costos de Arranque y Parada.- Una vez concluido cada mes y para el mes terminado, el CENACE establecerá el valor que se debe cobrar a cada receptor por conceptos de Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, Reserva para Regulación Secundaria de Frecuencia y Costos de Arranque y Parada de una unidad turbo-vapor en el MEM. Este monto se calculará sobre la base de la energía recibida en las horas de punta y de demanda media, en su nodo, valoradas con el Cargo Equivalente de Energía.

En el caso de los contratos a plazo, el CENACE informará a cada uno de los generadores las cantidades de energía que por estos conceptos deberán ser consideradas, cuando sea aplicable.

Artículo 28.- Transacciones de potencia reactiva. - Todos los agentes del MEM son responsables por el control del flujo de potencia reactiva en sus puntos de intercambio con el MEM, en función de las Regulaciones que emita el CONELEC sobre la materia.

En base al equipamiento para suministrar potencia reactiva, declarado por los generadores, transmisor, distribuidores y grandes consumidores, el CENACE verificará el cumplimiento de la calidad del servicio, esto es, niveles de tensión y sobrecarga del equipamiento y se determinará los cargos fijos que deben abonar los agentes del mercado por el incumplimiento de las Regulaciones.

CAPITULO IV CONTRATOS A PLAZO

Artículo 29.- Alcance.- Los contratos a plazo son aquellos que se pactan libremente entre Generadores y Distribuidores, entre Generadores y Grandes Consumidores y entre Distribuidores y Grandes Consumidores. Asimismo se considerarán las transacciones que puedan realizar los Generadores con Exportadores, los Importadores con los Distribuidores y los Importadores con Grandes Consumidores.

Las transacciones de energía se cumplirán sobre compromisos prefijados con base en las demandas horarias establecidas para el período contractual.

Artículo 30.- Cumplimiento de los contratos a plazo.- Los contratos a plazo pactados entre Agentes del MEM, una vez que hayan sido registrados y se hayan cumplido los plazos establecidos para la entrada en vigencia de los mismos, serán cumplidos a través del CENACE; Corporación que realizará la liquidación únicamente de las transacciones imputables a los contratos a plazo que hayan sido cumplidas en el mercado ocasional por otros generadores, así como de las tarifas de transmisión, los peajes de distribución y otras remuneraciones de generación, que hayan sido requeridas para el cumplimiento total de esos contratos.

Para este propósito los generadores deben informar al CENACE en relación con sus contratos a plazo los siguientes datos: el Agente Consumidor correspondiente, vigencia y plazo de ejecución, el programa de demandas a abastecer y garantías de abastecimiento.

El CENACE informará los precios de la energía en la barra de mercado y en el caso de contratos de importación o exportación en el nodo de frontera.

Los contratos a plazo deberán ser cumplidos por los generadores independientemente del hecho de que sus equipamientos de generación hayan sido o no despachados por el CENACE. De no haber sido despachados, el vendedor cumplirá con su contrato por medio del generador que haya resultado despachado y percibirá el precio pactado contractualmente con sus clientes, abonando a su vez al generador que haya resultado despachado el precio que corresponda a través del mercado.

Artículo 31.- Aspectos a observarse.- Los contratos a plazo para que sean registrados y puedan ser administrados por el CENACE deberán considerar los siguientes aspectos:

a) Cumplir con las condiciones generales establecidas en la Ley y su Reglamento General en cuanto a plazos mínimos de contratación y entrada en vigencia;

b) Cualquier modificación debe ser igualmente registrada ante el CENACE. La entrada en vigencia de dichas modificaciones se sujetará a los mismos plazos establecidos para la entrada en vigencia del contrato principal;

c) Los Generadores que cuenten con unidades térmicas no comprometerán una producción mayor de aquella proveniente de su capacidad efectiva tomando en cuenta los períodos de mantenimiento respectivos;

*d) Los generadores que cuenten con plantas hidroeléctricas no comprometerán una producción mayor de aquella proveniente de su energía firme anual, que será distribuida en cada mes tomando en cuenta la variación hidrológica y los períodos de mantenimiento respectivos.*⁵

⁵ Reforma del literal d) del art. 31, mediante Decreto Ejecutivo No. 2233, publicado en el Registro Oficial No. 495, de 16 de enero de 2002.

