

Universidad Nacional de Ingeniería
FACULTAD DE INGENIERIA MECANICA



“INGENIERIA BASICA DEL CAMBIO DE
FRECUENCIA Y SUMINISTRO ELECTRICO
EN 50 KY PARA LA COMPAÑIA
MINERA HUARON”

T E S I S

PARA OPTAR EL TITULO PROFESIONAL DE:
Ingeniero Mecánico-Electricista

ROBERT JACINTO AZAÑERO TERRONES

Promoción. 1980-2.

LIMA PERU 1988

**" INGENIERIA BASICA DEL CAMBIO DE FRECUENCIA Y SUMINISTRO
ELECTRICO EN 50 KV PARA LA COMPANIA MINERA HUARON "**

INDICE

	<u>PAG</u>
PROLOGO	12
1.- INTRODUCCION	14
2.- ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO	
2.1 OFERTA DE ENERGIA	16
2.1.1 CH Francois	16
2.1.2 CH San José	17
2.1.3 Central Térmica	19
2.1.4 Potencia instalada disponible	19
2.1.5 Condición operativa del sistema	23
2.1.5.1 Calidad del servicio	23
2.1.5.2 Factor de potencia	25
2.1.5.3 Factor de carga	25
2.1.5.4 Pérdidas de energía	25
2.2 DEMANDA DE ENERGIA	25
2.2.1 Demanda histórica	26
2.2.2 Producción minera	27
2.2.3 Pronóstico de la demanda	30
2.2.3.1 Producción minera programada	30
2.2.3.2 Consumo de energía	30

2.2.3.3 Demanda de potencia	31
3.- CARACTERISTICAS PARTICULARES DEL PROYECTO	
3.1 GENERALIDADES	33
3.1.1 Descripción general del proyecto	33
3.1.2 Premisas adoptadas	33
3.2 ALCANCES	34
3.3 UBICACION Y CARACTERISTICAS CLIMATICAS DE LA REGION	35
3.4 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA PROPUESTO	36
3.4.1 Línea de Transmisión	36
3.4.1.1 Selección de la ruta	36
3.4.1.2 Conductor	37
3.4.1.3 Aislamiento y accesorios	37
3.4.1.4 Estructuras soporte	38
3.4.1.5 Cable de guarda	38
3.4.1.6 Sistema de puesta a tierra	39
3.4.2 Subestaciones de transformación	40
3.4.2.1 Generalidades	40
3.4.2.2 Criterios básicos de diseño	40
3.4.2.3 Estudio de flujo de potencia	40
3.4.2.4 Estudio de cortocircuito	41
3.4.2.5 Equipos de maniobra	41
3.4.2.6 Malla de tierra	44
3.4.3 Protección y medida	44
3.4.4 Principios de operación	45
3.4.4.1 Mando, señalizaciones y alarmas	45
3.4.4.2 Telecomunicaciones y control	46

3.4.4.3 Servicios auxiliares	47
3.4.4.4 Sistema de sincronización	48
3.4.4.5 Iluminación	48
4.- PROBLEMATICA DE LA FRECUENCIA	
4.1 GENERALIDADES	49
4.2 CONVERTIDOR DE FRECUENCIA ROTATIVO	50
4.2.1 Descripción de las instalaciones	51
4.2.2 Costo estimado	52
4.3 SUMINISTRO DIRECTO EN 60 HZ	53
4.3.1 Costo estimado	55
4.4 ALTERNATIVA SELECCIONADA	57
4.5 ANALISIS ELECTRICO	58
4.5.1 Máquinas eléctricas estáticas	59
a) Transformadores de potencia	59
b) Transformadores de tensión (medida)	67
c) Transformadores de corriente	77
c.1) Transformadores de corriente para medida	80
c.2) Transformadores de corriente para protección	83
d) Sistema de instrumentación y protec- ción	88
4.5.2 Máquinas eléctricas rotativas	93
a) Generadores	93
b) Motores	118
b.1) Motores de jaula simple	119
b.2) Motores de jaula doble	127

4.6 ANALISIS MECANICO Y DEL PROCESO	147
4.6.1 Generalidades	147
4.6.2 Chancadoras	147
4.6.3 Molinos	147
4.6.4 Cedazo vibratorio	147
4.6.5 Alimentadores de faja	147
4.6.6 Fajas transportadoras	148
4.6.7 Celdas de flotación	149
4.6.8 Espesadores	149
4.6.9 Bombas	149
4.6.10 Ventiladores	150
4.6.11 Compresores	151
5.- ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO	
5.1 GENERALIDADES	154
5.2 ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ELECTRICO	154
5.3 ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA	158
5.3.1 Premisas del estudio	158
5.3.2 Análisis y evaluación de las alternativas	160
5.3.2.1 Resultados de los flujos de carga	160
5.3.2.2 Estimados de costos	170
5.4 ALTERNATIVA SELECCIONADA Y CONCLUSIONES	172
6.- INGENIERIA DEL PROYECTO	
6.1 LINEA DE TRANSMISION	174
6.1.1 Generalidades	174
6.1.2 Disposición y tipo de conductor previsto	174
6.1.3 Cálculo eléctrico	175

6.1.3.1	Distancia media geométrica	175
6.1.3.2	Parámetros eléctricos unitarios	176
6.1.3.3	Parámetros eléctricos totales	179
6.1.3.4	Modelo de la línea	179
6.1.3.5	Regulación de tensión	181
6.1.3.6	Pérdida de potencia y eficiencia de la línea	181
6.1.3.7	Tensión crítica disruptiva	182
6.1.3.8	Angulo de protección del cable de guarda	183
6.1.3.9	Aislamiento por esfuerzos eléc- tricos	185
6.1.4	Cálculo mecánico del conductor	188
6.1.4.1	Estados de carga	188
6.1.4.2	Cálculo de la tensión y flecha del conductor	189
6.1.4.3	Plantilla de flecha máxima	191
6.1.4.4	Plantilla de flecha mínima	191
6.1.5	Cálculo mecánico del cable de guarda	191
6.1.5.1	Características del cable de guarda	191
6.1.5.2	Estados de carga	193
6.1.5.3	Cálculo de la tensión y flecha del cable	193
6.1.6	Cálculo mecánico de las estructuras	195
6.1.6.1	Hipótesis de cálculo	195
6.1.6.2	Cargas sobre las estructuras	196

6.1.6.3	Estructura tipo S	199
6.1.6.4	Estructura tipo A1-A	203
6.1.6.5	Estructura tipo A1-B	203
6.1.6.6	Estructura tipo A2 (Retenida)	204
6.1.6.7	Estructura tipo T1	204
6.1.6.8	Estructura tipo T2 (Terminal)	204
6.1.7	Cálculo del aislamiento por esfuerzo mecánico	217
6.1.7.1	Característica de los aisladores	217
6.1.7.2	Cadenas de suspensión	217
6.1.7.3	Cadenas de anclaje	218
6.1.7.4	Accesorios	218
6.1.8	Dimensionamiento de estructuras	218
6.1.8.1	Distancia mínima del conductor al piso	218
6.1.8.2	Distancia mínima entre conductores	220
6.1.8.3	Distancia entre el conductor y cable de guarda	221
6.1.8.4	Distancia mínima del conductor a estructura	222
6.1.8.5	Distancias mínimas de seguridad	228
6.1.9	Fundaciones de estructuras	230
6.1.9.1	Características del terreno	230
6.1.9.2	Fundaciones	231
6.1.9.3	Fuerzas sobre la estructura	231
6.1.9.4	Fuerzas resultantes en la base	

de estructuras	233
6.1.10 Puesta a tierra de las estructuras	238
6.1.10.1 Características del contrapeso	238
6.1.10.2 Resistencia de puesta a tierra	238
6.2 SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION	239
6.2.1 Generalidades	239
6.2.2 Estudio de operación del sistema eléctrico	239
6.2.2.1 Flujo de carga	239
6.2.2.2 Regulación de tensión	240
6.2.2.3 Estudio de cortocircuito	240
6.2.3 Sistema de Protección	243
6.2.3.1 Protección de la línea 50 KV	243
6.2.3.2 Protección del transformador de potencia 48/5.5 KV	243
6.2.3.3 Protección del sistema en 5.5 KV	245
6.2.4 Malla de puesta a tierra	245
6.2.4.1 Generalidades	245
6.2.4.2 Máxima tensión de toque y paso permisibles	246
6.2.4.3 Cálculo de la sección del conductor	247
6.2.4.4 Configuración de la malla	248
6.2.4.5 Tensión de toque y paso reales	249
6.2.4.6 Resistencia de puesta a tierra	250

7.- ESPECIFICACIONES TECNICAS

7.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MATERIALES DE

LINEA DE TRANSMISION	253
7.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE EQUIPOS DE SUB- ESTACIONES	264
7.3 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE EQUIPOS DE TELE- COMUNICACIONES	278
8.- METRADO Y PRESUPUESTO	281
9.- ANALISIS ECONOMICO	
9.1 Costos de construcción	290
9.2 Cronograma de construcción	291
9.3 Evaluación Económica	291
9.3.1 Inversiones consideradas	291
9.3.2 Ahorro anual	292
9.3.3 Cronograma de desembolsos y de ahorros	293
9.3.4 Período de recuperación de la inversión	294
9.3.5 Indicadores económicos	295
CONCLUSIONES	297
BIBLIOGRAFIA	301
PLANOS	304

PROLOGO

Este proyecto consiste en el desarrollo de la "Ingeniería Básica del cambio de frecuencia y suministro eléctrico en 50 KV para la Compañía Minera Huarón", zona ubicada en la Sierra Central del Perú, Departamentos de Pasco y Junín.

En base al Estudio de Mercado y específicamente a los planes de expansión de Huarón se puede afirmar por la oferta existente que la demanda actual se encuentra insatisfecha.

Asimismo, se hace el estudio de la Problemática del Cambio de Frecuencia de 50 a 60 Hz y se analizan las diferentes Alternativas de Suministro Eléctrico tratando de obtener la óptima técnica y económicamente para el sistema.

En el capítulo 6, "Ingeniería del Proyecto" se hace énfasis en los cálculos, tanto de la línea de transmisión como de las subestaciones y en el capítulo 7 se dan las Especificaciones Técnicas Generales de los equipos y materiales necesarios para la implementación del proyecto.

El Metrado y Presupuesto comprende tanto la Línea de Transmisión como las Subestaciones y el Sistema de Telecomunicaciones, para poder hacer con esto en el capítulo 9 el Análisis Económico del proyecto.

Un agradecimiento muy especial a los Ings. Daniel Hokama T. y Mario López K., al Sr. Rosber Gólera y a la Srta. Mónica Meléndez L. por su valiosa colaboración en el desarrollo del presente proyecto.

INTRODUCCION

El presente proyecto tiene por objetivo analizar el suministro eléctrico a la Compañía Minera Huarón desde la red de CENTROMINPERU (60 Hz) y su influencia en la red de distribución actual, cuya frecuencia es de 50 Hz.

Para la preparación del proyecto se ha tomado la información disponible de CENTROMINPERU Y ELECTROPERU, habiéndose inclusive tomado contacto con algunos de sus funcionarios quienes han manifestado extraoficialmente su opinión favorable sobre el mismo. Además los criterios de diseño se basan en lo estipulado por el Código Nacional de Electricidad, Normas ITINTEC, Normas Internacionales (CEI, ANSI) y reglas de práctica común en Ingeniería.

Se demuestra que la mejor alternativa técnica, económica y legal es el suministro directo de energía desde CENTROMINPERU en 60 Hz, descartando la utilización del CONVERTIDOR SINCRONO, para lo cual será necesario el reacondicionamiento progresivo de las facilidades eléctricas actualmente en servicio.

Este suministro en 60 Hz, implica además la paralización de las operaciones de la Central Térmica en forma definitiva

por su alto costo, y temporal de las Centrales Hidroeléctricas hasta que las mismas se adecúen esta frecuencia.

Se pone mayor énfasis en el análisis eléctrico por la naturaleza y alcances del proyecto, teniendo limitaciones el estudio en el aspecto mecánico y del proceso metalúrgico en sí, ya que este se analiza en forma superficial.

ESTUDIO DEL MERCADO ELECTRICO

En el presente capítulo se hace un análisis de la Oferta y Demanda de energía de la Compañía Minera Huarón (CMH).

2.1 OFERTA DE ENERGIA

Actualmente Huarón cuenta con dos Centrales Hidroeléctricas, Francois y San José que operan en cascada, y además una Central Térmica, ver diagrama unifilar en el Plano Nº 002, a continuación se describirá brevemente cada una de ellas.

2.1.1 CH Francois

Consta de las siguientes estructuras:

Captación

La captación se efectúa de la laguna LLacsacocha, mediante una rejilla y una compuerta, para lo cual se requiere mantener un nivel mínimo que corresponda a la parte inferior o base de la compuerta. Este nivel no debe bajar porque también existe una estación de bombeo para el agua de consumo humano.

El agua así captada es conducida a un pozo o estructura de concreto que hace las veces de una cámara de carga y que es el comienzo de la tubería forzada.

Tubería forzada

Consta de dos tuberías de acero paralelas de 20" de diámetro interno, sobre anclajes y apoyos adecuados. Pueden conducir 1.3 m³/s.

Casa de máquinas

Consta de una sola unidad del tipo Francis, cuyas características principales se encuentran en el cuadro N° 2.1

Canal de descarga

El canal de descarga al cual también se agrega el agua de refrigeración de las unidades térmicas, es el comienzo del canal de la CH San José.

2.1.2 CH San José

Consta de las siguientes estructuras :

Captación

Está en el canal de descarga de la CH Francois.

Canal de alimentación

Es el canal Pomacancha, de 7 Km de longitud aproximadamente, de los cuales 5.7 Km son en

tierra y 1.3 Km están revestidos parcialmente. Hay fugas de agua que disminuyen el caudal.

La parte revestida tiene un promedio de 1.4 m de fondo y 1.0 m de alto. Tiene una pendiente mínima de 0.0013. La capacidad del canal es de 1.3 m³/s en la zona revestida y de 1.1 m³/s aproximadamente en la zona en tierra.

Cámara de carga

Se encuentra al final del canal y su capacidad es de aproximadamente 5,000 m³.

Tubería de presión

Consta de dos tuberías paralelas de acero de aproximadamente 600 m de longitud y 26" de diámetro interno, con curvas verticales y horizontales en su recorrido.

Una de las tuberías es soldada helicoidalmente y la otra es remachada. Ambas son de espesor adecuado y se encuentran en buen estado de conservación. Antes de llegar a la casa de fuerza se unen en una sola tubería de la que salen las derivaciones.

Casa de máquinas

Esta central tiene seis (6) unidades del tipo Felton, cuyas características principales se encuentran en el cuadro Nº 2.1 . Solo las unidades 1,2 y 3 entran en paralelo con el resto del sistema; las unidades 4,5 y 6 operan en forma aislada proporcionando energía a la comunidad de Hualay y a los campamentos de San José.

2.1.3 Central Térmica

Huarón tiene instaladas 16 unidades Diesel en Francois, de las cuales actualmente se encuentran fuera de servicio por reparación 5 de ellas.

El cuadro Nº 2.2, muestra las características principales de estas unidades.

En los últimos años y debido a problemas en la operación y mantenimiento de las unidades tanto hidroeléctricas como térmicas, se ha tenido que recurrir al alquiler de grupos térmicos para compensar el déficit.

2.1.4 Potencia instalada disponible

Hasta la fecha la demanda de Huarón ha sido cubierta con autogeneración hidroeléctrica y complementada con grupos diesel propios y alquilados, todos ellos en 50 Hz e interconectados

a través de un sistema primario de distribución en 5.5 KV.

La potencia instalada disponible de las dos centrales hidroeléctricas son :

CHE	H (m)	Potencia total (KW _{max})	Nº de Unidades
Francois	90	450	1
San José	237	1,616	6
Total	327	2,066	7

En los cuadros N^{os} 2.1 y 2.2 se incluyen las características más importantes de cada planta.

De acuerdo con la información estadística existente los promedios multianuales de producción son los siguientes :

PROMEDIO	KWh
de 30 años	12'713,995
25 años	12'560,890
20 años	12'214,789
15 años	12'410,271
10 años	10'510,204

De este cuadro podemos concluir que la productividad del sistema hidroeléctrico se encuentra en franco proceso de deterioro que puede tener su explicación en una disminución del

Compañía Minera Huarón S.A.
 Características del equipamiento de las
 Centrales Hidroeléctricas

Enero/1988 Cuadro N° 2.1

CHE	Unidad		Turbina			Generador			Año de Instal. (**)		
	N°	Tipo	Marca	Calda (m)	Caudal (m ³ /s)	RPM	Marca	Potencia (KVA)		Tensión (Volt)	
	Francis	Francis	Neyrpic	90	0.9	1000	Caterp	875	220	52/79	
	Sn Jose	1	Pelton	Neyret	237	0.277	750	Sacm	600	5250	1928
		2	"	Beyler	273	0.277	750	"	600	5250	1924
		3	"	Bell	220	0.285	750	--	600	5250	20/39
		4(*)	"	Allis Chalmers	---	0.051	---	Siemens	110	550	1912
		5(*)	"	"	---	0.051	---	"	110	550	1912
		6	"	"	236	0.140	825	"	300	550	1916

(*) Una turbina con dos generadores
 (**) A/B, indica año A para la turbina y B para el generador
 Nota : Las unidades N° 2 de Francois y N° 7 de San José están fuera de servicio.
 La potencia de los grupos generadores es a 4500 msnm.
 La frecuencia de generación de todas las unidades es 50 Hz.

Compañía Minera Huarón S. A.
 Características del equipamiento de las
 Centrales Térmicas

Enero/1988

Cuadro No 2.2

C T	Unidad		Motor primo		Generador			Año de		Observaciones
	Nº	Marca	Marca	RPM	Marca	Pot. (KVA)	Tensión (Volt)	Instal.		
Francois	1	Caterp.	Caterp.	1000	Caterp.	525	220	1979	En reparación	
	2	"	"	1000	"	525	220	1979		
	3	"	"	1000	"	525	220	1979		
	4	"	"	1000	"	525	220	1979	En reparación	
	3	Man	Man	600	Conz	410	5500	1957	En reparación	
	4	"	"	600	"	410	5500	1957		
	5	"	"	300	Aeg	1300	5500	1959	En reparación	
	6	"	"	300	"	1300	5500	1959	En reparación	
	8	Eng Elec	Eng Elec	600	Brush	1250	5500	1967	Fuera de serv	
9	Ruston	Ruston	600	"	2800	5500	1970			
Portatij	1/6	Penta/Volvo	Penta/Volvo	1500	Unelec	138	230/440		Alimentan cargas Aisladas	
			Detroit	1800	Stamford	625	440			

Notas : La frecuencia de generación de todas las unidades es 50 Hz.

rendimiento de las máquinas o un incremento de las pérdidas de agua.

Adicionalmente se cuenta con 11 unidades diesel de diferentes capacidades y cuyas características se muestran en el cuadro Nº 2.2 .

El cuadro Nº 2.3 muestra las estadísticas de producción de los últimos 10 años.

2.1.5 Condición operativa del sistema

2.1.5.1 Calidad del servicio

- El generador original del grupo de la CH Francois sufrió en 1985 serios desperfectos imposibles de reparar por lo que se procedió reemplazarlo provisionalmente con el generador de 700 KW de uno de los grupos CAT D399 que se encontraba fuera de servicio.

En las condiciones nominales actuales de conducción ($0.9 \text{ m}^3/\text{s}$) la pérdida de carga en la tubería forzada para una velocidad de 2.4 m/s es de 7.2 m , lo que representa un rendimiento de 92%.

Actualmente esta planta trabaja en la base con un promedio de 285 KW.

- En la CH San José, de acuerdo con el informe de inspección realizado por SERPHI el 14/X/87, las eficiencias de las turbinas son :

Turbina Nº	

1	69.5
2	80.3
3	64.1

estas 3 unidades aportan entre el 80 % y 90 % de la producción total de esta planta.

La pérdida de carga en las tuberías forzadas para condiciones actuales de plena carga en todas las turbinas es del 4.2 % ($\eta = 95.8 \%$)

Aunque la capacidad de la cámara de carga actual le permite hacer puntas San José opera principalmente en la base con una potencia media total de 1143 KW.

- Las unidades térmicas tienen una operación variable, desde 2,723 KW hasta 4,213 KW en horas de punta.
- El estado actual de los grupos hidroeléctricos, las constantes reparaciones

de los grupos térmicos propios, y el alto costo que se paga por KWh de los grupos alquilados, es que Huarón ha decidido comprar energía a CMF y usar solo para situaciones de emergencia las actuales unidades.

2.1.5.2 Factor de potencia

En los períodos de lluvia por lo general es de 0.8, siendo menor en los períodos de estiaje.

El sistema de generación está diseñado para operar a 50 Hz, con un factor de potencia inductivo de 0.8; asimismo los transformadores están previstos para un factor de potencia de 0.8

2.1.5.3 Factor de carga

El factor de carga promedio es de 0.8

2.1.5.4 Pérdidas de energía

El promedio de pérdidas de energía es del orden del 8 %.

2.2 DEMANDA DE ENERGIA

A continuación se hace un análisis de la demanda histórica de energía de la Compañía Minera Huarón (CMH),

y a su vez se da un pronóstico de la demanda de energía requerida para la producción minera programada por dicha compañía.

2.2.1 Demanda histórica

Por la información proporcionada por CMH, se tiene que el crecimiento de la demanda de energía para el período comprendido entre los años 1977 - 1986, fué el que se muestra en el cuadro Nº 2.3, y la distribución de este consumo para el período 1982-1986 se muestra en el cuadro Nº 2.4 .

En la figura Nº 2.1, se muestra el diagrama de carga del sistema y en la figura Nº 2.2 su curva de duración.

Estadística de Generación - Período 1977 - 1986

Cuadro Nº 2.3

Año	Térmico	Hidráulico	Comprado	Total	Increment. (%)
77	18.35	13.09	-----	31.44	-----
78	19.35	8.79	1.41	30.01	- 4.5
79	18.21	10.03	3.64	31.88	6.2
80	16.71	3.17	13.85	33.73	5.8
81	18.77	8.72	7.55	35.04	3.9
82	17.14	12.60	3.42	33.16	- 5.4
83	14.37	14.03	6.64	35.04	5.7
84	17.50	12.04	7.65	37.19	6.1
85	19.85	11.34	6.30	37.49	0.8
86	17.58	11.30	6.33	35.21	- 6.1

Distribución del consumo de energía eléctrica (incluye pérdida) Período 82 - 86

Cuadro Nº 2.4

Año	Concent.	Mina	Aire Comp.	Camp.	Total
82	13.90	5.91	6.31	7.04	33.16
83	14.06	6.63	6.71	7.64	35.04
84	14.61	5.58	7.79	9.21	37.19
85	14.41	5.65	7.20	10.23	37.49
86	13.34	6.56	6.07	9.24	35.21

2.2.2 Producción minera

Considerando un promedio anual de 365 días, la producción minera para el mismo período (1977-1986) fué la siguiente:

Cuadro Nº 2.5

Año	Producción Media diaria (T.M.)	T. M. Anual	Incremento Anual T.M. (%)	Consumo Espec. (KWh/TM)
1977	1,221	442,000	----	71.13
1978	1,145	418,000	- 5.4	71.79
1979	1,041	380,000	- 9.1	83.89
1980	1,184	432,300	13.8	78.02
1981	1,149	419,500	- 3.0	83.53
1982	1,087	396,600	- 5.5	83.61
1983	1,180	430,700	8.6	81.36
1984	1,258	459,200	6.6	80.99
1985	1,316	480,400	4.6	78.04
1986	1,247	455,172	- 5.3	77.36

Not : T. M. = Toneladas métricas.

Una vez puesta en servicio la línea de transmisión en 50 KV Carhuamayo - Huarón, se estima que el rendimiento consumo específico (KWh/TM) aumentará hasta obtener el valor de 72 KWh/TM.

COMPAÑIA MINERA HUARON S.A.

DIAGRAMA DE CARGA DIARIO

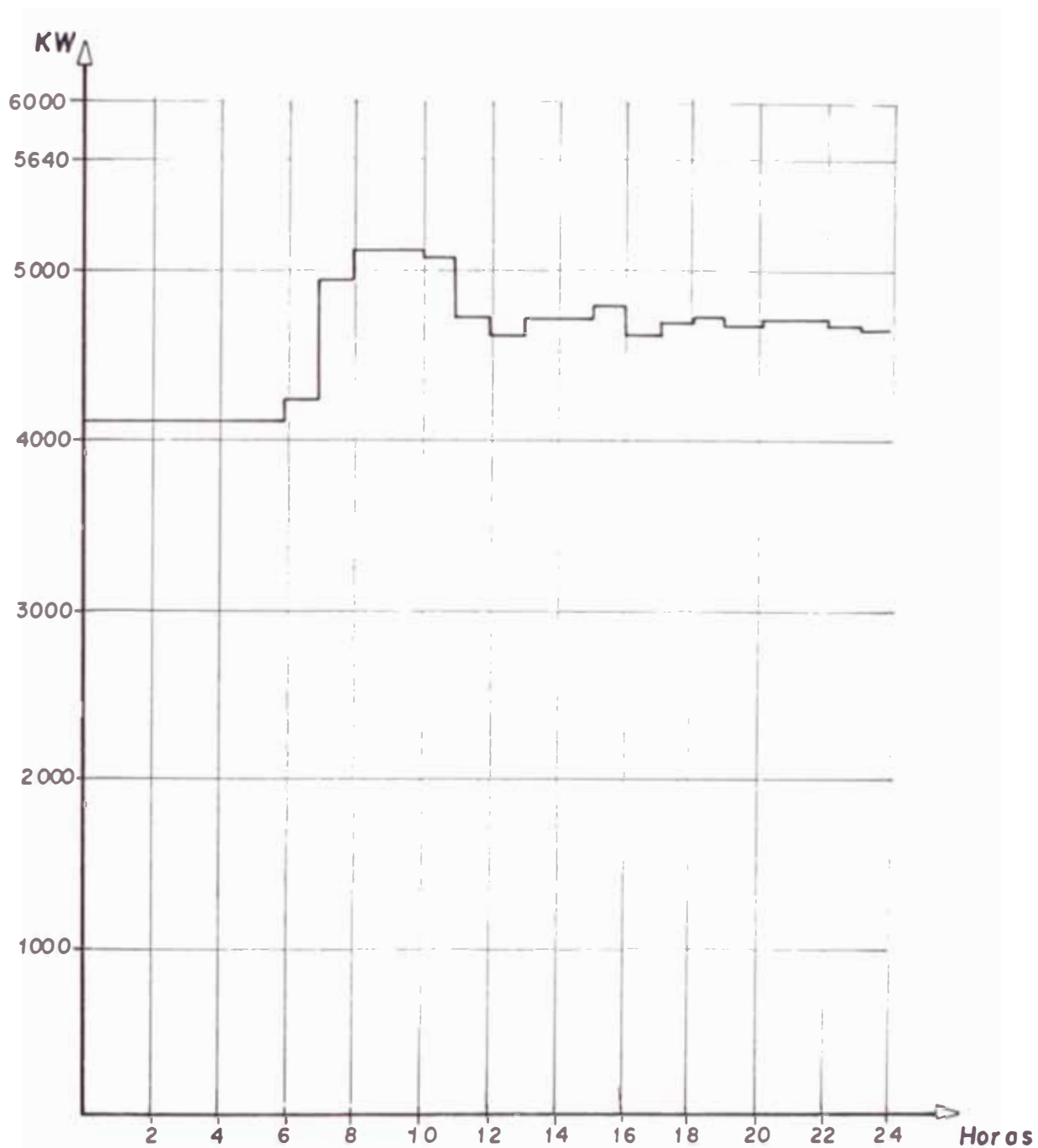


Figura N° 2.1

I.B. CAMBIO DE FREC. Y SUMINIST. ELECT. 50 Kv. - CMH.

COMPAÑIA MINERA HUARON S.A.

CURVA DE DURACION

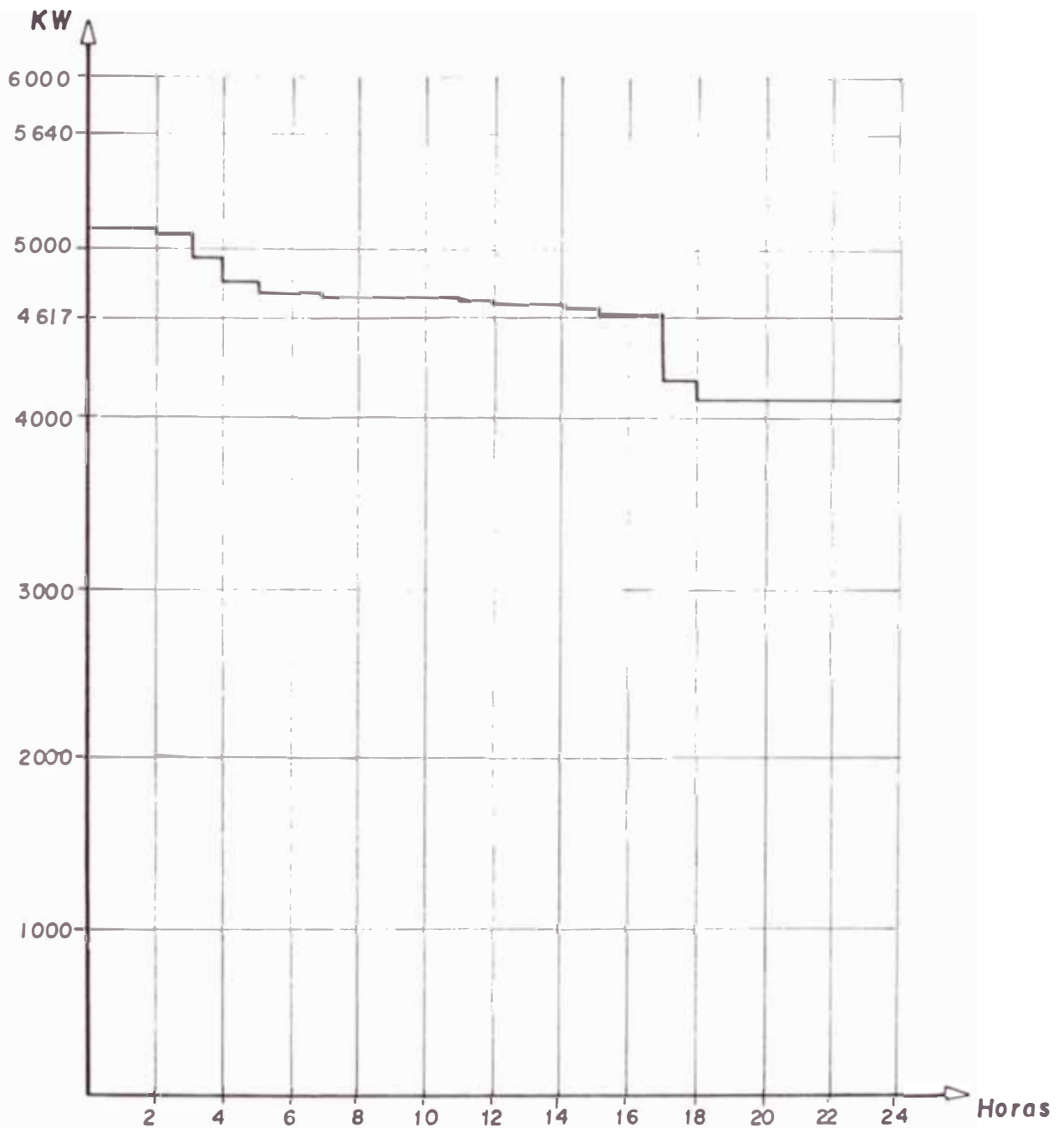


Figura N° 2.2

I.B. CAMBIO DE FREC Y SUMINIST ELECT. 50 Kv. - CMH

2.2.3 Pronóstico de la demanda

2.2.3.1 Producción minera programada

Se ha recibido de CMH como pronósticos de producción minera para los próximos 10 años, los siguientes datos :

Cuadro Nº 2.6

Año	Producción (T. M.)		Crecimiento (%)
	Diaria	Anual	
1987	1,350	492,750	----
1988	1,400	511,000	3.7
1999	1,450	529,250	3.6
1990	1,500	547,500	3.4
1991	1,600	584,000	6.7
1992	1,650	602,250	3.1
1993	1,700	620,500	3.0
1994	1,750	638,750	2.9
18995	1,800	657,000	2.9
1996	1,800	657,000	0.0

NOTA : La programación señalada en los años intermedios es meramente indicativa, ya que en última instancia lo que se requiere establecer es la producción al final del periodo.

La CMH estableció producir :

1986 - 1989	1350 TM.
1990 - 1992	1500 TM.
1993 - 1996	1800 TM.

2.2.3.2 Consumo de energía

En 2.2.2 se asumió un consumo específico de 72 KWh/TM, por lo tanto la necesidad de

energía eléctrica para cumplir con la producción minera es la siguiente :

Cuadro Nº 2.7

Año	Demanda prevista (GWh)
1987	35.478
1988	36.792
1989	38.106
1990	39.420
1991	42.048
1992	43.362
1993	44.676
1994	45.990
1995	47.304
1996	47.304

2.2.3.3 Demanda de potencia

Bajo las condiciones señaladas en 2.2.3.1 y 2.2.3.2 la demanda probable de KW medios y KW máximos, teniendo en cuenta que el factor de carga del sistema es del orden del 80 %, que se asume permanecerá constante en el periodo, son las que se presentan en el cuadro Nº 2.8

Cuadro Nº 2.8

Año	Demanda prevista (KW _{med.})	Demanda prevista (KW _{max})
1987	4,050	5,062.5
1988	4,200	5,250.0
1989	4,350	5,437.5
1990	4,500	5,625.0
1991	4,800	6,000.0
1992	4,950	6,187.5
1993	5,100	6,375.0
1994	5,250	6,562.5
1995	5,400	6,750.0
1996	5,400	6,750.0

CARACTERISTICAS PARTICULARES DEL PROYECTO

3.1 GENERALIDADES

3.1.1 Descripción general del Proyecto

El Proyecto consiste en la alimentación de energía eléctrica a las instalaciones de la Compañía Minera Huarón, mediante una línea de transmisión en 50 KV de 55 Km, 60 Hz.

Esta línea partirá de la Subestación Carhuamayo de propiedad de CENTROMINPERU, la que será ampliada con un módulo de salida en 50 KV. La línea soportada por torres metálicas, simple terna en disposición triangular con cable ACSR - 300 MCM, va en forma adyacente a la carretera Carhuamayo-Cerro de Pasco en su primer tramo y a la antigua vía férrea Shelby-Huarón en su segundo tramo.

La línea después de recorrer 55 Km terminará en la futura S. E. Huarón de 8 MVA, 48/5.5 KV, 60 Hz.

Entre las subestaciones de Carhuamayo y Huarón se instalará un sistema de onda portadora.

