

1-1-2004

Estudio de factibilidad para la construcción de la microcentral hidroeléctrica "La Nueva Hoya"

Esmeralda López Sánchez
Universidad de La Salle, Bogotá

Lina María Tello Betancourt
Universidad de La Salle, Bogotá

Follow this and additional works at: https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica

Citación recomendada

López Sánchez, E., & Tello Betancourt, L. M. (2004). Estudio de factibilidad para la construcción de la microcentral hidroeléctrica "La Nueva Hoya". Retrieved from https://ciencia.lasalle.edu.co/ing_electrica/440

This Trabajo de grado - Pregrado is brought to you for free and open access by the Facultad de Ingeniería at Ciencia Unisalle. It has been accepted for inclusion in Ingeniería Eléctrica by an authorized administrator of Ciencia Unisalle. For more information, please contact ciencia@lasalle.edu.co.

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA
MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA “LA NUEVA HOYA”**

**ESMERALDA LÓPEZ SÁNCHEZ
LINA MARÍA TELLO BETANCOURT**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
ÁREA DE INGENIERÍA
BOGOTÁ, D.C.
2004**

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA
MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA “LA NUEVA HOYA”**

**ESMERALDA LÓPEZ SÁNCHEZ
LINA MARÍA TELLO BETANCOURT**

Trabajo de grado para optar al título de Ingeniero Eléctricista

Director

**LUIS EDUARDO MACHADO HERNÁNDEZ
INGENIERO CÍVIL
ESPECIALISTA EN HIDRAÚLICA
UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA**

**UNIVERSIDAD DE LA SALLE
FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA
BOGOTÁ D.C.
2004**

Nota de aceptación

Director. In. Luis Eduardo Machado H.

Jurado 1. Ing. Julio Cesar Garcia S

Jurado 2. Ing. Ramón Antolinez

Bogotá, D.C. Enero 22 de 2004.

A Dios por la oportunidad que me dió...

A mis padres por su entusiasmo, fortaleza y amor.

A Luis Angel por su confianza y apoyo incondicional.

A Clarita y Evelio por su constante interés en ver cumplidos mis sueños.

ESMERALDA

*A mi Mamá por escucharme, y regalarme
sus sabios consejos.
A mi Papá por su cariño y constante apoyo.
A mi familia por creer en mí y compartir
mis sueños.*

Lina María

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan sus agradecimientos a:

A la Universidad de La Salle por acogernos en sus aulas y darnos la oportunidad de alcanzar la meta de ser Ingenieros Electricistas.

Al Dr. Luis Eduardo Machado Hernández, Director de este trabajo por su confianza, dedicación, apoyo y continua colaboración en el desarrollo de nuestro trabajo.

Al Ing. David Aponte, funcionario del Ministerio de Minas y Energía, Dirección de Energía, por su invaluable colaboración y gran interés en enseñarnos.

Al Ing. Sergio Guzmán, de Energy Computer System, por su motivación, paciencia y críticas que hicieron de este trabajo algo mejor.

A nuestros compañeros de proyecto Alejandro Logreira y Mario Castro de la Universidad Nacional de Colombia Facultad de Ingeniería Civil, Erson Espinoza y Alexander Pérez Fundación Universidad de América, Facultad de Ingeniería Mecánica por su cumplimiento en nuestro compromiso, disciplina y gran calidad humana ya que gracias a ellos fué posible llevar a cabo este trabajo interdisciplinario.

Igualmente agradecemos a las siguientes personas:

Dr. Rafael Chaparro Beltrán (U.L.S), Ing. Humberto Zambrano (Alstom Power), Ing. Jairo Sandoval (Siemens de Colombia), Ing. Fabio Aldana (SSPD), Ing. Javier Ruíz (Alstom D&T), Ing. Fabio Casas (SEGELECTRICA).

Por su invaluable colaboración y atención depositada en nosotras.

Ni la universidad, ni las facultad, ni los jurados ni el director. Son responsables de las ideas aquí expuestas.

TABLA DE CONTENIDO

1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO	1
1.1 LOCALIZACIÓN DE LA ANTIGUA MICROCENTRAL “LA HOYA”	1
1.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA ZONA DEL PROYECTO	1
1.2.1 Estudios Hidrológicos.....	2
1.2.2 Estudios geológicos y geomorfológicos.....	3
1.3 ACTIVIDADES Y CARACTERÍSTICAS DE LA REGIÓN	3
1.4 CARACTERÍSTICAS DE LA PCH	4
1.5 VÍAS DE ACCESO A LOS SITIOS DE OBRAS	5
1.6 RESTRICCIONES DE TRANSPORTE DE LOS EQUIPOS	5
1.7 INFLUENCIA SOCIAL DEL PROYECTO	6
2. INFORMACIÓN GENERAL Y DESARROLLO DE LA ETAPA DE FACTIBILIDAD DE LA PCH “LA NUEVA HOYA”	7
2.1 GENERALIDADES DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA (PCH)	7
2.1.1 Ventajas y Desventajas de una Pequeña Central Hidroeléctrica (PCH).....	9
2.2 COMPILACION DE ESTUDIOS CIVILES Y ELECTROMECAÑICOS DE LA PCH “LA NUEVA HOYA”	10
2.2.1 Cálculos Hidráulicos para el Diseño de la microcentral Hidroeléctrica.....	10
2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS PCH	15
2.3.1 Clasificación según potencia y salto	15
2.4 TIPOS DE OBRAS CIVILES EN UNA PCH	18
2.4.1 Obras de regulación	18
2.4.2 Obras de Captación	19
2.4.3 Obras de Conducción	19
2.5 ESTRUCTURAS HIDRAULICAS	20
2.5.1 Dimensionamiento del Desarenador.....	20
2.5.2 Dimensionamiento de la Cámara de Carga.....	21
2.5.3 Tubería de Presión.....	21

2.6 Estudios de potencia y energía.....	22
2.6.1 Pronóstico de la Demanda de Cartago (Valle del Cauca)	22
3. FUNDAMENTOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS ELECTROMECA NICOS EN UNA PCH	24
3.1 GENERALIDADES.....	24
3.2 SELECCIÓN DEL NÚMERO DE UNIDADES DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA	24
3.3 DIMENSIONAMIENTO DE LA TURBINA	24
3.3.1 Definición de turbina	24
3.3.2 Tipos de turbinas hidráulicas.....	25
3.4 DIMENSIONAMIENTO DE LA TURBINA PARA EL PROYECTO “LA NUEVA HOYA” ALTERNATIVA SUPERFICIAL.....	27
3.5 PARÁMETROS DE DISEÑO.....	28
3.5.1 Selección del tipo de turbina	28
3.5.2 Cálculos correspondientes para el dimensionamiento de la turbina.....	30
3.5.3 Cálculo de las dimensiones de la turbina Francis.....	33
3.6 Alternativas de construcción.....	35
3.7 Justificación de la alternativa seleccionada.....	36
3.8 REGULADOR DE VELOCIDAD.....	37
3.8.1 Definición y operación del regulador de velocidad.....	37
3.8.2 Características del regulador de velocidad electrónico.....	38
3.8.3 Selección del regulador de velocidad para el proyecto	39
4. SELECCIÓN DEL GENERADOR.....	40
4.1 GENERADOR ELÉCTRICO.....	40
4.2 PRINCIPALES PARÁMETROS DE UN GENERADOR.....	40
4.2.1 Potencia del generador	40
4.2.2 Tensión nominal.....	40
4.2.3 Factor de potencia ($\cos\phi$).....	41

4.2.4 Velocidad Normal de rotación (n).....	41
4.2.5 Eficiencia del generador (η).....	42
4.3 PARÁMETROS MECÁNICOS DE UN GENERADOR.....	42
4.3.1 Velocidad de Embalaje.....	42
4.3.2 Efecto del Volante WD^2	42
4.3.3 Refrigeración de los generadores.....	42
4.3.4 Esquemas constructivos de los Generadores.....	43
4.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL GENERADOR.....	43
4.5 DIMENSIONAMIENTO DEL GENERADOR PARA LA ALTERNATIVA NUEVA HOYA SUPERFICIAL.....	44
4.5.1 Potencia nominal del generador.....	44
4.5.2 Cálculos mecánicos.....	44
4.6 REGULADOR DE TENSIÓN	51
4.6.1 Funciones del regulador de tensión.....	51
5. DIMENSIONAMIENTO DE LA CASA DE MÁQUINAS	52
5.1 GENERALIDADES.....	52
5.1.1 Definición casa de máquinas.....	52
5.1.2 Ubicación de la Casa de Máquinas	52
5.1.3 Disposición del Grupo turbina- generador	53
5.2 PARÁMETROS A CONSIDERAR EN EL DIMENSIONAMIENTO DE LA CASA DE MÁQUINAS PARA LA PCH	55
5.2.1 Procedimiento para el dimensionamiento de la casa de máquinas	56
6. CONFIGURACIÓN FÍSICA DE LA SUBESTACIÓN DE “LA NUEVA HOYA”.....	62
6.1 GENERALIDADES.....	62
6.2 USO DE SUBESTACIONES EN PCH.....	62