CAPITULO V LIQUIDACION DE TRANSACCIONES EN EL MEM FACTURACION Y COBRO

Sección 1 Obligaciones de los Agentes del MEM

Artículo 32.-Determinación de Obligaciones en el MEM.- Para las transacciones en el mercado ocasional, el CENACE liquidará diariamente a los Generadores, Distribuidores y Grandes Consumidores y establecerá mensualmente las obligaciones y derechos comerciales de cada uno de los Agentes del MEM, respecto de las transacciones de potencia y energía realizadas, otras remuneraciones aplicables a la generación, las tarifas de transmisión y peajes de distribución.

Para los contratos a plazo, cuando sea aplicable, el CENACE liquidará las obligaciones y derechos comerciales relacionados con los servicios de Regulación de Frecuencia, Potencia Remunerable Puesta a Disposición, Reserva Adicional de Potencia, y otras remuneraciones aplicables a la generación, las tarifas de transmisión y peajes de distribución.

Las obligaciones y derechos comerciales serán determinados por el CENACE sobre la base de los conceptos establecidos en el Capítulo III de este Reglamento.

Artículo 33.- Suministro de información.- Es responsabilidad de cada uno de los Agentes del MEM suministrar toda la información para llevar a cabo la facturación de conformidad con los requerimientos establecidos en los Procedimientos del Mercado Eléctrico Mayorista. Si dentro de los plazos establecidos en dichos procedimientos, a los efectos de elaborar en tiempo y forma la información necesaria para la facturación, no se cuenta con la información completa, el CENACE procederá a completar los datos faltantes con la mejor información a su alcance.

La información así recabada será procesada por el CENACE a fin de conformar una base de datos accesible a la consulta por parte de los Agentes del MEM y por el CONELEC, mediante los mecanismos que el CENACE establezca en coordinación con el CONELEC.

Sección 2 Facturación y Cobro de Transacciones

Artículo 34.- Sistema de medición comercial.- Las mediciones destinadas a fines comerciales se realizarán con instrumental propio de las empresas que participen en el MEM. El sistema de medición comercial deberá cumplir con las normas que se determinen en las regulaciones pertinentes. El CENACE mantendrá un registro actualizado de estos medidores en el que constarán todas sus características técnicas y las pruebas efectuadas.

Cada Agente será responsable de la calibración y contrastación periódica de los medidores, bajo supervisión del CENACE, y en caso de encontrar irregularidades, esa Corporación reportará al CONELEC para la adopción de las acciones que correspondan.

El CENACE contará con un sistema de registro para recepcionar la información de los medidores y acordará con los integrantes del MEM la modalidad de acceso a tal sistema.

Artículo 35.- Reporte de transacciones comerciales.- Un reporte diario sobre la liquidación de transacciones de cada uno de los Agentes del MEM, será elaborado por el CENACE y puesto a conocimiento de los mismos en la base de datos del MEM en las siguientes 24 horas. Los Agentes del MEM podrán presentar observaciones en las siguientes 24 horas. Solamente serán consideradas las observaciones justificadas por escrito que sean presentadas al CENACE dentro de 48 horas de emitida la información. Las observaciones justificadas se comunicarán nuevamente a los Agentes del MEM dentro de las 48 horas siguientes a su recepción.

Artículo 36.- Facturación mensual.- Cada mes y una vez completado el proceso de reporte de transacciones comerciales correspondiente al mes anterior, el CENACE elaborará y emitirá una factura a cada uno de los Agentes del MEM, la cual será entregada en los primeros diez días de dicho mes. En la factura se reportará todas las transacciones que hayan sido liquidadas durante los días del mes inmediatamente anterior, así como los pagos y saldos correspondientes, incluyendo los del transmisor, deducidas las aportaciones para el funcionamiento del CENACE y los cargos que el CONELEC hubiere determinado por incumplimiento de la calidad del servicio.

La factura tendrá la calidad de título ejecutivo conforme lo dispone el Artículo 423 del Código de Procedimiento Civil.

Artículo 37.-Cumplimiento de las obligaciones.- Los valores facturados en el estado de cuenta entregado por el CENACE deberán ser pagados por los Agentes del MEM dentro de los siguientes veinte días, contados a partir de la notificación de la factura.