3.1.2 Premisas adoptadas

Se ha desarrollado el presente estudio bajo los criterios básicos siguientes:

- Mejorar la confiabilidad del sistema eléctrico.
- Reemplazar el consumo de energía termoeléctrica por hidroeléctrica proveniente de CENTROMINPERU, usándose la actual central térmica en el futuro solamente como generación de emergencia.

3.2 ALCANCES

El Proyecto comprende el diseño a nivel de Ingeniería Básica de :

- Ampliación de un módulo de salida de línea en 50 KV en la S. E. Carhuamayo.
- Línea de Transmisión Carhuamayo-Huarón en 50 KV.
- S. E. Huarón, 8 MVA, 48/5.5 KV.

con su respectiva selección de equipos y materiales de acuerdo con las especificaciones técnicas.

El alcance de la Ingeniería de este Proyecto comprende, en forma general la determinación de la configuración del sistema y particularmente:

- Subestaciones Carhuamayo y Huarón.
 - . Arreglo general.
 - . Especificaciones técnicas de equipos principales y materiales
 - . Metrado y presupuesto.
- Línea de Transmisión 50 KV
 - . Selección del conductor y cable de guarda.
 - . Especificaciones técnicas de materiales.
 - . Metrado y presupuesto.

Se cumplirán en los diferentes cálculos las disposiciones del Código Eléctrico del Perú, las normas ITINTEC y en complementación las diferentes normas internacionales (ASTM, VDE, ASME, IEC) y recomendaciones de buena técnica y práctica común.

3.3 UBICACION Y CARACTERISTICAS CLIMATICAS DE LA REGION

El área del Proyecto se encuentra ubicada en la Sierra Central del Perú, Departamento de Pasco y Junín, y provincias de Pasco y Junín respectivamente, dentro de las siguientes coordenadas:

Longitud Norte : $76^{\circ} 02'$ a $76^{\circ} 27'$

Latitud Este : $10^{\circ} 46'$ a $11^{\circ} 02'$

a unas altitudes que varían entre 4100 m.s.n.m. y 4510 m.s.n.m.

La subestación Carhuamayo (existente), está ubicada en el Departamento de Junín, Provincia de Junín, distrito de Carhuamayo; a una altitud de 4140 m.s.n.m.

La subestación Huarón estará ubicada en el Departamento de Pasco, Provincia de Pasco, distrito de Huayllay; a una altitud de 4500 m.s.n.m.

Las características climáticas de la zona son las siguientes:

- Temperatura ambiente

. Mínima : $- 20^{\circ}\text{C}$

. Media : 5°C

. Máxima : 25°C

- Viento máximo : 30 m/s
- Viento medio : 20 m/s
- Contaminación atmosférica : Nula
- Nivel isoceraúnico : 40 veces/año

3.4 CARACTERISTICAS DEL SISTEMA PROPUESTO

3.4.1 Línea de Transmisión

3.4.1.1 Selección de la ruta

La ruta de la línea comprendida entre la S. E. Carhuamayo y la futura S. E. Huarón, ha sido seleccionada como resultado del análisis de las cartas geográficas a escala 1:100,000 del IGN y el reconocimiento de campo en la zona del Proyecto. Para la selección de la ruta de la línea se ha tenido en cuenta las siguientes consideraciones:

- La ubicación de los soportes de la línea debe ser tal que aseguren su mejor estabilidad mecánica, evitando los riesgos de "avenidas ó huaycos".
- Buscar la mejor accesibilidad para la construcción y mantenimiento de la línea.

Se ha propuesto una ruta que evite en general **quebradas** que encierren algún

grado de riesgo. Las cotas oscilan entre 4100 y 4550 m.s.n.m., ver Plano Nº 003.

La longitud total del eje de la línea es 55 Km.

3.4.1.2 Conductor

El conductor óptimo corresponde al de aluminio reforzado con acero, tipo OSTRICH, 300 MCM, sección Al/ac (152.0/24.7); y ha sido seleccionado teniendo en cuenta las siguientes condiciones:

- Caída de tensión (estudio de flujo de carga).
- Efecto corona.
- Ampacitancia en condiciones normales.
- Ampacitancia en condiciones de emergencia.
- Estabilidad térmica al cortocircuito.

3.4.1.3 Aislamiento y accesorios

Las cadenas de aisladores estarán constituidas por aisladores de vidrio o porcelana Clase 52-3 (ANSI tipo B).

- En suspensión : 6 unidades
- En tensión : 7 unidades

La determinación de la cadena se ha realizado teniendo en cuenta:

- Sobretensiones internas.
- Niveles normalizados de aislamiento.
- Sobretensiones externas.

Los herrajes de las cadenas de aisladores deberán tener un adecuado galvanizado para zonas sin contaminación salina. Asimismo se ha previsto usar amortiguadores tipo Stock-Bridge a fin de prever daños por vibración eólica.

3.4.1.4 Estructuras soporte

Debido a la existencia de una topografía bastante accidentada en algunos tramos y a los esfuerzos que serán sometidos los soportes, se ha seleccionado estructuras metálicas.

3.4.1.5 Cable de guarda

La selección del cable de guarda se ha hecho considerando la gran incidencia del nivel isoceraúnico de la zona y por los grandes esfuerzos que soportarán las estructuras, ya que para casos de contingencia (rotura de conductor) el cable de guarda absorberá y transportará a

la estructura de retención la mayor parte del esfuerzo resultante.

El cable de guarda será de acero galvanizado de extra alta resistencia, $\frac{3}{8}$ " ϕ , 7 hilos.

3.4.1.6 Sistema de puesta a tierra

Para el diseño de la puesta a tierra se ha considerado que el nivel isoceroúnico en la ruta de la línea es 40 (Se presentan 40 días/año de descargas atmosféricas) y que dichas descargas no deben producir más de dos salidas de servicio por cada 100 Km. de línea; esta condición determina resistencia de tierra menor de 10 Ohm, lo que se consigue utilizando un contrapeso continuo enterrado a lo largo del eje de la línea.

El cable de contrapeso será de fierro galvanizado Nº 4 BWG, 6.05 mm de ϕ .

3.4.2 Subestaciones de transformación

3.4.2.1 Generalidades

Las subestaciones involucradas en el presente estudio son las siguientes:

- Ampliación de la Subestación Carhuamayo, consistente en un módulo de salida de línea en 50 Kv.
- Subestación Huarón 4^{ta}/6.6 Kv, proyectada para efectuar el suministro eléctrico a Huarón.

3.4.2.2 Criterios básicos de diseño

Para la ampliación de la Subestación Carhuamayo y el arreglo general de la Subestación de Huarón se ha tenido en cuenta los siguientes criterios básicos de diseño:

- Facilidad de acceso para el montaje y mantenimiento.
- Pesos y dimensiones del equipamiento.
- Tener el menor movimiento de tierras.
- Máxima distancia permisible bajo protección de los pararrayos para una sobretensión de pendiente tensión-tiempo determinante.

3.4.2.3 Estudio de flujo de potencia

El estudio de flujo de potencia tiene por objeto simular las condiciones de operación en estado estacionario del sistema con el fin de determinar:

- Los niveles de tensión en las barras del sistema.
- Los flujos de potencia activa y reactiva en los elementos de transmisión y transformación.
- Las pérdidas de potencia activa por efecto resistivo en el sistema.
- Los requerimientos de generación y compensación de energía reactiva.

3.4.2.4 Estudio de cortocircuito

Tiene por objeto simular fallas de cortocircuito en barras del sistema, con el fin de:

- Determinar las corrientes mínimas de fallas con el fin de calibrar los relés de protección.
- Determinar las corrientes máximas de falla, con el fin de seleccionar los equipos de maniobra y protección.

3.4.2.5 Equipos de maniobra

El equipamiento estará constituido por lo siguiente:

- Subestación Carhuamayo

En el plano N° 010, se muestra el esquema unifilar de la subestación,

donde se indica la celda de 50 Kv a construirse. Asimismo en el plano Nº 009 se muestra la disposición de equipos en toda la subestación Carhuamayo y en el plano Nº 011 se muestra la disposición de equipos en sí de la ampliación

El equipamiento principal de la celda en 50 Kv será el siguiente:

- Un seccionador tripolar de barras.
- Un interruptor de potencia.
- Tres transformadores de corriente.
- Un seccionador de línea (con cuchillo de puesta a tierra).
- Una trampa de onda.
- Tres transformadores de tensión capacitivos.
- Tres pararrayos.

- Subestación Huarón 8 MVA, 48/5:5 Kv

Esta nueva subestación estará ubicada cerca de la actual casa de fuerza Francois. En el plano Nº 012 se muestra el esquema unifilar de la instalación y en el plano Nº 013 se muestra la disposición de equipos.

El equipo principal de la Subestación será el siguiente:

Un interruptor de potencia.

Un seccionador tripolar de línea (con una cuchilla de puesta a tierra).

- Una trampa de onda.
- Tres transformadores de tensión del tipo capacitivo.

Tres pararrayos.

Un transformador trifásico de 48/5.5 Kv, 8 MVA (ONAN) con regulación de tensión bajo carga automática y con transformadores de corriente incorporados en los pasatapas (Bushings).

Una celda de llegada del transformador de potencia equipada con interruptor de potencia tipo extraíble y transformadores de corriente.

Dos celdas de salida, equipada con un interruptor tripolar extraíble y transformador de corriente.

- Una celda de transformadores de servicios auxiliares equipada con fusibles.

Una celda con transformadores de tensión para medida con fusibles de protección.

3.4.2.6 Malla de tierra

Se ha determinado los valores máximos tolerables de las tensiones de toque y paso y seleccionado el conductor de la malla de tierra, el cual será de cobre desnudo, 1/3 AWG, 9.46 mm de ϕ . Con estas premisas a nivel de detalle se puede determinar el arreglo de la malla.

3.4.3 Protección y medida

La protección del sistema propuesto se llevará a cabo mediante el siguiente equipamiento:

- Subestación Carhuamayo

El equipo básico de protección de línea en 50 Kv instalarse comprende:

Relé de distancia (21)

Relé de recierre (79)

Relé direccional de potencia, instantáneo y temporizado de fase y tierra (67) y (67N).

El equipo básico de protección línea-transformador en 50 Kv comprende:

o Relé de distancia (21).

o Relé direccional de potencia, instantáneo y temporizado de fase y tierra (67) y 67(N).

o Relé diferencial para el transformador (87).

Internamente el transformador de potencia tendrá la siguiente protección:

Relé Buchholz (63)

Relé Térmico (26)

Termómetros (°C)

El equipo básico de protección de la salida en 5.5 Kv comprende:

Relé de sobrecorriente (51)

Relé de sobrecorriente homopolar (51N) conectado al neutro del transformador de potencia.

La medición del sistema tanto para la Subestación de Carhuamayo como para la Subestación Huarón estará conformada por los siguientes equipos:

- Indicadores de valores instantáneos de tensión, corriente, potencia activa y reactiva.
- Contadores de energía activa y reactiva.

3.4.4 Principios de operación

La Subestación de Huarón, será del tipo "no atendido", por lo que deberá tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

3.4.4.1 Mando, señalizaciones y alarmas

- Para el mando de los interruptores de potencia y de los seccionadores de la Subestación Carhuamayo, se han previsto tres niveles de operación:

En el equipo mismo.

o Sala de control.

Centro de despacho de CENTROMINPERU en La Oroya.

En el caso de la Subestación Huarón solamente habrá mando en el mismo equipo y en la sala de control.

- Para las señalizaciones se ha previsto indicación en las respectivas salas de control y en La Oroya.
- Se tendrá señales visuales audibles que actuarán en caso de falla de la respectiva subestación.
- Se indicará cualquiera de los siguientes tipos de falla:
 - Operación de relés.
 - Falla suministro de servicios auxiliares, en AC y DC.
 - Falla onda portadora.
 - Falla cargador de batería.

3.4.4.2 Telecomunicaciones y control

Para la concepción del sistema de telecomunicaciones y control se ha hecho teniendo en cuenta las siguientes consideraciones:

- El carácter industrial de la Subestación Huarón.
- El equipamiento y funciones del Centro de Control en La Oroya (C.C.C. Oroya) de CENTROMINPERU.
- El equipamiento y características de funcionamiento de los enlaces de onda portadora existentes en la zona.
- Adaptación de la operación de la Subestación Huarón a la filosofía de la C.C.C. La Oroya.
- Un sistema de telefonía y otro de transmisión de datos, aparte de los equipos de teleprotección.

3.4.4.3 Servicios Auxiliares

Para la ampliación de la subestación Carhuamayo, se ha considerado utilizar una salida en 220 V para los servicios auxiliares que requiere el proyecto, así como un banco de baterías (110 VDC) con su cargador automático.

Para la Subestación Huarón se ha previsto la instalación de un transformador trifásico de 5.5/0.22 KV, 30 KVA, alimentado desde la barra de 5.5 KV y para los servicios de corriente continua se ha previsto la

instalación de un banco de baterías y un cargador rectificador de 110 VDC.

3.4.4.4 Sistema de sincronización

El acoplamiento de la línea se efectuará en la barra de 5.5 KV de la Subestación Huarón, donde se ha previsto dispositivos de sincronización, los cuales darán la orden de cierre del interruptor respectivo, cuando las condiciones de sincronización se hayan cumplido.

3.4.4.5 Iluminación

La iluminación de la Subestación Huarón será controlada automáticamente mediante una célula fotoeléctrica. Los artefactos luminosos serán alimentados en 220 V, 60 HZ.

En la Sala de Control de la Subestación Huarón, existirá iluminación de emergencia con alimentación en D.C.

PROBLEMATICA DE LA FRECUENCIA

4.1 GENERALIDADES

Al decidirse por la implementación del proyecto de suministro de energía eléctrica desde el sistema de CENTROMINPERU se origina lo que llamaremos la problemática de la frecuencia.

Actualmente el sistema eléctrico de Huarón opera con centrales de generación propia a una frecuencia de 50 Hz. Por otro lado el servicio público de electricidad del país así como el sistema de CENTROMINPERU es en 60 Hz, por lo que se crea la incertidumbre de si continuar con 50 Hz o cambiar a 60 Hz.

Teóricamente es factible obtener el suministro de CENTROMINPERU en 60 Hz y operar en 50 Hz utilizando para el caso un convertidor de frecuencia que haga el cambio correspondiente, no realizando ninguna modificación a las instalaciones de Huarón.

Asimismo es posible operar el sistema actual en 60 Hz efectuando los cambios que sean necesarios tomando las precauciones que el caso requiere tanto desde el punto

de vista eléctrico como mecánico y del mismo proceso metalúrgico.

Considerando el suministro de CENTROMINPERU las alternativas obvias son :

- Instalar un convertidor de frecuencia rotativo de 8 MVA, de 60 a 50 Hz.
- Operar las instalaciones actuales en 60 Hz realizando los cambios requeridos.

4.2 CONVERTIDOR DE FRECUENCIA ROTATIVO

Contempla la instalación de un convertidor de frecuencia rotativo de 8 MVA, de 60 a 50 Hz para alimentar las instalaciones a esta última frecuencia.

El sistema mas conveniente para la mina es el SINCRONO SINCRONO, por no presentar inconvenientes desde el punto de vista eléctrico, menor costo de mantenimiento y menor inversión. En esta solución como en cualquier otra que se hubiera escogido el motor y generador deben diseñarse para que sean compatibles con el sistema de envío y recepción.

Desde el punto de vista técnico presenta las siguientes ventajas

- La ventaja mas saltante es que no se modifican las instalaciones existentes.
- Mantiene fija la frecuencia por variaciones de carga o disturbios.

- El flujo de potencia es mejor controlado y puede repartirse proporcionalmente la potencia con otras fuentes de generación; dependiendo la velocidad de respuesta del regulador y otros equipos.

y las siguientes desventajas :

- El crecimiento de la demanda queda limitado a la capacidad del convertidor.
- Las pérdidas del convertidor de frecuencia serán del orden del 6 al 7 %, incrementando los costos operativos.
- La disponibilidad de repuestos en nuestro medio de 50 Hz para los equipos, dado que esta frecuencia desaparecerá en el Perú.
- La instalación del convertidor requiere de obras civiles de envergadura que no serían necesarias si no se instala.
- Si bien el convertidor SINCRONO-SINCRONO es bastante confiable, debemos aceptar que es un componente del sistema que puede fallar y su reparación requiere un tiempo durante el cual no se puede abastecer de energía a las instalaciones.

4.2.1 Descripción de las instalaciones

Para la conversión de frecuencia mediante este método, se utilizará un motor-generador compuesto de :

- Un motor síncrono de 7000 KW, factor de potencia igual a la unidad, 5.5 KV, con un motor de inducción para el arranque de aproximadamente 750 KW en 60 Hz y 600 RPM.
- Un generador síncrono de 8750 KVA, factor de potencia 0.8, 5.5 KV, 60 Hz y 600 RPM.
- Sistema de excitación independiente tanto para el motor como para el generador.
- Sistema de control y regulación de la tensión así como para la conexión en paralelo con las centrales de generación existentes.
- Tablero de control, protección y medida para la alimentación al motor, incluyendo un interruptor extraíble de potencia.
- Tablero idem para la salida del generador incluyendo además protección para prevenir la inversión de potencia.

4.2.2 Costo estimado

El estimado de costos es el siguiente :

Motor síncrono	US\$	438,750
Generador síncrono		526,500
Motor de arranque		52,500
Tablero de control protección y mando		587,500
Materiales diversos		

y accesorios		80,263

SUBTOTAL (FOB)	US\$	1'685,513
Flete y seguro		202,262
Gastos de aduana e impuestos		1'348,410
Transporte local		33,710
Instalación y montaje		168,551
Obras civiles		135,000

TOTAL COSTO DIRECTO	US\$	3'573,446
Ingeniería y supervisión		178,672
Imprevistos		375,211

GRAN TOTAL	US\$	4'127,327

El costo promedio del KW instalado será de :

$$\frac{4'127,327}{7000} = \text{US\$ } 590/\text{KW}$$

4.3 SUMINISTRO DIRECTO EN 60 HZ

Consiste en suministrar energía eléctrica desde el sistema de CENTROMINPERU (60 Hz) mediante una línea de transmisión la que llegará a Huarón a una Subestación de 8 MVA, con el secundario a 5.5 KV, tensión a la que actualmente trabajan las instalaciones primarias pero a 50 Hz. Las características del sistema mas conveniente se definen en el próximo capítulo.

Desde el punto de vista técnico presenta las siguientes ventajas :

- La demanda puede crecer hasta los límites de capacidad de la línea de transmisión.
- Al eliminarse el convertidor de frecuencia la confiabilidad del suministro de energía crece sensiblemente.
- El precio de los motores y algunos otros equipos a 60 Hz son mas baratos, entre el 10 y 15 % que los de 50 Hz, por lo que para cualquier ampliación en la mina, las inversiones son menores.
- Si no hay convertidor de frecuencia no existe consumo de energía, ni se requiere construcciones civiles de envergadura adicionales.
- La eficiencia de motores 60 Hz es mayor que la de aquellos con 50 Hz.
- Al adoptar 60 Hz se cumple con las disposiciones legales vigentes que establecen esta frecuencia para el Perú.

y las siguientes desventajas :

- Requiere hacerse modificaciones y cambios en el sistema existente para que opere a 60 Hz. El cambio de frecuencia, altera la operación de los aparatos de eléctricos que poseen circuitos inductivos o capacitivos, incluyendo la mayoría de motores.
- Se presenta la necesidad de modificaciones y cambios, sobre todo en motores.

Algunos motores, dependiendo del tipo y la función que cumplen podrán seguir operando tal como se encuentran, otros requerirán modificaciones como rebobinados, cambio del número de polos, etc. y por último existirán algunos motores que deben cambiarse.

Debemos agregar que en partes del sistema podrían mantenerse los motores de 50 Hz operando a 60 Hz, pero cambiando algunos componentes mecánicos tales como poleas, engranajes, reductores de velocidad, etc.

4.3.1 Costo estimado

El costo estimado de la inversión para adecuar las instalaciones actuales a 60 Hz, considerando una tensión de 550 V es el siguiente :

Modificación del sistema de transmisión (Fajas y poleas)

- Chancadoras	US\$	5,000
- Zarandas		1,000
- Fajas transportadoras		15,000
- Alimentadores de fajas		10,000
- Celdas de flotación		50,000
- Bombas		10,000
- Espesador		5,000
- Otros		5,000

Motorreductores para la

transmisión de molinos	30,000
Reacondicionamiento de motores eléctricos	
- Molinos (1500 HP)	52,500
- Otros (7500 HP)	37,500
Ingeniería, instalación y montaje	55,250
Imprevistos	55,250

	US\$ 328,500

Adicionalmente habría que considerar el problema de las compresoras y los generadores de las centrales hidroeléctricas cuyas potencias totales son de 1800 KVA y 3100 KVA respectivamente.

En una primera etapa las hidroeléctricas actuales seguirán operando en 50 Hz para mantener el suministro a las compresoras hasta que se decida sobre la mejor solución de este problema.

Considerando un costo promedio del KVA de US\$ 60 la inversión necesaria para cambiar a 60 Hz sería de US\$ 294,000, que sumados al monto anterior por acondicionar las instalaciones actuales, llegaríamos a un valor total de :

US\$ 622,500

4.4 ALTERNATIVA SELECCIONADA

Después de analizarse las 2 (dos) alternativas se escoge como la mas conveniente desde el punto de vista técnico-económico y legal la segunda, es decir suministro directo de energía desde CENTROMINPERU en 60 Hz, por las siguientes principales razones :

- La Ley General de Electricidad N° 23406 y su Reglamento en su artículo N° 254 obliga a los usuarios conectados a los sistemas de servicio público de electricidad adecuarse a la frecuencia de 60 Hz en un plazo no menor de 4 años.
- Técnicamente es factible de ejecutar esta alternativa. Los trabajos de reacondicionamiento empezarán cuando se reciba el suministro de CENTROMINPERU y tendría una duración de aproximadamente 2 (dos) años, considerando que los estudios se ejecutan durante el periodo de construcción de la línea de transmisión.

Asimismo se ha considerado que los cambios serán progresivos con la finalidad de no afectar significativamente la producción.

- Por las condiciones económico-financieras actuales y en vista de que la diferencia de costos de inversión entre la conversión de frecuencia de 60 a 50 Hz contra la modificación de las instalaciones para operar directamente en 60 Hz es tan grande.

Seleccionada la alternativa de suministro directo en 60 Hz analizaremos, las implicancias que se presentan en el funcionamiento de las máquinas eléctricas el cambiar de 50 a 60 Hz, desde el punto de vista eléctrico y mecánico y del proceso.

4.5 ANALISIS ELECTRICO

Teniendo en cuenta la tensión y la frecuencia, la performance de las máquinas eléctricas, variará de acuerdo a la siguiente expresión :

$$\frac{V_1}{f_1 B_1} = \frac{V_2}{f_2 B_2} \quad (4.1)$$

donde :

$V_{1,2}$ = Tensión nominal (V) para las condiciones 1 y 2.

$f_{1,2}$ = Idem para la frecuencia (Hz)

$B_{1,2}$ = Idem para la densidad de flujo (Wb/m²)

de (4.1) se llega :

$$V_2 = \left(\frac{f_2}{f_1}\right) \left(\frac{B_2}{B_1}\right) V_1$$

como para que los parámetros nominales de las máquinas no cambien, B_2 debe ser igual a B_1 , encontraremos la nueva tensión nominal para que esto suceda.

como $V_1 = 550$

entonces :

$$V_2 = \left(\frac{60}{50}\right) (1) (550) = 660 \text{ V.} \quad (20 \% \text{ mas})$$

A pesar de los motivos mencionados anteriormente se decidió mantener la tensión en 550 V., pudiendo incrementarse máximo hasta 5%, por los siguientes motivos :

- Por el tiempo de vida de los motores
- Los motores son diseñados para trabajar en una tolerancia de +/- 10% de su tensión nominal.
- Por razones de índole económico.

Es por esto que el análisis se hará para un incremento del 20 % de frecuencia (50 a 60 Hz) y a tensión constante. Además se dividirá en máquinas eléctricas estáticas, incidiendo primordialmente en los transformadores de potencia; y en máquinas eléctricas rotativas, incidiendo en los motores asíncronos debido a que son casi la totalidad de los existentes en la mina.

4.5.1 Máquinas eléctricas estáticas

a) Transformadores de potencia

Para el análisis haremos uso del circuito " T " equivalente del transformador (Ver Figura Nº 4.1).

donde :

r_1 y x_1 = Son la resistencia y reactancia del devanado primario del transformador.

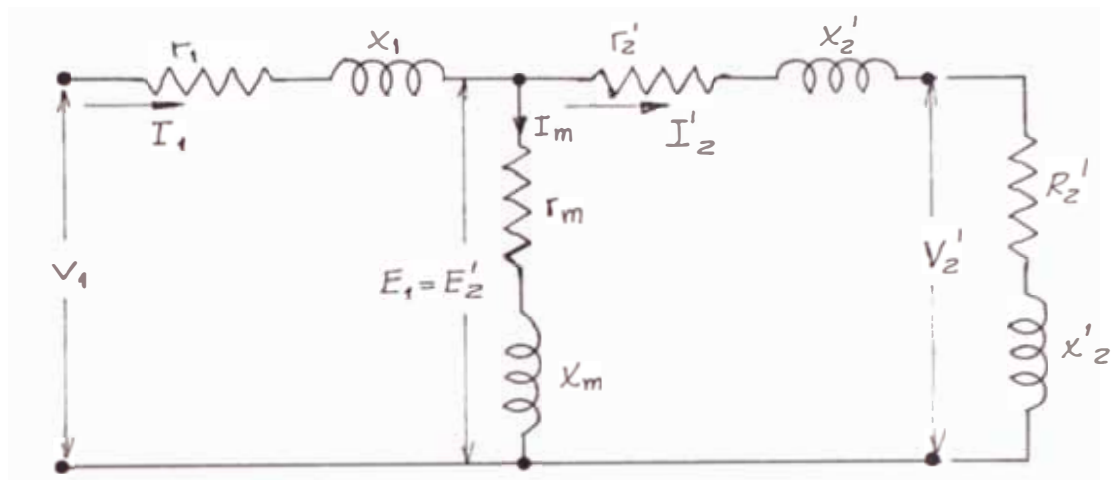


Figura N° 4.1

r_m y X_m = Son la resistencia y reactancia del circuito magnetizante.

r_2 y X_2' = Son la resistencia y reactancia del devanado secundario del transformador, reflejadas al primario.

R_2' y X_2' = Son la resistencia y reactancia de la carga aplicada al transformador por el devanado secundario y reflejadas al primario.

Fórmulas:

$$\text{Potencia de entrada (P}_E\text{)} = V_1 \times I_1 \quad (4.2)$$

$$\text{Potencia de salida (P}_E\text{)} = R_2' \times I_2'^2 \quad (4.3)$$

$$\text{Pérdidas en el Cu primarias (P}_{CuP}\text{)} = r_1 \times I_1^2 \quad (4.4)$$

$$\text{Pérd. en el Cu secundarias (P}_{CuE}\text{)} = r_2 \times I_2'^2 \quad (4.5)$$

$$\text{Pérdidas en el núcleo (P}_{\text{NUC}}) = r_m \times I_m^2 \quad (4.6)$$

$$\text{Rendimiento (N)} = \frac{P_s}{P_e} \times 100$$

$$\text{Tensión a través de la carga (V}_{\text{TC}}) = I'_2 \times Z'_L = V_{\text{TC}}$$

$$\text{Regulación (Reg)} = \frac{V_1 - V_{\text{TC}}}{V_{\text{TC}}} \times 100$$

Ejemplo:

Los parámetros del circuito equivalente de un transformador de 100 KVA, 2,200/220 V. están dados a 75°C y en Ohmios, como siguen:

A 50 Hz

$$r_1 = 0.286$$

$$x_1 = 0.608$$

$$r_m = 302$$

$$x_m = 1018.333$$

$$r'_2 = 0.319$$

$$x'_2 = 0.608$$

A 60 Hz

$$r_1 = 0.286$$

$$x_1 = 0.730$$

$$r_m = 302$$

$$x_m = 1222$$

$$r'_2 = 0.319$$

$$x'_2 = 0.73$$

Calcularemos sus parámetros para una carga

$$Z_L = 0.387 + j 0.290$$

Solución:

Parámetros a 50 Hz

$$a = \frac{2200}{220} = 10$$

$$Z'_L = R'_L + j X'_L = a^2 (R_L + j X_L)$$

$$= 38.7 + j 29.0 = 48.36 \quad \underline{\underline{36.846}}$$

$$Z'_L = (r'_z + R'_z) + j (0.608 + j 29.0)$$

$$= 39.019 + j 29.608 = \underline{48.981 \angle 37.192}$$

$$Z_m = 302 + j 1018.333 = \underline{1062.17 \angle 73.482}$$

$$Y_m = 0.9415 \times 10^{-3} \angle \underline{-73.482}$$

Luego :

$$I_1 = \frac{V_1}{Z_1 + \frac{1}{(1/Z'_z) + Y_m}}$$

reemplazando datos resulta :

$$I_1 = 46.019 \angle \underline{-38.907}$$

$$I'_z = I_1 \times \frac{Z_m}{Z'_z + Z_m}$$

$$I'_z = 44.354 \angle \underline{-37.399}$$

$$I_m = I_1 \times \frac{Z'_z}{Z'_z + Z_m}$$

$$I_m = 2.045 \angle \underline{-73.689}$$

Resultando :

$$f. p. = \cos 38.907^\circ = 0.778 \text{ (atrasado)}$$

$$F_E = 2200 \times 46.019 = 101.242 \text{ KVA}$$

$$(78.766 \text{ KW})$$

$$F_S = (44.354)^2 \times 38.7 = 76.134 \text{ KW}$$

$$P_{CUP} = (46.019)^2 \times 0.286 = 605.68 \text{ Watts}$$

$$P_{CUB} = (44.354)^2 \times 0.319 = 627.56 \text{ Watts}$$

$$P_{NUC} = (2.045)^2 \times 302 = 1262.972 \text{ Watts}$$

$$N = \frac{76.134}{78.766} \times 100 = 96.7 \%$$

$$V_{TC} = 44.354 \times 48.36 = 2144.959 \text{ V.}$$

$$\text{Reg} = \frac{2200 - 2144.959}{2144.959} \times 100 = 2.566$$

$$= 0.0257 \text{ p. u.}$$

Parámetros a 60 Hz

Haciendo el cálculo en forma similar se obtienen los siguientes resultados:

$$a = 10$$

$$Z'_L = 38.7 + j 29.0$$

$$= 48.36 \angle 36.846$$

$$Z'_z = 39.019 + j 29.73$$

$$= 49.055 \angle 37.305$$

$$Z_m = 302 + j 1222$$

$$= 1258.764 \angle 76.118$$

$$Y_m = 0.7944 \times 10^{-3} \angle -76.118$$

$$I_1 = 45.57 \angle -39.124$$

$$I'_z = 44.215 \angle -37.766$$

$$I_m = 1.723 \angle -76.579$$

Resultando:

$$f. p. = 0.776 \text{ (atrasado)}$$

$$P_e = 100.254 \text{ KVA}$$

$$(77.797 \text{ KW})$$

$$P_s = 75.657 \text{ KW}$$

$$P_{\text{CUP}} = 593.634 \text{ Watts}$$

$$P_{\text{CUB}} = 623.634 \text{ Watts}$$

$$P_{\text{NUC}} = 896.556 \text{ Watts}$$

$$\begin{aligned}
 N &= 97.2 \% \\
 V_{TC} &= 2138.237 \text{ V.} \\
 \text{Reg} &= 2.889 \\
 &= 0.02889 \text{ p. u.}
 \end{aligned}$$

Teniendo en cuenta los calculos realizados, los que se encuentran tabuados en el cuadro N° 4.1 se concluye que:

- Debido que el ϕ y B varían en proporción inversa a la frecuencia, las pérdidas en el fierro disminuirán, aunque en proporción menor que el aumento de frecuencia. Esto se debe a que las pérdidas en el fierro varían según las siguientes funciones P_{ϕ} histéresis = $K_1 f B^2$
 P_{ϕ} corrientes parásitas = $K_2 f^2 B^2$
- Se puede admitir invariable la corriente nominal.
- El rendimiento del transformador mejora.
- Disminuirá la corriente de vacío, basta considerar que en un gráfico B-H hay proporcionalidad entre H e I.
- En vista que E_{XCC} permanece casi invariable y E_{XCC} aumenta en proporción a f, E_{CC} (impedancia de cortocircuito) aumenta aproximadamente en 19.5%. Esto es muy importante tener en cuenta para los calculos de flujo de carga y cortocircuito.

- Como resumen y con las consecuencias que se han visto, puede contarse con poder trabajar con frecuencias mas elevadas mas no lo contrario. Esto quiere decir que la performance en los transformadores al cambiar de 50 a 60 Hz mejora.