6.3 SUBESTACIÓN LA NUEVA HOYA	62
6.4 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA PARA LA SUBESTACIÓN “LA NUEVA HOYA”	63
6.4.1 Definición.....	63
6.4.2 Generalidades sobre los transformadores de potencia en PCH.....	63
6.5 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA	64
6.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR.....	64
6.7 CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO PARA EL PROYECTO.....	65
6.8 PARÁMETROS DE SELECCIÓN.....	66
6.8.1 Número de Unidades.....	66
6.8.2 Número de Fases.....	66
6.8.3 Potencia nominal.....	66
6.8.4 Niveles de Tensión.....	66
6.8.5 Conexión Delta – Estrella.....	66
6.8.6 Altura de montaje.....	66
6.9 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES.....	67
7. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO PARA EL PROYECTO.....	68
7.1 GENERALIDADES.....	68
7.1.1 Resistencias y reactancia.....	68
7.1.2 Reactancia sincrónica (X_d).....	68
7.1.3 Reactancia de transición (X'_d).....	69
7.1.4 Reactancia instantánea de transición (X''_d).....	69
7.1.5 Cálculo del corto circuito para el proyecto de “La Nueva Hoya”.....	70
8. DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN (DST).....	80
8.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DST.....	80
8.2 SELECCIÓN DEL DST PARA EL PROYECTO.....	81
8.2.1 Para el Generador, conexión en Y (aterrizado).....	81

8.2.2 Transformador de 2.5/3.0 MVA, Δ y aterrizado 6.3 / 34.5 kV.....	82
9. SELECCIÓN DEL INTERRUPTOR DE LA CENTRAL “LA NUEVA HOYA”.....	86
9.1 GENERALIDADES.....	86
9.1.1 Clasificación de los interruptores.....	86
9.1.2 Tipos de Interruptores.....	86
9.2 CLASIFICACIÓN DEL INTERRUPTOR PARA EL PROYECTO DE “LA NUEVA HOYA”	87
9.2.1 Interruptor Asociado al Primario del Transformador a 6.3 kV.....	87
9.2.2 Tipo de Interruptor.....	87
9.3 SELECCIÓN DE LOS SECCIONADORES Y DEMÁS EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO.....	88
9.4 CLASIFICACIÓN DE LOS SECCIONADORES.....	88
9.5 CONFIGURACIÓN DE BARRAJES.....	89
9.5.1 Capacidad de barrajes lado de 6.300 V	89
9.5.2 Capacidad de barrajes lado de 34500 V	89
10. CABLEADO DE FUERZA ENTRE CASA DE MÁQUINAS Y LA SUBESTACIÓN.....	90
10.1 CAPACIDAD DE CORRIENTE CABLES DE FUERZA DE GENERADORES A TRANSFORMADORES PARA LA ALTERNATIVA SUPERFICIAL.....	90
10.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE CABLE DE FUERZA DE CADA GENERADOR.....	90
10.3 CONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA.....	91
10.3.1 Generalidades.....	91
10.4 SINCRONIZADOR Y REGULADOR DE TENSIÓN.....	92
11. SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES.....	94
11.1 GENERALIDADES.....	94
11.2 ESTADOS DE OPERACIÓN DEL GENERADOR.....	94
11.3 PROTECCIÓN DEL GENERADOR.....	95
11.4 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR.....	96
11.4.1 Relé instantáneo de sobre corriente (50 / 51).....	96
11.4.2 Relé Buchholz (63).....	96
11.4.3 Relé de imagen térmica (49)	96

11.5 TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN	96
11.5.1 Tablero de control principal.....	97
11.6 SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES PARA EL GENERADOR DE “LA NUEVA HOYA” (2,520 MVA)	97
11.7 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE Y DE POTENCIAL ASOCIADO AL GENERADOR DEL PROYECTO	98
11.7.1 Transformador de corriente.....	98
11.7.2 Transformador de potencial.....	98
11.8 PROTECCIONES ASOCIADAS GENERADOR – TRANSFORMADOR DEL PROYECTO	98
11.9 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE Y DE POTENCIAL ASOCIADO AL GENERADOR DEL PROYECTO	99
11.9.1 Transformador de corriente.....	99
11.9.2 Transformador de potencial.....	99
12. MALLA DE PUESTA A TIERRA	100
12.1 CALCULO DE LA MALLA A TIERRA DEL PATIO	100
13. ESTUDIO ECONÓMICO	104
13.1 GENERALIDADES	104
13.2 INVERSIÓN	106
13.2.1 costos de inversión.....	106
13.2.2 costos de operación.....	107
13.2.3 costos de mantenimiento.....	108
13.3 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA MICROCENTRAL HIDROELÉCTRICA “LA NUEVA HOYA”	108
13.3.1 Parámetros a considerar en el desarrollo del estudio económico del proyecto.....	108
13.4 ESTIMACIÓN DE COSTOS DE LOS EQUIPOS ELECTROMECAÑICOS	112
13.4.1 Equipos mecánicos.....	112
13.4.2 Cálculo de valor de los equipos eléctricos.....	114
13.5 FORMA DE FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO DE “LA NUEVA HOYA”	117
13.6 VIDA ÚTIL DEL PROYECTO	118
13.6.1 Egresos	118
13.6.2 Ingresos.....	118

13.7 FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO	119
13.7.1 Valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).....	120
13.8 PRECIO DE VENTA DE ENERGÍA PROMEDIO DE LA BOLSA DE ENERGÍA.....	120
CONCLUSIONES.....	121
RECOMENDACIONES.....	123
BIBLIOGRAFÍA.....	124
ANEXOS.....	128

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Estaciones hidrométricas de los ríos Otún y Barbas	2
Tabla 2. Balance hidrológico del Río Consota	3
Tabla 3. Uso del suelo del Consota.....	4
Tabla 4. Serie básica de caudales medios mensuales y anuales del Río Consota.....	10
Tabla 5. Datos generales del proyecto “La Nueva Hoya”.....	12
Tabla 6. Clasificación de la PCH según potencia y salto.....	15
Tabla 7. Clasificación de las PCH a nivel mundial.....	16
Tabla 8. Clasificación de las PCH por las naciones unidas.....	16
Tabla 9. Características de la subestación Santa María de Emartago.....	18
Tabla 10. Características del túnel de la alternativa superficial.....	20
Tabla 11. Características del túnel de la alternativa subterránea.....	20
Tabla 12. Dimensiones de la cámara de carga.....	21
Tabla 13. Dimensiones de la tubería de presión.....	21
Tabla 14. Precios de compra y venta de energía de la ciudad de Cartago.....	23
Tabla 15. Valores de las Dimensiones de las Turbinas Francis con Relación al Diámetro del Rodete según figura 9.....	34

Tabla 16. Resumen del dimensionamiento de la turbina para las alternativas superficial y subterránea con una y dos unidades respectivamente.....	35
Tabla 17. Dimensiones de la turbina F115.....	36
Tabla 18. Datos de la turbina para el proyecto, alternativas superficial y subterránea, una unidad generadora	37
Tabla 19. Valores de tensión del generador según su potencia.....	41
Tabla 20. Resumen del dimensionamiento del generador para las alternativas superficial y subterránea; una y dos unidades generadoras respectivamente.....	48
Tabla21. Continuación I Resumen del dimensionamiento del generador para las alternativas superficial y subterránea; una y dos unidades generadoras respectivamente.....	49
Tabla 22. Continuación II Resumen del dimensionamiento del generador para las alternativas superficial y subterránea; una y dos unidades generadoras respectivamente.....	49
Tabla 23. Dimensionamiento de la casa de máquinas del proyecto de “La Nueva Hoya”	60
Tabla 24. Continuación I Dimensionamiento de la casa de máquinas del proyecto de “La Nueva Hoya”.....	61
Tabla 25. Continuación II Dimensionamiento de la casa de máquinas del proyecto de “La Nueva Hoya”.....	61

Tabla 26. Características del transformador para el proyecto “La Nueva Hoya”	65
Tabla 27. Características del transformador de servicios auxiliares.....	67
Tabla 28. Datos de reactancias para generadores sincrónicos y para transformadores.	70
Tabla 29. Resumen datos del DST para el generador.....	84
Tabla 30. Resumen datos del DST para el transformador.....	84
Tabla 31. Características técnicas de los interruptores para el proyecto.....	88
Tabla 32. Características de los seccionadores para el proyecto.....	89
Tabla 33. Características cables de fuerza para el proyecto.....	90
Tabla 34. Selección del conductor según los KVA-km para 1% de regulación, 1995	92
Tabla 35. Dimensionamiento de la malla de puesta a tierra.....	102
Tabla 36. Relación de cantidades de obra civiles de la casa de máquinas.....	110
Tabla 37. Relación de precios en dólares (U\$) de la obras de captación y conducción.....	111
Tabla 38. Costos equipos electromecánicos de la casa de máquinas u e la subestación.....	116
Tabla 39. Dotación seguridad industrial y oficina.....	117
Tabla 40. Amortización de la deuda para el proyecto de “La Nueva Hoya”.....	118

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A

Ilustración 1. Localización general de la zona del proyecto “La Nueva Hoya”.....	128
Ilustración 2. Zona de aprovechamiento del proyecto hidroeléctrico.....	129

ANEXO B

Selección Del Equipo De Generación Para La PCH “Nueva Hoya Superficial”. Turbinas y generadores para la PCH “La Nueva Hoya”	130
--	-----

ANEXO C.

Características del transformador principal para el proyecto.....	135
---	-----

ANEXO D. Características de los seccionadores e interruptores.....	173
---	-----

ANEXO E. Características para el tablero de control y mando.....	141
---	-----

ANEXO F. Detalles del estudio económico para el proyecto.....	148
--	-----

ANEXO G. Planos y Frisos.....	150
--------------------------------------	-----

- Diagrama de protecciones de la PCH
- Diagrama Unifilar de la PCH
- Dimensiones principales para el transformador principal.
- Corte lateral casa de máquinas.
- Plano casa de máquinas y subestación para la PCH
- Resumen general de ejecución de obras para la construcción de la PCH “**La Nueva Hoya**”
- Grafico flujo de caja proyectado
- Flujo de caja- PCH “La nueva Hoya”Proyeccion a 10 años 1 unidad generadora precio calculado.
- Flujo de caja- PCH “La nueva Hoya”Proyeccion a 10 años 1 unidad generadora precio comparado con valores establecidos por la bolsa de energía.