Si vencido el plazo determinado en el inciso inmediato anterior no se hubieren pagado los valores allí referidos, en cumplimiento a lo dispuesto en el artículo 50 de la Ley de Régimen del Sector Eléctrico, se aplicarán, por cada día de atraso en el pago, los intereses legales fijados por la autoridad competente y, además, una multa equivalente a la mitad de dichos intereses, calculados sobre el monto adeudado hasta que se realice el pago total de la facturación. El destino y la utilización de los valores recaudados por concepto de la multa antes señalada, serán determinados por el CONELEC.⁶

En caso de no recaudarse la totalidad de los valores facturados al término del plazo indicado, el déficit será cubierto por un Fondo de Garantía que se creará con recursos aportados por los Agentes del MEM y Exportadores de energía. El Fondo de Garantía se administrará de acuerdo a los procedimientos que se establezcan.

Artículo 38.- Incumplimiento en el pago por parte de los Agentes del MEM.- La falta de pago por parte de un Agente del MEM, en los plazos previstos en este Regla-

⁶ Inciso agregado mediante Decreto Ejecutivo No. 1582, publicado en el Registro Oficial No. 340, de 16 de diciembre de 1999.

mento o en los contratos, que sea cubierto por el Fondo de Garantía, dará lugar al cobro de los gastos respectivos, de conformidad con los procedimientos de Administración de tal Fondo. En el caso que el incumplimiento exceda los montos de aportación de dicho Agente al Fondo de Garantía, se procederá a la suspensión del servicio de la forma prevista en el Artículo 10 de este Reglamento. De persistir el incumplimiento se estará a lo previsto en la Ley y en los respectivos contratos.

Sección 3 **Controversias o Incumplimiento de Obligaciones**

Artículo 39.- Resolución de controversias.- Los Agentes del MEM están facultados a observar e impugnar los resultados del despacho o la liquidación de transacciones que consideren contrarios a sus intereses en los plazos establecidos en el artículo 35 de este Reglamento; en tales casos:

a) Las reclamaciones que a criterio de un Agente no hayan sido justificadas por el CENACE según lo establecido en el Artículo 35, serán puestas en conocimiento del Director Ejecutivo del CONELEC quien emitirá su resolución dentro de los siguientes cinco días. El plazo podrá ampliarse por una sola vez y hasta por cinco días adicionales por falta de información del Agente o del CENACE;

b) En caso de que el Agente no esté de acuerdo con la Resolución del Director Ejecutivo del CONELEC, podrá apelar ante el Directorio de dicha entidad, el que tomará la resolución correspondiente, dentro de los siete días subsiguientes;

c) Los reclamos formulados por los Agentes del MEM ante el CENACE o ante el CONELEC no les eximen del cumplimiento de sus obligaciones comerciales en los plazos establecidos en este Reglamento. La diferencia proveniente de la reclamación será liquidada por el CENACE a favor o en contra de los Agentes del MEM dentro de los siguientes dos días de notificada la resolución acreditando o debitando de la siguiente factura;

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

PRIMERA.- Restricciones Contractuales.- Los contratos de compra-venta de potencia y energía celebrados entre INECEL y generadores privados antes de la promulgación de la Ley o en el periodo de transición en ella previsto, continuarán su ejecución hasta su cumplimiento.

Si las condiciones establecidas en dichos contratos comprometieren una determinada producción que impida la realización de un despacho económico o desvirtúe los mecanismos para la fijación de los precios de mercado, el despacho económico a mínimo costo se llevará a cabo descontando esta restricción.

En caso de existir diferencia entre la energía entregada y la comprometida, el valor de esta diferencia será distribuido mensualmente, y en forma proporcional entre todos los Distribuidores y Grandes Consumidores en función de la energía comprada en el MEM en el mismo periodo.

SEGUNDA. - Contratos a plazo con Generadores.⁷ Para el cumplimiento del Art. 31, literal d) del presente Reglamento, las centrales hidroeléctricas Paute, Agoyán, Pucará, ELECAUSTRO⁸ tendrán la obligación de vender a todos los Distribuidores y a los Grandes Consumidores, en contratos a plazo, el 90% de la producción energética total en forma proporcional a la demanda de éstos.