CUADRO Nº 4.1

TRANSFORMADOR DE POTENCIA 100 KVA, 2200/220 V		
1.- Parámetros	50 Hz	60 Hz
r_1 (Ohm)	0.286	0.286
x_1 (Ohm)	0.608	0.730
r_m (Ohm)	302	302
x_m (Ohm)	1018.333	1222.000
r'_2 (Ohm)	0.319	0.319
x'_2 (Ohm)	0.608	0.730
2.- Resultados	50 Hz	60 Hz
I_1 (A)	46.019	45.570
f. p.	0.778 (Atraso)	0.776 (Atraso)
P_E (KVA)	101.242	100.254
(KW)	78.766	77.797
P_S (KW)	76.134	75.657
P_{CUP} (Watts)	605.68	593.634
P_{CUB} (Watts)	627.56	623.634
P_{NUC} (Watts)	1262.972	896.556
N (%)	96.7	97.2
V_{TC} (V)	2144.959	2138.237
Reg (%)	2.566	2.889

b) Transformadores de tensión (medida)

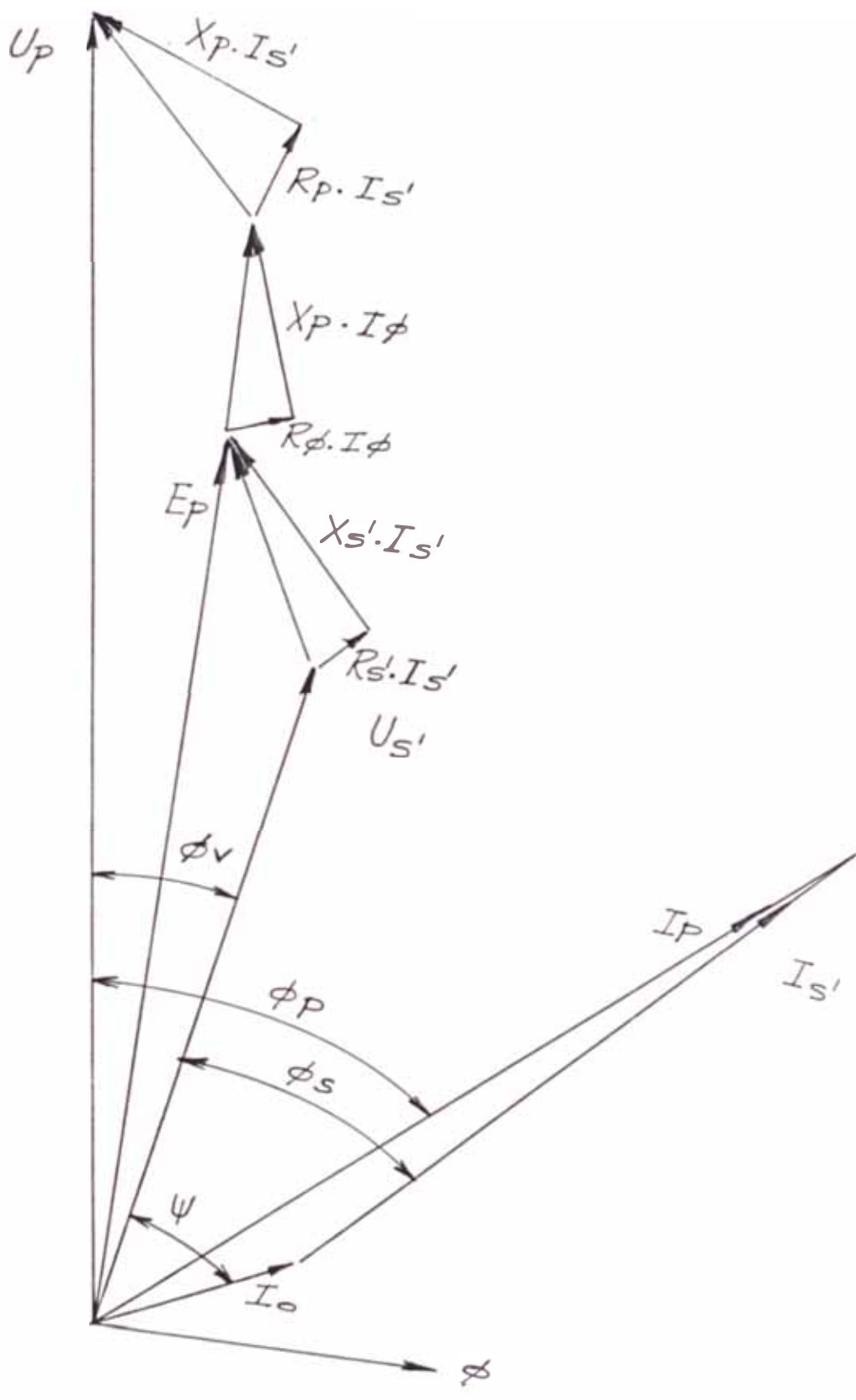
La figura Nº 4.2 reproduce el diagrama vectorial del transformador de tensión, en la cual las magnitudes secundarias se muestran giradas 180° respecto a su posición real reducidas al primario.

En este diagrama se puede ver que la relación de transformación ó relación de la tensión primaria U_p a la tensión secundaria U_s , no es constante; si no que depende de :

- La caída de tensión producida por la corriente secundaria I_s , varía con la carga, en la resistencia y reactancia del arrollamiento secundario y primario.
- La caída de tensión producida por la corriente de excitación, I_ϕ en la resistencia y reactancia del arrollamiento primario.

Para determinar la caída de tensión producida por la corriente secundaria I_s' , consideremos el diagrama de tensiones y caídas del circuito simplificado del transformador, esto es, sin considerar la corriente de excitación, indicada en la figura Nº 4.3

Este diagrama es igual al indicado en la figura Nº 4.2 excepto, que en él, los triángulos de caída



de tensión en el primario y secundario producidos por I_s' , se han agrupado en uno solo, y no se considera el triángulo de caída de tensión producida por la corriente de excitación I_ϕ .

De la figura 4.3 se desprende proyectando sobre ob los vectores de caída de tensión en la resistencia y reactancia de los arrollamientos:

$$f_a = R_{pcc} I_s' \cos \phi_s + X_{pcc} I_s' \sin \phi_s \quad (4.7)$$

Sin embargo, con un error de segundo orden aceptado por las Normas de la Comisión Electrotécnica Internacional (IEC) Pub. 186, se supone que los vectores U_p y U_s' son paralelos; con lo cual, la diferencia: $U_p - U_s'$ se reduce a:

$$U_p - U_s' = ob - of = fb = f_a + ab$$

$$U_p - U_s' = R_{pcc} I_s' \cos \phi_s + X_{pcc} I_s' \sin \phi_s + ab \quad (4.8)$$

en donde:

$$R_{pcc} = R_p + R_s' = R_p + R_s (N_p/N_s)^2 \quad (4.9)$$

$$X_{pcc} = X_p + X_s' = X_p + X_s (N_p/N_s)^2 \quad (4.10)$$

R_{pcc} y X_{pcc} son la resistencia primaria de cortocircuito y la reactancia primaria de cortocircuito, respectivamente.

Se cumple que: $\overline{ab} \cdot ac = ad^2$

siendo:

$$ad = X_{pcc} I_s' \cos \phi_s - R_{pcc} I_s' \sin \phi_s \quad (4.11)$$

$$ac = 2 (U_s + f_a) + \overline{ab} \quad (4.12)$$

luego:

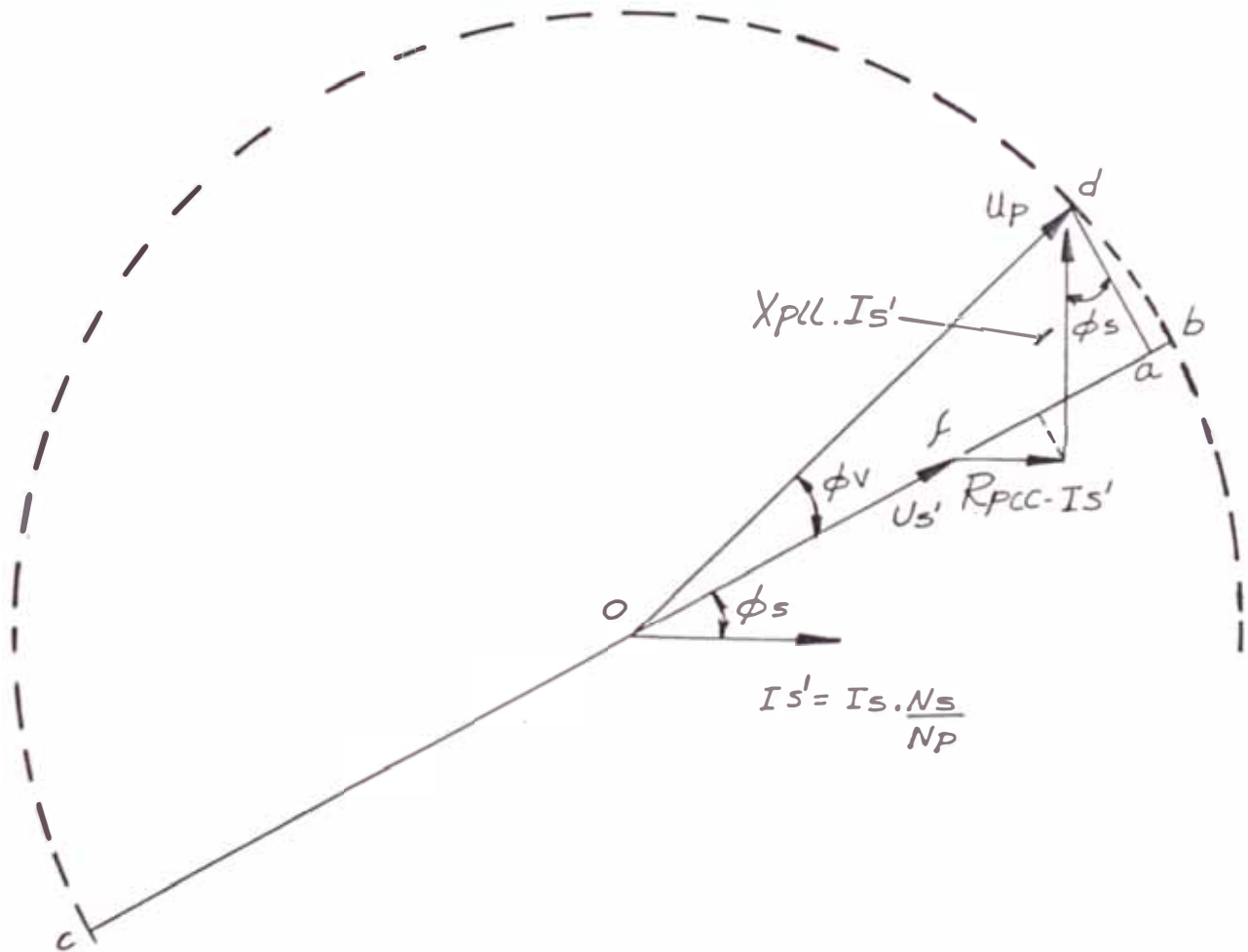


FIG. N° 4.3

$$ab = \frac{(X_{pcc} I_s' \cos \phi_s - R_{pcc} I_s' \sin \phi_s)^2}{2 (U_s' + fa) + ab} \quad (4.13)$$

Con un error de segundo orden en exceso, aceptado por el Bureau of Standard, se pueden identificar los términos

$$U_p = U_s' + fa + ab \quad (4.14)$$

con lo cual la ecuación (4.13) se convierte en :

$$ab = \frac{(X_{pcc} I_s' \cos \phi_s - R_{pcc} I_s' \sin \phi_s)^2}{2 U_p} \quad (4.15)$$

Reemplazando (4.15) en (4.8)

$$U_p - U_s' = R_{pcc} I_s' \cos \phi_s + X_{pcc} I_s' \sin \phi_s + \frac{(X_{pcc} I_s' \cos \phi_s - R_{pcc} I_s' \sin \phi_s)^2}{2 U_p} \quad (4.16)$$

Siguiendo un camino análogo podemos encontrar la caída de tensión debida a la corriente de excitación I_ϕ en la impedancia del primario, y después sumarla aritméticamente, debida a la linealidad del circuito, a la caída obtenida para la corriente I_s .

Por lo tanto, considerando las caídas debidas a las corrientes I_s' e I_ϕ , la ecuación (4.16) se transforma en :

$$U_p - U_s' = R_{pcc} I_s' \cos \phi_s + X_{pcc} I_s' \sin \phi_s + R_p I_o \cos \psi + X_p I_\phi \sin \psi +$$

$$\frac{(X_{pcc} I_s' \cos \phi_s - R_{pcc} I_s' \sin \phi_s)^2}{2 U_p} + \frac{(X_p I_\phi \cos \psi - R_p I_\phi' \sin \psi)^2}{2 U_p} \quad (4.17)$$

Sin embargo en la practica, debido a que los valores de R_p y X_p son muy inferiores a los valores de R_{pcc} y X_{pcc} respectivamente, el último término de la ecuación (4.17) se hace insignificante y se acostumbra despreciarlo sin que esto origine un error significativo. Con esto obtenemos finalmente para $U_p - U_s'$:

$$U_p - U_s' = R_{pcc} I_s' \cos \phi_s + X_{pcc} I_s' \sin \phi_s + R_p I_\phi \cos \psi + X_p I_\phi \sin \psi + \frac{(X_{pcc} I_s' \cos \phi_s - R_{pcc} I_s' \sin \phi_s)^2}{2 U_p} \quad (4.18)$$

En el acápite 3.10 de las Normas de la Comisión Electrotécnica Internacional, IEC - Pub. 186 se define el error de relación en porcentaje de un transformador de tensión por:

$$E_{ru} \% = \frac{K_n U_s - U_p}{U_p} \times 100 \quad (4.19)$$

en donde K_n es la relación de transformación nominal, esto es, la relación de la tensión nominal primaria U_p , la tensión nominal secundaria U_s ; por lo tanto, se cumple que :

$$K_n = U_p/U_s = N_p/N_s \quad (4.20)$$

U_p y U_s son las tensiones reales del primario y secundario. Los errores de relación obtenidos con la fórmula (4.20), son negativos, porque en ella se considera que la tensión U_s adelanta a U_p .

Reemplazando (4.20) en (4.19)

$$E_{ru} \% = \frac{(N_p/N_s) - U_s - U_p}{U_p} \times 100 \quad (4.21)$$

como por definición

$$U_s = U_s' (N_p/N_s) \quad U_s' = U_s (N_s/N_p) \quad (4.22)$$

Se tiene que :

$$E_{ru} \% = \frac{U_s' - U_p}{U_p} \times 100 \quad (4.23)$$

Con el fin de que los valores obtenidos de $E_{ru}\%$ sean positivos, se acostumbra hacer :

$$-E_{rc} \% = \frac{U_p - U_s'}{U_p} \times 100 \quad (4.24)$$

Reemplazando (4.18) en (4.24)

$$-E_{ru} \% = 100 \left(\frac{R_{pcc} I_s'}{U_p} \cos \phi_s + \frac{X_{pcc} I_s'}{U_p} \text{Sen } \phi_s + \right.$$

$$\left. \frac{R_p I \phi}{U_p} \cos \psi + \frac{X_p I \phi}{U_p} \text{Sen } \psi \right)$$

$$\frac{1}{200} \left(\frac{X_{pcc} I_s'}{U_p} \cos \phi_s - \frac{R_{pcc} I_s'}{U_p} \text{Sen } \phi_s \right)^2$$

(4.25)

Haciendo :

$$U_r = \frac{R_{pcc} I_s'}{U_p} \times 100 \quad U_x = \frac{X_{pcc} \cdot I_s'}{U_p} \times 100$$

$$U_{r\phi} = \frac{R_p I_\phi}{U_p} \times 100 \quad U_{x\phi} = \frac{X_p I_\phi}{U_p} \times 100$$

la fórmula (4.25) se simplifica a :

$$-E_{ru}\% = U_r \cos \phi_s + U_x \operatorname{Sen} \phi_s + U_{r\phi} \cos \psi +$$

$$U_{x\phi} \operatorname{Sen} \psi + \frac{(U_x \cos \phi_s - U_r \operatorname{Sen} \phi_s)^2}{200}$$

(4.26)

El ángulo de desfase ϕ_v , siendo muy pequeño, siempre de un orden inferior 1° , podemos identificar su valor numérico en radianes con el seno correspondiente.

Ahora bien, por el diagrama vectorial de la Figura Nº 4.2, y teniendo en cuenta que las Normas IEC consideran al ángulo ϕ_v , como positivo cuando la tensión secundaria del circuito equivalente U_s adelantada a la tensión primaria U_p , resulta :

$$\operatorname{Sen} \phi_v \approx \phi_v = \frac{ad}{U_p} = E_{au}$$

en función de las caídas de tensión originadas por I_s' e I_ϕ se tiene :

$$E_{au} = U_x \cos \phi_s - U_r \operatorname{Sen} \phi_s + U_{x\phi} \cos \psi - U_{r\phi} \operatorname{Sen} \psi$$

(4.27)

como ϕ_v (rad.) = $(\phi_v$ (minutos)/180) \times $(60/\pi)$) y multiplicando por -1 para obtener valores positivos de ϕ_v se tiene :

$$E_{av} = 3438 (U_r \text{ Sen } \phi_s - U_x \text{ Cos } \phi_s + U_r \phi \text{ Sen } \psi - U_x \phi \text{ Cos } \psi) \quad (4.28)$$

De las afirmaciones del acápite 4.5.1.b acerca de los materiales usados en su diseño y de la fórmula (4.26) se desprende que al variar la frecuencia de 50 y 60 Hz, la relación de tensiones E_u , que tiene el transformador a la frecuencia original de 50 Hz se incrementa, o lo que es igual empeora el error de relación; puesto que aumenta la magnitud de los términos: $U_x \text{ Sen } \phi_s$, $U_x \text{ Cos } \phi_s$ y $U_x \phi \text{ Sen } \psi$ con respecto a su valor original a 50 Hz.

A falta de información que nos permita conocer con exactitud la magnitud de la corriente en vacío y de U_r y U_x , lo mas conveniente para mantener la clase de precisión a la frecuencia de 60 Hz es disminuir la potencia del transformador a los 5/6 de su potencia nominal a 50 Hz. Con esto se consigue mantener constante a U_x , y la disminución de 5/6 que experimenta el término U_r , compensan con creces el aumento de 6/5 del término $U_x \phi$, puesto que la corriente en vacío permanece practicamente constante.

De igual modo al disminuir la potencia entregada a 60 Hz en $5/6$, se consigue mantener constante el error de ángulo, puesto que los términos U_x y $U_r\phi$, permanecen constantes y la disminución en $5/6$ del término U_r compensa el incremento de $6/5$ del término $U_x\phi$.

El análisis efectuado para los transformadores de tensión (medida) se puede resumir en lo siguiente:

Parámetro	Descripción
Clase de precisión (error de relación y de ángulo)	Para que el transformador pueda conservar la clase de precisión al trabajar a 60 Hz, se debe reducir su potencia a los $5/6$ de la potencia nominal que tiene a 50 Hz.
Potencia nominal	Se reduce a los $5/6$.

c) Transformadores de corriente

Del diagrama vectorial del transformador de corriente (ver Figura Nº 4.4), podemos escribir directamente, proyectando sobre I_p , los vectores I_s' , I_m e I_{pe} .

$$I_p = I_s' \cos \phi_c + I_m \sin \phi_p + I_{pe} \cos \phi_p \quad (4.29)$$

Para la descripción de los parámetros ver cuadro Nº 4.2

Sin embargo,, con un error de segundo orden aceptado por las Normas de la Comisión Electrotécnica Internacional, IEC pub. 185, se supone que los vectores I_p e I_s' son paralelos; esto es $\phi_c = 0$ y $\cos \phi_c = 1$. Además se considera que: $\phi_p = \phi_s$, con estas simplificaciones se puede escribir que:

$$I_p = I_s' + I_m \sin \phi_s + I_{pe} \cos \phi_s \quad (4.30)$$

En el acápite 3.10 de las Normas IEC pub. 185, se indica que el error de relación en porcentaje de un transformador de corriente está dado por:

$$\text{Erc} = \left(\frac{K_n I_s - I_p}{I_p} \right) \times 100 \quad (4.31)$$

en donde K_n es la relación de transformación nominal, esto es, la relación de la corriente nominal primaria a la corriente nominal secundaria; por lo tanto, se cumple que:

$$K_n = I_p / I_s = N_p / N_s \quad (4.32)$$

I_p e I_s son las corrientes reales del primario y del secundario. Los errores de relación obtenidos con la fórmula (4.31) son negativos, por que en ella se considera que la corriente I_s' adelanta de I_p , negativo en caso contrario; es rara esta circunstancia, porque requeriría que los aparatos conectados al secundario fuesen de naturaleza extraordinariamente reactiva.

Reemplazando (4.32) en (4.31)

$$\text{ERC \%} = \left(\frac{(N_s/N_p) I_s - I_p}{I_p} \right) \times 100$$

Como por definición:

$$I_s = I_s' N_p / N_s \quad I_s' = I_s N_s / N_p \quad (4.33)$$

Se tiene que:

$$\text{Erc \%} = \left(\frac{I_p - I_s}{I_p} \right) \times 100$$

Con el fin de que los valores obtenidos de ER % sean positivos, se acostumbra utilizar en la práctica:

$$-\text{Erc \%} = \left(\frac{I_p - I_s}{I_p} \right) \times 100 \quad (4.34)$$

Reemplazando (4.30) en (4.34), se obtiene finalmente que:

$$\text{-Err\%} = \left(\frac{I_m}{I_p} \cos \phi_s + \frac{I_{pe}}{I_p} \sin \phi_s \right) \times 100 \quad (4.35)$$

Para calcular el error de ángulo se ha redibujado en una escala más grande, la parte superior del diagrama vectorial. Como el ángulo de desfase, oc entre las corrientes primaria y secundaria es muy pequeño, inferior 1° , se puede identificar su valor numérico en radiaciones con el del seno correspondiente; luego:

$$\text{Sen } \phi_c = \frac{AB}{I_s} \approx \phi_c = E_{ac} \quad (4.36)$$

pero AB en función de I_m e I_{pe} , y está dado por:

$$AB = I_m \cos \phi_p - I_{pe} \sin \phi_p \quad (4.37)$$

luego, ϕ_c en radianes y en función de I_m e I_{pe} , está dado por:

$$E_{ac} = \frac{I_m \cos \phi_p - I_{pe} \sin \phi_p}{I_s'} \quad (4.38)$$

en minutos, y sustituyendo de ϕ_p por ϕ_s

(1 Radian = $180 \times 60 / \pi = 3437.75$ minutos)

$$E_{ac} = 3438 \left(\frac{I_m \cos \phi_p - I_{pe} \sin \phi_p}{I_s'} \right) \quad (4.39)$$

c.1) Transformadores de corriente para medida

Dado que en un transformador de corriente para medida :

El error de relación en porcentaje (Erc) está dado por la ecuación (4.35).

- El error de ángulo en minutos (Eac) está dado por la ecuación (4.37).
- Las pérdidas en el hierro (Pfe) varían con el cuadrado de la inducción.

$$P_{fe} = E_p \times I_{pe} = KB^2 \quad (4.40)$$

- Y como por otra parte:

$$\begin{aligned} B_{max} &= 1.25 \frac{N_p I_{nmax}}{L} \mu = \\ &= 1.25 K_{fm} \frac{N_p I_m}{L} \mu \end{aligned} \quad (4.41)$$

$$U_p = 4.44 \cdot 10^{-8} K_{fu} F N_p S_{fe} B_{max} \quad (4.42)$$

Si despejamos de (4.41) el valor de I_m , de (4.40) y (4.42), el valor de I_{pe} y reemplazando en (4.35) y (4.39), se obtiene para el error de relación y ángulo las siguientes expresiones:

$$E_{rc} = \frac{E_p}{I_p} \left(\frac{K_1}{\mu F} \text{Sen } \phi_s + \frac{K_2}{F^2} \text{Cos } \phi_s \right) \quad (4.43)$$

$$E_{ac} = 3438 \frac{E_p N_p}{I_s N_s} \left(\frac{K_1}{\mu F} \text{Cos } \phi_s - \frac{K_2}{F^2} \text{Sen } \phi_s \right) \quad (4.44)$$

donde:

$$K_1 = 10^8 L^2 / (4.44 \times 1.25 K_{fu} K_{fm} N_p^2 S_{fe}) \quad (4.45)$$

$$K_2 = K \times 10^{14} / (4.44 K_{fu} N_p S_{fe})^2 \quad (4.46)$$

Para un transformador ya construido K_1 y K_2 tienen valores constantes, así como N_p/N_s ; además si no varían los datos de placa, excepto la frecuencia, E_p , I_p , I_s , $\cos \phi_s$ y $\sin \phi_s$, serán también constantes. Por lo tanto las ecuaciones (4.43) y (4.44) nos dan la relación que existe entre los errores de relación y ángulo con la frecuencia la permeabilidad para un transformador ya construido.

En la fabricación de transformadores de corriente para medida se utilizan normalmente los siguientes materiales:

Materiales	Características
Fierro silicoso ó laminado en frío recocido y fierro silicoso laminado en caliente.	Una disminución del 20% en el valor de la inducción produce una disminución en el valor de la permeabilidad, no mayor al 20 %.
MU-Metal y permalloy (Aleaciones Cr-Ni)	Poseen un valor casi constante de permeabilidad hasta el codo de saturación.

De las fórmulas (4.43) y (4.44) de las afirmaciones anteriores se puede concluir que:

- Al operar a 60 Hz un transformador de corriente para medida diseñado originalmente para 50 Hz, tanto el error de relación como el de ángulo disminuyen puesto que el primer término del paréntesis de las fórmulas mencionadas disminuye ó se mantiene constante y el segundo término disminuye al 0.694 del valor que tenía a 50 Hz. Por lo tanto, para ser conservadores y a falta de datos exactos, podemos decir que al operar 60 Hz un transformador de corriente para medida diseñado originalmente para 50 Hz, éste mantiene su error de relación y de ángulo sin variar la potencia.

c.2) Transformadores de corriente para protección

Los transformadores de corriente para protección son los destinados a alimentar relés de protección. Deben, por lo tanto, asegurar una precisión suficiente para intensidades de valor igual a la corriente nominal multiplicada por el factor límite de

precisión nominal, el cual toma valores comprendidos entre 5 y 30.

Para estas intensidades, el error a considerar es el "Error compuesto", que se define como valor eficaz de la diferencia integrada sobre un período entre los valores instantáneos de la corriente primaria y el producto de la relación de transformación nominal por los valores instantáneos de la corriente secundaria real.

En tanto por ciento, viene dado por la fórmula :

$$EC = \frac{100}{I_p} \sqrt{\frac{1}{T} \int (R_n I_s - I_p)^2 dt} \quad (4.47)$$

Las Normas IEC ANSI, admiten, con el fin de facilitar las pruebas, que los valores instantáneos de I_p e I_s , se pueden considerar senoidales, con lo cual el error compuesto dado por la fórmula (4.47) se simplifica a:

$$EC = \frac{I_\phi}{I_p} \times 100 \quad (4.48)$$

Además para los transformadores de protección, las Normas IEC y ANSI no requieren un error de ángulo.

En estos transformadores el valor que toma la inducción, cuando la corriente primaria es igual a su valor nominal multiplicado por el factor límite de precisión, está comprendido entre 15000 y 18000 Gauss, según se utilice fierro silicoso laminado en caliente ó en frío.

Para los fierros silicosos laminados en frío y en caliente usados en el diseño de estos transformadores, la corriente de excitación disminuye o permanece constante cuando la inducción disminuye en la relación de 5/6 y la frecuencia aumenta de 50 a 60 Hz; esto, en todo el rango de inducciones considerados por los fabricantes.

De la fórmula (4.48) de acuerdo a la variación de la corriente de excitación podemos concluir, conservadoramente, que al operar a 60 Hz un transformador de corriente para protección diseñado originalmente para 50 Hz, éste mantiene su clase de precisión y potencia.

Del análisis efectuado para los transformadores de corriente, se puede resumir lo siguiente:

Parámetro	Descripción

Transformadores de corriente para medida.	
. Clase de precisión (error de relación y de ángulo)	No se altera
. Potencia nominal	No se altera
Transformadores de corriente para protección.	
. Error compuesto	No se altera
. Potencia nominal	No se altera

CUADRO N° 4.2PARAMETROS Y DESCRIPCIONES

I_p = Corriente nominal del primario

I_s' = Corriente de carga

I_s = Corriente de carga referida al secundario

ϕ_c = Angulo entre I_p e I_s'

I_m = Corriente de magnetización necesaria para producir el flujo ϕ y en fase con él.

ϕ_p = Angulo de desfase entre E_p e I_p

I_{pe} = Corriente de pérdidas debidas al flujo ϕ

ϕ_s = Angulo del factor de potencia de la carga

N_p = Número de espiras del primario

N_s = Número de espiras del secundario.

K_n = Relación de transformación nominal.

E_{rc} = Error de relación en porcentaje.

E_{ac} = Error de ángulo en minutos.

B = Inducción magnética.

d) Sistema de instrumentación y protección

- La gran mayoría de instrumentos utilizados en un sistema eléctrico, no es mayormente afectada por el cambio de frecuencia de 50 a 60 Hz. Muchos de los instrumentos conforman circuitos magnéticos abiertos, por lo cual las inductancias que entran en juego son mayormente despreciables, muchas veces tienen carácter parásito. El cambio de frecuencia modifica su reactancia, pero el efecto total sobre el comportamiento del instrumento es mínimo.
- Una clasificación importante de instrumentos y relés, basados en el principio de funcionamiento de inducción, involucran circuitos magnéticos y bobinas, con flujos sensiblemente más grandes que en los instrumentos de otros tipos, y en los cuales el cambio de frecuencia en el rango considerado es más notorio, originándose errores en el comportamiento del equipo que no pueden pasar inadvertidos.
- En lo que se refiere a los instrumentos de inducción, y más concretamente al contador de energía activa, puede verificarse que los errores producidos, no sólo son función de la frecuencia, sino también del factor de potencia

de la carga, por lo cual no puede fácilmente cuantificarse su magnitud, con miras a elaborar una tabla de corrección.

- La gran mayoría de relés, pertenecen a los tipos electromagnéticos ó de inducción, y son afectados por la frecuencia, ya sea modificando sus características de disparo, y/o su respuesta en el tiempo, pero sin causarles ningún deterioro. Por esta razón, y por la simplicidad de sus ecuaciones de pares, es factible en estos casos, recalibrarlos en la nueva frecuencia.
- Evidentemente, se podrá presentar casos en que la modificación de características originada por el cambio de frecuencia, en conjunción con los ajustes iniciales en los límites del rango de aplicación, harán imposible o inadecuado el uso de algún relé en la nueva frecuencia.

En los cuadros Nº 4.3 y 4.4 se sintetizan el comportamiento ante el cambio de frecuencia de 50 a 60 Hz., de los instrumentos y relés de protección mencionados en los párrafos anteriores y en el cuadro Nº 4.5 se muestran los símbolos internacionalmente utilizados para denotar los diversos tipos de instrumentos, clasificados en base a su principio de funcionamiento.

CUADRO N° 4.3

COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE INSTRUMENTACION
ANTE UN CAMBIO DE FRECUENCIA DE 50 A 60 HZ

Principio de funcionamiento	Respuesta
Bobina móvil (Amperímetros y Voltímetros de continua, multímetros, pinzas amperimétricas	No son afectados
Fierro Móvil (Amperímetros y Voltímetros de alterna)	Error mínimo dentro del rango aceptable.
Electrodinámicos (Vatímetros Vármegos)	Error mínimo dentro del rango aceptable.
De Inducción (Medidores de energía activa y reactiva, indicadores de máxima demanda ó maxímetros)	Error hasta del 6%, depende del factor de potencia de la carga.
De Lenguetas (Frecuencímetros)	No son afectados.
Logométricos (Cosfímetros y fasímetros)	Error mínimo, en versión trifásica.
De aspa polarizada (Sincronoscopios)	Error mínimo con campo Trifásico.

CUADRO Nº 4.4**COMPORTAMIENTO DEL SISTEMA DE PROTECCION
ANTE UN CAMBIO DE FRECUENCIA DE 50 A 60 HZ**Tipo Electromecánico

La corriente de disparo tiende a ser aproximadamente 44 % mayor. El tiempo de operación varía inversamente con el cambio de frecuencia.

Tipo Inducción. De tiempo inverso

La corriente de disparo se incrementa en un 20 %. La característica Tiempo vs. Corriente sufre un desplazamiento a la derecha.

Diferenciales

Su comportamiento está afectado por la respuesta en frecuencia de los transformadores de corriente a través de los que se concetan. No se afectan en ningún otro sentido, en la medida de que sus elementos de disparo usan rectificadores.

Térmicos








Puede afirmarse que son completamente insensibles a cambios de frecuencia.

Electrónicos

Dado que su funcionamiento es con corriente continua, su respuesta depende únicamente de sus transformadores internos, ya sean de fuente de alimentación o de medición.

CUADRO Nº 4.5

SIMBOLOS DE INSTRUMENTOS CLASIFICADOS EN BASE
A SU PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

Tipo de instrumento	Símbolo
De fierro móvil o ferromagnéticos	
De bobina móvil	
Electrodinámico	
De lengüetas	
De bobina móvil con rectificador	
Logométrico ó de bobinas cruzadas	
De inducción	
De aspa polarizada	

4.5.2 Máquinas eléctricas rotativas

a) Generadores

Se estudiará el comportamiento electromecánico de los alternadores síncronos bajo diferentes alternativas de operación para frecuencias de 50 y 60 Hz en el mismo recurso hidráulico.

a.1) Alternativas de la operación de alternadores

- Alternativa Nº 1

Operación Inicial.- Máquina prima a velocidad síncrona para 50 Hz el alternador acoplado directamente de potencia P y frecuencia 50 Hz.

Operación final.- Máquina prima a velocidad síncrona de 50 Hz con nuevo alternador acoplado directamente de potencia P y frecuencia 60 Hz.

- Alternativa Nº 2

Operación inicial.- Máquina prima a velocidad síncrona para 50 Hz con alternador acoplado directamente de potencia P en frecuencia de 50 Hz.

Operación final.- Máquina prima a velocidad síncrona para 60 Hz con el mismo alternador

acoplado directamente de capacidad sobredimensionada a frecuencia de 60Hz.

- Alternativa Nº. 3

Operación Inicial. Máquina prima a velocidad sincrónica, de 50 Hz con alternador acoplado directamente de capacidad P a frecuencia de 50 Hz.

Operación final.- Máquina prima a velocidad sincrónica de 50 Hz, caja de transmisión para velocidad sincrónica de 60 Hz con el mismo alternador de capacidad sobredimensionada en 60 Hz.

- Alternativa Nº. 4

Operación inicial.- Máquina prima a velocidad sincrónica de 50 Hz con caja de transmisión para mayor velocidad sincrónica de 50 Hz, alternador de capacidad P a 50 Hz.

Operación final.- Máquina prima a velocidad sincrónica de 50 Hz con caja de transmisión para mayor velocidad sincrónica de 60 Hz, alternador de capacidad sobredimensionada a 60 Hz.

a.2) Análisis de alternativas

La comparación de alternativas se hará en base al análisis de los siguientes rubros:

- Parámetros de Operación

. Operación Inicial

Frecuencia

Velocidad máquina prima

Velocidad alternador

Número de polos

Tensión generada

Potencia del alternador

. Operación Final

- Parámetros fijos:

Tensión generada

Velocidad máquina prima

- Parámetros variables:

Frecuencia

Velocidad máquina prima

Velocidad alternador

- Efectos de Modificación

. Condiciones Físicas

Cambio de rotor

Reconexión de estator

Recalibrado del regulador de tensión

Otros

- . Evaluación de la capacidad

Campos magnéticos (excitación)

Carga eléctrica (bobinados)

Calentamiento

Potencia del alternador

- . Evaluación Tentativa de Eficiencias

Determinación de eficiencias a:

75 % de carga

100 % de carga

- . Otras Consideraciones

Capacidad de cojinetes

Embalamiento

Caja de transmisión

Otros

Para el desarrollo del análisis de cada alternativa se han utilizado las ecuaciones que aparecen en el cuadro N° 4.6

Para el efecto comparativo se toma como patrón de referencia el alternador cuyas características se indican en la alternativa N° 1, operación inicial.

a.3) Alternativa Nº 1

Operación Inicial.- Las características del alternador en su operación inicial son las siguientes:

Potencia : 812.5 KVA (650 Kw)
 Cos ϕ : 0.8
 Velocidad : 1000 RPM
 Frecuencia : 50 Hz
 Tensión : 5,500 V
 Eficiencia : 94 %

Enfriamiento por ventilación forzada

Reparto de pérdidas :

- Mec.y de Vent.(Wmv) : 4.15 Kw (0.6 %)
 - En el Hierro (Wfe) : 8.99 Kw (1.3 %)
 - Extrañ.y Joule(Wej) :25.59 Kw (3.7 %)
 - Excitación (Wex) : 2.77 Kw (0.4 %)

Peso : 100 %

- Operación Final.- En la operación final se considera el cambio del alternador, los mismos que podrían ser cualquiera de los dos siguientes:

. Alternador Caso Iro.