ANEXOS CD-RW

CATALOGOS:

ANEXO B Turbinas y Generadores para PCH.....135

- ✓ MINIAQUA, ALSTON POWER.
- ✓ VIBROSYSTEM.

ANEXO C Transformadores para la PCH “La Nueva Hoya”.....140

- ✓ ABB
- ✓ SIEMENS

ANEXO D Características interruptores y seccionadores.....141

- ✓ SIEMENS

ANEXO E Sistema de protecciones para el generador y el transformador de la PCH “La Nueva Hoya”

- ✓ ALSTOM T & D

ANEXO I

Reporte del sistema de potencia para el proyecto mediante el **Software** de aplicación **SPARD POWER**

LISTA DE ILUSTRACIONES

Figura 1. Diagrama general de una PCH.....	7
Figura 2. Partes principales de una PCH.....	8
Figura 3. Curva de duración de caudales medios mensuales del Río Consota.....	11
Figura 4. Descripción de las alternativas superficial y subterránea.....	13
Figura 5. Curva de duración de potencia para el proyecto “La nueva hoya”.....	14
Figura 6. Turbina Francis para proyectos de PCH.....	25
Figura 7. Selección del tipo de turbina para el proyecto.....	29
Figura 9. Regulador de velocidad.....	37
Figura 10. Esquema físico del generador.....	50
Figura 11. Casa de máquinas de una PCH	52
Figura 12. Selección de la Disposición del grupo turbina generador.....	53
Figura 13. Disposición horizontal del grupo turbina generador de una PCH.....	55
Figura 14. Diagrama general de “La Nueva Hoya superficial”.....	71
Figura 15. Corriente nominal del sistema.....	71
Figura 16. Falla trifásica para el proyecto de “La Nueva Hoya”.....	72
Figura 17. Falla monofásica para el proyecto de “La Nueva Hoya”.....	72
Figura 18. Flujo de potencia para el proyecto.....	72
Figura 19. Datos de entrada del generador	73
Figura 20. Datos de la barra del generador	74
Figura 21. Datos del transformador del proyecto.....	75
Figura 22. Datos del transformador de servicios auxiliares.....	75

Figura 23. Datos de entrada del relé de protección	76
Figura 24. Datos de la línea de transmisión para el proyecto.....	77
Figura 25. Datos de entrada del barraje a 34.5 kV.....	78
Figura 26. Datos de los reles de protección para el proyecto.....	79
Figura 27. Secuencia de operaciones de una PCH	105

1. ANTECEDENTES DEL PROYECTO

Por medio del siguiente capítulo se pretende exponer las características más importantes de la antigua microcentral hidroeléctrica “La Hoya”, facilitando la comprensión del trabajo a desarrollar, y siendo una guía fundamental de donde se parte a los demás estudios pertinentes correspondientes al área de ingeniería civil, ingeniería mecánica y finalizando estudios correspondientes a la rama de ingeniería eléctrica.

En este capítulo se expondrán datos que caracterizan la actual PCH, como localización, aspectos geográficos, socioeconómicos, infraestructura. También se presenta la razón del porqué surge la necesidad del presente estudio de factibilidad.

1.1 LOCALIZACIÓN DE LA ANTIGUA MICROCENTRAL “LA HOYA”

La antigua microcentral hidroeléctrica “La Hoya” se encuentra localizada en el curso inferior del río Consota, con bocatoma en la cota 1003 msnm, en su tramo final, los últimos 5 km antes de la confluencia con el río la Vieja, y el cañón de la Vieja 2 km aguas abajo y 4 km aguas arriba de esta confluencia.

Los terrenos corresponden al departamento de Risaralda y están próximos al límite con el departamento del Valle del Cauca Con temperatura ambiente de 26°C y 920 m.s.n.m.

La conducción es a través de un canal en tierra de 3 Km de longitud y casa de máquinas en el río la Vieja en la cota 920 msnm.

La entrada a la zona del proyecto es a través de la autopista nueva Pereira – Cartago que pasa próxima por su costado norte.

La distancia de estas ciudades, siguiendo la autopista, es aproximadamente de unos 18 km y 5.5km, respectivamente.⁽¹⁾

A continuación se expondrán las características físicas de la zona del proyecto:

1.2 CARACTERÍSTICAS FÍSICAS DE LA ZONA DEL PROYECTO

Para determinar las características físicas de la zona fue necesario realizar estudios específicos tales como:

¹ FUENTE: LOGREIRA Alejandro, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de ingeniería Civil, Mapa de ubicación del proyecto de la micro central hidroeléctrica “La Nueva Hoya”, Anexo A, 2003.

1.2.1 Estudios Hidrológicos Los estudios hidrológicos permiten la evaluación del recurso hídrico y la cuantificación del agua disponible de la cual dependerá el dimensionamiento de las obras hidrotécnicas y la energía que se podría generar.

*Para el proyecto se determinó que sobre el río Consota no se tienen estaciones hidrométricas. Al no existir estaciones hidrométricas en el Consota, el análisis del comportamiento de la escorrentía² se efectuó con base en las cuencas vecinas que tuvieron afinidad hidrológica con las del río Consota.

Las cuencas vecinas son las del río Otún y la del río Barbas; cuyas estaciones se relacionan en el cuadro siguiente:

Tabla 1. Estaciones hidrométricas de los ríos Otún y Barbas

NOMBRE	SUB-CUENCA	MUNICIPIO	ELEVACIÓN (m.s.n.m)	COORDENADAS n-w	PERIODO DE REGISTRO
ARABIA	BARBAS	PEREIRA	1350	04 43'-75 43'	79/94
SUCRE	BARBAS	PEREIRA	1240	04 43'-75 46'	78/94
CARTAGO	LA VIEJA	CARTAGO	914	04 45'-75 50'	45/94
BANANERA	OTUN	PEREIRA	1530	04 47'-75 38'	65/95
ALAMBRADO	LA VIEJA	CAICEDO	1080	04 45'-75 50'	45/94

FUENTE: ESCORCE Eufredo, Estudio de Pre-factibilidad para la Microcentral hidroeléctrica "La Nueva Hoya"; Estaciones hidrométricas del río Consota; 1995.

Una vez establecidas las correlaciones pluviométricas e hidrométricas, a nivel anual, con las estaciones mencionadas se concluye que la estación Sucre, sobre el río Barbas, presenta gran afinidad con la estación Cartago y Alambrado y con las estaciones pluviométricas localizadas en el río Consota, por consiguiente, el balance hidrológico se efectuó tomando como base la estación Sucre.

Aplicando el balance hidrológico para la cuenca del río Consota se obtienen sus correspondientes datos, dados en la siguiente tabla resumen:

² **Escorrentía:** Conjunto de las aguas que se desplazan por la superficie terrestre, gracias a la fuerza de la gravedad.

Tabla 2. Balance hidrológico del río Consota

Balance Hidrológico	Área de drenaje	146.9 Km ²
	Precipitación media	1998 mm / año
	Evapo transpiración media	779 mm / año
	Escorrentía total	1219 mm / año

FUENTE: Estudio de Pre-factibilidad “La Nueva Hoya”; ESCORCE B, Eufredo; 1996.

Según los resultados del balance hidrológico realizados por los hidrólogos en la etapa de Pre-factibilidad se concluyó que el río Consota permite realizar la aplicación de la capacidad de la PCH “La Hoya”.

1.2.2 Estudios geológicos y geomorfológicos Los estudios geológicos y geomorfológicos evaluaron la calidad de los terrenos donde se podrían localizar las obras; determinando que no existen fenómenos de inestabilidad como fallas, derrumbes y peligro de sismos o de alguna otra eventualidad recomendando los sitios más apropiados para la construcción de las obras.

Las obras proyectadas para las alternativas superficial y subterránea se localizan enteramente en los depósitos de la formación Pereira que dieron origen a la meseta del Otún. La meseta cubre gran extensión de los departamentos de Quindío y Risaralda.

El área del proyecto está constituido por depósitos sedimentarios- volcánicos ínter-estratificados, como flujos de lodos y escombros, tobas, depósitos piro clásticos y cenizas volcánicas. Estos materiales se acomodan como consecuencia de las actividades volcánicas y deshielos de los volcanes Ruiz – Santa Isabel – Tolima. Los depósitos rellenaron el relieve pre-existente y posteriormente fueron disectados por los ríos Otún, Barbas y Consota. Los suelos predominantes son de carácter limo – arcilloso, corresponden a un clima húmedo, provenientes de las cenizas volcánicas que cubren la meseta, y en general son poco permeables.

1.3 Actividades y características de la región

En la cuenca del río Consota predominan los pastos y productos agrícolas como el plátano, yuca, cebolla, hortalizas, café, piña, caña de azúcar, carambolos, y cítricos complementándose con áreas de vegetación arbórea y bosques especialmente hacia la parte alta de la cuenca.

En resumen se obtiene el siguiente uso de los suelos de la cuenca del río Consota:

Tabla 3. Uso del suelo del Consota

USO DEL SUELO DEL CONSOTA	PORCENTAJE DE UTILIDAD (%)
Agrícola	25
Pastos	70
Bosques	5

Fuente: [http:// www.El valle.com.co](http://www.Elvalle.com.co).

1.4 CARACTERÍSTICAS DE LA PCH “LA HOYA”

Esta central es propiedad de las empresas Municipales de Cartago y fue construida a comienzos del siglo XX con ampliación en la década de los años 30. En sus comienzos tenía una capacidad instalada de menos de 1 megavatio de potencia y utilizaba sólo una porción del río Consota. Actualmente se encuentra fuera de servicio desde hace unos 15 años.