En los contratos a plazo, los montos de energía a comprometerse serán referenciales y se los determinará sobre la base de la Planificación Operativa de CENACE usada para el cálculo del Precio Referencial de Generación.

La producción de energía de los Generadores hidroeléctricos y la demanda de energía de los Distribuidores, correspondientes al porcentaje establecido en esta Disposición Transitoria, serán determinadas sobre la base del procedimiento que establezca el CENACE, considerando la producción y demandas mensuales, procedimiento éste que debe ser puesto en conocimiento de los Agentes de MEM. A las centrales hidroeléctricas no escindidas de las Empresas Distribuidoras, se liquidará el 10% de su producción en el mercado ocasional; y, el 90% con el precio promedio de los contratos a plazo de las restantes centrales hidroeléctricas.

En el caso de que, los Generadores tengan contratos de compraventa de energía previamente suscritos, se respetarán los montos comprometidos y se suscribirán contratos con los distribuidores hasta completar el 90% señalado.

Las centrales termoeléctricas a vapor: Gonzalo Cevallos y Trinitaria de ELECTROGUAYAS y, la de TERMOESMERALDAS, también tienen la obligatoriedad de vender a los Distribuidores, en contratos a plazo, su energía en forma proporcional a la demanda de éstos, de acuerdo al literal c) del Art. 31 del presente Reglamento.

El plazo de vigencia de la obligatoriedad señalada en esta Disposición Transitoria será de cuatro años a partir de la entrada en vigencia de los contratos a plazo que se suscriban como resultado de esta disposición transitoria.

TERCERA.- Etapa Transitoria.- Los sobrecostos producidos por inflexibilidades operativas, en los términos señalados en el tercer inciso del artículo 20 del presente Reglamento, se comenzarán a aplicar luego de doce meses, contados a partir de la promulgación de este Reglamento; hasta tanto, dichos sobrecostos serán cubiertos por los Agentes, en forma proporcional a la energía que retiren del mercado durante los periodos de inflexibilidad.

⁷ Reforma de la Disposición Transitoria Segunda, mediante Decreto Ejecutivo No. 2233, publicado en el Registro Oficial No. 495, de 16 de enero de 2002.

⁸ Reforma del primer inciso de la Disposición Transitoria Segunda, mediante Decreto Ejecutivo No. 2711, publicado en el Registro Oficial No. 598, de 17 de junio de 2002, que reforma al Decreto Ejecutivo No. 2233.

Para efectos de lo dispuesto en el artículo 34 de este Reglamento, y en función de las necesidades inmediatas y de mediano plazo de reemplazo de medidores, relocalización de equipos, pruebas, etc., el CENACE coordinará las acciones para la evolución del actual sistema de mediciones hasta su conformación final.

CUARTA. - ^{9 10}

Artículo Final.- De la ejecución del presente Decreto, que entrará en vigencia a partir de la fecha de su publicación en el Registro Oficial, encárgase al Ministro de Energía y Minas.

Dado, en el Palacio Nacional, en Quito, a 11 de febrero de 1999

f.) Jamil Mahuad Witt, Presidente Constitucional de la República.

f.) Patricio Ribadeneira García, Ministro de Energía y Minas.

Es fiel copia del original. - Lo certifico:

f.) Ramón Yulee Ch., Secretario General de la Presidencia de la República.

⁹ Disposición Transitoria agregada, mediante Decreto Ejecutivo No. 2233, publicado en el Registro Oficial No. 495, de 16 de enero de 2002.

¹⁰ Disposición Transitoria derogada, mediante Decreto Ejecutivo No. 2590, publicado en el Registro Oficial No. 568, de 3 de mayo de 2002.