Frecuencia : 60 Hz

Velocidad : 1200 RPM
 Polos :
 Tensión generada : 5500 V
 Potencia : 812.5 Kva (650 KW)
 Peso : 90 %
 Eficiencias :

- W_{ex} : 2.77 Kw (0.399 %)
 - W_{je} : 25.59 Kw (3.686 %)
 - W_{fe} : 11.39 Kw (1.64 %)
 - W_{mv} : 4.42 Kw (0.637 %)

Pérdidas totales : 44.17 Kw
 Eficiencia Total : 93.64 %

. Alternador Caso 2do.

Frecuencia : 60 Hz
 Velocidad : 900 RPM
 Polos : 8
 Tensión generada : 5500 V
 Potencia : 812.5 Kva (650 Kw)
 Peso : 105 %
 Eficiencia :

- W_{ex} : 2.77 Kw (0.4 %)
 - W_{ej} : 25.59 Kw (3.69 %)
 - W_{fe} : 10.28 Kw (1.48 %)
 - W_{mv} : 4.29 Kw (0.62 %)

Pérdidas totales : 42.93 Kw
Eficiencia total : 93.80 %

En la evaluación de eficiencias se ha considerado:

Caso 1ero. Pérdidas W_{ex} y W_{je} , constantes; W_{fe} corregidas por aumento de frecuencia, según ecuación (16) del cuadro Nº 4.6. Pérdidas W_{mv} corregidas por aumento de pérdidas que originan calor referidas al alternador referencial según ecuación (15) del mismo cuadro.

Caso 2do.- Pérdidas W_{ex} y W_{je} , constantes; W_{fe} corregidas por aumento de frecuencia y densidad de campo $B_{60} = 0.95 B_{50}$. Pérdidas W_{mv} corregidas de manera similar lo anterior.

El peso referencial servirá para hacer la comparación económica en el momento de las decisiones.

Se entiende que después de realizado el cambio del alternador, el primero pasaría al stock o a su reventa

a.4) Alternativa Nº 2

Esta alternativa toma en cuenta el mismo alternador operando a distintas frecuencias.

- Parámetro de Operación

. Operación Inicial

Frecuencia : 50 Hz
 Velocidad : 1000 RPM
 Polos : 6
 Tensión generada : 5500 V
 Potencia : 812.5 Kva (650 Kw)

. Operación Final

- Parámetros fijos

. Tensión generada : 5500 V

- Parámetros variables:

. Frecuencia : 60 Hz
 . Velocidad : 1200 RPM

- Efectos de Modificación

. Condiciones físicas:

Recalibración del regulador de tensión para mantener la misma tensión generada.

. Evaluación de la capacidad:

- Campo Magnético

$$E = K + B \quad (3)^*$$

donde :

E : tensión generada

K : factor proporcional

f : frecuencia

B : densidad de campo magnético

$$B_{60} = \frac{1}{1.2} B_{50}$$

En 60 Hz la densidad de campo disminuye a 83.33 %.

Luego :

$$I_{ex60} = \frac{1}{1.2} I_{ex50 \text{ vacío}} \quad (19)*$$

El calentamiento en la armadura principal (estator), considerando un diámetro de 800 mm en el entrehierro, para 60 Hz respecto a 50 Hz sería:

Pérdidas en el hierro:

$$W_{fe60} = \left[\frac{60}{50} \right]^{1.3} \left[\frac{1}{1.2} \right]^2 = 0.88 \text{ pu} \quad (16)*$$

- Coeficiente de enfriamiento:

$$C_{60} = 0.861 \text{ p.u} \quad (13)*$$

- Elevación de temperatura en el núcleo

$$t_{60} = 0.88 \times 0.861 = 0.758 \text{ pu} \quad (12)*$$

El calentamiento en el campo principal (rotor) debido a la excitación en 60Hz respecto a 50 Hz y en plena carga,

- Corriente de excitación

$$i_{ex60} = 2.277 \text{ pu} \quad (20)^*$$

$$i_{ex50} = 2.646$$

$$W_{ex60} = 0.74 \quad (18)^*$$

- Coeficiente de enfriamiento en las bobinas de campo

$$C_{60} = 0.861 \text{ pu} \quad (14)^*$$

- Elevación de temperatura en el bobinado de campo

$$t_{60} = 0.74 \times 0.861 = 0.637 \text{ pu}$$

- Carga eléctrica

Siendo el coeficiente de calentamiento del estator $C_{60} = 0.861 \text{ pu}$, para mantener la misma diferencia de temperatura en el bobinado (sin considerar la menor temperatura del núcleo), se admitirá un incremento de **pérdidas de:**

$$W_{ej} = \frac{0.637}{0.861} = 1.161 \text{ pu.} \quad (13)^*$$

En valor unitario y para mantener la temperatura se necesitaría un caudal de aire unitario:

$$q = 1.161 \text{ pu} \quad (9)^*$$

El caudal unitario por cambio de velocidad para 60Hz respecto a 50 Hz sería:

$$q_{60} = 1.2 \text{ pu} \quad (10)*$$

que es mayor que el caudal necesario lo cual garantiza el correcto enfriamiento.

La corriente admisible será de:

$$i = \sqrt{1.161} = 1.0775 \text{ p.u.} \quad (17)*$$

- Potencia del alternador

Debido al incremento de corriente de carga y manteniendo la tensión se podrá conseguir hasta una potencia de 107.75%, es decir: 875 Kva (700 Kw)

Se operará el alternador sólo hasta 650 Kw (812.5 Kva).

- Comentario

Generalmente a un alternador en estas condiciones de cambio de frecuencia, al operar en 60 Hz, su capacidad se incrementa en 25% respecto al de 50 Hz (1.25 pu) debido a que se genera tensión de 1.2 veces la tensión nominal para el completo aprovechamiento del fierro y la corriente se incrementa en

4% (1.04 pu) dado que existe un mayor flujo de aire de enfriamiento.

- Evaluación de Eficiencias

. Eficiencia a 100 % de carga:

i. Pérdidas mecánicas y por ventilación.

$$W_{mv60} = 1.728 \text{ pu} \quad (15)^*$$

$$W_{mv60} = 7.171 \text{ Kw}$$

ii. Pérdidas en el hierro:

$$W_{fe60} = 0.88 \text{ pu}$$

$$W_{fe60} = 7.911 \text{ Kw}$$

iii. Pérdidas Extrañas y Joule:

$$W_{ej60} = 25.59 \text{ Kw}$$

iv. Pérdidas de excitación:

$$W_{ex60} = 0.637 \text{ pu}$$

$$W_{ex60} = 1.765 \text{ Kw}$$

Pérdidas totales : 42.437 Kw

Eficiencia total : 93.87 %

. Eficiencia a 75 % de carga :

i. Pérdidas mecánicas y ventilación

$$W_{mv60} = 7.171 \text{ Kw}$$

ii. Pérdidas en el hierro

$$W_{fe60} = 7.911 \text{ Kw}$$

iii. Pérdidas Extrañas y Joule:

$$W_{ej75} = 0.75 W_{ej100}$$

$$W_{ej75} = 14.34 \text{ Kw}$$

iv. Pérdidas de excitación:

$$W_{ex75} = 0.79 W_{ex 100}$$

$$W_{ex75} = 1.103 \text{ Kw}$$

Pérdidas totales : 30.579 Kw

Eficiencia total : 94.10 %

- Consideraciones Varias

. Cojinetes

Los cojinetes deben estar dimensionados para operar 1,200 RPM, tanto por límite de velocidad, como por el tipo de lubricante utilizado.

Es necesario indicar que en este caso los rodamientos pierden un 17% de vida por el cambio de velocidad.

- Embalamiento

El embalamiento debe tomarse en cuenta para el dimensionamiento del campo principal y de todas las masas rotativas incluyendo las masas de balanceo. También se hará una verificación de los rodamientos para estas condiciones de operación.

- Regulación de tensión

El alternador operando a menores valores de excitación ingresa a la zona de posible inestabilidad de tensión y pérdida de performance de regulación (excediendo el +/- 1% nominal) debido básicamente a las condiciones de operación del regulador de tensión.

a.5) Alternativa Nº 3

En este caso se analizará el uso de un alternador que para el cambio de frecuencia de operación se utiliza una caja de transmisión para no modificar el rendimiento de la máquina prima.

- Parámetros de operación

. Operación inicial :

Frecuencia	:	50 Hz
Velocidad máquina prima	:	1000 RPM
Velocidad alternador	:	1000 RPM
Polos	:	6
Tensión generada	:	5500 V
Potencia del alternador	:	812.5 Kva

. Operación final :

- Parámetros fijos:

- . Tensión generada : 5500 V
- . Velocidad máquina
prima : 1000 RPM
- . Polos alternador :

- Parámetros variables:

- . Frecuencia : 60 Hz
- . Velocidad alternador : 1200 RPM

- Efectos de la Modificación

. Condiciones físicas

Recalibrado del regulador de tensión para conseguir los niveles de **excitación** en ambos casos.

. Evaluación de la capacidad

La capacidad del recurso se verá afectada por el rendimiento de la caja de transmisión.

. Eficiencias

Las eficiencias **son** similares a la alternativa Nº 2 (a 100% de carga: 93.87% y a 75% carga 94.10%) y se verá afectada finalmente por la eficiencia de la caja de transmisión.

. Otras consideraciones:

- Se está admitiendo que el alternador utilizado es el mismo de la ALTERNATIVA Nº 2, luego los efectos y todo el análisis son similares.
- Se está considerando que durante el primer período el alternador se encuentra directamente acoplado a la máquina prima. Posteriormente se montará una caja de transmisión elevadora para operar a mayor velocidad.
- La eficiencia promedio para transmisiones por engranajes cilíndricos rectos con superficies de buen acabado y lubricadas por aceite alcanza 96% a plena carga. Este tipo de transmisión es aconsejable por su alta eficiencia, y simpleza de uso. La mayor desventaja sería el mayor ruido en comparación a otros tipos de engranajes.
- Para esta alternativa también es válido el análisis de la ALTERNATIVA Nº 3 en caso se seleccione un alternador similar a la que en ella se describe.

- La ventaja más importante del uso de esta alternativa es que no se modifica el rendimiento ni la performance de la máquina prima pues no cambia su velocidad de operación.
- Es necesario considerar que el uso de un nuevo elemento encarece el proyecto.

a.6) Alternativa Nº 4

El presente caso analiza el uso de una caja de transmisión de relación de transmisión modificable por el cambio de frecuencia y un alternador ligero de alta velocidad.

- Parámetros de operación

. Operación inicial :

Frecuencia	:	50 Hz
Velocidad máquina prima	:	1000 RPM
Velocidad de alternador	:	1500 RPM
Polos	:	4
Tensión generada	:	5500 V
Potencia del alternador	:	812.5 Kva
Eficiencia	:	100% carga : 93.2%
		75% carga : 93.0%

. Operación final :

- Parámetros fijos :

- Tensión generada : 5500 V
- Velocidad máquina
prima : 1000 RPM
- Polos : 4

- Parámetros variables

- Frecuencia : 60 Hz
- Velocidad Alternador: 1800 RPM

- Efectos de la Modificación

. Condiciones físicas

Recalibrada del regulador de tensión para conseguir los niveles de excitación convenientes.

. Evaluación de la Capacidad

Similar al caso, la capacidad se ve afectada por la eficiencia de la transmisión.

. Eficiencias

- A 100 % carga : 92.90 %
- A 75 % carga : 92.80 %

- Si se está utilizando un alternador como el descrito en la ALTERNATIVA Nº 2, luego los efectos son los mismos.
- Si se considera un alternador como el de la ALTERNATIVA Nº. 3, también es válido su análisis en este caso.
- La aplicación de alternadores de alta velocidad hacen posible la utilización de alternadores de fabricación comercial con la salvedad que éstos se construyen para baja tensión (440 V máximo), lo cual implicará el uso de un transformador intermedio. En este caso es conveniente hacer la evaluación económica.
- La eficiencia de la caja de transmisión es similar a lo considerado para la alternativa anterior. También son válidas para este caso las 2 últimas consideraciones (otras consideraciones:) mencionadas en la alternativa anterior.

a.7) Cuadro comparativo de alternativas

El resumen del análisis realizado sobre cada alternativa se muestra en el cuadro Nº 4.7, cuadro comparativo de alternativas.

a.8) Del análisis realizado se puede afirmar lo siguiente:

- El cambio de frecuencia de operación trae consigo una variación de eficiencia no significativa, sin embargo, la capacidad del alternador se ve seriamente afectada por la modificación efectuada.
- Se debe considerar como desventaja común a las alternativas (excepto la Nº.3 y Nº.4) las alteraciones que debe sufrir el aprovechamiento del recurso, u modificaciones en el equipo y variaciones en el comportamiento energético del recurso por el cambio de velocidad de funcionamiento.
- Las alternativas analizadas que garantizan un mejor comportamiento técnico del alternador presumiblemente del aprovechamiento son las Nº. 2 y 4.

Nota : (n)* = Ecuación n del cuadro Nº 4.6

CUADRO Nº 4.6

ECUACIONES BASICAS PARA ESTUDIO DE ALTERNADORES

A) Relación Electromagnética

- Frecuencia (f)

$$f = \frac{np}{120} \quad (1)$$

- Tensión generada - fem (E)

$$Zfp = \frac{Z}{mp} \quad (2)$$

$$E = 4.44f (Ns/r Kb Zfp) DL B \quad (3)$$

- Carga periférica de corriente (q)

$$q = \frac{Z Ns/r Ic}{D} \quad (4)$$

- Potencia (S)

$$S = 4.44 \times 10^{-7} m f (Ns/r Kb Zfp) DL s (BJ) \quad (5)$$

$$S = 1.395 \times 10^{-6} f Kb \frac{D^2 L}{p} (qB) \quad (6)$$

- Torque aparente (M)

$$M = 3.7 \times 10^{-8} p m (Ns/r Kb Zfp) DL s (BJ) \quad (7)$$

$$M = 1.1625 \times 10^{-8} Kb D^2 L (qB) \quad (8)$$

B) Calentamiento

- Caudal de aire (Q)

$$Q = \frac{0.85 P}{\dots} \quad (9)$$

- Leyes hidráulicas en Turbomáquinas

$$\text{caudal} = \frac{Q_f}{Q_i} = \left[\frac{D_f}{D_i} \right]^3 \frac{n_f}{n_i} \quad (10)$$

$$\text{potencia} = \frac{P_t}{P_i} = \left[\frac{D_f}{D_i} \right]^5 \left[\frac{n_f}{n_i} \right]^3 \quad (11)$$

- Elevación de temperatura (superficies refrigeradas)

$$T = \frac{CF}{A} \quad (12)$$

- Coeficiente de enfriamiento (c)

Superficies cilíndricas rotor y estator

$$C = \frac{0.3}{1 + 0.1 u} \quad (13)$$

Bobinas de campo principal

$$C = \frac{0.1}{1 + 0.1 u} \quad (14)$$

C) Evaluación de Pérdidas y Eficiencias

- Pérdidas mecánicas y de ventilación (W_{mv})

$$W_{mv} = 1.25 K_{mv} \frac{P_q}{T} \quad (15)$$

- Pérdidas en el hierro (W_{fe})

$$W_{fe} = K_{fe} W_{1.0/50} \left[\frac{f}{50} \right]^{1.3} B^2 \quad (16)$$

- Pérdidas Joule y Extrañas de carga (W_{je})

$$W_{je} = K_{je} t \ m_p \ N_s/r \ Z_{fp} \ L_{eme} \ J \ I_c \quad (17)$$

- Pérdidas de excitación (W_{ex})

$$W_{ex} = t \frac{L_{emr}}{S_r} \times P \ I_{ex}^2 \quad (18)$$

$$I_{ex0} = K_{ex} B \text{ en vacío} \quad (19)$$

$$I_{ex} = I_{ex0} (1 + \delta y^2)^{1/2} \quad (20)$$

D) Simbología

n = RPM

P = número polos

E = V

f = Hz

DL = cm x cm

B = T

Ns/r = vueltas en serie/ranura

K_b = factor bobinado

Z_{fp} = ranuras por fase por polo

m = número de fases

z = ranuras totales

I_c = corriente / conductor

s = sección de cobre / vuelta

J = densidad de corriente (A/mm²)

Q = m³/s

P = Kw

T = o.C

D = Diámetro de turbo máquina

Subíndices

f = final

i = inicial

C = Coeficiente de enfriamiento

A = Superficie de enfriamiento

U = Velocidad periférica

Kmv = factor de proporcionalidad pérdidas de ventilación propia forzada

Pq = pérdidas disipadas como calor.

Kfe = factor de proporcionalidad pérdidas adicionales.

W1.0/50 = pérdidas a 1 Tesla y 50 Hz.

Leme = Longitud de vuelta media

$$= 0.0217 \frac{\Omega - \text{mm}^2}{m} \text{ a } 75^\circ \text{ C}$$

Kje = Factor de proporcionalidad pérdidas extrañas a Joule.

Sr = Sección conductor del rotor

Iexo = Corriente de excitación en vacío

Kex = Constante de proporcionalidad de excitación.

CUADRO COMPARATIVO DE ALTERNATIVAS GENERADOR

CUADRO No 4.7

ITEM	FRECUENCIA 50 Hz		FRECUENCIA 60 Hz		CAMBIO DE FRECUENCIA DE OPERACION DE 50 Hz A 60 Hz		VENTAJAS	DESVENTAJAS			
	VELOC. (RPM)	POT. (Kw)	VELOC. (RPM)	POT. (Kw)	VELOC. (RPM)	POT. (Kw)					
ALTERNATIVA No 1:	1,000	5,500	94.0	94.25	1,200	5,500	650	93.64	93.77	- Operacion a condiciones nominales!	- Adquisicion de una nueva Maquina.
										- Peso relativo 90 %	
					900	5,500	650	93.80	93.99	- Operacion a condiciones nominales!	- Adquisicion de una nueva Maquina.
										- Peso Relativo 105 %	
ALTERNATIVA No 2:	1,000	5,500	94.0	94.25	1,200	5,500	650	93.87	94.10	- Mayor cantidad obtenible (**)	- Operacion en Zona de Posible Inestabilidad de Tension
										- Operacion a condicion de sobredimensionado (mas frio)	
										- Peso relativo 100 %	
ALTERNATIVA No 3:	1,000	5,500	94.0	94.25	1,200	5,500	650	93.87	94.10	- Utilizacion del recurso sin alteraciones	- Disminucion del rendimiento por el uso de la Caja de Transmision
										- Mayor capacidad obtenible.	- Operacion en zona de posible inestabilidad de Tension
										- Operacion a condicion de sobredimensionado.	- Uso de equipo adicional (caja de transmision y/o sus accesorios).
											- Cambios en el emplazamiento
ALTERNATIVA No 4:	1,500	5,500	93.20	93.0	1,800	5,500	650	92.90	92.80	- Menor Peso Relativo (67 %)	- Disminucion del rendimiento por el uso de la caja de transmision.
										- Utilizacion del recurso sin alteraciones	- Operacion en zona de posible inestabilidad de tension
										- Mayor capacidad obtenible	
										- Operacion a condicion de sobredimensionado	

b) Motores

En vista que el 90 % de los motores existentes en la mina son de jaula de ardilla, el análisis se hará para este tipo de motores y bajo las siguientes consideraciones:

- El cálculo de las características electromecánicas del motor se realiza a partir del circuito equivalente en estado estacionario.
- El circuito equivalente usado considera la influencia del efecto SKIN sobre la reactancia y resistencia del rotor, y también que la saturación magnética varía con la tensión y frecuencia.
- Se ha considerado que las pérdidas mecánicas varían con el cuadrado de la velocidad.
- Para el análisis cuantitativo se han tomado 3 motores fabricados para 50 Hz y 5.5, 15 y 115 HP de potencia nominal.

Los motores asíncronos trifásicos con rotor de jaula de ardilla pueden ser clasificados en dos tipos: los motores de jaula simple normalmente usados en potencia de hasta 50 HP y en los motores de jaula doble generalmente construidos para potencias mayores de 50 HP. Por lo tanto será

necesario el estudio de estos dos tipos de motores.

b.1) Motor de jaula simple

El análisis se hará usando el circuito equivalente " L invertida " (C.E.L.I.) a partir del circuito " T equivalente ", que se muestra en la figura Nº 4.5

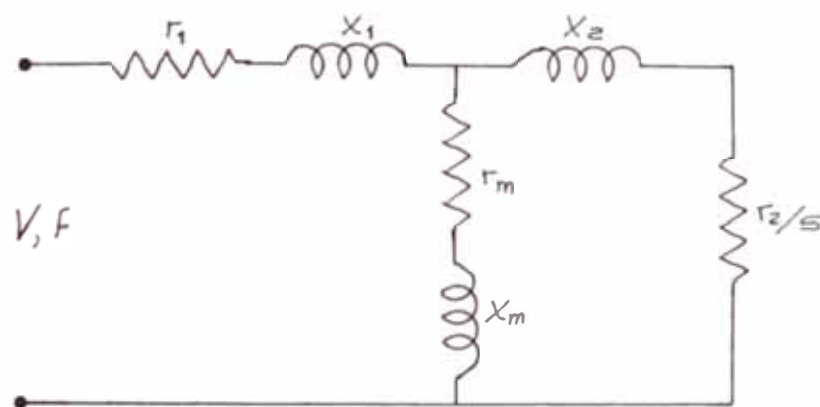


Figura 4.5

donde:

V = Tensión de operación del motor

f = Frecuencia de operación de la red

X_1 = Reactancia de dispersión del estator

r_1 = Resistencia del bobinado estático

X_2 = Reactancia de dispersión del rotor referida al estator

r_2 = Resistencia del rotor, referida al estator

x_m = Reactancia magnetizante

r_m = Resistencia que incluye las pérdidas en el hierro

A una tensión (V) frecuencia (f) determinadas, las reactancias pueden ser escritas en función de parámetros que son independientes de la tensión y frecuencia del motor, así tendremos:

$$x_1 = 2\pi fL_1$$

$$x_2 = 2\pi fL_2$$

$$x_m = 2\pi fM = 2\pi f M_0/FS$$

donde:

L_1 Inductancia de dispersión del estator

L_2 - Inductancia de dispersión del rotor referida al estator.

Inductancia magnetizante

M_0 = Constante de la inductancia magnetizante que solo depende de las dimensiones geométricas del motor.

FS = Factor de saturación del motor

r_1 , r_2 , L_1 , L_2 y M_0 son llamados " parámetros básicos " porque no dependen de la tensión (V) ni de la frecuencia de operación (f), dependen solo de las características constructivas del motor.

Factor de saturación (FS)

El factor de saturación considera el hecho que la permeabilidad del acero es finita y que depende de la inducción magnética (B). A partir de esta característica y de las dimensiones del motor el factor de saturación se calcula mediante la relación:

$$FS = \frac{\text{Amp-vuelt totales en el circuito magnet.}}{\text{Amp-vuelt en el entrehierro}}$$

El cálculo teórico del FS solo puede ser realizado conociendo las dimensiones del motor y la característica $B = f(H)$ del acero magnético.

Sin embargo como la inducción magnética (B) del motor depende directamente de la relación (V/f), el FS seguirá la misma tendencia que esta relación, es decir aumentará, disminuirá ó se mantendrá constante al suceder lo mismo con la relación V/f.

Férridas en el fierro

Las pérdidas en el fierro pueden ser expresadas como:

$$P_{\text{fw}} = K_h f B^2 + K_r f^2 B^2$$

donde:

K_n y K_r son coeficientes de proporcionalidad que dependen de las características constructivas y de fabricación del material magnético del motor.

Del circuito equivalente, las pérdidas en el fierro del motor pueden ser expresadas :

$$P_{fe} = 3 r_m i_m^2$$

$$r_m = \frac{P_{fe}}{3 i_m^2}$$

Por lo tanto r_m depende también de la frecuencia y la inducción de operación.

Circuito equivalente "L" invertida

Como durante el proceso de arranque la frecuencia del rotor varía frecuentemente desde un valor igual al de la frecuencia de la red hasta 1 a 0 Hz, el efecto SKIN ocasiona variaciones tanto en la resistencia como en la reactancia de dispersión del rotor.

El efecto SKIN es un fenómeno electromagnético de autoinducción que se da en todo conductor recorrido por corriente alterna; haciendo que la corriente fluya únicamente en la superficie del conductor. Debido a que durante el proceso de arranque

la frecuencia varía considerablemente, este fenómeno afecta fundamentalmente a los parámetros del rotor R_2 y X_2 y es más notorio en los motores con rotor de barra profunda y de doble jaula.

Este efecto se presenta durante el proceso de arranque y prácticamente desaparece cuando el motor llega a su punto de operación nominal. Este fenómeno es introducido al C.E.L.I. mediante los parámetros K_r y K_x , luego el circuito equivalente queda como se muestra en la Figura N° 4.6

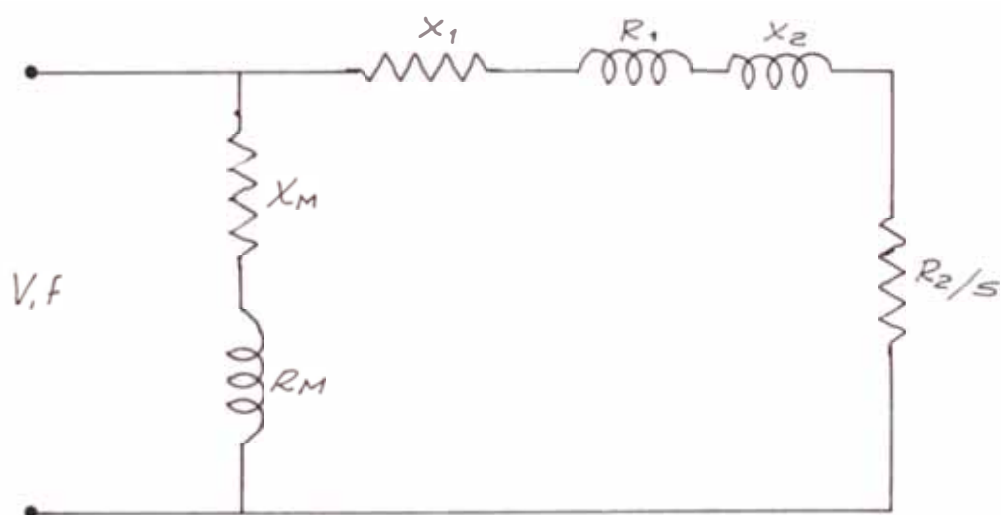


Figura N° 4.6

Donde :

$R_1 = Cr_1 =$ Resistencia del estator transformada al CELI.

$R_m = Cr_m =$ Resistencia de la rama magnetizante transformada al CELI.

$R_2 = C^2r_2 =$ Resistencia del rotor transformada al CELI.

$X_1 = Cx_1 =$ Reactancia de dispersión del estator transformada al CELI.

$X_m = Cx_m =$ Reactancia de magnetización transformada al CELI.

$X_2 = C^2x_2 =$ Reactancia de magnetización del rotor transformada al CELI.

$C = 1+FS K_o =$ Coeficiente de dispersión total del estator.

$FS =$ Factor de saturación

$K_o =$ Constante que depende únicamente de las características geométricas del motor.

$K_r =$ Parámetro que toma en cuenta el efecto SKIN sobre la resistencia del rotor.

$K_k =$ Parámetro que toma en cuenta el efecto SKIN sobre la reactancia de dispersión del rotor.

$S =$ Deslizamiento

$I_2 =$ Corriente en la rama rotórica del CELI.

$I_m =$ Corriente en la rama magnetizante del CELI

I_1 = Corriente total del CELI

Ecuaciones de funcionamiento

A partir del circuito equivalente de la Figura Nº 4.6 pueden escribirse directamente las siguientes ecuaciones :

$$I_2 = \frac{V}{(R_1 + K_r R_2 / S) + j(X_1 + K_x X_2)} \quad (4.49)$$

$$I_m = \frac{V}{R_m + j X_m} \quad (4.50)$$

$$I_1 = I_m + I_2 \quad (4.51)$$

Usando la ecuación (4.49) la Potencia Electromagnética (P_{em}), puede escribirse de la siguiente manera :

$$P_{em} = \frac{3 V^2 K_r (R_2 / S)}{(R_1 + K_r R_2 / S)^2 + (X_1 + K_x X_2)^2} \quad (4.52)$$

y por lo tanto el Torque Electromagnético (T_{em}), será:

$$T_{em} = \frac{3 p V^2 K_r R_2}{2 \pi f S ((R_1 + K_r R_2 / S)^2 + (X_1 + K_x X_2)^2)} \quad (4.53)$$

Considerando que las pérdidas mecánicas (P_m), varían con el cuadrado de la velocidad, la potencia en el eje ($P_{j\omega}$), será:

$$P_{j\omega} = 3 (1-S) T_{em} - 3 P_m (1-S)^2 \quad (4.54)$$

del circuito equivalente las pérdidas pueden expresarse :

$$\text{Perd.} = 3 (R_M I_M^2 + R_1 I_1^2 + K_r R_2 I_2^2) + 3 P_m (1-S)^2$$

y la eficiencia :

$$n = \frac{P_{\text{out}}}{P_{\text{out}} + \text{Perd.}}$$

Análisis del torque electromagnético

La curva T_{em} vs. S define dos de las características más importantes del motor: el torque de arranque y el torque máximo.

Torque de arranque (T_A)

El valor del T_A se obtiene de la ecuación (5.5) cuando $S=1$:

$$T_A = \frac{3 p V^2 K_r R_2}{2 \pi f ((R_1 + K_r R_2)^2 + (X_1 + K_m X_2)^2)}$$

que en función de los parámetros básicos será:

$$T_A = \frac{3 p V^2 K_r C^2 r_2}{2 \pi f ((C r_1 + K_r C^2 r_2)^2 + (2 \pi f C L_1 + 2 \pi f C^2 L_2)^2)}$$

Torque máximo (T_M)

Ocurre a un deslizamiento característico y puede expresarse como :

$$T_M = \frac{3 p V^2}{4 \pi f (R_1 + R_1^2 + (X_1 + K_m X_2)^2)}$$

Como $R_1 \ll X_1 + K_X X_2 = X_{cc}$

(pues normalmente $R_1 = 10 - 15\% X_{cc}$)

Entonces $R_1^2 \ll X_{cc}^2$ y puede despreciarse de la fórmula sin perder exactitud; despreciando R_1^2 y usando los parámetros básicos la expresión para el T_M será :

$$T_M = \frac{3 p V^2}{4 \pi f (R_1 + 2 \pi f (C L_1 + C^2 K_X L_2))}$$

b.2) Motor de doble jaula

Circuito equivalente

El C.E. simplificado del motor de doble jaula puede deducirse siguiendo un procedimiento similar al usado en el motor de jaula simple, luego de lo cual el C.E. queda de la siguiente forma:

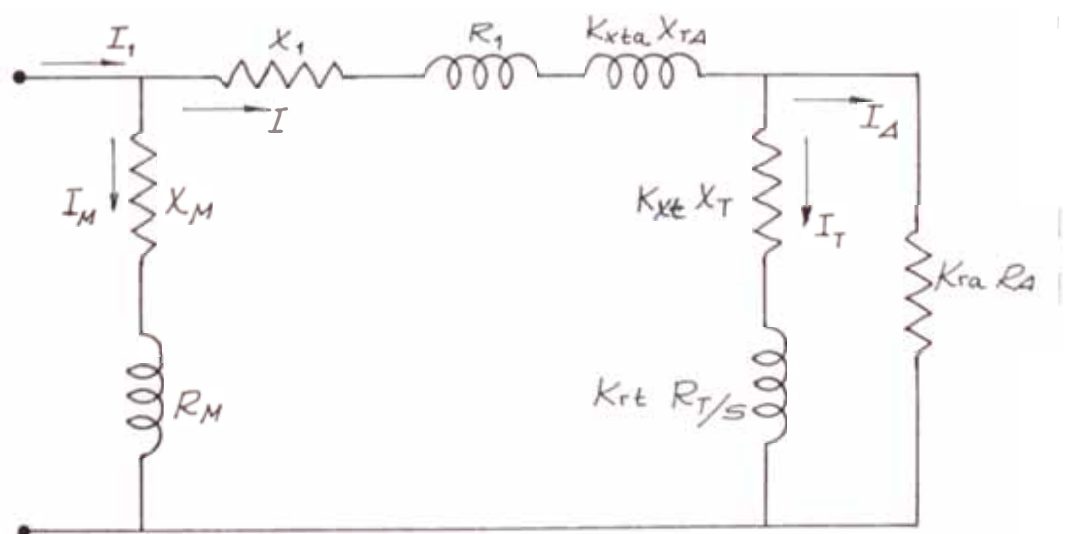


Figura Nº 4.7

Donde :

$X_1 = Cx_1 =$ Reactancia de dispersión estat.
transformada al CELI.

$X_M = Cx_m =$ Reactancia de magnetización trans-
formada al CELI.

$X_{Te} = C^2x_{te} =$ Reactancia de dispersión mutua
de la jaula de arranque
transformada al CELI.

$X_T = C^2x_e =$ Reactancia de dispersión de la
jaula de trabajo transformada al
CELI.

$R_1 = Cr_1 =$ Resistencia del estator transfor-
mada al CELI.

$R_M = Cr_m =$ Resistencia de la rama magneti-
zante transformada al CELI.

$R_a = C^2r_a =$ Resistencia de la jaula de
arranque transformada al CELI.

$R_T = C^2r_e =$ Resistencia de la jaula de traba-
jo transformada al CELI.

$C = 1 + FSK_e =$ Coeficiente de dispersión
total del estator.

$K_{kte} =$ Factor SKIN para la reactancia
de dispersión mutua.

$K_{ke} =$ Factor SKIN para la reactancia
de la jaula de trabajo .

K_{re} = Factor SKIN para la resistencia de la jaula de trabajo .

K_{ra} = Factor SKIN para la resistencia de la jaula de arranque.

I_m = Corriente en la rama magnetizante del CELI.

I_1 = Corriente total del CELI.

I_a = Corriente en la rama de arranque del CELI.

I_r = Corriente en la rama de trabajo del CELI.

Ecuaciones de funcionamiento

Las ecuaciones de funcionamiento del motor de doble jaula, se obtienen directamente del C.E. de la Figura N° 4.7

$$V = I_{T0}(R_1 + j(X_1 + K_{re}X_e)) + I_r(K_{re}R_r/S + jK_{re}X_r)$$

$$V = I_m(R_m + jX_m)$$

$$I_r(K_{re}R_r/S + jK_{re}X_r) = I_a K_{ra}R_a/S$$

$$I_{T0} = I_r + I_a$$

$$I_1 = I_m + I_{T0}$$

Cálculo de las características electro-mecánicas. Análisis cuantitativo

- Comparación de las características intrín-

secas del motor

Estas características son llamadas intrínsecas pues no dependen de la potencia de operación del motor sino solamente de la tensión y frecuencia de la red. Del cuadro Nº 4.8 se observa que :

- . El torque de arranque disminuye entre 27 y 35 %.
- . El torque máximo disminuye entre el 26 y 31 %.
- . La corriente de arranque disminuye entre el 12 y 14 %.