Conscientes de la necesidades energéticas crecientes de la ciudad de Cartago que actualmente importa toda la energía que consume, unos 30 megavatios diarios, de los sistemas EPSA y CHEC, La alcaldía de la ciudad y las Empresas Municipales contrataron (contrato 005/95) los estudios de consultoría para la evaluación técnico-económica del estado de la central de la Hoya y el diseño de las obras para su restauración.

Luego, ante la posibilidad de utilizar todo el caudal del río Consota para generar más energía, se efectuó otro contrato de consultoría (contrato 006/95) para que a nivel de pre-factibilidad se desarrollara este proyecto. El nuevo proyecto de generación se denominó preliminarmente “**Nueva Hoya**” y contempla construir nuevas obras de captación, casa de máquinas y conducción superficial, en un proyecto que tendría 4 MW de capacidad instalada.

Sin embargo, los estudios geológicos y geomorfológicos a lo largo de los ríos Consota y La Vieja descubrieron otra alternativa utilizando todo el caudal del río Consota, con captación 1.500 m aguas arriba que consistiría en la construcción de un túnel corto de unos 1400 m de longitud y casa de máquinas a orillas del río la Vieja en la cota 930. Esta última alternativa se denominó “**Nueva Hoya Subterránea**”, en contraste con la primera de conducción superficial que paso a llamarse “**Nueva Hoya Superficial**”.

La alternativa subterránea podría tener una capacidad instalada de unos 8 MW en un proyecto sencillo, que no deteriora en forma grave al medio ambiente y que resultaría atractivo para los intereses de las Empresas Municipales de Cartago (Emcartago).⁽³⁾

Ante las crecientes necesidades energéticas de Cartago se impulsaron los estudios de los proyectos hidroeléctricos que permitirán reducir la dependencia energética de la ciudad y por consiguiente aprovechar la riqueza hidrológica de la región.

1.5 Vías de acceso a los sitios de obras

“La Nueva Hoya” puede contar con vías de acceso cortas y de fácil construcción hasta los sitios de las obras proyectadas. Dichas vías de acceso se describen a continuación.

1.5.1 “Nueva Hoya Superficial” Existe una vía sin pavimentar, de unos 1.600 metros de longitud que desde la autopista Pereira-Cartago sirve de acceso a las haciendas La Hoya y Bagatela cruzando el río Consota. Desde el cruce de esta vía con el canal existente, hasta el sitio de captación actual hay unos 1.900 metros de distancia. Desde ese mismo cruce hasta el tanque de carga hay unos 1.200 metros de distancia. Para acceder a estos sitios, si se requiere, se podría construir un carretable por el trazado del canal. Para llegar al sitio de casa de máquinas se pueden habilitar las trochas de tractores que salen desde las haciendas hasta el sitio de interés.

1.5.2 “Nueva Hoya Subterránea” Los accesos a las obras de esta alternativa también serían de fácil construcción. Para llegar a la casa de máquinas se construiría un carretable de unos 1.000 metros de longitud, por la margen derecha del río La Vieja, desde la vía de acceso a la hacienda Bagatela, por un terreno plano sin problemas.

1.6 Restricciones de transporte de los equipos

Existen limitaciones para el transporte de los equipos desde el puerto hasta el lugar de la obra según sus dimensiones y pesos máximos.

En Colombia esas limitaciones son de 55 toneladas de peso, 5 m de ancho y 3,35 m de alto si el equipo llega por la Costa Atlántica y de 85 toneladas de peso, 6,7 m de ancho y 3,45 m de alto si el equipo llega por la Costa Pacífica⁴.

Con las anteriores restricciones, los equipos requeridos para la PCH no tendrían mayores dificultades de transporte a la casa de máquinas. Así mismo, como queda indicado, los accesos a los sitios de obras de las dos alternativas se harían mediante carretables cortos, de bajas especificaciones, que requieren cortes bajos, donde se pueden minimizar los efectos ambientales negativos.

³ FUENTE Eufredo Escorce Bernal; Estudio de Pre-factibilidad para la Construcción de la Pequeña Central Hidroeléctrica de la Hoya, 1996.

⁴ FUENTE: Centrales Hidroeléctricas, Criterios de diseño y Estimativo de costos. ISA. p. 38 a 39.

1.7 Influencia social del proyecto

En la zona de restauración de las obras, se desconoce la existencia de personas idóneas en el manejo y operación de los equipos, y por lo tanto, se debe prever, el traslado de personal capacitado y dispuesto a instruir a las personas necesarias para el manejo, operación y seguridad diario de la central.

No obstante el proyecto ocupará trabajadores que se encuentren alrededor de la zona de construcción de las obras, que sean expertos en áreas como mecánica, electromecánica, soldaduras, montajes, y obreros no calificados que puedan apoyar otras actividades concernientes al proyecto por lo que puede convertirse en un importante generador de empleo y de ingresos económicos para la región y beneficios para el país.

2. INFORMACIÓN GENERAL Y DESARROLLO DE LA ETAPA DE FACTIBILIDAD DE LA PCH “LA NUEVA HOYA”

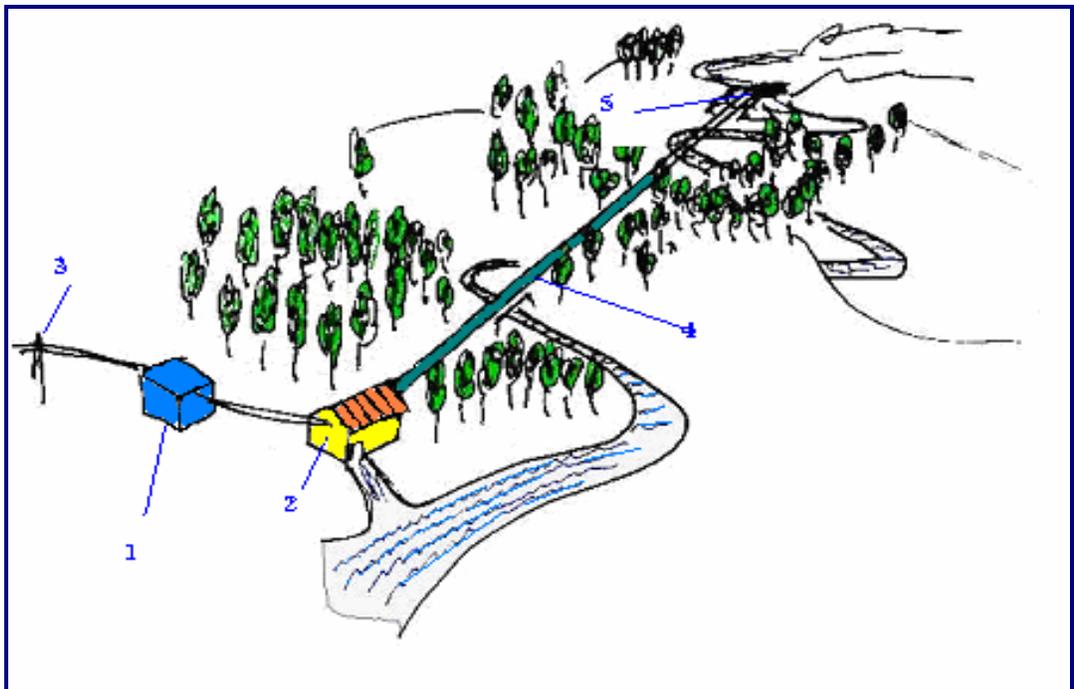
En este capítulo se expondrán inicialmente las definiciones básicas más representativas de una PCH entre las cuales se citan: definición, partes principales que la conforman, ventajas y desventajas frente a otras tecnologías y otras definiciones importantes que permiten mayor orientación y enfoque del tema.

De las características más sobresalientes por tener en cuenta en el desarrollo de un proyecto hidroeléctrico se analizará el proyecto de La microcentral Hidroeléctrica “La Nueva Hoya”, que iniciará con el estudio hidrológico realizado por estudiantes de la Universidad Nacional de Colombia, facultad de ingeniería Civil quienes dieron los puntos de partida para el dimensionamiento de las obras civiles y se reforzaron con el aporte de los estudiantes de Ingeniería Mecánica de la Fundación Universidad de América quienes apoyaron el dimensionamiento de los equipos electromecánicos.

A continuación se realizará un breve resumen sobre generalidades de una PCH.

2.1 GENERALIDADES DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA (PCH)

Figura 1. Diagrama general de una PCH



Fuente: Diagrama general de un pequeña central hidroeléctrica. Autores.