REGISTRO DE GRANDES CONSUMIDORES					
FECHA DE ACTUALIZACION: 3 DE FEBRERO DE 2003					
No.	Nombre	Fecha Calificación	Valido Hasta	Cliente en área de concesión de Distribuidora	Demanda mínima MW
K-001	Compañía Industrias Guapán S.A.	29-Feb-99	29-May-03	Azogues	0,48
K-002	Aglomerados Cotopaxi S.A.	08-Oct-99	06-Mar-03	Cotopaxi	1,84
K-003	Congaseosas S.A.	09-Feb-00	01-Abr-04	E.E.E.Inc	2,06
K-004	Acerías Nacionales del Ecuador S.A. ANDEC	12-May-00	27-Ago-04	E.E.E.Inc	4,23
K-005	Empresa Cantonal de Agua Potable y Alcantarillado de Guayaquil, ECAPAG	07-Jun-00	Calificación revocada (22-Feb-2001)	Guayas-Los Ríos	15,30
K-006	Base Naval de Guayaquil	08-Jun-00	24-Jun-04	E.E.E.Inc	3,68
K-007	AGA S.A.	23-Jun-00	01-Abr-04	E.E.E.Inc	2,20
K-008	Acería del Ecuador C.A., ADELCA	11-Jul-00	27-Ago-04	Quito	6,43
K-009	Centro de Rehabilitación de Manabí. Estación de Bombeo de Severino	26-Sep-00	Calificación revocada (10-oct-02)	Manabí	2,30
K-010	Negocios Industriales Real S.A. "NIRSA S.A"	12-Oct-00	12-Oct-04	Sta. Elena	1,96
K-011	KIMBERLY - CLARK (ECUAPEL S.A.)	12-Oct-00	29-Ene-04	Los Ríos	2,34
K-012	Empresa Papelera Nacional	12-Oct-00	12-Oct-02	Milagro	7,10
K-013	CEDEGE, Estación de Bombeo de Chongón	17-Oct-00	Calificación revocada (12-Jun-2001)	Sta. Elena	-
K-014	Plásticos Industriales C.A. "PICA"	23-Oct-00	11-Sep-04	E.E.E.Inc	2,46
K-015	Industrias Rocacem, Planta Cerro Blanco	06-Mar-01	06-Mar-03	E.E.E.Inc	16,02
K-016	Enkador	23-Abr-01	23-Abr-03	Quito	2,21
K-017	Unilever Andina - Jabonería Nacional, planta Jabonería Nacional	06-Ago-01	01-Abr-04	E.E.E.Inc	2,60
K-018	La Fabril S.A.	28-Ago-01	28-Ago-03	Manabí	1,59
K-019	Exportadora de Alimentos S.A. (EXPALSA)	10-Sep-01	13-Sep-04	Guayas-Los Ríos	2,40
K-020	Cristalería del Ecuador (CRIDESA)	12-Oct-01	04-Mar-04	E.E.E.Inc	2,34
K-021	Industria Cartonera Ecuatoriana	18-Oct-01	05-Mar-04	E.E.E.Inc	2,31
K-022	Interagua, estación "La Toma"	31-Oct-01	01-Mar-04	Guayas-Los Ríos	15,30
K-023	Cartopel	08-Ene-02	08-Ene-04	Centro Sur	1,88
K-024	Compañía Ecuatoriana del Caucho S.A.	16-Ene-02	16-Ene-04	Centro Sur	4,55
K-025	Compañía de Cervezas Nacionales C.A.	03-Abr-02	03-Abr-04	E.E.E.Inc	3,02
K-026	Industrias Rocacem, Planta San Rafael	27-Ago-02	27-Ago-03	Cotopaxi	4,57
K-027	Fundiciones Industriales S.A. (FISA)	28-Ago-02	28-Ago-04	E.E.E.Inc	2,14
K-028	Plastigama S.A.	04-Sep-02	04-Sep-04	Guayas-Los Ríos	1,78
K-029	Corporación Ecuatoriana de Aluminio S.A. (Cedal)	11-Sep-02	11-Sep-03	Cotopaxi	2,07
K-030	Plasticaucho Industrial S.A.	11-Sep-02	11-Sep-03	Ambato	1,83
K-031	Plastempaques S.A.	21-Nov-02	21-Nov-04	Guayas-Los Ríos	1,34
K-032	Plásticos Ecuatorianos S.A.	04-Dic-02	04-Dic-04	E.E.E.Inc.	1,46
K-033	Promarisco S.A.	16-Dic-02	16-Dic-04	Guayas-Los Ríos	1,47
K-034	Graiman Cia. Ltda.	31-Ene-03	31-Ene-04	Centro Sur	0,70

Nota: Las calificaciones correspondientes a los registros K-005, K-009 y K-013 fueron revocadas