Como al operar a 60 Hz el torque máximo del motor disminuye, su capacidad de sobrecarga también disminuirá por lo que no es conveniente mantener el mismo valor del torque nominal. Las figuras Nº 4.8, 4.9 y 4.10, muestran la variación TORQUE vs. RPM a 50 y 60 Hz.

- Comparación de las características electro-mecánicas a la misma potencia nominal.

Los resultados del cuadro Nº 4.9 indican

que :

- . Las características de torque (T_A/T_N , T_M/T_N), son aceptables.
- . El torque nominal del motor disminuye en 16.6 %.
- . La eficiencia aumenta entre 1.4 y 2.7 % y el factor de potencia entre 1.7 y 9 %.
- . Debido al aumento de la eficiencia y el factor de potencia, la corriente nominal del motor disminuye 3 y 11 %.

En los cuadros N^{os} 4.10 al 4.15 se muestran los cálculos completos de las características electromecánicas para los motores de 5.5 HP, 15 HP y 115 HP, operando a 50 Hz y 60 Hz y 550 V, así mismo se muestran los gráficos TORQUE vs. DESLIZAMIENTO, en estas dos frecuencias cuando el motor opera a la misma potencia (Figuras N^{os} 4.11, 4.12 y 4.13).

De los cálculos realizados (redondeando valores) se puede afirmar lo siguiente:

- Los valores característicos de torque corriente disminuirán en los siguientes rangos :
 - . El torque de arranque (T_A) entre 26 y 36%
 - . El torque máximo (T_M) entre 25 y 32%.

- . La corriente de arranque (I_A) entre 11 y 16 %
- Con la finalidad de obtener características de torque aceptables la potencia nominal del motor deberá ser la misma que la potencia en 50 Hz, en estas condiciones tendremos que :
 - . El torque nominal (T_N) disminuirá en 16.6%.
 - . La velocidad nominal aumentará en 20 %.
 - . La corriente nominal disminuirá entre 1 a 10 % pero para fines prácticos puede considerarse que no varía.
- Con el fin de mejorar las características de torque es recomendable alimentar al motor con una tensión de 5 % mayor que la nominal, lo cual puede conseguirse usando el transformador en el tap adecuado.
- Si se desea mantener invariable el torque nominal en el motor, es necesario que éste sea adquirido a 50 Hz y un factor de servicio de "1.2", de tal manera que al operar en 60 Hz el factor de servicio sea "1" la potencia aumenta en 20 %; pues si el motor es de 50 Hz, con factor de servicio "1", la única manera de mantener

el torque nominal, es rebobinar el motor a 60 Hz y a una potencia 20% mayor.

4.6 ANALISIS MECANICO Y DEL PROCESO

Por la naturaleza y alcances del proyecto este análisis se hace en forma general y sucinta.

4.6.1 Generalidades

El incremento de la velocidad producirá alteraciones mecánicas inevitables en todos los equipos rotativos en proporción cuadrática al aumento de la frecuencia.

Estas alteraciones serán de mayor o menor importancia de acuerdo al equipo y a su influencia dentro del proceso metalúrgico. Para ilustrar estos efectos haremos un comentario general sobre los equipos mas relevantes.

4.6.2 Chancadoras

Regulando el tonelaje transportado por las fajas se puede controlar la operación de estos equipos. Para compensar la pérdida del torque se habrá de reducir la carga de la chancadora. En el caso de que la velocidad no permita un eficiente chancado se procederá al cambio de poleas y fajas.

4.6.3 Molinos

Considerados como los mas importantes del proceso. En el caso de que el incremento de velocidad afecte el proceso de molienda se cambiarían piñones y/o el sistema de reducción de velocidad.

4.6.4 Cedazo Vibratorio

El cambio de velocidad puede afectar el proceso de zaranda por lo que es conveniente revisar y/o modificar el sistema de transmisión. Asimismo se pueden generar vibraciones indeseables en las estructuras soportes.

4.6.5 Alimentadores de fajas

Se tratará de mantener la alimentación del mineral al proceso dentro de rangos permisibles cambiando si es el caso poleas y fajas. La pérdida de torque tiene influencia negativa en la operación de estos equipos, por lo que de ser necesario se procedería al rebobinado de los mismos.

4.6.6 Fajas transportadoras

El cambio del tonelaje transportado debido al incremento de velocidad puede ser controlado en los puntos de alimentación. De ser necesario se procederá al cambio de la transmisión .

4.6.7 Celdas de flotación

De acuerdo con la opinión de los metalurgistas se debe proceder al cambio de fajas y poleas.

4.6.8 Espesadores

Generalmente estos equipos requieren motores de alto torque por lo que puede ser necesario el rebobinado del mismo. Para mantener la velocidad se harán cambios en el sistema de transmisión.

4.6.9 Bombas

Las bombas y ventiladores en los que el flujo es incomprensible, su comportamiento se rige bajo las siguientes leyes (Ver Libro: CONVERSION DE ENERGIA TURBOMAQUINARIA, Pag. 179, Autor: V. Kadambi, Manohar Prasad):

a) La tasa de flujo de volumen del fluido, Q , es directamente proporcional a la velocidad (ó lo que es lo mismo a la frecuencia) es decir:

$$Q \approx f$$

$$Q_{60} = \left(\frac{60}{50} \right) Q_{50} \quad Q_{60} = 1.2 Q_{50}$$

b) La altura de bombeo (H) ó el aumento en la presión de estancamiento (Δp_e) es proporcional al producto de la densidad por el cuadrado de la velocidad (ó frecuencia), es decir:

$$P_e = H \approx f^2$$

$$H_{60} = \left[\frac{60}{50} \right]^2 H_{50}$$

$$H_{60} = 1.44 H_{50}$$

c) La potencia requerida a la entrada para mover la bomba o el ventilador es proporcional al producto de la densidad por el cubo de la velocidad (ó frecuencia), es decir:

$$P \approx f^3$$

$$P_{60} = \left[\frac{60}{50} \right]^3 P_{50}$$

$$P_{60} = 1.728 P_{50}$$

Esto quiere decir que al cambiar la frecuencia de 50 a 60 Hz, se bombeará 20% mas de agua, la altura de bombeo se incrementará en 44% y la potencia del motor deberá ser 72.8% mayor.

En vista que una sobrecarga del motor de 72.8% no es posible que este la soporte, se recomienda hacer lo siguiente:

- Rebobinar los motores para 60 Hz.
- Mantener la velocidad nominal a 50 Hz, cambiando fajas y poleas ó
- Cambiar el motor en caso extremo.

4.6.10 Ventiladores

En vista que se rige bajo las mismas leyes, se deberá tener en cuenta las mismas recomendaciones que se hicieron para las bombas.

La principal diferencia entre los ventiladores y las bombas radica en la naturaleza del flujo manejado por los dos tipos de máquinas. Como la densidad del aire en condiciones usuales es más o menos de 1.18 Kg/m^3 , mientras que la del agua es de 1000 Kg/m^3 , la diferencia de presión producida por un ventilador que posea las mismas dimensiones totales que opera a la misma velocidad que una bomba, es muy pequeña.

4.6.11 Compresores

El problema del cambio de frecuencia en las compresoras, se vió junto con los fabricantes INGERSOLL-RAND en forma practica, mediante un grupo generador en 60 Hz; ya que experiencia similar se hizo en la compañía minera Caylloma (Arequipa), quienes tambien cambiaron su frecuencia de 50 a 60 Hz.

Se experimentaron con las compresoras mas grandes, cuyos resultados fueron satisfactorios y se muestran a continuación:

- a) Compresor XLE 25" - 14 $\frac{1}{2}$ x 10" s/n JH-845 con motor G.E. s/n 8093893, 428 RPM, 250 HP, 5500 V., 50 Hz, de acoplamiento directo motor-compresor.

El motor puede ser alimentado a su voltaje nominal de placa (5500 Volt) con la frecuencia

de 60 Hz, debiendo ser el arrancador del tipo "Arranque Pleno Voltaje" (Full Voltage Starter) para obtener una aceleración rápida sin calentamiento de la jaula exterior.

El motor sincronizará la carga de inercia del compresor 514 RPM en vacío y con las válvulas abiertas, sin embargo se deberá efectuar ajustes para aumentar la corriente de excitación.

El motor desarrollará el 80 % de potencia de placa de motor original, la cual sin embargo puede ser aumentada al 100 % dependiendo de los valores de temperatura alcanzada.

El compresor podrá soportar el incremento de velocidad originado por el motor cuyas revoluciones estarán en el orden de los 514 RPM.

- b) Compresora XCB 22" - 12" x 12" s/n AB-728/729 con motor G.E. Mod. 6G-656, RPM 1000, 2000 HP, 550 V., 50 Hz, de acoplamiento por fajas.

El motor eléctrico de esta unidad puede ser operado con 550 V., y 60 Hz, de acuerdo a las normas NEMA, y por lo tanto ser operado por un arrancador tipo full-voltage sin embargo deberá realizarse ajustes para aumentar la corriente de excitación.

La compresora no podrá operar por encima de 300 RPM, por lo que será necesario modificar el sistema de transmisión de velocidad (fajas).

ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO

5.1 GENERALIDADES

En el área del proyecto existen instalaciones tanto en 50 KV como en 138 KV, siendo la Subestación mas cercana la ubicada en la localidad de Carhuamayo.

El sistema eléctrico de la zona del Proyecto se muestra en la figura Nº 5.1, y este será usado como caso base del estudio eléctrico.

5.2 ALTERNATIVAS DE SUMINISTRO ELECTRICO

Después de analizar las posibles alternativas y realizadas las coordinaciones del caso con CENTROMINPERU y ELECTROPERU se seleccionaron dos alternativas para analizarlas y evaluarlas y son las siguientes:

- ALTERNATIVA I (Ver figura Nº 5.2)

Línea de Transmisión 50 KV Carhuamayo-Huarón, simple terna de 55 Km.

- ALTERNATIVA II (Ver figura Nº 5.3)

Línea de Transmisión 138 KV Carhuamayo-Huarón, simple terna de 55 Km.

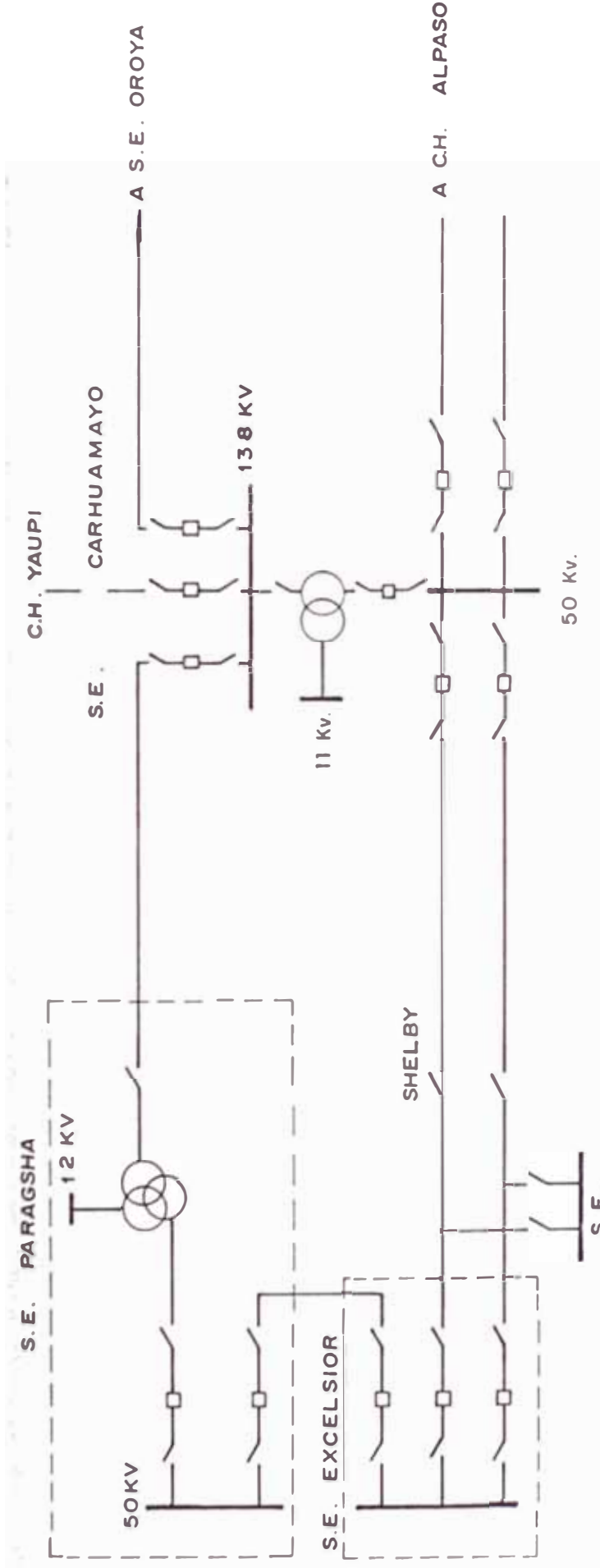


FIGURA Nº 5.1

En ambas alternativas se ampliará la Subestación de Carhuamayo, según el nivel de tensión.

5.3 ESTUDIO DE FLUJO DE POTENCIA

El estudio de flujo de carga del sistema se realizó con los siguientes objetivos principales:

- Seleccionar el conductor.
- Determinar la caída de tensión entre Carhuamayo y Huarón con el fin de calcular la regulación de tensión, para seleccionar adecuadamente las tensiones nominales del transformador de potencia.

5.3.1 Premisas del estudio

El estudio se realizó bajo las siguientes premisas:

- Los datos de las máquinas de generación, transformadores y líneas de transmisión, son los mismos usados en la elaboración del Plan Maestro de Electricidad.
- El análisis fué realizado para los años 1990 y 2000, considerando las proyecciones del Estudio del Mercado Eléctrico (capítulo 2) cuyo resumen se presenta en el siguiente cuadro:

MAXIMAS DEMANDAS

Barra	KV	1990	2000
Carhuamayo	138	28.9+j21.7	31.8+j23.8
San Juan	50	8.0+j 5.0	9.0+j 5.6
Excelsior	50	4.3+j 2.7	4.7+j 2.9
Paragsha	138	11.0+j 0.0	18.9+j 0.0
Paragsha	50	17.8+j11.0	28.2+j17.5
Paragsha	12	20.0+j12.4	23.7+j14.7
Yaupi	138	3.0+j 0.0	5.2+j 0.0
Huarón		5.7+j 2.8	7.0+j 3.4

- El factor de potencia en Huarón se estimó en 0.9, haciéndose también simulaciones considerando compensación local, reduciendo de esta manera la demanda de potencia reactiva al mínimo.
- En cuanto al conductor, para la ALTERNATIVA I (50 KV) se simula flujos de potencia para dos calibres de conductor ACSR (300.0 y 336.4 MCM) y para la ALTERNATIVA II se simularon con conductor ACSR de 397.5 MCM.
- También se consideraron flujos de carga para 100, 80, 60 y 40 % de la máxima demanda esperada.
- Para efectos de regulación se hizo la simulación de establecer en 1.000, 0.975, 0.950 y 0.900 p.u. el nivel de tensión esperado en Huarón, que cubren el rango de 50 a 45 KV.
- Como criterio de operación aceptable se estableció que la tensión no debería sobrepasar el

intervalo de $\pm 5\%$ para una tensión nominal de 48 KV en el lado de 50 KV y 128 KV en el lado de 138 KV.

5.3.2 Análisis y evaluación de las alternativas

5.3.2.1 Resultados de los flujos de carga.

Los resultados de los flujos de carga se muestran en:

- Flujo de carga caso base año 1990 (Fig. 5.4) y 2000 (Fig. 5.5)
- Flujo de carga para demanda máxima

ANO	ALTERNATIVA I	ALTERNATIVA II
1990	Fig. 5.6.a	Fig. 5.6.b
2000	Fig. 5.7.a	Fig. 5.7.b

- Flujo de carga simplificado para:

Diferentes porcentajes de la máxima demanda.

Diferentes porcentajes de tensión en p.u. esperado en Huarón.

Diferentes tipos de conductores.

ALTERNATIVA I	ALTERNATIVA II
Cuadro Nº 5.1	Cuadro Nº 5.2

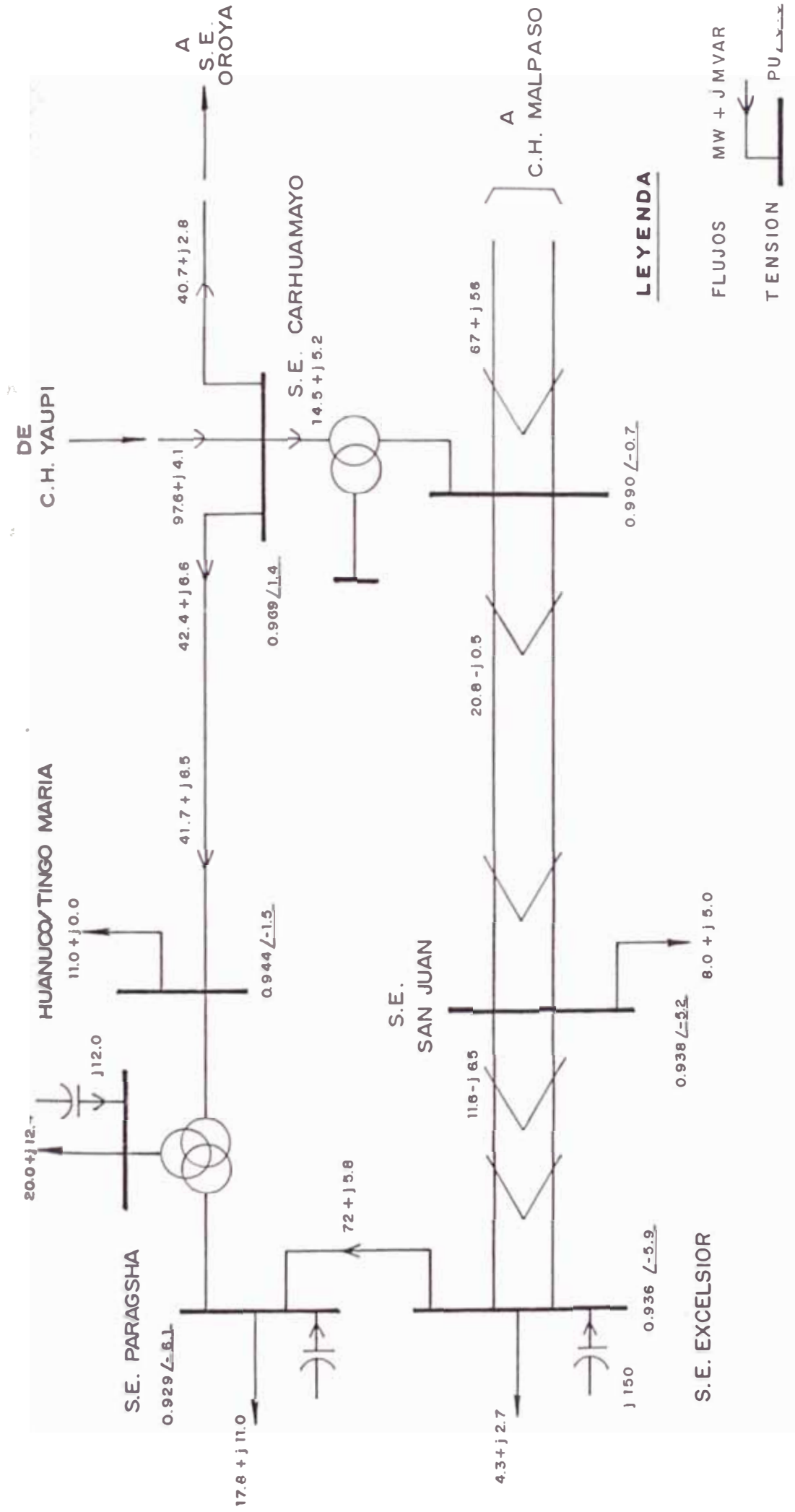


FIGURA Nº 5.4

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERIA

I. B. CAMBIO de FREC. y SUMIN. ELECT. 50KV - CMH

CASO BASE - AÑO 1990

FLUJO DE POTENCIA

FECHA:

ESCALA: S/E

Según estos resultados el conductor seleccionado para la línea en 50KV (ALT I) es el de 300 MCM, que determina el mejor nivel de regulación de tensiones y menores pérdidas de potencia.

5.3.2.2 Estimado de costos

Los estimados de costos para cada alternativa han tomado en consideración los siguientes aspectos:

- Los interruptores de potencia se han considerado en SF₆.
- El transformador de llegada en Huarón de 8 MVA, será con regulación automática bajo carga.
- Los conductores se han supuesto de 300 MCM para la línea en 50 KV y 397.6 MCM para 138 KV.
- El sistema de onda portadora será de un solo canal de voz y será capaz de llevar señales para el telemando, telemedida y teleseñalización del punto de suministro al centro de control de CENTROMINPERU.

Los cuadros que a continuación aparecen muestran la inversión del proyecto para cada una de las alternativas con indicación de :

- Partes importantes de la inversión.
- Por rubros o componentes.
- Por tipo de moneda.
- Cronograma de desembolos.

En resumen, los costos de cada alternativa son:

- Alternativa I	5'185,020
- Alternativa II	7'017,710

ESTIMADO DE COSTOS

1.- Comparación de la inversión

Inversión	ALT I	ALT II
Línea de trans.	3'760,350	4'700,300
Subestaciones	1'173,670	2'041,310
Comunicaciones	251,000	276,100
TOTAL	5'185,020	7'017,710

2.- Distribución por rubro

Rubro	ALT I	ALT II
Ing/Supervisión	423,680	574,660
Equip Importado	842,450	1'197,203
Equip Nacional	1'507,880	1'920,692
Aduana/Impuest	932,870	1'312,546
Instalación	1'007,080	1'375,101
Imprevistos	471,060	637,508
TOTAL	5'185,020	7'017,710

3.- Distribución por tipo de moneda

Moneda	ALT I	ALT II
Extranjera	926,635	1'316,827
Nacional	4'258,385	5'700,883
TOTAL	5'185,020	7'017,710

Nota: Incluye los imprevistos en forma proporcional a cada uno de los montos.

4.- Cronograma de desembolsos

Año	Moneda	ALT I	ALT II
1	Extranj.	-----	-----
	Nacional	233,024	316,063
	SUBTOTAL	233,024	316,063
2	Extranj.	926,695	1'316,827
	Nacional	2'761,387	2'660,447
	SUBTOTAL	3'688,082	4'977,274
3	Extranj.	-----	-----
	Nacional	1'263,914	1'724,373
	SUBTOTAL	1'263,914	1'724,373
TOTAL		5'185,020	7'017,710

Nota: Incluye los imprevistos en forma proporcional a cada uno de los montos.

5.4 ALTERNATIVA SELECCIONADA Y CONCLUSIONES

Teniendo en cuenta los estimados de costos y el análisis del sistema eléctrico se recomienda por razones técnico-económico la implementación de la ALTERNATIVA I por las razones que a continuación se señalan:

- Por la independencia de suministro que la misma plantea, evitándose con ello la presencia de inconvenientes caídas de tensión, incremento del nivel

de pérdidas y disminución del grado de confiabilidad en las instalaciones de CENTROMINPERU.

- Permite asegurar el suministro en la carga desde dos fuentes de generación, uno sería desde la Central Hidroeléctrica Malpaso (54 MW) y el otro a través del transformador de Carhuamayo cuya capacidad (30 MVA), no representará una limitación para la transferencia desde Yaupi (108 MW).
- Lo más importante es que, es la alternativa de menor costo.

También se concluye que:

- El conductor a usar en la línea de 50 KV será el ACSR-300 MCM.
- El transformador de potencia a usar en Huarón será de 8 MVA, 48/5.5 KV, con taps de regulación variable bajo carga con un rango de ajuste entre $+8 \times 1.25\%$ al $-8 \times 1.25\%$, espectro dentro del cual se cubrirán las oscilaciones de tensión entre 52 y 44 KV

INGENIERIA DEL PROYECTO

6.1 LINEA DE TRANSMISION

6.1.1 Generalidades

Por razones de ubicación del módulo de salida en la S. E. Carhuamayo la ruta de la línea será en forma paralela a las líneas en 50 KV existentes hasta atravesar la localidad de Carhuamayo, bordea la laguna de Junín, pasa luego cerca de Vicco y Huayllay, para llegar finalmente a la zona de Francois lugar donde estará ubicada la futura S. E. Huarón.

El trazo seleccionado de la ruta de la línea de transmisión se muestra en el plano N° 003.

6.1.2 Disposición y tipo de conductor previsto

Para la línea de transmisión se ha previsto la disposición mostrada en la figura 6.1.

El conductor utilizarse tiene las siguientes características :

Conductor: ACSR OSTRICH-300 MCM

Diámetro: 17.27 mm.

Sección:	176.71 mm ²
Carga de rotura:	5,755 Kg.
Peso unitario:	0.614 Kg/m
Módulo de elasticidad final:	8000 Kg/mm ²
Coef. de dilatación térmica:	18.9 × 10 ⁻⁶ 1/°C
Resistencia eléctrica (A la corriente alterna 60 Hz y a 25° C) :	0.1908 Ohm/Km.

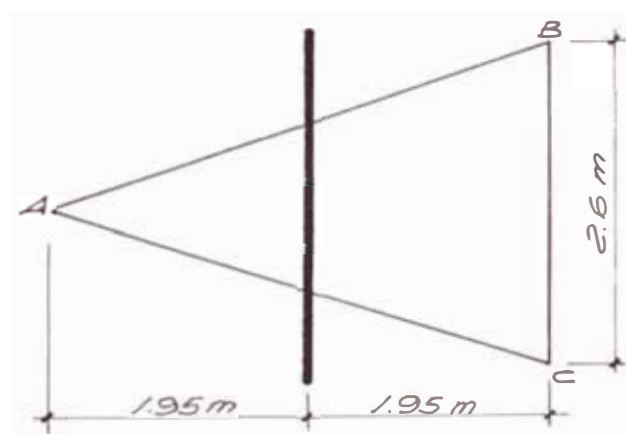


Figura No 6.1

6.1.3 Cálculo eléctrico

6.1.3.1 Distancia media geométrica

En la siguiente fórmula:

$$DMG = \sqrt[3]{d_1 * d_2 * d_3}$$

donde:

DMG = Distancia media geométrica (m)

d_1 = Dist. entre los conduct. A y B (m)

d_2 = Dist. entre los conduct. A y C (m)

d_3 = Dist. entre los conduct. B y C (m)

$$DMG = \sqrt[3]{4.11 \times 4.11 \times 2.6}$$

$$DMG = 3.53 \text{ m.}$$

6.1.3.2 Parámetros Eléctricos Unitarios

Inductancia

En la fórmula:

$$L = (4.605 \log \frac{DMG}{RMG}) 10^{-4} \text{ H/Km/Cond.}$$

donde :

L = Inductancia de la línea (H/Km/fase)

D = Distancia media geométrica (m)

RMG = Radio Medio Geométrico = 6.98×10^{-3} (m)

$$L = (4.605 \log (\frac{3.53}{6.98 \times 10^{-3}})) \times 10^{-4}$$

$$L = 12.4515 \times 10^{-4} \text{ H/Km/Cond.}$$

Reactancia inductiva

En la siguiente fórmula:

$$X_L = 2 \times \pi \times f \times L$$

donde:

X_L = Reactancia inductiva (Ohm/Km/Cond)

f = Frecuencia de operación (Hz)

$L =$ Inductancia (H/Km/Cond)

$$X_L = 2 \times \pi \times 60 \times 12.4515 \times 10^{-4}$$

$$X_L = 0.4694 \text{ Ohm/Km/Cond.}$$

Resistencia

En la fórmula :

$$r_{tf} = r_{to} (1 + \alpha (t_f - t_o))$$

donde :

r_{tf} = Resistencia a la temperatura de operación de la línea (Ohm/Km)

r_{to} = Resistencia a la temperatura de calibración (Ohm/Km)

t_f = Temperatura de operación de la línea.

t_o = Temperatura de calibración de la resistencia (°C).

α = Coeficiente de temperatura de la resistencia (1/°C)

$$r_{tf} = 0.1908 (1 + 0.00394 (50 - 25))$$

$$R = r_{tf} = 0.2096 \text{ Ohm/Km/Cond.}$$

Capacitancia

En la siguiente fórmula :

$$C = \frac{24.12}{\log \frac{DMG}{r}} \times 10^{-7} \text{ F/Km/Cond.}$$

donde :

C = Capacitancia de la línea (F/Km/Cond.)

DMG = Distancia media geométrica (m)

r = Radio del conductor (m)

$$C = \frac{24.12}{\log \frac{3.53}{8.635 \times 10^{-3}}} \times 10^{-9}$$

$$C = 9.2360 \times 10^{-9} \text{ F/Km/Cond.}$$

Reactancia capacitiva

En la fórmula :

$$X_C = \frac{1}{2 \times \uparrow \times f \times C}$$

donde:

X_C = Reactancia capacitiva (Mohm x Km/Cond.)

f = Frecuencia (Hz)

C = Capacitancia (F/Km)

$$X_C = \frac{1}{2 \times \uparrow \times 60 \times 9.2360 \times 10^{-9}}$$

$$X_C = 0.2872 \text{ Mohm x Km/Cond.}$$

Impedancia

La impedancia de la línea será:

$$Z = R + j X_L$$

donde :

\bar{Z} = Impedancia (Ohm/Km/Cond.)

R = Resistencia (Ohm/Km/Cond.)

X_L = Reactancia inductiva

$$\bar{Z} = 0.2096 + j 0.4694$$

$$\bar{Z} = 0.5141 \angle 65.94^\circ \text{ Ohm/Km/Cond.}$$

6.1.3.3 Parámetros eléctricos totales

Considerando una longitud de línea total de 55 Km los parámetros eléctricos de la línea serán:

$$R = 11.528 \text{ Ohm.}$$

$$X_L = 25.8170 \text{ Ohm.}$$

$$Z = 28.2755 \angle 65.94^\circ \text{ Ohm}$$

$$X_C = 5.2218 \times 10^{-3} \text{ Megaohm}$$

6.1.3.4 Modelo de la línea

Para las líneas cortas el efecto capacitivo es despreciable, por lo cual se ha empleado el circuito equivalente simplificado.

El modelo para cada fase de la línea está representada por la figura 6.2.

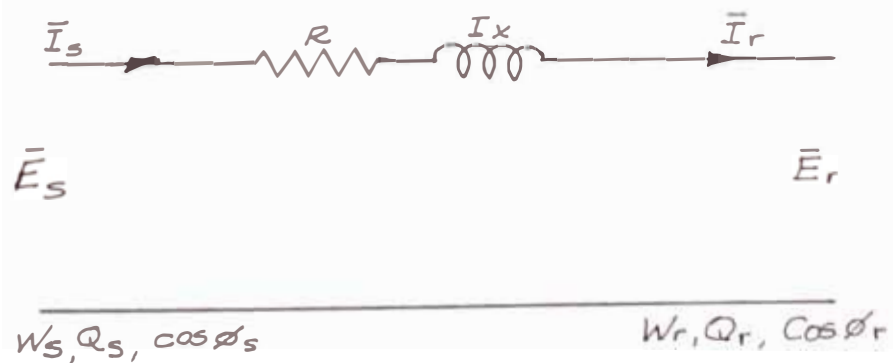


FIG. 6.2

donde :

- R = Resistencia de la línea (Ohm)
 X_L = Reactancia inductiva (Ohm)
 I = Corriente de la línea (A)
 V = Tensión de fase (V)
 P = Potencia activa por fase (KW)
 Q = Potencia reactiva por fase (KVAR)
 S = Potencia aparente por fase (KVA)
 Cos ϕ = Factor de potencia

Los subíndices E y R indican los puntos de envío y recepción respectivamente donde se cumplen las siguientes relaciones :

$$V_E = V_R + Z \times I \quad (6.1)$$

$$S_R = P_R + j Q_R = V_R \times I^* \quad (6.2)$$

$$S_E = P_E + j Q_E = V_E \times I^* \quad (6.3)$$

Los datos se harán para la carga máxima :

$$S_{30R} = P_R + j Q_R = 7000 + j 3400$$

y asumiendo $V_{30R} = 48000$ V

$$\text{luego : } V_R = \frac{48000 \angle 0}{\sqrt{3}} = 27,712.813 \angle 0$$

según (6.2)

$$I = \frac{7000}{48 \sqrt{3}} - j \frac{3400}{48 \sqrt{3}}$$

$$= 84.197 - j 40.896$$

$$I = 93.604 \angle -25.91 \text{ A}$$

$$\text{Cos } \phi_R = 0.900 \text{ (en atraso)}$$

por (6.1)

$$V_E = 27712.8 \angle 0^\circ + (28.27 \angle 65.94^\circ) (93.60 \angle -25.91^\circ)$$

$$V_E = 29,788.094 \angle 3.276^\circ$$

por (6.3) se tiene :

$$S_E = (29788.094 \angle 3.276^\circ) (93.604 \angle 25.91^\circ)$$

$$S_E = P_E + j Q_E = 2,788.285 \angle 29.19^\circ$$

$$= 2,434.19 + j 1359.87$$

6.1.3.5 Regulación de tensión

La regulación de tensión se obtiene mediante la siguiente expresión :

$$\% \text{ Reg} = \frac{V_E - V_r}{V_E} \times 100$$

$$\% \text{ Reg} = \frac{29,788.094 - 27,712.813}{27,712.813} \times 100$$

$$\% \text{ Reg} = 7.49$$

6.1.3.6 Pérdidas de potencia y eficiencia de la línea

Sabemos que la potencia trifásica en el punto de recepción es :

$$S_{3\phi R} = 7000 + j 3400$$

Potencia trifásica en el punto de envío :

$$S_{3\phi E} = 3 \times S_E = 3 (2,434.19 + j 1,359.87) \\ = 7,302 + j 4079.61$$

Pérdida de potencia activa :

$$P = P_{3\phi E} - P_{3\phi R} = 7,302.57 - 7,000$$

$$p = 302.57 \text{ KW}$$

Pérdida de potencia reactiva :

$$q = Q_{30E} - Q_{30R} = 4079.61 - 3400$$

$$q = 679.61 \text{ KVAR}$$

Eficiencia de la línea :

$$N_L = \frac{P_{30R}}{P_{30E}} = \frac{7000}{7302.57} = 0.959$$

6.1.3.7 Tensión crítica disruptiva

En la fórmula de PEEK

$$U_c = 84 m_c \delta m_e r n \text{ Log } \frac{DMG}{r}$$

donde:

U_c = Tensión crítica disruptiva (KV)

m_c = Factor de rugosidad de la superficie del conductor (0.83 - 0.87)

δ = Densidad relativa del aire

m_e = Factor de corrección por humedad del ambiente (1 para ambiente seco, 0.8 para ambiente húmedo)

r = Radio de un subconductor (cm)

n = Número de subconductores por fase

DMG= Distancia media geométrica (cm)

Además :

$$\delta = \frac{3.926}{237 + \theta} \times h$$

donde :

h = Presión barométrica (cm de Hg)

D = Temperatura media de la zona (°C)

Por otro lado :

Se tiene la siguiente fórmula :

$$\text{Log } h = \text{Log } 76 - \frac{Y}{18336}$$

En nuestro caso para una altitud de 4550 m.s.n.m. se tiene:

$h = 42.921$ cm de Hg.

$$\delta = \frac{3.926}{273 + 10} \times 42.921$$

$$\delta = 0.60$$

Reemplazando valores en la fórmula de

PEEK:

Para ambiente seco :

$$U_c = 84 \times 0.87 \times 0.60 \times 0.8635 \times 1$$

$$\times \text{Log } \frac{3.53}{8.635 \times 10^{-3}}$$

$$U_c = 98.88 \text{ KV}$$

Para ambiente húmedo :

$$U_c = 0.8 \times 98.88$$

$$U_c = 79.10 \text{ KV}$$

La tensión crítica disruptiva es mayor que la tensión máxima de la línea (52 KV).