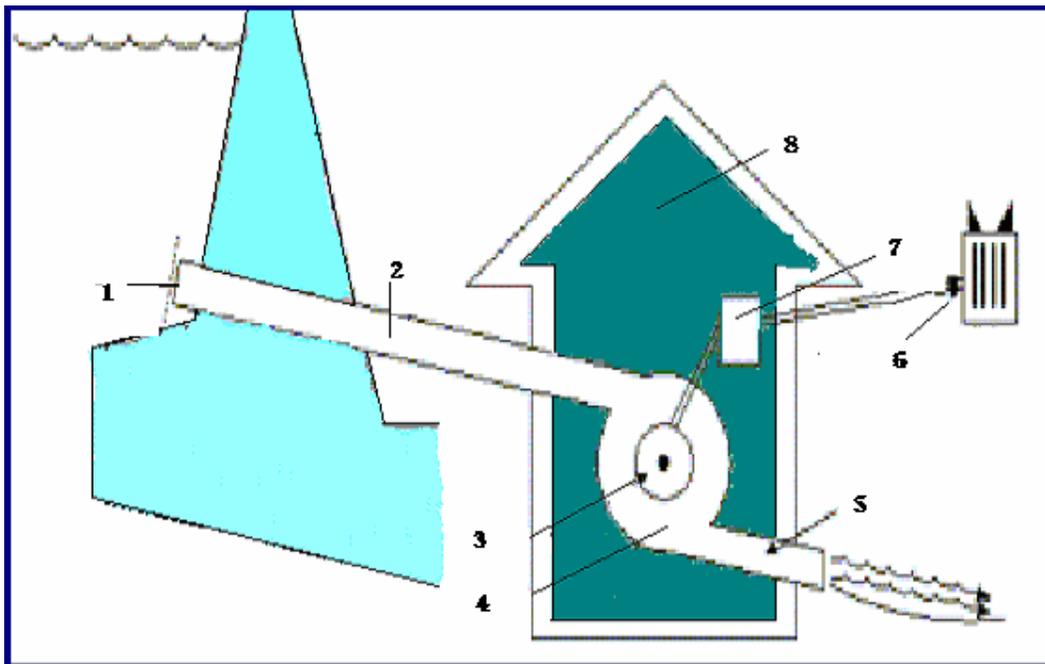
En el anterior esquema se observa:

1. Subestación.
2. Casa de máquinas
3. Torre de transmisión.
4. Tubería de conducción.
5. Toma de agua.

Una PCH es una instalación donde se utiliza energía potencial del agua para transformarla en energía mecánica por medio de rotación y esta en energía eléctrica.

Las PCH están constituidas por subsistemas de obras civiles. En su orden, sistema de captación (bocatoma), conducción de baja presión (canal o túnel de conducción), cámara de carga, conducción de presión (tubería de presión, conducción de entrega (canal o túnel de restitución); además de equipos electromecánicos como grupo Turbina – Generador con sus accesorios, subestación y sistemas de control, protección y medida, que permiten aprovechar el agua para la generación de energía eléctrica como lo muestra la siguiente figura de una manera resumida:

Figura 2. Partes principales de una PCH



FUENTE: Photo courtesy of RET Screen International - Small Hydro Model; 2003

En el anterior esquema se observa:

1. Bocatoma
2. Tubería de descarga

3. Generador
4. Turbina
5. Tubería de desfogue
6. Subestación
7. Sistema de control
8. Casa de máquinas

Gracias a las PCH se logra obtener un sistema eficiente de abastecimiento de energía eléctrica en lugares donde es difícil llevar la red interconectada, o mejorar el suministro donde ya se tienen redes eléctricas.

2.1.1 Ventajas y Desventajas de una PCH Una PCH depende de las condiciones geográficas o hidrológicas con respecto al futuro lugar de consumo, y al igual que cualquier otro tipo de proyecto presenta una serie de ventajas y desventajas tales como:

Ventajas:

- Producción relativamente económica desde la marcha en vacío hasta plena carga sobre toda la vida de la máquina.
- Operación automática sin personal de operación.
- Instalación sencilla pues en la mayoría de los casos se entrega la maquinaria pre-montada en fábrica o como grupo completo.
- Requerimiento mínimo de repuestos, los trabajos de reparación se pueden efectuar por medios simples.
- Alta vida de la maquinaria (25 – 40 años)

Desventajas:

- Dependencia de la ubicación del proyecto
- Cantidad de energía producida que depende de la caída y el caudal disponible que en la mayoría de los casos es muy variable.
- Altos costos de construcción de obras civiles.
- Construcción de la línea de transmisión entre la PCH y el centro de consumo.
- Mayores requerimientos de planeación por el largo tiempo de ejecución y las particularidades de cada proyecto.

De acuerdo con las ventajas y desventajas propuestas anteriormente, el diseñador se hace una idea acerca de las características de este tipo de proyectos siendo un punto de partida para continuar y fomentar su uso.

2.2 COMPILACIÓN DE ESTUDIOS CIVILES Y ELECTROMECAÓNICOS DE LA PCH “LA NUEVA HOYA”

Para dar inicio al estudio de factibilidad este comienza por el estudio hidrológico de la zona del proyecto, tomando como base los antecedentes del proyecto citado en el primer capítulo, y de los parámetros que se indicarán a continuación:

2.2.1 Cálculos Hidráulicos para el Diseño de la micro central Hidroeléctrica “La Nueva Hoya” Como primera medida, es de vital importancia conocer los caudales mínimos, máximos y medios multianuales del río Consota de tal forma que permitan que permita establecer el caudal de diseño expresado en (m^3 /seg). Dato fundamental para dimensionar las estructuras, equipos y demás elementos civiles; al igual que en el caso de los equipos electromecánicos del proyecto.

Los estudiantes de ingeniería Civil realizaron una corroboración de los datos de caudal de diseño propuestos por el estudio de pre factibilidad realizado a partir del Modelo Multivariado de Matalas, método que plantea la generación estocástica de caudales medios mensuales analizados en un periodo de 100 años, El caudal de diseño calculado para el sitio del proyecto inicialmente fue de $7,0 m^3/s$.⁵

Se analizó la serie histórica de caudales medios mensuales arrojando los siguientes resultados en la tabla:

Tabla 4. Serie básica de caudales medios mensuales y anuales del río Consota

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sep	Oct	Nov	Dic	Prom.
1979	3	1.8	2.8	8.5	4.9	3.1	2.5	1.14	1.5	4.42	3.9	5.2	3.56
1980	1.8	1.6	3.67	5.38	4.51	5.48	1.45	1.98	5.1	5.58	8.35	3.32	4.02
1981	3.73	3.8	1.29	2.23	4.04	2.31	1.1	1.01	2.07	1.74	4.43	4.62	2.70
1982	1.89	3.17	3.17	7.89	9.49	6.61	5.18	2.41	2.44	4.97	7.20	4.97	4.95
1983	5.59	4.41	5.14	9.39	7.30	2.82	1.49	0.74	0.99	4.3	5.81	3.96	4.33
1984	1.82	2.17	2.78	9.37	9.52	5.85	1.75	0.92	2.66	4.24	3.62	6.68	4.28
1985	5.99	6.38	3.81	7.83	5.73	6.19	4.47	4.32	6.72	7.99	11.51	5.44	6.37
1986	5.66	2.90	2.75	4.22	3.86	2.14	0.83	2.08	3.00	10.47	4.92	3.27	3.84
1987	3.94	5.23	3.95	7.02	4.58	3.86	1.42	1.10	1.00	5.81	5.01	3.16	3.84
1988	1.22	0.99	1.7	1.93	5.62	1.89	1.57	2.67	2.92	7.15	7.34	5.59	3.38
1989	1.12	0.99	1.47	2.62	2.97	2.85	2.82	3.60	7.17	7.61	12.59	8.97	4.57
1990	3.18	4.95	3.85	3.86	5.78	1.78	1.12	0.83	4.74	3.50	9.11	5.17	3.99
1991	3.81	2.71	4.29	8.09	4.95	2.5	2.35	1.58	1.94	6.28	4.23	3.14	3.82
1992	4.04	1.78	5.04	4.27	6.12	2.03	0.97	0.9	0.47	1.88	4.26	3.16	2.91
1993	2.03	1.51	1.21	1.99	2.74	3.30	1.49	1.09	0.89	2.35	6.79	6.90	2.69
1994	3.44	2.56	4.85	4.8	6.19	2.71	3.36	2.08	3.08	4.76	8.35	7.68	4.49
1995	4.40	3.93	7.17	4.72	4.58	3.30	1.81	1.1	0.93	2.76	4.32	3.25	3.52
Prom.	3.33	2.99	3.47	5.54	5.46	3.45	2.1	1.74	2.8	5.05	6.57	4.97	3.96

FUENTE: LOGREIRA, Alejandro; Factibilidad de la PCH “La Nueva Hoya”; Universidad Nacional de Colombia. Nacional; Facultad de Ingeniería Civil Pág.:10 - 11; 2003.

De acuerdo con los datos obtenidos de caudales anuales del río Consota, y mediante la curva de duración de caudales medios mensuales se determinó que el caudal óptimo para el adecuado funcionamiento de la central es de $3,5 m^3/s$, y no de $7 m^3/s$.⁶

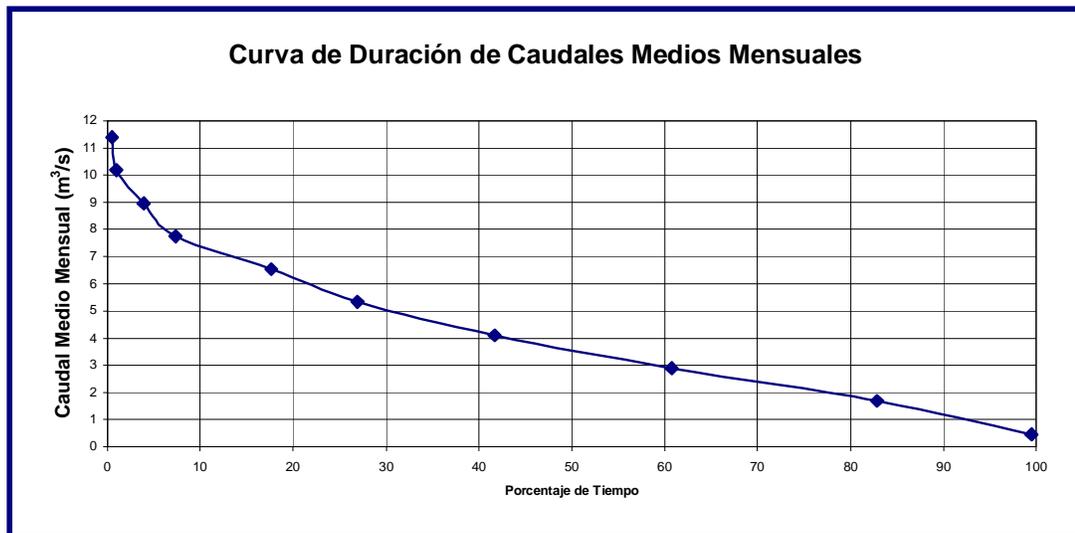
⁵ **FUENTE:** ESCORCE B Eufredo; Estudio de Prefactibilidad del proyecto hidroeléctrico “La Nueva Hoya”; 1996.