6.1.3.8 Angulo de protección del cable de guarda

En la fórmula de AMSTRONG :

$$r_c = 6.7 I_c^{0.9}$$

donde :

I_c = corriente crítica (KA)

r_c = radio crítico (m)

además :

$$I_c = \frac{2 \times U_{c+0} \times \delta}{Z_0}$$

donde :

U_{c+0} = Tensión crítica al impulso (KV)

Z_0 = Impedancia característica (Ohm)

δ = Densidad relativa del aire

Por otro lado :

$$Z_0 = \sqrt{\frac{L}{C}}$$

donde :

L = Impedancia característica de la línea (H/Km)

C = Capacidad de la línea (F/Km)

Para nuestro caso tenemos:

$$Z_0 = \sqrt{\frac{12.4515 \times 10^{-4}}{9.2360 \times 10^{-7}}}$$

$$Z_0 = 367.17$$

$$I_c = \frac{2 \times 670 \times 0.60}{367.17}$$

$$I_c = 2.19 \text{ KA}$$

$$r_c = 6.7 \times 2.19^{0.8}$$

$$r_c = 12.54 \text{ m.}$$

La distancia horizontal del eje de la estructura al conductor es 1.95 m, la distancia horizontal entre conductor y cable de guarda es 3.58 (Ver fig N° 6.3)

El ángulo de protección del cable de guarda será :

$$\theta = \text{Arctg} \frac{1.95}{3.58}$$

$$\theta = 28.58^\circ$$

6.1.3.9 Aislamiento por esfuerzos eléctricos

Por sobretensión a frecuencia industrial

En la siguiente fórmula :

$$N_m = \frac{U}{\sqrt{3}} \times \frac{K_f \times K_{sv}}{E'_{w} \times \delta} \times K_m$$

donde :

N_m = Número de aisladores necesarios

U = Tensión máxima de servicio (KV)

K_f = Factor de incremento de tensión en caso de fallas por cortocircuito monofásico (1.2 a 1.3).

K_{sv} = Factor de sobretensión a frecuencia industrial (1.05)

K_m = Factor de seguridad por maniobra (1.0 a 1.2)

δ = Densidad relativa del aire

E_w = Tensión de sostenimiento a frecuencia industrial por unidad (12.9 KV/Unidad)

$$N_m = \frac{52}{\sqrt{3}} \times \frac{1.2 \times 1.05}{12.9 \times 0.60} \times 1.2$$

$$N_m = 5.86$$

Por sobretensión de origen interno

En la siguiente fórmula :

$$N_m = \frac{\sqrt{2} U}{\sqrt{3}} \times \frac{K_s \times K_m}{E_w \times \delta}$$

N_m = Número requerido de aisladores por sobretensión de origen interno

U = Tensión máxima de servicio (KV)

K_s = Factor de seguridad por maniobra (1.0 a 1.2)

K_m = Factor por sobretensión de maniobra (2 a 3)

δ = Densidad relativa del aire

E_w = Tensión de sostenimiento al impulso de maniobra por unidad (40 KV/Unidad)

$$N_m = \frac{\sqrt{2} \times 52}{\sqrt{3}} \times \frac{1.2 \times 2.5}{40 \times 0.6}$$

$$N_m = 5.31$$

Por línea de fuga

Considerando un requerimiento de la zona de 3.2 cm/KV y según los cálculos anteriores 6 aisladores por cadena.

$$LF = \frac{U \times 3.2}{N_m}$$

donde :

LF = Longitud de la línea de fuga

U = Tensión máxima de servicio (KV)

N_m = Número de aisladores

$$LF = \frac{52 \times 3.2}{7} = 27.73 \text{ cm}$$

De acuerdo a los cálculos anteriores se ha seleccionado el siguiente aislador:

Tipo	:	Ball & Socket
Clase	:	52-3 (ANSI Tipo B)
Diámetro	:	254 mm
Paso	:	146 mm
Esfuerzo mecánico	:	7000 Kg
Longitud de la línea de fuga	:	29.2 cm

6.1.4 Cálculo mecánico del conductor

6.1.4.1 Estados de carga

Se consideran las siguientes hipótesis de cálculo :

		Temperatura (°C)	Carga de Viento (Kg/m ²)	Espesor de Hielo (mm)
I	NESC	- 20	19.5	8.64
II	FLECHA MINIMA	0	0.0	0.0
III	CEP	- 20	39.0	0.0
IV	TEMP. MAX COND	50	0.0	0.0
V	TENSIONES DE CADA DIA (EDS)	10	0.0	0.0

6.1.4.2 Cálculo de la tensión y flecha del conductor

El cálculo mecánico del conductor se realiza utilizando la ecuación de cambio de estado de la catenaria.

$$\text{Senh} \left[\frac{a \times P_0 \times m_2}{2 \times S \times T_2} \right] - \frac{t \times m_2}{E \times m_1} \times \text{Senh} \left[\frac{a \times P_0 \times m_1}{2 \times S \times T_1} \right] =$$

$$\frac{T_1 \times m_2}{T_2 \times m_1} \times \left[1 - \frac{T_1}{E} + \alpha (\theta_2 - \theta_1) \right] \times \text{Senh} \left[\frac{a \times P_0 \times m_1}{2 \times S \times T_1} \right]$$

en la cual :

- Características del conductor

S = Sección del conductor (mm²)

E = Módulo de elasticidad final (Kg/mm²)

α = Coefic. de dilatac. térmica (°C⁻¹)

P_0 = Peso del cable (Kg/m)

- El estado inicial está caracterizado por:

θ_1 = Temp. inicial del conductor (°C)

m_1 = Coeficiente inicial de sobrecarga del cable

T_1 = Tensión inicial del cable (Kg/mm²)

a = Vano (m)

- Se calcula la tensión final T_2 del cable en Kg/mm² en los diferentes estados caracterizados por :

θ_2 = Temp. final del conductor (°C)

m_2 = Coeficiente final de sobrecarga del cable

$$m_2 = \sqrt{\frac{P_0 + g + V^2 \left(\frac{d_c + 2e}{1000} \right)^2}{P_0}}$$

g = 0.0027 (e x e + d_c x E)

Peso de sobrecarga del hielo

e = Espesor de hielo (mm)

d_c = Diámetro del conductor (mm)

V = Viento (Kg/m²)

Con el estado inicial caracterizado por la Hipótesis VI (la tensión de cada día EDS es el 20 % de la carga de rotura del conductor), se calculan las tensiones finales en el conductor para las hipótesis I al V.

Con estos datos se calcularon las respectivas flechas mediante la siguiente fórmula :

$$f = \frac{S \times T_z}{P_0 \times m_z} \times \left[\text{Cosh} \left(\frac{a \times P_0 \times m_z}{2 \times S \times T_z} \right) - 1 \right]$$

Los resultados se muestran en el Cuadro N° 6.1

6.1.4.3 Plantilla de Flecha Máxima

La máxima flecha se presenta para las condiciones de máxima temperatura en el conductor (Hipótesis V). La plantilla de flecha máxima se muestra en el Plano N° 003-A.

6.1.4.4 Plantilla de flecha mínima

La flecha se presenta en las condiciones de la Hipótesis II
En el Plano N° 003-A se puede observar la plantilla de flecha mínima.

6.1.5 Cálculo mecánico del cable de guarda

6.1.5.1 Características del cable de guarda

El cable a utilizarse tiene las siguientes características :

Cable : Acero de extra alta
resistencia (EHS)

Número y diámetro
de los hilos de

acero: 7/3.1 mm

Diámetro del cable:	9.52 mm
Sección:	51.08 mm ²
Carga de rotura:	7000 Kg
Peso Unitario:	0.407 Kg/m
Módulo de Elasticidad final:	19000 Kg/m ²
Coefic. de dilatac. Térmico:	11.5 x 10 ⁻⁶ °C

6.1.5.2 Estados de carga

Se han considerado los mismos estados de carga considerados en el acápite 6.1.4.1 del cálculo mecánico del conductor.

6.1.5.3 Cálculo de la tensión y flecha del cable

El cálculo de la tensión del cable se ha desarrollado siguiendo la metodología utilizada en el cálculo de la tensión del conductor.

La tensión del cable para el estado inicial (EDS) es el 14% de la carga de rotura del cable.

Los resultados se muestran en el cuadro N° 6.2.

6.1.6 Cálculo mecánico de las estructuras

6.1.6.1 Hipótesis de cálculo

Para el cálculo mecánico de las estructuras se ha considerado las siguientes hipótesis :

I Hipótesis NESC (National Electric Safety Code)

Temperatura: -20 °C

Presión de viento: 19.5 Kg/m²

Espesor de la costra
del hielo:

En el conductor: 8.64 mm

ii En el cable de guarda: 4.76 mm

Factores de seguridad:

Para cargas verticales 1.30

ii Para cargas transversales:

- de tensión 1.65

- de viento 2.50

iii Para cargas longitudinales 1.10

II Hipótesis CEF (Cód Eléctrico del Perú)

Temperatura: -20 °C

Presión de viento: 39.0 Kg/m²

Factores de seguridad:

Para cargas verticales 1.30

- ii Para cargas transversales:
 - de tensión 1.60
 - de viento 2.00
- iii Para cargas longitudinales 1.65

III Hipótesis de gran presión de viento

Temperatura: 10 °C
 Presión de viento: 39.0 Kg/m²

Factores de seguridad:

- i Para cargas verticales 1.25
- ii Para cargas transversales:
 - de tensión 1.25
 - de viento 1.25
- iii Para cargas longitudinales 1.25

IV Hipótesis de Templado

Temperatura: 0 °C
 Presión de viento: 0.0 Kg/m²

Factores de seguridad:

- i Para cargas verticales 1.50
- ii Para cargas transversales 1.50
- iii Para cargas longitudinales 1.50

6.1.6.2 Cargas sobre las estructuras

Cargas verticales

- Peso del conductor:

$$V_1 = P_{oc} \times ag$$

- Peso del cable de guarda:

$$V_2 = P_{ocg} \times ag$$

- Peso de la costra de hielo sobre el conductor :

$$V_3 = 0.0029 \text{ ehc} (d_c + ehc) ag$$

- Peso de la costra de hielo sobre el cable de guarda :

$$V_4 = 0.0029 \text{ ehcg} (d_{cg} + ehcg) ag$$

- Otras cargas (aisladores y accesorios, peso eventual de un hombre, etc.)

Cargas transversales

- Tensión del conductor:

$$T_1 = 2 T_{2c} \text{ Sen } \alpha / 2$$

- Tensión del cable de guarda:

$$T_2 = 2 T_{2cg} \text{ Sen } \alpha / 2$$

- Presión del viento sobre el conductor y cadena de aisladores:

$$T_3 = P_v (av(d_c + 2 \text{ ehc}) \times \text{Cos } \alpha / 2 \times 0.001 + L A x d_a)$$

- Presión del viento sobre el cable de guarda

$$T_4 = av P_v (d_{cg} + 2 \text{ ehcg}) \text{ Cos } \alpha / 2 \times 0.001$$

Cargas longitudinales

- Tensión del conductor:

$$L_1 = T_{2c} \text{ Cos } \alpha / 2$$

- Tensión del cable de guarda:

$$L_2 = T_{2c0} \cos \alpha / 2$$

Para las estructuras tipo S se considera el 50 % del tipo del conductor y cable de guarda.

donde:

T_{2c} = Tensión final del conductor para las condiciones de la hipótesis considerada (Kg)

T_{2c0} = Tensión final del cable de guarda para las condiciones de la hipótesis considerada (Kg)

α = Angulo de desvío de la línea (°C)

a_v = Eolovano (m)

a_g = Gravivano (m)

d_c = Diámetro del conductor (mm)

d_{c0} = Diámetro del cable de guarda (mm)

P_v = Presión de viento (Kg/m)

P_{oc} = Peso unitario del conductor (Kg/m)

P_{oc0} = Peso unitario del cable de guarda (Kg/m)

ehc = Espesor de la costra de hielo sobre el conductor (mm)

$ehcg$ = Espesor de la costra de hielo sobre el cable de guarda (mm)

LA = Longitud de la cadena de aisladores
(m)

d_a = Diámetro de un aislador (m)

6.1.6.3 Estructura Tipo S

Angulo máximo de deflexión: 5 °C

Vano regla: 350 m

Eolovano: 470 m

Gravivano: 670 m

I Hipótesis NESC

Cargas verticales

$$V_1 = 0.614 \times 670$$

$$V_1 = 411.38 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 0.407 \times 670$$

$$V_2 = 272.69 \text{ Kg}$$

$$V_3 = 0.0029 \times 8.64 (17.27+8.64) \times 670$$

$$V_3 = 434.96 \text{ Kg}$$

$$V_4 = 0.0029 \times 4.76 (9.52+4.76) \times 670$$

$$V_4 = 132.07 \text{ Kg}$$

Resultante

$$\text{Conductor: } (V_1+V_3) \times 1.3 + 30 = 1130.24 \text{ Kg}$$

Cable de guarda :

$$(V_2+V_4) \times 1.3 + 10 = 536.19 \text{ Kg}$$

Cargas Transversales

$$T_1 = 2 \times 13.703 \times 176.71 \times \text{Sen } 5/2 = 211.24 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 2 \times 29.908 \times 51.08 \times \text{Sen } 5/2 = 133.27 \text{ Kg}$$

$$T_3 = 19.5 (470(17.27+2 \times 8.64) \cos 5/2 \times 0.001 + 0.88 \times 0.254)$$

$$= 320.71 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 19.5 \times 470(9.52+2 \times 4.76) \cos 5/2 \times 0.001$$

$$= 174.34 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.65 + T_3 \times 2.5$$

$$= 1150.32 \text{ Kg}$$

Cable de guarda:

$$T_2 \times 1.65 + T_4 \times 2.5$$

$$= 655.75 \text{ Kg}$$

Cargas longitudinales

$$L = 0$$

II Hipótesis CEF

Cargas Verticales

$$V_1 = 411.38 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 272.69 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.3 + 30 = 564.79 \text{ Kg}$$

Cable de guarda:

$$V_2 \times 1.3 + 10 = 364.50 \text{ Kg}$$

Cargas Transversales

$$T_1 = 2 \times 10.093 \times 176.71 \times \text{Sen } 5/2$$

$$= 155.59 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 2 \times 25.870 \times 51.08 \times \text{Sen } 5/2$$

$$= 115.28$$

$$T_3 = 39(470 \times 17.27 \times \cos 5/2 \times 0.001 + 0.88 \times 0.254)$$

$$= 324.98 \text{ Kg}$$

$$T_4 = 39 \times 470 \times 9.52 \times \cos 5/2 \times 0.001$$

$$= 174.34 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.6 + T_3 \times 2 = 898.9 \text{ Kg}$$

Cable de guarda:

$$T_2 \times 1.6 + T_4 \times 2 = 533.13 \text{ Kg}$$

Cargas Longitudinales

$$L = 0$$

III Hipótesis de Gran Presión de Viento

Cargas Verticales

$$V_1 = 411.38 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 272.69 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.25 + 30 = 544.23 \text{ Kg}$$

Cable de guarda:

$$V_2 \times 1.25 + 10 = 350.86 \text{ Kg}$$

Cargas transversales:

$$T_1 = 2 \times 8.829 \times 176.71 \times \sin 5/2$$

$$= 136.11 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 2 \times 23.278 \times 51.08 \times \sin 5/2$$

$$= 103.73 \text{ Kg}$$

$$T_3 = 39(470 \times 17.27 \times \cos 5/2 \times 0.001$$

$$+ 0.88 \times 0.254)$$

$$T_3 = 324.98$$

$$T_4 = 39 \times 470 \times 9.52 \times \cos 5/2 \times 0.001$$

$$= 174.34 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.25 + T_3 \times 1.25 = 576.36 \text{ Kg}$$

Cable de guarda:

$$T_2 \times 1.25 + T_4 \times 1.25 = 347.59 \text{ Kg}$$

Cargas Longitudinales

$$L = 0$$

IV Hipótesis de templado

Cargas Verticales

$$V_1 = 411.38 \text{ Kg}$$

$$V_2 = 272.69 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } V_1 \times 1.5 + 310 = 927.07 \text{ Kg}$$

Cable de guarda:

$$V_2 \times 1.5 + 310 = 719.04 \text{ Kg}$$

Cargas Transversales

$$T_1 = 2 \times 6.865 \times 176.71 \times \text{Sen } 5/2 = 105.83 \text{ Kg}$$

$$T_2 = 2 \times 20.014 \times 51.08 \times \text{Sen } 5/2 = 89.19 \text{ Kg}$$

Resultante:

$$\text{Conductor: } T_1 \times 1.5 = 158.75 \text{ Kg}$$

Cable de guarda:

$$T_2 \times 1.5 = 133.79 \text{ Kg}$$

Cargas Longitudinales

$$L_1 = 0.5 \times 6.865 \times 176.712 \times \cos 5/2$$

$$605.98 \text{ Kg}$$

$$L_2 = 0.5 \times 20.014 \times 51.08 \times \cos 5/2$$

Resultante

$$\text{Conductor: } L_1 \times 1.5 = 908.97 \text{ Kg}$$

Cable de guarda:

$$L_2 \times 1.5 = 766.01 \text{ Kg}$$

Cuyos cálculos tabulados se encuentran en el cuadro Nº 6.3 y la figura Nº 6.4.

De manera similar se hicieron los cálculos para los otros tipos de estructuras.

6.1.6.4 Estructura Tipo A1-A

Angulo máximo de deflexión: 20 °C

Vano Regla: 430 m

Eolovano: 500 m

Gravivano: 700 m

Los cálculos tabulados se encuentran en el cuadro Nº 6.4 y la figura Nº 6.5

6.1.6.5 Estructura Tipo A1-B

Angulo máximo de deflexión: 55 °C

Vano Regla: 300 m

Eolovano: 400 m

Gravivano: 700 m

Los cálculos tabulados se encuentran en el cuadro Nº 6.5 y la figura Nº 6.6

6.1.6.6 Estructura Tipo A2 (Retenida)

Angulo máximo de deflexión:	25 °C
Vano Regla:	300 m
Eolovano:	350 m
Gravivano:	1100 m

Los cálculos tabulados se encuentran en el cuadro Nº 6.6 y la figura Nº 6.7

6.1.6.7 Estructura Tipo T1 (Terminal)

Angulo máximo de deflexión:	0 °C
Vano Regla:	300 m
Eolovano:	350 m
Gravivano:	1100 m

Los cálculos tabulados se encuentran en el cuadro Nº 6.7 y la figura Nº 6.8

6.1.6.8 Estructura Tipo T2 (Terminal)

Angulo máximo de deflexión:	25 °C
Vano Regla:	300 m
Eolovano:	350 m
Gravivano:	1100 m

Los cálculos tabulados se encuentran en el cuadro Nº 6.8 y la figura Nº 6.9

INGENIERIA BASICA DEL CAMBIO DE FRECUENCIA Y SUMINISTRO ELECTRICO EN 50 KV PARA LA CIA MINERA HUARON
ESTRUCTURA TIPO S

Angulo de la línea: 5° , Gravivano : 670 m , Eolovano : 470 m , Vano regla : 350 m CUADRO N° 6.3

Conductor : 300 MCM OSTRICH, 26/7, un conductor por fase, 3 fases por estructura

Diámetro : 17.27 mm., Peso : 0.614 Kg/m, Tensión de rotura : 5755 Kg

Máxima tensión por fase 2421.46 Kg con 8.64 mm. de espesor de hielo, 19.5 Kg/m² de presión de viento a -20° C

Cable de guarda : 3/8" Ø, EHS, 7 hilos, 1 cable de guarda por soporte, 1 soporte por estructura

Diámetro : 9.52 mm., Peso : 0.407 Kg/m, Tensión de rotura : 7000 Kg

Máxima tensión por soporte 1527.70 Kg con 4.76 mm de espesor de hielo, 19.5 Kg/m² de presión de viento a -20° C.

	Temp. °C	Hielo mm	Viento Kg/m ²	Vertical		Tranversal		Longitudinal		Viento en Estruct. Kg/m ²	N° de Caras
				Cond	C de G Kg	Cond	C de G Kg	Cond	C de G Kg		
I NESC	-20	8.64/4.26	19.5	1130	535	1150	655	0	0	78.0	1.5
II CEP	-20	0/0	39.0	565	365	900	535	0	0	120.0	1.5
III 6. PRESION											
DE VIENTO	10	0/0	39.0	545	350	575	350	0	0	131.9	2.0
IV TEMPLADO	0	0/0	0.0	930	720	160	135	910	765	0.0	0.0

Notas:

1.- Las cargas tabuladas anteriormente incluyen factor de seguridad

2.- Los factores de seguridad son:

NESC: Vertical = 1.3, trans. de viento = 2.5, trans. de tensión = 1.65, longitudinal = 1.1

CEP : Vertical = 1.3, trans. de viento = 2.0, trans. de tensión = 1.60, longitudinal = 1.65

GRAN PRESION DE VIENTO : 1.25 para todas las cargas.

TEMPLADO : 1.50 para todas las cargas

3.- Las cargas son por soporte, fase conductor y por soporte cable de guarda

4.- Las cargas del conductor y cable de guarda, así como las cargas de peso y viento sobre las estructuras son aplicadas simultáneamente para la correspondiente hipótesis de carga, inclusive para la condición de templado.

5.- La estructura debe ser capaz de resistir sin cables una presión de viento de 132 Kg/m².

INGENIERIA BASICA DEL CAMBIO DE FRECUENCIA Y SUMINISTRO ELECTRICO EN 50 KV PARA LA CIA MINERA HUARON
ESTRUCTURA TIPO A1-A

Angulo de la línea: 20° , Gravivano : 700 m , Eolovano : 500 m , Vano regla : 430 m
CUADRO N° 6.4

Conductor : 300 MCM OSTRICH, 26/7, un conductor por fase, 3 fases por estructura

Diámetro : 17.27 mm., Peso : 0.614 Kg/m, Tensión de rotura : 5755 Kg

Máxima tensión por fase 2421.46 Kg con 8.64 mm. de espesor de hielo, 19.5 Kg/m² de presión de viento a -20° C

Cable de guarda : 3/8" Ø, EHS, 7 hilos, 1 cable de guarda por soporte, 1 soporte por estructura

Diámetro : 9.52 mm., Peso : 0.407 Kg/m, Tensión de rotura : 7000 Kg

Máxima tensión por soporte 1527.70 Kg con 4.76 mm de espesor de hielo, 19.5 Kg/m² de presión de viento a -20° C.

	Temp. °C	Hielo mm	Viento Kg/m ²	Vertical		Tranversal		Longitudinal		Viento en Estruct. Kg/m ²	N° de Caras
				Cond	C de G Kg	Cond	C de G Kg	Cond	C de G Kg		
I NESC	-20	8.64/4.26	19.5	1215	570	2260	1355	0	0	78.0	1.5
II CEP	-20	0/0	39.0	625	390	1680	1100	0	0	120.0	1.5
III 6. PRESION DE VIENTO	10	0/0	39.0	605	375	1130	760	0	0	131.9	2.0
IV TEMPLADO	0	0/0	0.0	955	740	625	530	1767	1495	0.0	0.0

Notas:

1.- Las cargas tabuladas anteriormente incluyen factor de seguridad

2.- Los factores de seguridad son:

NEC: Vertical = 1.3, trans. de viento = 2.5, trans. de tensión = 1.65, longitudinal = 1.1

CEP : Vertical = 1.3, trans. de viento = 2.0, trans. de tensión = 1.60, longitudinal = 1.65

GRAN PRESION DE VIENTO : 1.25 para todas las cargas.

TEMPLADO : 1.50 para todas las cargas

3.- Las cargas son por soporte, fase conductor y por soporte cable de guarda

4.- Las cargas del conductor y cable de guarda, así como las cargas de peso y viento sobre las estructuras son aplicadas simultáneamente para la correspondiente hipótesis de carga, inclusive para la condición de templado.

5.- La estructura debe ser capaz de resistir sin cables una presión de viento de 132 Kg/m².

INGENIERIA BASICA DEL CAMBIO DE FRECUENCIA Y SUMINISTRO ELECTRICO EN 50 KV PARA LA CIA MINERA HUARON
ESTRUCTURA TIPO A1-B

Angulo de la línea: 55° , Gravivano : 700 m , Eolovano : 400 m , Vano regla : 300 m
CUADRO N° 6.5

Conductor : 300 MCM OSTRICH, 26/7, un conductor por fase, 3 fases por estructura

Diámetro : 17.27 mm., Peso : 0.614 Kg/m, Tensión de rotura : 5755 Kg

Máxima tensión por fase 2421.46 Kg con 8.64 mm. de espesor de hielo, 19.5 Kg/m² de presión de viento a -20° C

Cable de guarda : 3/8" β , EHS, 7 hilos, 1 cable de guarda por soporte, 1 soporte por estructura

Diámetro : 9.52 mm., Peso : 0.407 Kg/m, Tensión de rotura : 7000 Kg

Máxima tensión por soporte 1527.70 Kg con 4.76 mm de espesor de hielo, 19.5 Kg/m² de presión de viento a -20° C.

	Temp. °C	Hielo mm	Viento Kg/m ²	Vertical		Tranversal		Longitudinal		Viento en Estruct. Kg/m ²	N° de Caras
				Cond Kg	C de G Kg	Cond Kg	C de G Kg	Cond Kg	C de G Kg		
I NESC	-20	8.64/4.26	19.5	1215	570	4235	2615	0	0	78.0	1.5
II CEP	-20	0/0	39.0	625	390	3175	2215	0	0	120.0	1.5
III G. PRESION DE VIENTO	10	0/0	39.0	605	375	2085	1510	0	0	131.9	2.0
IV TEMPLADO	0	0/0	0.0	955	740	1705	1430	1635	1370	0.0	0.0

Notas:

- 1.- Las cargas tabuladas anteriormente incluyen factor de seguridad
- 2.- Los factores de seguridad son:
 NESC: Vertical = 1.3, trans. de viento = 2.5, trans. de tensión = 1.65, longitudinal = 1.1
 CEP : Vertical = 1.3, trans. de viento = 2.0, trans. de tensión = 1.60, longitudinal = 1.65
 GRAN PRESION DE VIENTO : 1.25 para todas las cargas.
 TEMPLADO : 1.50 para todas las cargas
- 3.- Las cargas son por soporte, fase conductor y por soporte cable de guarda
- 4.- Las cargas del conductor y cable de guarda, así como las cargas de peso y viento sobre las estructuras son aplicadas simultáneamente para la correspondiente hipótesis de carga, inclusive para la condición de templado.
- 5.- La estructura debe ser capaz de resistir sin cables una presión de viento de 132 Kg/m².

INGENIERIA BASICA DEL CAMBIO DE FRECUENCIA Y SUMINISTRO ELECTRICO EN 50 KV PARA LA CIA MINERA HUARON
ESTRUCTURA TIPO A2

CUADRO N° 6.6

Angulo de la línea: 25° , Gravivano : 1110 m , Eolovano : 350 m , Vano regla : 300 m

Conductor : 300 MCM OSTRICH, 26/7, un conductor por fase, 3 fases por estructura

Diámetro : 17.27 mm., Peso : 0.614 Kg/m, Tensión de rotura : 5755 Kg

Máxima tensión por fase 2421.46 Kg con 8.64 mm. de espesor de hielo, 19.5 Kg/m² de presión de viento a -20° C

Cable de guarda : 3/8" Ø, EHS, 7 hilos, 1 cable de guarda por soporte, 1 soporte por estructura

Diámetro : 9.52 mm., Peso : 0.407 Kg/m, Tensión de rotura : 7000 Kg

Máxima tensión por soporte 1527.70 Kg con 4.76 mm de espesor de hielo, 19.5 Kg/m² de presión de viento a -20° C.

	Temp. °C	Hielo mm	Viento Kg/m ²	Vertical		Tranversal		Longitudinal		Viento en Estruct. Kg/m ²	N° de Caras
				Cond	C de G Kg	Cond	C de G Kg	Cond	C de G Kg		
I NESC	-20	8.64/4.26	19.5	1870	885	2295	1390	0	0	78.0	1.5
II CEP	-20	0/0	39.0	945	600	1745	1170	0	0	120.0	1.5
III 6. PRESION DE VIENTO	10	0/0	39.0	910	560	1135	790	0	0	131.9	2.0
IV TEMPLADO	0	0/0	0.0	1325	980	800	670	1800	1510	0.0	0.0

Notas:

1.- Las cargas tabuladas anteriormente incluyen factor de seguridad

2.- Los factores de seguridad son:

NESC: Vertical = 1.3, trans. de viento = 2.5, trans. de tensión = 1.65, longitudinal = 1.1

CEP : Vertical = 1.3, trans. de viento = 2.0, trans. de tensión = 1.60, longitudinal = 1.65

GRAN PRESION DE VIENTO : 1.25 para todas las cargas.

TEMPLADO : 1.50 para todas las cargas

3.- Las cargas son por soporte, fase conductor y por soporte cable de guarda

4.- Las cargas del conductor y cable de guarda, así como las cargas de peso y viento sobre las estructuras son aplicadas simultáneamente para la correspondiente hipótesis de carga, inclusive para la condición de templado.

5.- La estructura debe ser capaz de resistir sin cables una presión de viento de 132 Kg/m².

INGENIERIA BASICA DEL CAMBIO DE FRECUENCIA Y SUMINISTRO ELECTRICO EN 50 KV PARA LA CIA MINERA HUARON
ESTRUCTURA TIPO T1

Angulo de la línea: 0° , Gravivano : 1100 ■ , Eolovano : 350 ■ , Vano regla : 300 ■
CUADRO N° 6.7

Conductor : 300 MCM OSTRICH, 26/7, un conductor por fase, 3 fases por estructura

Diámetro : 17.27 ■■, Peso : 0.614 Kg/■, Tensión de rotura : 5755 Kg

Máxima tensión por fase 2421.46 Kg con 8.64 ■■. de espesor de hielo, 19.5 Kg/■² de presión de viento a -20° C

Cable de guarda : 3/8" Ø, EHS, 7 hilos, 1 cable de guarda por soporte, 1 soporte por estructura

Diámetro : 9.52 ■■, Peso : 0.407 Kg/■, Tensión de rotura : 7000 Kg

Máxima tensión por soporte 1527.70 Kg con 4.76 ■■ de espesor de hielo, 19.5 Kg/■² de presión de viento a -20° C.

	Temp. °C	Hielo ■■	Viento Kg/■²	Vertical		Tranversal		Longitudinal		Viento en Estruct. Kg/■²	N° de Caras
				Cond Kg	C de G Kg	Cond Kg	C de G Kg	Cond Kg	C de G Kg		
I NESC	-20	8.64/4.26	19.5	1870	885	305	165	2610	1650	78.0	1.5
II CEP	-20	0/0	39.0	945	455	255	130	2970	2180	120.0	1.5
III 6. PRESION DE VIENTO	10	0/0	39.0	910	560	255	130	1910	1455	131.9	2.0
IV TEMPLADO	0	0/0	0.0	1325	980	0	0	1845	1545	0.0	0.0

Notas:

- Las cargas tabuladas anteriormente incluyen factor de seguridad
- Los factores de seguridad son:
 NESC: Vertical = 1.3, trans. de viento = 2.5, trans. de tensión = 1.65, longitudinal = 1.1
 CEP : Vertical = 1.3, trans. de viento = 2.0, trans. de tensión = 1.60, longitudinal = 1.65
 GRAN PRESION DE VIENTO : 1.25 para todas las cargas.
 TEMPLADO : 1.50 para todas las cargas
- Las cargas son por soporte, fase conductor y por soporte cable de guarda
- Las cargas del conductor y cable de guarda, así como las cargas de peso y viento sobre las estructuras son aplicadas simultáneamente para la correspondiente hipótesis de carga, inclusive para la condición de templado.
- La estructura debe ser capaz de resistir sin cables una presión de viento de 132 Kg/■².

INGENIERIA BASICA DEL CAMBIO DE FRECUENCIA Y SUMINISTRO ELECTRICO EN 50 KV PARA LA CIA MINERA HUARON
ESTRUCTURA TIPO T2

Angulo de la línea: 25° , Gravivano : 1100 m , Eolovano : 350 m , Vano regla : 300 m
CUADRO N° 6.8

Conductor : 300 MCM OSTRICH, 26/7, un conductor por fase, 3 fases por estructura

Diámetro : 17.27 mm., Peso : 0.614 Kg/m, Tensión de rotura : 5755 Kg

Máxima tensión por fase 2421.46 Kg con 8.64 mm. de espesor de hielo, 19.5 Kg/m² de presión de viento a -20° C

Cable de guarda : 3/8" ϕ , EHS, 7 hilos, 1 cable de guarda por soporte, 1 soporte por estructura

Diámetro : 9.52 mm., Peso : 0.407 Kg/m, Tensión de rotura : 7000 Kg

Máxima tensión por soporte 1527.70 Kg con 4.76 mm de espesor de hielo, 19.5 Kg/m² de presión de viento a -20° C.