⁶ **FUENTE:** ESCORCE B Eufredo; Estudio de Prefactibilidad del proyecto hidroeléctrico “La Nueva Hoya”; 1996.

De la tabla 4 se obtiene que el caudal que permanece el 50% del tiempo es de 3.5 m³/seg. Se tomó este valor como el caudal de diseño para las dos alternativas propuestas Nueva Hoya Superficial y Nueva Hoya Subterránea.

Igual resultado se puede obtener de la curva de duración de caudales mostrada en la figura 3.

Figura 3. Curva de duración de caudales medios mensuales del río Consota



FUENTE: LOGREIRA Alejandro, Estudio de Factibilidad para la pequeña central hidroeléctrica “La Nueva Hoya”, Universidad Nacional de Colombia; dirigido por el Dr. Luis Eduardo Machado.

De la curva de duración de caudal se puede apreciar que el caudal de 3.5m³/seg permanece el 50% del tiempo lo que confirma el caudal de diseño seleccionado para el proyecto.

Se observan también caudales superiores que oscilan entre 10 a 12m³ /s pero no superan el 10% del tiempo anual lo que equivaldría a un factor de planta de tan sólo 0.1, sustentando que dicho caudal no se podría aplicar para el proyecto.

Igualmente se observa, que a partir del 60% del tiempo, el caudal continua disminuyendo hasta tal punto que cae a 0.5 m³ / s aproximadamente, lo que significa que la planta en estos rangos tan bajos de caudal no estaría en servicio por la imposibilidad de generar.

Obtenido el valor del caudal de diseño para las dos alternativas del proyecto se procede a realizar el cálculo de la cabeza o caída de diseño para cada una de las alternativas siendo las condiciones topográficas las que determinan este parámetro. Dato que junto con el caudal de diseño es indispensable para definir la potencia hidráulica del proyecto.

$$P = \eta gQH$$

Donde:

P = Potencia hidráulica del proyecto.

η = Eficiencia (teniendo en cuenta las pérdidas por conducción)

g = Aceleración debido a la gravedad

Q = Caudal

H= Salto disponible

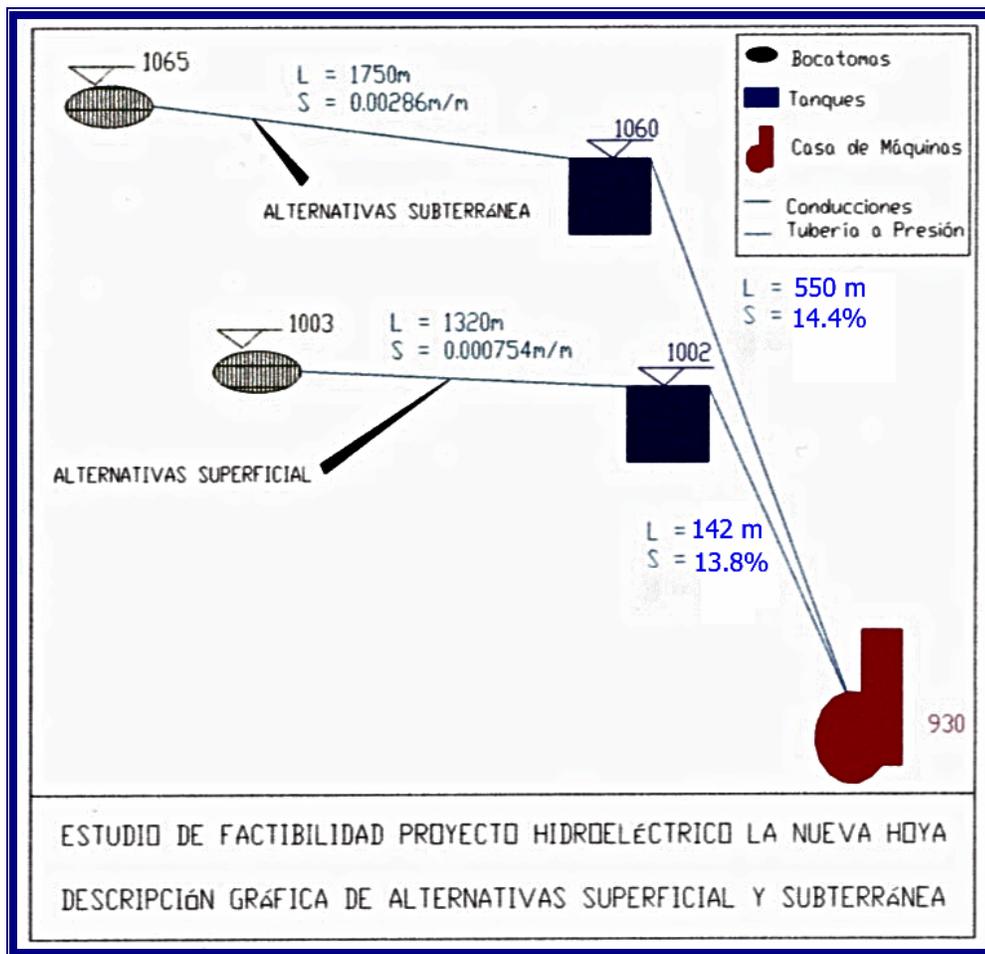
Tabla 5. Datos generales del proyecto “La Nueva Hoya”

NIVEL	Cota (msnm)
Ubicación de la casa de máquinas	930
Máximo normal de captación(superficial)	1.003
Máximo normal de captación(subterránea)	1.065
CABEZA DEL PROYECTO	h(m)
Nueva Hoya Superficial	
Caída Máxima ($h_{m\acute{a}x}$)	73
Caída de Diseño (h_b)	70.5
Caída Mínima ($h_{m\acute{i}n}$)	67.16
Nueva Hoya Subterránea	
Caída Máxima ($h_{m\acute{a}x}$)	130
Caída de Diseño (h_b)	119
Caída Mínima ($h_{m\acute{i}n}$)	112

FUENTE: LOGREIRA Alejandro. Estudio de factibilidad para el proyecto hidroeléctrico “la Nueva Hoya”; Departamento de Ingeniería Civil, Universidad Nacional de Colombia; 2003.

Con base en la tabla anterior se realizó una descripción gráfica de las alternativas superficial y subterránea para el proyecto

Figura 4. Descripción de las alternativas superficial y subterránea



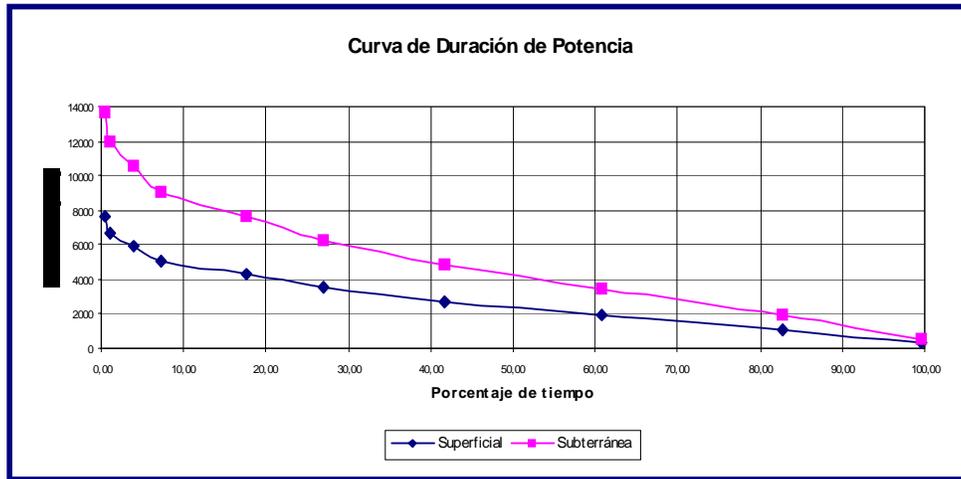
FUENTE: LOGREIRA Alejandro. Estudio de factibilidad, área civil del proyecto “la Nueva Hoya” Universidad Nacional de Colombia, Pág.23; 2003.

Tomando como base la curva de caudales, se generó la curva de duración de potencia, la cual se creó afectando el caudal por un factor multiplicador de la escala de potencia = $\eta g H$, donde η es la eficiencia de la central; g es la aceleración debida a la gravedad y H es el salto disponible⁷. Para el caso de la alternativa superficial tomando como $\eta = 0,92$; $g = 9.81\text{m/s}$ y $H = 67.16\text{m}$ se obtuvo un factor de 658,84 y para la alternativa subterránea, tomando la misma eficiencia de central es de 1.173,28.

A continuación se enseña la curva de duración de potencia como se ilustra en la siguiente gráfica:

⁷ **FUENTE:** 602-01-12 IEC 50 (Internacional Electrical Code): El salto disponible o salto neto se define como el salto bruto de una central hidroeléctrica disminuido en una altura equivalente a las pérdidas hidráulicas, exceptuando las debidas a las turbinas.

Figura 5. Curva de duración de potencia para el proyecto “La Nueva Hoya”



FUENTE: LOGREIRA Alejandro, Estudio de Factibilidad para la pequeña central hidroeléctrica “La Nueva Hoya” Universidad Nacional, dirigido por el Dr. Luis Eduardo Machado, Pág.:12; 2003.

Con esta curva se obtuvo la potencia primaria o firme, calculada como la potencia que está disponible de un 95% a un 97% del tiempo y el área que se encuentra bajo la curva (95% a 97%) es proporcional a la energía primaria.

La energía secundaria es toda la que está disponible por encima del nivel de potencia primaria y está dada por el área bajo la curva de duración de potencia entre la línea de potencia firme y la capacidad instalada total de la potencia de generación.

De la figura 5 se determinaron los siguientes resultados:

Para la alternativa Superficial:

- El 95% del tiempo
Potencia Primaria = 500 kW.
Potencia Secundaria = 2.820 kW.
- El 97% del tiempo
Potencia Primaria = 405 kW.
Potencia Secundaria = 2.915 kW.

Para la alternativa Subterránea:

- El 95% del tiempo
Potencia Primaria = 950 kW.
Potencia Secundaria = 3.900 kW.

- El 97% del tiempo
Potencia Primaria = 780 kW.
Potencia Secundaria = 4.070 kW.

Los datos anteriores nos informan sobre la potencia mínima y máxima a generar por la pequeña central “La Nueva Hoya” para las alternativas superficial y subterránea, respectivamente.

Una vez obtenido el caudal en (m³/seg.) y la cabeza en (m) se continúa con la clasificación de nuestro proyecto como se indica a continuación:

2.3 CLASIFICACIÓN DE LAS PCH

2.3.1 Clasificación según potencia y salto Existen varias clasificaciones por definir si se trata de una micro central, una minicentral o una pequeña central

Según las condiciones de potencia en kilowatios (Kw.) y de salto en metros (m), se clasifican las centrales hidroeléctricas.

Para clasificar el proyecto se requiere de los datos de caudal de diseño que es de 3,5 m³/seg, la altura bruta de 73m⁸ y la altura neta de 70.5m disponibles de la central para la alternativa superficial correspondientes para la determinación de la potencia nominal del proyecto mediante la siguiente ecuación:

$$P = H_b \cdot Q_d \cdot \gamma \cdot \eta t$$

Donde:

P = es la potencia del proyecto en kW.

h_b = es la altura neta o de diseño: 70,5 m.

Q_d = es el caudal de diseño: 3,5 m³/seg.

γ = es el peso específico del agua: 9.810 N/m².

ηt = es la eficiencia de la turbina: que para el caso se toma del 92%.

Reemplazando lo anterior en la fórmula nos muestra un resultado de la planta de

2,2 MWde potencia para la alternativa superficial y para la alternativa subterránea de 4.02 MW con caída neta de 119m y caudal de diseño de 3.5 m³/seg.

Tabla 6. Clasificación de la PCH según potencia y salto

Denominación	Rango de potencia (KW)	Salto(m)		
		Bajo	Medio	Elevado
Micro central	Hasta 50	< 15	15-50	> 50
Minicentrales	51-500	< 20	20-100	> 100
PCH	501-5000	< 25	25-130	> 130
Hidroeléctricas	5000 o mayores			

Fuente: Ortiz Flores Ramiro, Clasificación de las PCH según potencia y salto, 1999 .

⁸ El valor de la altura bruta fue obtenido de los estudios de pre factibilidad para la construcción de la pequeña central hidroeléctrica “LA NUEVA HOYA”.

La tabla 7. Define las PCH a nivel mundial; según su rango de potencia expresado en Kw.

Tabla 7. Clasificación de las PCH a nivel mundial

País	micro (kW)	mini (kW)	small (MW)
United States	< 100	100 - 1000	1 - 30
United States	< 100	100 - 1000	-
China	-	< 500	0.5 - 25
USSR	< 100	-	0.1 - 30
France	5 - 5000	-	-
India	< 100	101 - 1000	1 - 15
Brasil	< 100	100 - 1000	1 - 30

FUENTE: More ire, J.R. & Poole, A.D. Hydropower and its constraints.
In: Johansson T.B. et al, (1993) Renewable energy : sources for fuels and electricity (ISBN 1-85383-155, 1993.

La tabla 8. Contiene la clasificación de las pch's según la clasificación de la organización de naciones unidas.

Tabla 8. Clasificación de las PCH por las Naciones Unidas

DENOMINACION	RANGO DE POTENCIA
Micro centrales	≤ 100 Kw
Minicentrales	100-1000 (Kw)
Pequeñas centrales Hidroeléctricas(PCH)	1000-10000 (Kw)
Central de Mediana Capacidad	10000-100000 (Kw)
Central de Gran Capacidad	> 100000 (Kw)

FUENTE: Clasificación propuesta por la Organización de las Naciones Unidas, 1992

*Con base en lo anterior, el proyecto se clasifica como pch ya que la potencia se encuentra en los rangos que clasifican ese tipo de proyectos tanto para la alternativa superficial como para la subterránea.

Otras Clasificaciones:

***Clasificación según su captación** La captación en una PCH puede ser de paso o de Filo de Agua, en los proyectos donde la toma se realiza de una forma lateral al cause de la fuente o en el fondo de la misma sin tener un almacenamiento. Los proyectos con embalse o represa permiten almacenar volúmenes importantes de agua en las épocas de mayores caudales para turbinarlos cuando se requieran.

En Colombia la utilización de embalses para este tipo de proyectos es muy escaso debido al factor económico.

***Clasificación según su operación** La operación de este tipo de plantas puede ser continua, es decir, con una disponibilidad de 24 horas por día todo el año y discontinua con una disponibilidad parcial.

El proyecto en particular se clasifica en operación discontinua, ya que no cuenta con una regulación de caudales que le permitan operar en los momentos de estiaje y el caudal de diseño nos permite tener un factor de planta de tan solo el 50%.

En la determinación de la potencia firme se debe tener en cuenta todos los tiempos de parada como: inspecciones de mantenimiento programado, paros, imprevistos y los rechazos de carga.

Debido a que el caudal del río es muy variable, el caudal de diseño es relativamente bajo, el factor de planta es también bajo y la central se encuentra a filo de agua. La central no podrá disponer del total del caudal requerido para su funcionamiento durante todo el año.

*** Clasificación Según su Regulación** Puede ser regulable es decir donde se controla el ingreso del caudal a la turbina de forma manual o automática o puede ser de carga constante donde el exceso se disipa para permanecer constante.

***Clasificación según su Vinculación al Sistema Eléctrico** En este tipo de proyectos se tienen sistemas aislados, los cuales abastecen de energía a pequeñas poblaciones o veredas al igual que existen también en sistemas interconectados, para Minicentrales y PCH'S que se pueden integrar.

Para el proyecto de “La Nueva Hoya” se puede interconectar al sistema eléctrico más cercano aunque no es obligatorio ya que según resolución de la CREG solo los generadores mayores a 10 MW tienen que estar interconectados.

El proyecto preliminarmente se interconectará con la subestación Santa María perteneciente al sistema interconectado de Cartago y en la actualidad de propiedad de Empresas Municipales de Cartago (Emcartago).

Los parámetros eléctricos de la subestación Santa María se exponen en la siguiente tabla:

Tabla 9. Características de la subestación Santa María propiedad de Emcartago

SUBESTACIÓN SANTA MARÍA 15.8 MVA 34.5 / 13.8 kV	<p>T1, Marca Siemens, 4 / 5.25 MVA, 3ϕ, serie 96533, Inmerso en aceite, Conexión DY5, Z= 5.9%, Año de Fabricación: 1989.</p> <p>T2, Marca ABB, 4 / 5.25 MVA, 3ϕ, serie 114944, Inmerso en aceite, Conexión DY5, Z= 5.9%, Año de Fabricación: 1989.</p> <p>T3, Marca Siemens, 4 / 5.25 MVA, 3ϕ, serie 96534, Inmerso en aceite, Conexión DY5, Z= 5.9%, Año de Fabricación: 1989.</p>
--	---

FUENTE: Rodríguez Betancourt Alonso, Funcionario departamento eléctrico, Emcartago, Características de la subestación Santa María, 2003.

El proyecto hidroeléctrico puede estar destinado para el uso en:

- Disminución de compras de energía a la red interconectada.
- Suplencia de picos de energía cuando la demanda residencial en Cartago se hace máxima.
- Se podría utilizar también como fuente de generación para una industria.
- Como planta de respaldo, en caso de que exista alguna falla cercana y esta pueda entrar a reemplazarla.

***Clasificación según la concepción Tecnológica** En la gran mayoría de proyectos de pch encontramos centrales con tecnologías convencionales, o sea, las impuestas por países industrializados y las centrales con tecnologías no convencionales que se realizan según la tecnología local adecuada a las condiciones de la región y al país, en el caso de Colombia se aplica una tecnología convencional.

2.4 Tipos de obras civiles en una PCH

2.4.1 Obras de regulación Están conformadas fundamentalmente por los embalses de menor o mayor magnitud los cuales se crean en la mayoría de los casos, con presas y tienen como fin primordial minimizar las irregularidades o variaciones del caudal de la corriente natural en un determinado período de tiempo (un día, un mes, un año).

Se logra así una regulación de la escorrentía y de la potencia de la corriente así como la producción de energía más uniforme y confiable por parte de la central.

Los embalses son creados por medio de estructuras de contenido o presas de diferentes materiales; la sección del río donde se construye la estructura de contención se denomina sitio de cierre, el área donde queda ubicado el embalse se llama vaso.