	Temp. °C	Hielo mm	Viento Kg/m²	Vertical		Tranversal		Longitudinal		Viento en Estruct. Kg/m²	N° de Caras
				Cond Kg	C de G Kg	Cond Kg	C de G Kg	Cond Kg	C de G Kg		
I NESC	-20	8.64/4.26	19.5	1885	885	1145	695	2550	1610	78.0	1.5
II CEP	-20	0/0	39.0	945	605	870	585	2900	2130	120.0	1.5
III G. PRESION DE VIENTO	10	0/0	39.0	910	560	570	395	1865	1425	131.9	2.0
IV TEMPLADO	0	0/0	0.0	1325	981	400	335	1800	1510	0.0	0.0

Notas:

- 1.- Las cargas tabuladas anteriormente incluyen factor de seguridad
- 2.- Los factores de seguridad son:
 NESC: Vertical = 1.3, trans. de viento = 2.5, trans. de tensión = 1.65, longitudinal = 1.1
 CEP : Vertical = 1.3, trans. de viento = 2.0, trans. de tensión = 1.60, longitudinal = 1.65
 GRAN PRESION DE VIENTO : 1.25 para todas las cargas.
 TEMPLADO : 1.50 para todas las cargas
- 3.- Las cargas son por soporte, fase conductor y por soporte cable de guarda
- 4.- Las cargas del conductor y cable de guarda, así como las cargas de peso y viento sobre las estructuras son aplicadas simultáneamente para la correspondiente hipótesis de carga, inclusive para la condición de templado.
- 5.- La estructura debe ser capaz de resistir sin cables una presión de viento de 132 Kg/m².

6.1.7 Cálculo del aislamiento por esfuerzo mecánico

6.1.7.1 Características de los aisladores

Los aisladores serán de las siguientes características:

Clase: 52-3 (ANSI Tipo B)

Diámetro: 10"

Paso: 5 3/4"

Esfuerzo mecánico: 15000 Lb (6800 Kg)

6.1.7.2 Cadenas de Suspensión (Ver Fig Nº 6.10.a)

De la fórmula:

$$P_{\bullet} = \sqrt{(T_1 + T_2 + T_3)^2 + (V_1 + V_2)^2}$$

donde:

P_{\bullet} = Carga resultante sobre la cadena (kg)

T_1 = Carga del viento sobre el conductor
(Kg)

T_2 = Carga del viento sobre la cadena de
aisladores (Kg)

T_3 = Carga debida al ángulo de desvío (Kg)

V_1 = Peso del conductor de fase (Kg)

V_2 = Peso de la cadena de aisladores (Kg)

$$P_{\bullet} = \sqrt{1150^2 + 520^2}$$

$$P_{\bullet} = 1612.27 \text{ Kg}$$

además:

$$f_{\bullet} = \frac{FN}{FS} = \frac{6800}{1612.27}$$

$$f_{\bullet} = 4.22$$

6.1.7.3 Cadenas de Anclaje (Ver Fig Nº 6.10.b)

En la fórmula:

$$f_{\bullet} = \frac{FN}{FA}$$

donde:

FA = Máximo tiro longitudinal soportado por la cadena (Kg)

FN = Carga nominal de cada aislador

$$f_{\bullet} = \frac{5800}{1845} = 3.69$$

6.1.7.4 Accesorios

En la fórmula:

$$f_{\bullet} = \frac{FN}{FA}$$

donde:

FN = Máximo tiro longitudinal soportado por la cadena (Kg)

FN = Carga nominal de cada elemento componente

$$f_{\bullet} = \frac{7000}{1845} = 3.79$$

6.1.8 Dimensionamiento de Estructuras

6.1.8.1 Distancia mínima del conductor al piso

En la fórmula:

$$h_{\min} = 5.3 + \frac{U}{\sqrt{\delta} \times 150}$$

donde:

H_{\min} = distancia mínima del conductor al piso

U = Tensión nominal de la línea (KV)

δ = Densidad relativa del aire

$$= 5.3 + \frac{U}{\sqrt{0.60} \times 150}$$

$$h_{\min} = 5.73$$

El Código Eléctrico del Perú establece que la distancia mínima del conductor respecto del suelo es 5.5 m.

6.1.8.2 Distancia mínima entre conductores

La distancia horizontal mínima entre conductores de las fases inferiores será:

$$d \geq k \sqrt{f_{\max} + L} + \frac{U}{\sqrt{\delta} \times 150}$$

donde:

d = distancia mínima entre conductores inferiores

f_{\max} = flecha máxima

L = Longitud de la cadena de aisladores (m)

δ = Densidad relativa del aire

U = Tensión nominal (KV)

k = Coeficiente de oscilación de los conductores (0.5)

$$d \geq 0.5 \sqrt{28.87 + 0.96} + \frac{50}{\sqrt{0.6} \times 150}$$

$$d \geq 3.16$$

La disposición geométrica prevista tiene 3.90 m como distancia horizontal entre conductores inferiores; sobredimensionamiento que permite usar, cuando la topografía del terreno lo permita, vanos y flechas mayores.

6.1.8.3 Distancia entre el conductor y cable de guarda

En la siguiente fórmula:

$$d > (f_c - f_{cg}) + \frac{U}{\sqrt{\delta} \times 150}$$

donde:

d = distancia vertical entre el conductor y cable de guarda.

f_c = flecha del conductor (para el vano promedio) m.

f_{cg} = flecha del cable de guarda (para el vano promedio) m.

U = tensión nominal (KV)

δ = densidad relativa del aire

$$d > (5.62 - 4.44) + \frac{50}{\sqrt{0.6' \times 150}}$$

$$d > 1.61 \text{ m}$$

En el acápite 6.1.3.8 se determinó que la distancia horizontal entre el conductor y cable de guarda será de 3.40 m.

6.1.8.4 Distancia mínima del conductor a estructura

a.- Estructura de suspensión

Angulo máximo de giro de la cadena de aisladores

El máximo ángulo de giro se presenta cuando se tiene el viento en la dirección del tiro resultante de los conductores a la temperatura mínima (-20 °C).

$$\theta = \text{Arctg} \left[\frac{2 \times T_{20} \text{ Sen } \alpha / 2 + P_v \text{ Cos } \alpha / 2 + PVA}{P_c / 2 + P_o + P_{em}} \right]$$

donde:

T_{20} = tensión final del conductor (Kg)

α = ángulo de desvío de la línea(°C)

P_v = Carga del viento sobre el conductor (Kg)

PVA = carga del viento sobre los aisladores (Kg)

P_c = peso de la cadena de aisladores
(Kg)

P_o = peso del conductor (Kg)

P_{am} = peso de amortiguadores

$$\phi = \text{Arctg} \frac{155.59 + 316.26 + 8.72}{24.55/2 + 411.38 + 30}$$

$$\phi = 46.65^\circ$$

Distancias mínimas del conductor a la estructura (Ver Fig. No 6.10.c)

$$r = 0.1 + \frac{U}{\sqrt{\delta} \times 150} \quad (\text{m})$$

donde:

r = distancia del conductor a la estructura (m)

U = tensión nominal (KV)

$$= 0.1 + \frac{50}{\sqrt{0.6} \times 150}$$

$$r = 0.53 \text{ m.}$$

Distancia mínima del conductor en reposo a la estructura (Ver Fig No 6.10.c)

$$C = L \text{ Sen } \phi + r$$

donde:

L = longitud de la cadena (m)

ϕ = ángulo máximo de giro ($^\circ$)

$$C = 0.96 \text{ Sen } 46.65 + 0.53$$

$$C = 1.23 \text{ m.}$$

La distancia prevista (C) entre el conductor en reposo y la estructura es de 1.23 m.

b.- Estructuras de ángulo

Angulo máximo de giro de la cadena que sostiene el cuello muerto (Ver Fig N° 6.11.a y 6.11.b)

De la figura N° 6.11.b:

$$\phi = \text{Arctg} \left[\frac{P'_{VA}/2 + P'_{\downarrow}}{P'_{C}/2 + P'_{\circ}} \right]$$

donde:

P'_{VA} = presión del viento sobre la cadena de aisladores (Kg)

P'_{\downarrow} = presión del viento sobre el conductor del cuello muerto (Kg)

P'_{C} = peso de la cadena de aisladores (Kg)

P'_{\circ} = peso del conductor del cuello muerto (Kg)

$$\phi = \text{Arctg} \left[\frac{10.12 + 5.39}{28.7/2 + 2.46} \right]$$

$$\phi = 31.87^{\circ}$$

Distancia mínima del conductor del cuello muerto a la estructura.

Igual que en los casos anteriores

$$r = 0.53 \text{ m}$$

Distancia mínima del conductor del cuello muerto en reposo a la estructura.

$$C = r + L \text{ Sen } \phi$$

donde:

L = Longitud de la cadena

ϕ = ángulo máximo de giro de la cadena

$$C = 0.53 + 0.96 \text{ Sen } 31.87^\circ$$

$$C = 1.04 \text{ m}$$

La distancia prevista es de 1.60 m.

Ángulo máximo de giro del cuello muerto (Ver Fig N° 6.12.a)

De la Fig N° 6.12.a se tiene:

$$\phi = \text{Arctg} \frac{P''_v}{P''_o}$$

donde :

P''_v = presión del viento sobre el
cuello muerto (Kg)

P''_o = peso del cuello muerto (Kg)

$$\phi = \text{Arctg} \frac{2.69}{1.23}$$

$$\phi = 65.43^\circ$$

Distancia mínima del cuello muerto a la estructura

Al igual que en los casos anteriores :

$$r = 0.53 \text{ m.}$$

Distancia mínima del cuello muerto en reposo a la estructura (Ver Fig Nº 6.12.b)

Considerando un radio de giro "R" del cuello muerto de 0.15 M. se tiene:

$$C = r + R \text{ Sen } \phi$$

$$C = 0.53 + 0.15 \text{ Sen } 65.43^\circ$$

$$C = 0.67 \text{ m.}$$

Adoptamos una separación mínima de 0.80 m.

6.1.8.5 Distancias mínimas de seguridad

- Altura mínima sobre cables y caminos vecinales : 7.00 m.
- Altura mínima sobre carreteras principales : 9.00 m.
- Altura mínima sobre el suelo : 5.50 m.
- Distancia mínima de conductores a otras líneas eléctricas de menor tensión (cruces) : 4.00 m.

- Distancia mínima de conductores a otras líneas eléctricas de mayor tensión (cruces) : 4.00 m.
- Distancia mínima a línea de telecomunicaciones : 3.00 m.
- Distancia vertical mínima entre conductores en las torres : 2.60 m.
- Distancia horizontal mínima entre dos conductores sobrepuestos en las torres : 3.80 m.
- Distancia mínima entre las partes en tensión y las torres de suspensión
 - . Con cadena vertical o des-
desviada 10° : 1.20 m.
 - . Con cadena desviada 30° : 0.75 m.
- Distancia mínima entre las partes en tensión y las torres de anclaje
 - . Con cuellos muertos verticales : 1.20 m.
 - . Con cuellos muertos des-
viados 20° : 0.75 m.

- Distancia mínima a edificios : 4.00 m.

6.1.9 Fundaciones de Estructuras

6.1.9.1 Características del terreno

Las características del terreno sobre el que la línea tiene su recorrido son las siguientes:

CARACTERÍSTICA	Tipo I	Tipo II	Tipo III
TÍPICA	Tierra Blanda	Tierra Dura	Roca
Peso específico sobre la capa de agua (T/m^3)	1.6-1.8	1.9	2.0-2.6
Peso específico bajo la capa de agua (T/m^3)	0.8-1.1	1.2	0.8
Angulo de detrito ($^{\circ}$)	15-30 $^{\circ}$	30	40
Presión máxima admisible a nivel del suelo (Kg/cm^2)	1-2	2-4	4-10
Adherencia (Kg/cm^2)	0.1	0.5	5

6.1.9.2 Fundaciones

Las fundaciones consideradas son del tipo parrilla metálica; las dimensiones varían según el tipo de torre y de acuerdo a la naturaleza del terreno.

Las fundaciones son del tipo individual, es decir una parrilla por cada pata de la estructura.

6.1.9.3 Fuerzas sobre la estructura (Ver Fig Nº 6.13)

Las fuerzas a las que se halla sometida la estructura son las siguientes:

- Esfuerzos debidos a la reacción del tiro de los conductores por cambio de dirección de línea; acción del viento sobre estos; para la hipótesis más desfavorable del punto 6.1.6 (F_1 , F_2 y F_3)
- Esfuerzos debidos a la acción del tiro del cable de guarda por cambio de dirección de línea, acción del viento sobre éste; para la hipótesis más desfavorable del punto 6.1.6 (F^0)

- Acción del viento sobre la estructura propiamente dicha, que se calcula mediante la siguiente relación:

$$F = C_N q s$$

donde:

C_N = Constante que depende principalmente del coeficiente de opacidad (relación entre el área definida por su silueta; 0-2.0 ; $C_N = 2.0$)

q = presión de viento (Kg/m^2)

s = área total de los componentes de la estructura (m^2)

La presión del viento se considera $100 \text{ Kg}/\text{m}^2$ y actuando sobre la cara expuesta (F_A y F_B)

- Peso de la parte del apoyo considerado, peso de conductores, cable de guarda, aisladores.

6.1.9.4 Fuerzas resultantes en la base de estructuras

Estructura Tipo "S"

Las fuerza actuantes sobre la estructura para la hipótesis mas desfavorable (punto 6.1.6) son:

$$F_B = 655 \text{ Kg}$$

$$F_1 = F_2 = F_3 = 1150 \text{ Kg}$$

La fuerza del viento sobre la estructura

$$F_4 = 2 \times 100 \times 1.3 = 260 \text{ Kg}$$

$$F_5 = 2 \times 100 \times 3.2 = 640 \text{ Kg}$$

Los pesos actuantes sobre las estructuras son:

Conductor: 1130×3 :	3390 Kg
Cable de guarda :	535
Torre :	1280

SUB-TOTAL	5205 Kg
Extensión :	210 Kg

Las reacciones verticales (en la condición más desfavorable con extensión de 3 m) son:

$$655 \times 22 + 1150 (16+17.30+18.60) + 260 \times 20.66 + 640 \times 6.22 = 83,447 \text{ Kg-m}$$

$$R_{V1} = \frac{83447}{2 \times 2.8} + \frac{5205 + 210}{4} = 16,255 \text{ Kg}$$

$$R_{V2} = \frac{83447}{2 \times 2.8} - \frac{5205 + 210}{4} = 13,548 \text{ Kg}$$

Las reacciones horizontales son:

$$R_H = \frac{655 + 3 \times 1150 + 260 \times 1.05 + 640 \times 1.05}{4}$$

$$R_H = 1,262.5 \text{ Kg}$$

Estructura Tipo A1-A

Las fuerzas actuantes sobre este tipo de estructura para la peor condición son:

$$F_0 = 1355 \text{ Kg}$$

$$F_1 = F_2 = F_3 = 2260 \text{ Kg}$$

La fuerza del viento sobre la estructura

$$F_4 = 285 \text{ Kg}$$

$$F_5 = 695 \text{ Kg}$$

Los pesos actuantes sobre las estructuras son:

Conductor: 1215 x 3 :	3645 Kg
Cable de guarda :	570
Torre :	1830

SUB-TOTAL	6045 Kg

Las reacciones verticales son:

$$1355 \times 19 + 2260 (13 + 14.3 + 15.6) + 285 \times 15.95 + 695 \times 5.15 = 130824 \text{ Kg-m}$$

$$R_{V1} = \frac{130824}{2 \times 3} + \frac{6045}{4} = 23315 \text{ Kg}$$

$$R_{V2} = \frac{130824}{2 \times 3} - \frac{6045}{4} = 20293 \text{ Kg}$$

Las reacciones horizontales son:

$$R_H = \frac{1355 + 3 \times 2260 + 285 + 695}{4}$$

$$R_H = 2279 \text{ Kg}$$

Estructura Tipo A1-B

Las fuerzas actuantes sobre este tipo de estructura para la peor condición son:

$$F_0 = 2615 \text{ Kg}$$

$$F_1 = F_2 = F_3 = 4235 \text{ Kg}$$

La fuerza del viento sobre la estructura

$$F_4 = 285 \text{ Kg}$$

$$F_5 = 695 \text{ Kg}$$

Los pesos actuantes sobre las estructuras son:

Conductor: 1215 x 3 :	3645 Kg
Cable de guarda :	570
Torre :	2160

SUB-TOTAL	6375 Kg

Las reacciones verticales son:

$$2615 \times 19 + 4235 (13 + 14.3 + 15.6) + 285 \times 19.95 + 695 \times 5.15 = 240632 \text{ Kg-m}$$

$$R_{V1} = \frac{240632}{2 \times 3.5} + \frac{6375}{4} = 35970 \text{ Kg}$$

$$R_{V2} = \frac{240632}{2 \times 3.5} - \frac{6375}{4} = 32782 \text{ Kg}$$

Las reacciones horizontales son:

$$R_H = \frac{2615 + 3 \times 4235 + 285 + 695}{4}$$

$$R_H = 4075 \text{ Kg}$$

Estructura Tipo A2

Las fuerzas sobre la estructura debido al conductor y cable de guarda son:

$$F_0 = 1390 \text{ Kg}$$

$$F_1 = F_2 = F_3 = 2295 \text{ Kg}$$

La fuerza del viento sobre la estructura

$$F_4 = 310 \text{ Kg}$$

$$F_5 = 705 \text{ Kg}$$

Los pesos actuantes sobre las estructuras son:

Conductor: 1870 x 3 :	5610 Kg
-----------------------	---------

Cable de guarda :	885
-------------------	-----

Torre .	2480
---------	------

SUB-TOTAL	8975 Kg

Extensión :	400 Kg
-------------	--------

Las reacciones verticales son:

$$1390 \times 22 + 2295 (16+17.30+18.60) + 310 \times$$

$$18.95 + 705 \times 6.22 = 159,950 \text{ Kg-m}$$

$$R_{V1} = \frac{159950}{2 \times 3} + \frac{8975 + 400}{4} = 29,002 \text{ Kg}$$

$$R_{V2} = \frac{159950}{2 \times 3} - \frac{8975 + 400}{4} = 24,315 \text{ Kg}$$

Las reacciones horizontales son:

$$R_H = \frac{1390 + 3 \times 2295 + 310 + 705}{4}$$

$$R_H = 2322.5 \text{ Kg}$$

Cabe mencionar que con estas reacciones y en base a las características del terreno, se determinarían las dimensiones óptimas de las parrillas

6.1.10 Puesta a tierra de las estructuras

6.1.10.1 Características del contrapeso

El cable de contrapeso a usarse tiene las siguientes características.

Cable:	Acero galvanizado
Calibre:	Nº 4 BWG
Diámetro:	6.05 mm
Sección:	28.75 mm
Peso:	0.225 Kg/m

6.1.10.2 Resistencia de puesta a tierra

De la fórmula de DWIGHT:

$$R = \frac{\rho}{2 \uparrow L} \left[\ln \frac{2L}{a} + \ln \frac{L}{h} - 2 + \frac{2h}{L} \right]$$

donde:

R = Resistencia de puesta a tierra (Ohm)

ρ = Resistividad del terreno (Ohm-m)

L = Longitud del contrapeso (m) para el vano medio.

a = radio del contrapeso (m)

h = profundidad de enterramiento (m)=0.3

En nuestro caso:

$$R = \frac{1000}{2 \times 350} \left[\ln \left(\frac{2 \times 350}{3.025 \times 10^{-3}} \right) + \ln \left(\frac{350}{0.3} \right) - 2 + \left(\frac{2 \times 0.3}{350} \right) \right]$$

$$R = 7.92 \text{ Ohm}$$

6.2 SUBESTACIONES DE TRANSFORMACION

6.2.1 Generalidades

Se ha utilizado como base los datos establecidos en el Proyecto de Interconexión Eléctrica entre los sistemas de CENTROMINPERU y ELECTROPERU, según el cual el nivel de potencia de cortocircuito trifásico para el período 1988/1990 en la Subestación Carhuamayo 50 KV será de 370 MVA para el monofásico será de 205 MVA.

Las cargas corresponden a los valores de máxima demanda.

6.2.2 Estudio de operación del sistema eléctrico

6.2.2.1 Flujo de carga

Los resultados se muestran en las figuras Nos 5.6.a y 5.7.b, ya que estas

representan la alternativa seleccionada como se demuestra en el acápite 5.3.2.1

6.2.2.2 Regulación de tensión

Para el análisis de la regulación de tensión del sistema se ha hecho uso de los resultados obtenidos en el flujo de carga. Los resultados muestran conjuntamente con el flujo de carga los valores de tensión/ángulo en cada una de las barras del sistema en estudio.

6.2.2.3 Estudio de cortocircuito

Para el estudio de cortocircuito se ha considerado que la barra de 50 KV de la Subestación Carhuamayo tiene una potencia de cortocircuito monofásico de 205 MVA, además que la potencia de cortocircuito trifásico en este punto es de 370 MVA.

En la Figura Nº 6.14, se puede apreciar los diferentes valores de potencia de cortocircuito 30 para cada una de las barras del sistema; mientras que en la Figura Nº 6.15, se aprecia los valores de potencia de cortocircuito monofásico a tierra en estos mismos puntos.

6.2.3 Sistema de Protección

La Filosofía del sistema de protección es la siguiente :

6.2.3.1 Protección de la Línea 50 KV

La protección de la línea de 50 KV está compuesta por :

- Protección principal

La protección principal de la línea se hará a través de relés de distancia tipo reactancia de dos escalones. El primer escalón estará regulado en un valor 85 % del largo de la línea el segundo escalón a un valor de 120 % del largo de la línea, con lo cual también protegerá al transformador de potencia.

- Protección de respaldo

La protección de respaldo estará dada por los relés de sobrecorriente temporizados.

6.2.3.2 Protección del transformador de Potencia 48/5.5 KV

El grupo de conexión del transformador de potencia será YNyn0, se recomienda la

conexión en estrella con neutro a tierra en el lado de alta tensión, con el fin de reducir el costo del transformador, ya que el aislamiento requerido sería menor que en el caso de conexión en Delta, el equipo de regulación automática sería mas pequeño y la conexión rígidamente a tierra limitaría los niveles de sobretensión en el sistema de transmisión.

En el lado de baja tensión es recomendable que la conexión de neutro se realice través de una resistencia, lo cual permitiría limitar la corriente de falla a tierra y de esta forma reducir los daños por accidentes personales. Adicionalmente esta conexión a tierra asegura la operación adecuada de los relés de sobrecorriente homopolar.

La protección del transformador de potencia está compuesta por el siguiente equipamiento:

- Relé diferencial trifásico, el cual protegerá al transformador y al cable de potencia de llegada a las barras de 5.5 KV.

- Relé de potencia inversa, debido a la conexión con la central existente.

- Relés de sobrecorriente de fases y homopolar temporizados. Asimismo internamente el transformador tendrá la siguiente protección:

- . Relé Buchholz : alarma y desconexión.
- . Relé Térmico : Alarma y desconexión.
- . Relé de nivel de aceite : alarma y desconexión.
- . Termómetros

6.2.3.3 Protección del sistema en 5.5 KV

El sistema en 5.5 KV estará protegido por relés de sobrecorriente temporizados.

6.2.4 Malla de puesta a tierra

6.2.4.1 Generalidades

Para la S. E. Huarón se ha diseñado una malla que permite mantener las tensiones de toque y paso por debajo de los máximos tolerables.

Se analizaron diferentes áreas cubiertas por la malla llegando a la conclusión de que la que ofrece buena seguridad a costo

razonable es la que tiene un área de 368 m² (23 x 16).

Los datos para el cálculo de la malla son los siguientes:

- Resistividad del terreno : $\rho = 100 \Omega \cdot m$
- Resistividad superficial del terreno dentro de la subestación : $\rho_s = 3000 \Omega \cdot m$
- Resistividad superficial del terreno al exterior de la subestación : $\rho_{se} = 1000 \Omega \cdot m$
- Corriente de falla: $I_F = 2 \text{ KA}$
- Profundidad de enterramiento $h = 0.8 \text{ m}$
- Tiempo de apertura de los relés : $T_F = 0.185 \text{ s}$
- Número de jabalinas : $N = 4 \text{ (3/4" } \varnothing \times 1.83 \text{ m)}$

6.2.4.2 Máxima tensión de toque y paso permisibles

De la fórmula de DALZIEL :

$$E_{tp} = (\rho_h + 1.5 \rho_s) \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

$$E_{pp} = (\rho_h + 6 \rho_{se}) \frac{0.116}{\sqrt{t}}$$

donde:

E_{tp} = Máx. tensión de toque permisible (V)

E_{pp} = Máx. tensión de paso permisible (V)

h = Resistividad promedio del hombre entre ambos pies ($1000 \Omega -m$)

ρ_s = Resistividad superficial del terreno dentro de la subestación ($3000 \Omega -m$)

ρ_{se} = Resistividad superficial del terreno al exterior de la subestación. ($1000 \Omega -m$)

T_r = Tiempo de apertura de los relés (s)

$$E_{tp} = (1000 + 1.5 \times 3000) \frac{0.116}{\sqrt{0.18}}$$

$$E_{tp} = 1503.78 \text{ V.}$$

$$E_{tp} = (1000 + 6.0 \times 1000) \frac{0.116}{\sqrt{0.18}}$$

$$E_{tp} = 1913.90 \text{ V.}$$

6.2.4.3 Cálculo de la sección del conductor

De la fórmula :

$$A_c = \frac{2.908 \times \sqrt{T_r} \times I_r}{\sqrt{\text{Log} \left[\frac{0_m - 0_a}{234 + 0_a} \right] + 1}}$$

donde :

A_c = Sección del conductor (mm^2)

I_r = Corriente de falla (KA)

0_m = Temperatura máxima admisible

Cooperweld 40 % Cable ó barra

$T_m = 550^\circ\text{C}$, dando 180°C con un

factor de seguridad 3

= Temperatura ambiente ($^\circ\text{C}$)

T_r = Tiempo de apertura del relé (s)

$$A_c = \sqrt{\frac{2.908 \times 0.18 \times 2}{\text{Log} \left[\frac{180 - 10}{234 + 10} \right] + 1}}$$

$$A_c = 5.149 \text{ mm}^2$$

Por efectos de rigidez seleccionamos un conductor de cobre N° 1/0 AWG de 53.51 mm^2 y 9.46 mm de diámetro.

6.2.4.4 Configuración de la malla

Asumimos la siguiente distribución :

- 7 conductores enterrados a lo largo del terreno.
- 13 conductores enterrados a lo ancho del terreno.
- Espaciamiento uniforme entre conductores enterrados: 2 m.

La longitud total del conductor enterrado será :

$$L = 24 \times 7 + 13 \times 12 = 324 \text{ m.}$$

6.2.4.5 Tensión de Toque y Paso reales

De las fórmulas :

$$E_t = K_m K_1 \frac{\rho}{L} I_f$$

$$E_p = K_m K_1 \frac{\rho}{L} I_f$$

donde :

E_t = Tensión de toque real (V)

E_p = Tensión de paso real (V)

ρ = Resistividad del terreno ($\Omega \cdot m$)

L = Longitud total del conductor enterrado (m)

I_f = Corriente de falla (A)

$$K_m = \frac{1}{2 \pi} \ln \frac{D^2}{16 h d} + \frac{1}{\pi} \ln \left[\frac{3}{4} \frac{5}{6} \frac{7}{8} \dots \frac{2n-3}{2n-2} \right]$$

$$K_1 = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 h} + \frac{1}{D+h} + \frac{1}{D} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{(n-1)} \right) \right]$$

$$K_1 = 0.65 + 0.172 n$$

D = espaciamiento entre conductores (m)

d = diámetro del conductor (m)

n = número de conductores en paralelo

$$K_m = \frac{1}{2 \pi} \ln \frac{2^2}{16 \times 0.8 \times 0.00946} + \frac{1}{\pi} \ln \frac{3}{4} \frac{5}{6} \dots \frac{21}{22}$$

$$K_m = 0.2098$$

$$K_0 = \frac{1}{\pi} \left[\frac{1}{2 \times 0.8} + \frac{1}{2 + 0.8} + \frac{1}{2} \left(\frac{1}{2} + \frac{1}{3} + \dots + \frac{1}{11} \right) \right]$$

$$K_0 = 0.6640$$

$$K_1 = 0.65 + 0.172 \times 9$$

$$K_1 = 2.5420, \text{ como } K_1 > 2, \text{ tomamos } K_1 = 2$$

luego:

$$E_t = 0.2098 \times 2 \times \frac{100}{324} \times 2000$$

$$E_t = 259.10 \text{ V}$$

$$E_p = 0.6640 \times 2 \times \frac{100}{324} \times 2000$$

$$E_t = 819.75 \text{ V}$$

Tanto la tensión de paso como la tensión de toque son menores a las máximas permisibles.

$$259.01 \text{ V} < 1503.78 \text{ V} \text{ (} E_t < E_{tp} \text{)}$$

$$819.75 \text{ V} < 1913.90 \text{ V} \text{ (} E_p < E_{pp} \text{)}$$

6.2.4.6 Resistencia de puesta a tierra

De las formulas de SWARTZ :

$$R_1 = \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \left(\frac{2L}{\sqrt{hd}} + \frac{K_1}{\sqrt{S}} - K_2 \right) \right]$$

$$R_2 = \frac{\rho}{2 \pi N l} \left[\ln \left(\frac{4l}{a} - 1 + \frac{2K_1}{\sqrt{S}} \right) (\sqrt{N} - 1)^2 \right]$$

$$R_{12} = \frac{\rho}{\pi L} \left[\ln \left(\frac{2L}{1} + \frac{K_1 L}{\sqrt{S}} - K_2 + 1 \right) \right]$$

$$K_1 = 1.43 - 2.3 \frac{h}{\sqrt{S}} - 0.044 \frac{A}{B}$$

$$K_2 = 5.5 - 8 \frac{h}{\sqrt{S}} + \left(0.15 - \frac{h}{\sqrt{S}} \right) \frac{A}{B}$$

$$R = \frac{R_1 R_2 - R_{12}^2}{R_1 + R_2 - 2 R_{12}}$$

donde:

A = Longitud de la subestación (m)

B = Ancho de la subestación (m)

L = Longitud del conductor enterrado (m)

h = Profundidad de enterramiento (m)

N = Nº de jabalinas

l = Longitud de jabalina (m)

a = Radio de la jabalina (m)

d = Diámetro del conductor (m)

S = Superficie de la malla (m²)

R₁ = Resist. del conductor enterrado (Ω)

R₂ = Resist. de las jabalinas (Ω)

R₁₂ = Resist. de efecto mutuo (Ω)

R = Resistencia total de la malla (Ω)

$$K_1 = 1.43 - 2.3 \frac{0.8}{\sqrt{368}} - 0.044 \frac{23}{16}$$

$$K_1 = 1.2708$$

$$K_2 = 5.5 - 8 \frac{0.8}{\sqrt{368}} + \left(0.15 - \frac{0.8}{\sqrt{368}} \right) \frac{23}{16}$$

$$K_2 = 5.0107$$

$$R_1 = \frac{100}{\sqrt{1} \times 324} \left[\ln \frac{2 \times 324}{\sqrt{0.8 \times 0.00946}} + \frac{1.2708 \times 324}{\sqrt{368}} - 5.0107 \right]$$

$$R_1 = 2.4923 \Omega$$

$$R_2 = \frac{100}{2 \sqrt{1} \times 4 \times 1.83} \left[\ln \left(\frac{4 \times 1.83}{0.5 \times 0.019} \right) - 1 + \frac{2 \times 1.2708 \times 1.83}{\sqrt{368}} (\sqrt{4} - 1)^2 \right]$$

$$R_2 = 12.8053 \Omega$$

$$R_{12} = \frac{100}{\sqrt{1} \times 324} \left[\ln \left(\frac{2 \times 324}{1.83} \right) + \frac{1.2708 \times 324}{\sqrt{368}} - 5.0107 + 1 \right]$$

$$R_{12} = 2.2913 \Omega$$

$$R = \frac{2.4923 \times 12.8053 - 2.2913^2}{2.4923 + 12.8053 - 2 \times 2.2913}$$

$$R = 2.4885 \Omega$$

7.0 ESPECIFICACIONES TECNICAS

7.1 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE MATERIALES DE LINEA DE TRANSMISION

7.1.1 Estructuras metálicas

Las torres serán estructuras autosoportadas conformadas por perfiles angulares a 90° de acero galvanizado en caliente, ensamblados con pernos y tuercas formando celosías de acuerdo a las siluetas y dimensionamiento descritos en los planos respectivos. (Norma ASTM A572).

Cada torre estará diseñada para variar su altura en un tramo fijo de 3 m. más con respecto a la altura normal sin que esto modifique la parte superior de la misma. Esta extensión deberá añadirse a la parte inferior.

La altura normal del punto de amarre del conductor más próximo al suelo es de 13 m.

7.1.1.1 Prescripciones constructivas

Se utilizarán perfiles angulares de lados iguales y placas de acero normal con las características mínimas siguientes:

Esfuerzo de ruptura (Kg/m):	36-45
- Límite elástico (Kg/mm ²):	24
Elongación:	25%

El **diámetro** del centro de las perforaciones para pernos al borde del perfil será igual o mayor a 1.5 veces el **diámetro del perno**.

El **diámetro** mínimo de los pernos será de 16 mm para montantes y crucetas y 10 mm para otras posiciones.

La **distancia** mínima entre centros de perforaciones adyacentes será igual mayor 2.5 veces el **diámetro** del perno correspondiente.

Las juntas de **los montantes** serán del tipo de "Tope". El largo de las juntas tendrá una longitud mínima de 300 mm y llevará pernos como mínimo.

7.1.1.2 Fundación de las torres

Las **fundaciones** serán parte integrante de las torres (enrejado metálico); las cuales tendrán sus cuatro patas rigidamente unidas mediante vigas en celosía que

servirán de parrilla para el apoyo construcción.

El enrejado metálico estará constituido de perfiles cuyo espesor no sea inferior a 6 mm y los pernos con diámetro no inferiores a 18 mm.

El área neta de la superficie metálica de la base en contacto con la superficie de apoyo de la excavación no debe ser inferior a la mitad de la superficie total de la base.

La parte metálica enterrada deberá ser embreada en caliente, hasta una altura de 0.30 m por encima del nivel del terreno.

7.1.1.3 Puesta a tierra de las torres

Consistirá en un cable de acero galvanizado continuo de calibre Nº BW6, sólido, normalmente enterrado a lo largo del eje de la línea a una profundidad de 0.3 m.

La puesta a tierra se conectará a los dos montantes opuestos diagonalmente de la torre más abajo del nivel del suelo.

7.1.2 Conductor eléctrico y cables

7.1.2.1 Conductor

El conductor deberá cumplir con las prescripciones de las siguientes normas:

IEC-209 Comisión Electrotécnica Internacional.

ASTM-B 8, B-232, A111-66 American Society for Testing Materials.

Debe tener las siguientes características técnicas:

- Tipo: **ACSR DSTRICH**
- Material: **Aluminio / Acero galvanizado**
- Hilos Al/Ac: **26/1**
- Calibre: **300 MCM**
- Sección total: **176.71 mm²**
- Diámetro exterior: **17.27 mm**
- Carga de rotura:** **5755 Kg**
- Peso unitario: **0.614 Kg/m**
- Resistencia Eléctrica a la Corriente Alterna 60 Hz, 25°C: **0.1908 Ohm/Km**
- Módulo de elasticidad **Final:** **8000 Kg/mm²**
- Coeficiente de expan-

si3n final: $18.9 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

7.1.2.2 Cable de guarda

El cable de acero galvanizado de extra alta resistencia deber1 cumplir con las prescripciones de las siguientes normas:

ASTM A-363 Standard Specification for Zinc Coated Wire Standard.

ASTM-A-6, A475-78 Specification for Slab Zinc.

El cable debe cumplir con las siguientes caracteristicas t3cnicas:

- Material: Acero galvanizado de extra alta resistencia
- Secci3n total: 51.08 mm^2
- Di1metro exterior: 9.52 mm
- N1mero de hilos: 7
- Carga de rotura: 7000 Kg
- Peso unitario: 0.407 Kg/m
- M3dulo de elasticidad
- Final: 19000 Kg/mm^2
- Coeficiente de expansi3n
- si3n final: $11.5 \times 10^{-6} \text{ } ^\circ\text{C}^{-1}$

7.1.2.3 Conductor para contrapesos

Será de acero sólido, galvanizado en caliente, grado BB, tipo según normas mencionadas en 7.1.2.2 deben cumplir con las características técnicas siguientes:

- Material:	Acero galvanizado
- Calibre:	Nº 4 BWG
- Sección:	28.75 mm ²
- Diámetro:	6.05 mm
- Número de hilos:	
- Peso:	0.225 Kg/m

7.1.3 Aisladores y Ferrería de Línea

Los materiales indicados como acero se entenderá como "acero forjado y galvanizado en caliente" a no ser que se indique explícitamente otra característica.

Las normas internacionales seguir están contenidas en las siguientes publicaciones:

ANSI C 29.1 : Test methods for electric power insulators

ANSI C 29.2 : Wet process porcelain insulator

ANSI C 68.1 : Measurement of voltage in dielectric test

ANSI C 153 : Zinc Coating (hot dip) on iron and steel hardware

ICE : Publicaciones 87, 120 y 274

7.1.3.1 Aisladores

Serán de porcelana con las características técnicas siguientes:

- Tipo: Ball & Socket
- Diámetro: 254 mm
- Altura: 146 mm
- Distancia de fuga: 292 mm
- Resistencia mecánica
 - . Tracción (mínimo): 7000 Kg
 - . Impacto (máximo): 635 Kg/mm
(55 lb-pulg)
- Sobretensión de flameo
 - 60 Hz
 - . Seco: 80 KV
 - . Lluvia: 50 KV
- Sobretensión de flameo al impulso
 - Positivo: 125 KV
 - . Negativo: 130 KV
- Tensión de prueba tierra: 10 KV
- Tamaño de Ball&Socket: Tipo "B"
(ANSI 52-3)

- Peso: 4.1 Kg

7.1.3.2 Conector Gancho-Bola (Hook-Ball)

Serán de acero galvanizado en caliente cuyas características detallamos:

- Fuerza de tracción(mínima): 12000 Kg
- Espesor: 18 mm
- Biseles: 3 mm a 45°
- Diámetro del agujero: 32 mm
- Tamaño de la bola: Tipo "J"
(ANSI 52-3)
- Similar: . 78420 Ohio Brass
. 5H-139 N (NGK)

7.1.3.3 Conector Casquillo Ojo (Socket & Eyes)

Serán de acero galvanizado en caliente, con las siguientes características:

- Fuerza de tracción(mínima): 7000 Kg
- Tamaño del socket: Tipo "B"
(ANSI 52-3)
- Similar: . 78721 Ohio Brass
. 4H-20493 C (NGK)

7.1.3.4 Mordaza de suspensión (Suspension Clamp-Armor Grip)

Serán de aleación de aluminio o de acero forjado galvanizado en caliente, con las siguientes características:

- Fuerza de tracción(mínima): 7000 Kg
- Similar: AGS-5156
(Preformed)

7.1.3.5 Mordaza de anclaje (Tension Clamp)

Serán de aluminio tipo compresión; cuyas características son:

- Fuerza de tracción(mínima): 7000 Kg
- Similar: DCG-6.05
(Alcan)

7.1.3.6 Amortiguadores (Stockbrige)

Serán de acero galvanizado en caliente, con las siguientes características:

- Similar: A-604 (NGK)

7.1.4 Ferreteria de cable de guarda

7.1.4.1 Mordaza de anclaje (Compression Clamp)

Serán de acero galvanizado en caliente, cuyas características son:

- Fuerza de tracción(mínima): 7000 Kg
- Tipo: Compresión
- Similar: GD-131
(Electroline)

7.1.4.2 Pernos en "U" (U-Bolts)

Serán de acero galvanizado en caliente,
cuyas características son:

- Fuerza de tracción(mínima): 7000 Kg
- Similar: . 4H-1805 BU (NGK)
. A-1229.6 (HUGHES)

7.1.4.3 Gancho de anclaje (Anchor-Chackles)

Serán de acero galvanizado en caliente,
cuyas características son:

- Fuerza de tracción(mínima): 7000 Kg
- Similar: . 79608 (OHIO BRASS)
. 4H-631 B (NGK)

7.1.4.4 Eslabón de cadena (Chain-Link)

Serán de acero galvanizado en caliente,
cuyas características son:

- Fuerza de tracción(mínima): 7000 Kg
- Similar: . 79271 (OHIO BRASS)

7.1.4.5 Mordaza de suspensión (Suspension Clamps)

Serán de acero galvanizado en caliente,
cuyas características son:

- Fuerza de tracción(mínima): 7000 Kg
- Similar: . 83064 (OHIO BRASS)
- . 1H-1136 AU (NGK)

7.2 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE EQUIPOS Y SUBESTACIONES

7.2.1 Transformador de potencia - HUARON

a.- Especificaciones generales

- montaje	Exterior
- número de fases	3
- número de fases del sistema	3
- frecuencia	60 HZ
- líquido refrigerante	aceite
- tipo de montaje	exterior a 4200 msnm
- potencia	8 MVA ONAN
- máxima tensión de operación del sistema	
. en alta tensión	52 KV
. en baja tensión	7.2 KV
- nodo de puesta a tierra	
. devanado de alta	neutro directo a tierra
. devanado de baja	neutro a tierra a través de resis- tencia para limi-

para limitar corriente de defecto a 10 A.

- niveles de aislamiento

i. Interno

lado de alta:

- . clase de aislamiento 52 KV
- . tensión de impulso normalizado 250 KV pico
- . tensión a frecuencia de servicio 95 KV rms

lado de baja:

- . clase de aislamiento 7.2 KV
- . tensión de impulso normalizado 60 KV pico
- . tensión a frecuencia de servicio 22 KV rms

ii.Externo (para 4200 msnm)

lado de alta:

- . clase de aislamiento 72.5 KV
- . tensión de impulso normalizado 325 KV pico
- . tensión a frecuencia de servicio 140 KV rms

lado de baja:

- . clase de aislamiento 12 KV
- . tensión de impulso

- normalizado 75 KV pico
 - . tensión a frecuencia de servicio 28 KV rms
- tensión nominal en los devanados
 - . alta tensión (KV) 48,+/-8x1.25%
 - . baja tensión (KV) 5.5
- 17 tomas con conmutador bajo carga en el lado de 48 KV
- grupo de conexión YNyn0
- tensión de cortocircuito 9 %
- sistema de refrigeración ONAN

b.- Especificaciones particulares

- Límite de elevación de temperatura:
 - . En devanado(valor medio): 65 °C
 - . Clase de aislamiento: A
 - . Aceite (Valor máximo): 60 °C
- Condiciones de cortocircuito permisibles
 - . Máxima corriente de cortocircuito: 1600% de la corriente nominal
 - . Requerimientos térmicos y mecánicos de cortocircuito

El transformador deberá ser capaz de resistir sin peligro bajo cualquier toma, en condiciones de servicio los efectos térmicos y

mecánicos de un cortocircuito en los bornes de cualquier arrollamiento durante los tiempos dados en las normas de la referencia.

- Accesorios

- . Conservador
- . Relé BUCHHOLZ
- . Desecador de aire
- . Indicador de nivel de aceite
- . Válvulas de vaciado - filtrado y toma de pruebas
- . Termostatos
- . Termómetros con cadrán sin contacto
- . Puntos de levantamiento y mantenimiento
- . Armario de señalización y de control de auxiliares
- . Radiadores con válvulas de aislamiento
- . Resistencia del neutro

7.2.2 Transformador auxiliar - HUARON

a.- Especificaciones generales

- montaje	interior
- número de fases	3
- número de fases del sistema	3
- frecuencia	60 HZ
- líquido refrigerante	aceite
- tipo de montaje	exterior a

	4200 m.s.n.m.
- potencia	30 KVA
	ONAN
- máxima tensión de operación del sistema	
. en alta tensión	7.2 KV
. en baja tensión	3.6 KV
- nodo de puesta a tierra	
. devanado de alta	neutro directo a tierra
. devanado de baja	neutro directo a tierra
- niveles de aislamiento	
i. Interno	
lado de alta:	
. clase de aislamiento	7.2 KV
. tensión de impulso normalizado	60 KV pico
. tensión a frecuencia de servicio	22 KV rms
lado de baja:	
. clase de aislamiento	3.6 KV
ii.Externo (para 4200 msnm)	
lado de alta:	
. clase de aislamiento	12 KV
. tensión de impulso	

- normalizado 75 KV pico
 - . tensión a frecuencia de servicio 28 KV rms
- lado de baja:
 - . clase de aislamiento 3.6 KV
- tensión nominal en los devanados
 - . alta tensión (KV) 5.5
 - . baja tensión (KV) 0.440
- grupo de conexión Yy0
- sistema de refrigeración ONAN

b.- Especificaciones particulares

- Límite de elevación de temperatura:
 - . En devanado(valor medio): 65 oC
 - . Clase de aislamiento: A
 - . Aceite (Valor máximo): 60 oC
- Condiciones de cortocircuito permisibles
 - . Máxima corriente de cortocircuito: 1600% de la corriente nominal
 - . Requerimientos térmicos y mecánicos de cortocircuito

El transformador deberá ser capaz de resistir sin peligro bajo cualquier toma, en condiciones de servicio los efectos

térmicos y mecánicos de un cortocircuito en los bornes de cualquier arrollamiento durante los tiempos dados en las normas de la referencia.

- Accesorios

- . Conservador
- . Desecador de aire
- . Indicador de nivel de aceite
- . Válvulas de vaciado
- . Termómetros con cadrán sin contacto
- . Puntos de levantamiento y mantenimiento

7.2.3 Interruptor de potencia

Tipo: Tripolar con cámara de extinción en hexafloruro de azufre (SF₆) ó pequeño volumen de aceite, con accionamiento manual y eléctrico.

Características:

- Montaje: Exterior
- Altitud Instalación: 4,350 m.s.n.m.
- Tensión nominal: 50 KV
- Tensión aislamiento: 69 KV
- Frecuencia: 60 Hz
- Corriente nominal: 600 A

- Poder de ruptura a
50 KV: 20 KA
- Tensión de ensayo
con onda de impulso
1/50 s: 350 KV
- Tensión de ensayo a
frecuencia industrial
para los circuitos
auxiliares, 1 minuto: 2 KV
- Tiempo de apertura: 30 ms
- Tiempo de corte: 55 ms
- Tiempo de cierre: 130 ms
- Tiempo de recierre: 355 ms

7.2.4 Seccionador de línea

Tipo: Vertical, mando manual, enclavamiento entre las cuchillas principales y de puesta tierra, apertura vertical.

Características:

- Montaje: Exterior
- Altitud instalación: 4,350 m.s.n.m.
- Tensión nominal: 50 KV
- Tensión aislamiento: 69 KV
- Frecuencia: 60 Hz
- Corriente nominal: 600 A

- Tensión de ensayo
60 Hz, 60 s.: 145 KV
- Tensión de prueba
con onda de impulso
1/50 s: 350 KV
- Número de fases: 3

7.2.5 Pararrayos

Tipo: Autoválvula de resistencia no lineal.

Características:

- Montaje: Exterior
- Altitud instalación: 4,350 m.s.n.m.
- Tensión máx servicio: 52 KV
- Tensión nominal: 40 KV
- Tensión aislamiento: 69 KV
- Frecuencia: 60 Hz
- Neutro de la red: Directamente a tierra
- Corriente nominal de descarga, onda 8/20 s: 10 KA
- Corriente de descarga máxima, onda 5/10 s: 100 KA
- Tensión de ensayo a

- 60 Hz, 60 s, seco: 170 KV
- Tensión de ensayo
- 60 Hz, 60 s, húmedo: 150 KV
- Tensión de prueba con onda de impulso
- 1.2/50 s: 280 KV (pico)
- Tensión máxima descarga por sobretensiones de maniobra: 112 KV (Pico)
- Tensión de descarga con onda de impulso
- 1.2/50 s (100%): 104 KV (Pico)
- Tensión residual con onda de 8/20 s y 10 KA de corriente: 84 KV (Pico)

7.2.6 Transformadores de corriente

Características:

- Montaje exterior
- Tensión nominal 50 KV
- Tensión de aislamiento 69 KV
- Frecuencia 60 HZ
- tensión de ensayo a frecuencia industrial, 1 minuto seco y húmedo 145 r.m.s
- tensión de ensayo con onda de impulso 1/50 useg. a nivel del

- | | |
|---|------------------|
| mar | 350 KV |
| - tensión de ensayo a frecuencia industrial, 1 minuto, para el arrollamiento secundario | 2 KV rms |
| - Relación de transformación | 150/5-5 A |
| - Clase de precisión | |
| . medición | Clase 0.5-5 P 15 |
| . protección | Clase 5P 15 |
| - Potencia de salida por núcleo | |
| . medición | 30 VA |
| . protección | 35 VA |
| - Sobrecarga continua permisible | 20 % |

7.2.7 Tableros de medición, protección, mando y señalización

El funcionamiento de los equipos de potencia de las subestaciones Carhuamayo y Huarón serán efectuados a partir de estos tableros, instalados al nivel de cada subestación dentro de locales cerrados.

- Todos los materiales necesarios para las fabricaciones metálicas, así como la pintura, deberán ser nuevos y de la mejor calidad.
- Los tableros deberán fabricarse en módulos, para facilitar su transporte.
- Los tableros estarán provistos de resistencias de recalentamiento.

- Los relés de protección serán montados en la parte delantera de los tableros.
- Los conductores a usarse, salvo en los circuitos de fuerza que deberán ser adecuados, a las cargas, serán los siguientes :
 - . circuitos de mando y tensión: 2.5 mm² ó 14 AWG
 - . Circuitos de corriente : 4 mm² ó 10 AWG

Se instalarán los siguientes tableros :

- Tablero de protección de línea-CARHUAMAYO.
- Tablero de mando y señalización-CARHUAMAYO.
- Tablero de protección del transformador-HUARON.
- Tablero de mando y señalización-HUARON.
- Tablero de servicios auxiliares AC-CARHUAMAYO.
- Tablero de servicios auxiliares DC-CARHUAMAYO.
- Tablero de servicios auxiliares AC-HUARON.
- Tablero de servicios auxiliares DC-HUARON.

7.2.8 Banco de baterías y cargador

Los acumuladores y cargadores serán para montaje interior y deberán ser suministrados con todos sus accesorios (densímetros, termómetros, terminales, etc.)

El cargador deberá realizar tres modos de carga:

- Carga flotante (Float Charging)
- Carga de nivelación (Equalizing Charge)

- Carga manual

7.2.8.1 Banco de baterías

Dos (2) bancos de baterías de acumuladores estacionarios, tipo plomo-ácido, completo, con estructura de apoyo, elementos de conexión y accesorios de mantenimiento. Uno estará ubicado en la S.E. de CARHUAMAYO y el otro en la S.E. HUARON, y serán de las siguientes características:

- Tensión nominal 125 VDC
- Capacidad nominal en 10 horas 60 Ah
- Número de celdas/banco 60

7.2.8.2 Cargador - CARHUAMAYO

Un (1) cargador automático para los acumuladores de la posición 7.2.10.1, de las siguientes características:

- Tensión de alimentación 1 \emptyset 220 VAC
- Capacidad nominal en 10 horas 60 Ah
- Tensión nominal 125 VDC
- Con contactos auxiliares para indicación de falla del cargador

7.2.8.3 Cargador - HUARON

Un (1) cargador similar al de la posición 7.2.10.2 pero para tensión de alimentación en 440 V, 3 ϕ .

7.3 ESPECIFICACIONES TECNICAS DE EQUIPOS DE TELECOMUNICACIONES

7.3.1 Sistema de onda portadora - CARHUAMAYO Y HUARON

Equipo de comunicación por onda portadora (P.L.C.), para transmitir comunicación telefónica y señales de transferencia de disparo de interruptores. Uno para la S.E. CARHUAMAYO y otro para la S.E. HUARON.

- Altitud de instalación 4200 m.s.n.m.
- Tensión auxiliar disponible 125 VDC

El suministrador deberá además incluir el cable especial de conexión entre el P.L.C. y el capacitor de acoplamiento (Aprox. 50 m)

7.3.2 Transformadores de tensión capacitivos

Transformador de tensión capacitivo, apto para que sea instalada en la parte superior una trampa de alta frecuencia.

Características:

- Montaje exterior
- Tensión nominal 48 KV

- Tensión de aislamiento	69 KV
- Frecuencia	60 HZ
- tensión de ensayo a frecuencia industrial, 1 minuto seco y húmedo	145 r.m.s
- tensión de ensayo con onda de impulso 1/50 useg. a nivel del mar.	350 KV
- tensión de ensayo a frecuencia industrial, 1 minuto, para el arrollamiento secundario	2 KV rms
- Rango de tensión de operación para la precisión garantizada	80 a 120% de 48 KV
- Relación de transformación	48:√3/0.110:√3
- Clase de precisión	0.5
- Potencia	100 VA

7.3.3 Bobinas de acoplamiento (Trampa de onda)

Tipo: Aptas para ser montadas sobre transformador de tensión capacitivo y/o condensador de acoplamiento

Características:

- Montaje: Exterior

- Altitud instalación: 4,350 m.s.n.m.
- Tensión nominal: 50 KV
- Frecuencia: 60 Hz
- Corriente nominal: 600 A
- Corriente de corto-circuito nominal: 16 KA
- Corriente asimétrica: 41 KA (Pico)
- Inductancia: 0.2 mH a 350 KHz.
- Ancho de banda
 - . f_1 : 400 KHz
 - . f_2 : 408 KHz

8

METRADO Y PRESUPUESTO

8.1 ALCANCES

El costo de construcción del proyecto ha sido calculado considerando para ello una tabla de cantidades estimada en base a los resultados del diseño de la Ingeniería Básica.

8.1.1 El costo de construcción estimado comprende :

- Línea de transmisión Carhuamayo - Huarón 50 KV, 55 Km.
- Ampliación S. E. Carhuamayo (Lado 50 KV)
- Nueva S. E. Huarón 48/5.5 KV
- Sistema de telecomunicaciones

8.1.2 El equipamiento electromecánico y materiales requeridos serán en su mayoría importados.

Las estructuras metálicas de la línea de transmisión y subestaciones, el transformador de potencia así como los tableros y paneles, serán de fabricación nacional.

8.1.3 El montaje electromecánico y obras civiles, así como la supervisión de la construcción y la

dirección técnica serán efectuados por contratistas nacionales.

8.1.4 Los precios utilizados en el cálculo del presupuesto, son referidos a Junio de 1988 con un tipo de cambio de I/. 125 / US\$.

8.2 COSTO DE CONSTRUCCION

8.2.1 COSTOS DIRECTOS

En los costos directos se han considerado los costos correspondientes al suministro de equipos y materiales, así como seguros, transporte local y gastos de aduana e impuestos.

El gasto de aduana se estima en 80 % del valor FOB y el impuesto para el suministro local del 10 %.

Asimismo se incluyen los costos de Obras Civiles, montaje, pruebas y operación experimental.

8.2.2 COSTOS INDIRECTOS

Se han determinado en base a los costos directos y considera los siguientes rubros.

a.- Ingeniería y supervisión del proyecto

Comprende el estudio definitivo del proyecto, la adquisición de equipos, la Ingeniería de

detalle, la supervisión durante la etapa de construcción y la realización de las pruebas.

Su costo se ha considerado en 10 % del costo directo siendo los desembolsos íntegramente en moneda nacional.

b.- Imprevistos

Son los desembolsos destinados a cubrir cualquier contingencia del proyecto. Se ha considerado un 10 % del costo directo distribuido proporcionalmente al tipo de moneda.

8.2.3 Costos totales de construcción

En el cuadro siguiente se muestra el resumen general de los costos estimados para la implementación del proyecto :

Descripción	M. N. (US\$)	M. E. (US\$)	TOTAL (US\$)
.- Costos directos			
L. T. 50 KV Carhuamayo- Huarón	2'381,881	520,511	2'902,392
Ampliación S.E. Carhua- mayo	191,078	96,992	288,070
Nueva S.E. Huarón	670,115	97,440	767,595
Sistema de Telecomunic.	107,630	128,240	235,870
SUBTOTAL	3'350,744	843,183	4'193,927
b.- Costos Indirectos			
Ingeniería y Superv.	419,393		419,393
Imprevistos	377,015	84,318	461,333
SUBTOTAL	796,408	84,318	461,333
TOTAL	4'147,152	927,501	5'074,653

ANALISIS ECONOMICO

Con el propósito de evaluar la "bondad del proyecto" se ha realizado la evaluación económica desde el punto de vista de la empresa.

9.1 COSTOS TOTALES DE CONSTRUCCION

En el cuadro 9.1 se muestra el resumen general de los costos estimados para la implementación del proyecto:

Cuadro Nº 9.1

Descripción	M. N. (US\$)	M. E. (US\$)	TOTAL (US\$)
a.- Costos directos			
L. T. 50 KV Carhuamayo-Huarón	2'381,881	520,511	2'902,392
Ampliación S.E. Carhuamayo	191,078	96,992	288,070
Nueva S.E. Huarón	670,115	97,440	767,595
Sistema de Telecomunic.	107,630	128,240	235,870
SUBTOTAL	3'350,744	843,183	4'193,927
b.- Costos Indirectos			
Ingeniería y Superv.	419,393		419,393
Imprevistos	377,015	84,318	461,333
SUBTOTAL	796,408	84,318	461,333
TOTAL	4'147,152	927,501	5'074,653

9.2 CRONOGRAMA DE CONSTRUCCION

Del cronograma (Cuadro Nº 9.5), se tiene que la implementación del proyecto se hará en un plazo total de 24 meses, incluyendo estudio definitivo, contratación, suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje y operación experimental, con lo cual el proyecto podría entrar en operación en el segundo semestre de 1989.

9.3 EVALUACION ECONOMICA

Para la evaluación se tomarán en cuenta las diversas inversiones así como los ahorros que anualmente se logra al comprarse energía a ELECTROPERU.

9.3.1 Inversiones consideradas

- Suministro eléctrico desde el sistema de CENTRO-MINPERU por un monto de US\$ 5'074,653.
- Modificación de las instalaciones para operar directamente en 60 Hz por un monto de US\$ 622,500.
- Parte proporcional a 7 MW de la inversión a ejecutar por ELECTROPERU por la instalación de un transformador de 100 MVA, 220/50 KV en la S. E. Oroya Nueva, por un monto de US\$ 463,473.

El monto total considerarse será de US\$ 6'160,626

9.3.2 Ahorro anual

El ahorro anual se calculará tomando en consideración una compra anual de :

$$37'908,900 \text{ (Demanda)} - 11'388,000 \text{ (Chs Huarón)} = \\ 26'520,900 \text{ KWh}$$

una máxima demanda para operación en punta de :

$$4,470 \text{ KW}$$

y no se tomará en cuenta la energía reactiva.

La tarifa ponderada para estas condiciones de suministro es de :

$$\text{US\$ } 0.0498$$

El costo de producción del KWh térmico el cual será reemplazado por la compra de energía de ELECTROPERU es de :

$$\text{US\$ } 0.153$$

por lo que la diferencia por KWh sería de :

$$0.153 - 0.0498 = \text{US\$ } 0.1032/\text{KWh}$$

El ahorro anual por lo tanto será de :

$$26'520,900 \times \text{US\$ } 0.1032 = \text{US\$ } 2'736,957$$

y el trimestral de:

$$\text{US\$ } 684,239$$

9.3.3 Cronograma de desembolsos y de ahorros

El cuadro N° 9.2 muestra por cada trimestre los desembolsos para ejecutar el proyecto y los ahorros obtenidos por la compra de energía a ELECTROPERU.

En US\$

Cuadro N° 9.2

		I N V E R S I O N E S				Ahorro
Año	Trim.	L. T.	60 Hz	ELP	TOTAL	
87	3	80,733			80,733	
	4	80,733			80,733	
	TOTAL	161,466			161,466	
88	1	385,512			385,512	
	2	259,290			259,290	
	3	1'846,088			1'846,088	
	4	1'663,600	41,500		1'705,100	
	TOT.	4'154,490	41,500		4'195,990	
	1	707,995	41,500		749,495	
	2	50,702	41,500	463,473	555,675	
89	3		62,250		62,250	684,239
	4		62,250		62,250	684,239
	TOTAL	758,697	207,500	463,473	1'429,670	1'368,478
90	1		62,250		62,250	684,239
	2		62,250		62,250	684,239
	3		62,250		62,250	684,239
	4		62,250		62,250	684,239
	TOTAL		249,000		249,000	2'736,956
91	1		62,250		62,250	684,239
	2		62,250		62,250	684,239
	3					684,239
	4					684,239
	TOTAL		124,500		124,500	2'736,956
92	1					684,239
	TOTAL					684,239
		5'074,653	622,500	463,473	6'160,626	7'526,629

9.3.4 Periodo de recuperación de la inversión

Considerando una tasa de interés trimestral de 2.41% (10 % compuesto anual), y analizando el tercer trimestre de 1989 como comparación se determina que el periodo de recuperación del capital es de 11 trimestres, es decir 2 años 9 meses.

Los montos actualizados al 3^{er} trimestre de 1989 son:

En US\$ Cuadro Nº 9.3

Año	Trim.	Desembolsos	Ahorros
87		97,699.4	
	4	95,397.4	
88	1	444,803.7	
	2	292,119.9	
	3	2'030,826.2	
	4	1'831,534.6	
89	1	786,102.0	
	2	569,083.4	
	* 3	62,250.0	684,239.0
	4	60,785.1	668,136.9
90	1	59,354.6	652,413.7
	2	57,957.8	637,060.6
	3	56,593.9	622,068.7
	4	55,262.1	607,429.7
91	1	53,961.6	593,135.1
	2	52,691.8	579,176.9
	3		565,547.2
	4		552,238.3
92	1		539,242.6
TOTAL ACTUALIZADO		6'606,423.5	6'700,688.7

* Operación definitiva del proyecto y trimestre de comparación económica.

9.3.5 INDICADORES ECONOMICOS
EVALUACION ECONOMICA

Cuadro No 9.4

		I N V E R S I O N E S				AHORRO	NETO
AÑO TRIM	L. T.	60 Hz	ELP	TOTAL		(AHOR-INV)	
87	3	80,733		80,733	0	(80,733)	
	4	80,733		80,733	0	(80,733)	
88	1	385,512		385,512	0	(385,512)	
	2	259,290		259,290	0	(259,290)	
	3	1,846,088		1,846,088	0	(1,846,088)	
	4	1,663,600	41,500	1,705,100	0	(1,705,100)	
89	1	707,995	41,500	749,495	0	(749,495)	
	2	50,702	41,500	555,675	0	(555,675)	
	3		62,250	62,250	684,239	621,989	
	4		62,250	62,250	684,239	621,989	
90	1		62,250	62,250	684,239	621,989	
	2		62,250	62,250	684,239	621,989	
	3		62,250	62,250	684,239	621,989	
	4		62,250	62,250	684,239	621,989	
91	1		62,250	62,250	684,239	621,989	
	2		62,250	62,250	684,239	621,989	
	3			0	684,239	684,239	
	4			0	684,239	684,239	
VALOR ACTUAL (3er TRIM. 87) A :				10 AÑOS	5,331,009	12,510,886	
				15 AÑOS	5,331,009	16,658,024	
				20 AÑOS	5,331,009	19,233,076	
V. ACTUAL NETO (3er TRIM. 87) A :				10 AÑOS		7,179,877	
				15 AÑOS		11,327,016	
				20 AÑOS		13,902,067	
RELAC. BENEFICO/COSTO (B/C) A :				10 AÑOS		1.347	
				15 AÑOS		2.125	
				20 AÑOS		2.608	
TASA INTERNA RETORNO (TIR) A :				10 AÑOS (%)		13.7280	
				15 AÑOS (%)		18.2956	
				20 AÑOS (%)		19.5961	

C O N C L U S I O N E S

- Para el desarrollo del presente proyecto se hizo uso de una microcomputadora personal PC y programas de computo, tales como, flujo de potencia, cortocircuito y cálculo mecánico del conductor, con tales herramientas ha sido posible demostrar que el estudio cumple con las exigencias requeridas.

. El programa FDC flujo de potencia, emplea el método Newton - Rapshon desacoplado rápido, que permite obtener respuestas con errores de 10^{-4} y tiene como límites 500 barras y 150 interacciones para su convergencia.

. El programa CF de cortocircuito puede realizar cálculos sobre los siguientes tipos de fallas:

Cortocircuito trifásico.

Cortocircuito entre fases.

Cortocircuito entre dos fases y tierra.

Cortocircuito entre una fase y tierra.

Apertura de un conductor.

Apertura de dos conductores.

. El programa CMC cálculo mecánico del conductor utiliza el método del vano variable, que consiste en emplear como estado inicial la hipótesis de tensión

de cada día con un vano mínimo aceptable y un esfuerzo determinado en el conductor; los valores de esfuerzo en la condición final son encontrados solucionando la ecuación hiperbólica de cambio de estado, la cual es resuelta por aproximaciones sucesivas con un error de 10^{-5} ; seguidamente se incrementa el vano y se hallan los nuevos esfuerzos y así sucesivamente hasta encontrar el valor de vano máximo para el cual el esfuerzo en el conductor en cualquier hipótesis tiene un factor de seguridad menor que el establecido.

Estos programas han permitido hacer la selección de los equipos y materiales necesarios para la ejecución del proyecto (transformadores, interruptores, conductores, etc).

- Mediante el uso de los programas mencionados anteriormente y del estudio económico se concluye que la mejor alternativa para la línea de transmisión es el tramo Carhuamayo - Huarón en 50 KV, descartándose la alternativa en 138 KV.
- El elevado nivel isoceraúnico de la zona, obliga a proteger la línea contra las descargas atmosféricas, usando cable de guarda, contrapeso continuo y un buen sistema de puesta a tierra. Cabe mencionar que esto también fué exigencia de CENTROMINPERU, ya que todo su

sistema desde 50 KV hacia niveles mayores de tensión cumple estas condiciones.

- El estudio demuestra que técnicamente es factible el suministro directo en 60 Hz desde el sistema de CENTROMINPERU; experiencia similar ya se ha hecho en la práctica en la Compañía Minera Caylloma (se pasó de 50 a 60 Hz), cuyos resultados han sido satisfactorios y en la actualidad siguen operando a esta frecuencia. El sistema eléctrico de Caylloma es similar al de Huarón, pues también tiene generación térmica e hidráulica. Además se debe mencionar que motores usados en Huarón de 50 Hz, actualmente trabajan a 60 Hz en las instalaciones de la Sociedad Minera Austria Duvaz sin ningún problema, confirmándose los resultados del estudio en lo referente a motores.

La implementación a 60 Hz en Huarón debe hacerse en forma gradual, cuyo cronograma al detalle deberá hacerse en el estudio a nivel de ejecución.

- Del análisis económico realizado se puede afirmar que el proyecto es rentable, ya que después de la puesta en servicio se produce un ahorro anual de US\$ 2'736,957 y el período de recuperación del capital es de 2 años y 9 meses.

Los indicadores económicos para un período de 20 años

y una tasa anual del 10% son :

- . Valor actual neto (VAN): US\$ 13'902,067
- . Relación Beneficio/Costo (B/C): 2.608
- . Tasa Interna de Retorno (TIR): 19.60 %

los que nos indican la bondad del proyecto.

BIBLIOGRAFIA

- (1) Avril, Charles; Construcción des Lignes Aeriennes a Haute Tension; Editorial Eyrollas, Paris 1974.
- (2) Barrera, Giovanni; Líneas de Transmisión Tomos I y II Lima - UNI 1959.
- (3) Corrales Martin, Juan; Cálculo industrial de máquinas eléctricas Tomos I y II; Edición Universidad Politécnica de Barcelona 1976.
- (4) Checa, Luis María; Líneas de Transporte de Energía; Segunda Edición Editorial Marcombo, Barcelona 1979.
- (5) Dubbel, H; Manual del Constructor de Máquinas - Tomos I y II; traducción por Carlos Sáenz de Magarola Editorial Labor S. A., Barcelona 1975.
- (6) Fink D. Beaty H., Carroll J.; Manual Práctico de Electricidad para Ingenieros - Tomos I y II; traducción por Jorge Casas Editorial Revete S. A., Barcelona 1981.
- (7) International Electrotechnical Comission, publicación 76 Segunda Edición, 1967 (Inglés)
- (8) Kadambi V., Prasad Manohar; Conversión de energía - Turbomaquinaria

- (9) Knowlton, Archer; Standard Handbook for Electrical Engineers, Edition McGraw Hill Book Company Inc. 1957.
- (10) Kostenko M. y L. Piotroski; Máquinas Eléctricas II; Editorial MIR-MOSCU 1976.
- (11) National Electrical Code Handbook; 17th Edition McGraw Hill Book Company Inc.
- (12) NGK; Technical Guide Cat. Nº 91; Segunda Edición Mizuho, Nagoya 1978.
- (13) Normas Técnicas del ITINTEC; Nº 370.004 Máquinas Eléctricas Rotativas, Clasificación y Definiciones y Nº 370.007 Máquinas Eléctricas Rotativas, Requisitos.
- (14) Viqueira Z., Jacinto; Redes Eléctricas Tomos I y II; Segunda Edición Editorial Representaciones y Servicios de Ingeniería S. A., Mexico D. F. 1975.
- (15) Veinot Cyril O; Theory and design of small induction motors; McGraw Hill 1959.
- (16) Westinghouse Electric Corporation; Applied Protective Relaying; Copyright 1976 Newark, N. J.
- (17) Westinghouse Electric Corporation; Electrical Transmission and Distribution Reference Book; Fourth Edition Copyright 1950 East Pittsburg, Pa.

- (18) Zopetti, Gaudencio; Estaciones Transformadoras y de Distribución; Segunda Edición Ampliada, Editorial Gustavo Gili S. A., Barcelona 1966.
- (19) Zopetti, Gaudencio; Redes Eléctricas de Alta y Baja Tensión, Sexta Edición, Editorial Gustavo Gili S. A., Barcelona 1978.