*Para el proyecto de la microcentral hidroeléctrica “la Nueva Hoya” se escogió un proyecto de derivación o a filo de agua para las dos alternativas (superficial y subterránea), por esto la presa es de pequeña altura, apenas la necesaria para asegurar un nivel que haga posible la captación en cualquier época del año y además para reducir costos, siendo la mejor opción a nivel económico para trabajar con PCH.

2.4.2 Obras de Captación Las obras de Captación son las que toman el agua del embalse o directamente de la corriente natural de la forma más adecuada evitando que cuando el líquido ingrese a la captación se formen excesivas turbulencias así como la entrada de troncos, ramas o cualquier tipo de cuerpos flotantes gruesos o una cantidad importante de sedimentos de tamaño considerable.

Para las dos alternativas del proyecto, los estudios correspondientes a Ingeniería Civil decidieron que la bocatoma como estructura de captación se localizará en la margen izquierda del río; para la alternativa superficial, la captación se realizará donde se encontraba la antigua Microcentral “La Hoya” situada en la cota 1003 m.s.n.m. y para la alternativa subterránea, La captación se realizará en la cota 1005 m.s.n.m., cota sugerida por el informe de prefactibilidad .

2.4.3 Obras de Conducción Las obras de conducción están compuestas de túneles y tuberías de cargas subterráneas o superficiales en los proyectos con embalse y por canales superficiales en los proyectos con derivación los cuales son menos frecuentes o no se utilizan en grandes centrales.

El agua se conduce a una velocidad comprendida dentro de un rango permisible especialmente por consideraciones económicas pero evitando también los fenómenos de abrasión de las paredes internas de los conductos o la erosión por cavitación, etc.

En las conducciones cerradas que operan con presión, es necesaria la construcción de almenaras (chimeneas de equilibrio) que disminuyen los efectos nocivos del golpe de ariete y que garantizan una operación más regular y confiable de las unidades de generación

En el caso del proyecto, los estudiantes de Ingeniería Civil seleccionaron para la alternativa superficial un canal con superficie libre a media ladera, para su alineamiento un trayecto similar al de la antigua microcentral, partiendo este canal desde la cota 1003 m.s.n.m con pendiente de 7.57×10^{-4} durante 1320 m, el cual se constituirá con base en un revestimiento de concreto para así evitar los problemas de filtraciones presentados en el antiguo canal.

Debido a las condiciones del terreno (no uniforme) en este canal se prevé el coeficiente de sección trapezoidal; $Z = 0.5$ m y con una altura de la lámina no superior a 1 m; para evitar posibles accidentes.

A continuación en la tabla 10 se presenta un resumen del Dimensionamiento del canal para la alternativa “Nueva Hoya” superficial:

Tabla 10. Características del túnel de la alternativa superficial

Profundidad normal (m)	0.84
Área (m²)	2.45
Perímetro Mojado (m)	4.38
Ancho Superficial (m)	3.34
Radio Hidráulico (m)	0.56
Profundidad Hidráulica (m)	0.73
Profundidad Crítica (m)	0.56
Velocidad Media (m/seg.)	1.43
Número de Froude (F)	0.2

FUENTE: Factibilidad de la PCH “La Nueva Hoya”; Universidad. Nacional; Departamento de Ingeniería, 2003.

Para la alternativa subterránea los estudiantes de ingeniería civil escogieron un túnel en forma de bóveda con área de 4 m²; una pendiente de 2.86×10^{-3} y una longitud de 1750 m.

A continuación se presenta un resumen del dimensionamiento del canal para la alternativa subterránea:

Tabla 11. Características del túnel de la alternativa subterránea

profundidad normal (m)	0.95
Área del túnel (m²)	3.57
Perímetro Mojado (m)	3.9
Profundidad Crítica (m)	0.68
Área Mojada (m²)	1.9
Perímetro Mojado (m)	4.06
Radio Hidráulico (m)	0.49
Velocidad Media (m/seg)	1.84
Profundidad Hidráulica (m)	0.95
Número de Froude (F)	0.2

FUENTE: Factibilidad de la PCH “La Nueva Hoya”; Universidad. Nacional; Departamento de Ingeniería, 2003.

2.5 ESTRUCTURAS HIDRÁULICAS

Dentro de las estructuras hidráulicas se citan los siguientes elementos:

2.5.1 Dimensionamiento del Desarenador El desarenador es un dispositivo el cual no permite el paso a partículas gruesas junto con el agua, con el fin de evitar daños en las máquinas especialmente en los alabes de la turbina.

Para el proyecto se prevé utilizar el mismo desarenador para las dos alternativas debido a que se trata del mismo caudal.

La longitud del desarenador se calcula de la siguiente forma:

$$L = 20 \cdot Q^{0.5}$$

$$L = 20 \cdot (3.5)^{0.5}$$

$$L = 37.4m$$

Para las dos alternativas la longitud es de 37.4m.

2.5.2 Dimensionamiento de la Cámara de Carga Su función primordial es la de proveer el volumen de agua necesario a la tubería de presión, para evitar supresiones en la misma, al igual que amortiguar las ondas de presión causadas por el cierre brusco de válvulas que produce el fenómeno de golpe de ariete.

Para el proyecto, el diseño se realiza mediante el empleo del manual de electrobras (De Souza), y los valores de entrada a la cámara de carga supuestos son:

Tabla 12. Dimensiones de la cámara de carga

	A₁(m)	A₂(m)	A₃(m)	A₄(m)	H₂(m)
Superficial	0.5	0.84	0.56	0.35	2.15
subterránea	0.5	0.88	0.59	0.35	2.2

FUENTE: Factibilidad de la PCH “La Nueva Hoya”; Ingeniería Civil; U. Nacional; 2003

2.5.3 Tubería de Presión La tubería de presión es el elemento que transporta el fluido hacia la turbina; este debe ser tan eficiente como sea posible; es decir, sus pérdidas deben ser mínimas.

Para la determinación del diámetro óptimo de la tubería se utiliza la siguiente ecuación:

$$D = 1.27 * \frac{(Q)^{0.4286}}{H_b^{0.1429}}$$

Resumiendo, en la siguiente tabla se tiene:

Tabla 13. Dimensiones de la tubería de presión

	Alternativa Superficial	Alternativa Subterránea
Diámetro (m)	1.25	1.10

FUENTE: Factibilidad de la PCH “La Nueva Hoya”; Ingeniería Civil; U. Nacional; 2003

2.6 Estudios de potencia y energía

Los estudios de potencia y energía se llevan a cabo después de evaluar las necesidades de demanda de energía eléctrica de la zona donde se va a llevar a cabo el proyecto

mediante la recopilación de información, a través de una encuesta u otra forma de integración con ésta.

La información a recopilar debe contener datos pasados, presentes y futuros relacionados con las actividades socioeconómicas que involucren la utilización de la energía eléctrica que se dividen en:

- ✓ Residenciales
- ✓ Industria (Ligera y Pesada)
- ✓ Comerciales
- ✓ Iluminación pública

El objetivo fundamental de la encuesta es conocer el consumo energético de los habitantes de determinada región para determinar la demanda máxima; es decir, el valor máximo del consumo actual expresado en kilovatios (kW) para que con este dato se pueda proyectar la demanda futura en períodos que pueden ser entre 5 y 20 años.

Estos períodos de proyección son a criterio del diseñador para satisfacer las necesidades energéticas de la comunidad a futuro.

2.6.1 Pronóstico de la demanda de Cartago (Valle del Cauca) El Valle del Cauca tiene un alto grado de dependencia con el resto del país en materia de generación energética basada en la hidroelectricidad y termo electricidad.

La capacidad de generación eléctrica de la región solo atiende el 40% de su demanda, Un ejemplo típico es Cartago- Valle. Es la zona de el proyecto en mención el cual importa unos 34 MW de energía diarios de los sistemas de EPSA y la CHEC respectivamente.

En la actualidad Emcartago cuenta con 27.035 usuarios residenciales cubriendo el 0.38% de participación frente a otras empresas de energía a nivel nacional.

A continuación se presenta una tabla resumen de los precios de compra y venta de energía de la ciudad de Cartago:

Tabla 14. Precios de compra y venta de energía de la ciudad de Cartago

	PRECIO PROMEDIO DE COMPRA DE ENERGÍA DE CARTAGO ÚLTIMOS MESES	PRECIO DE VENTA DE ENERGÍA DE CARTAGO ÚLTIMOS MESES
Dic/02	\$55.65 kW-hr	\$189.67 kW-hr
Ene/03		\$190.09 kW-hr
Feb/03		\$193.47 kW-hr
Marz/03		\$194.02 kW-hr
Abr/03		\$195 kW-hr
May/03		\$195.62 kW-hr

FUENTE: UPME (Unidad de Planeación Minero Energética) , 2003.

La tabla anterior es una guía fundamental para comparar el precio de compra y venta de energía de Cartago, con el costo de la energía producida por la alternativa seleccionada que será analizado en el estudio económico del presente informe.

3. FUNDAMENTOS PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LOS EQUIPOS ELECTROMECÁNICOS EN UNA PCH

A continuación se presenta la forma como se dimensionan los equipos electromecánicos para este tipo de proyectos, acompañado de definiciones fundamentales con el fin de brindar mayor entendimiento al tema.

3.1 GENERALIDADES

Los equipos electromecánicos de más relevancia para el diseño de una PCH son el grupo turbina - generador.

El diseño de una turbina es en cada caso, un problema particular y único y se resuelve con las características propias de cada proyecto; sin embargo, existen datos básicos y criterios de diseño generales aplicables en todos los casos siendo de esta forma una herramienta indispensable para el ingeniero proyectista, para el constructor y el interventor de la obra.

3.2 SELECCIÓN DEL NÚMERO DE UNIDADES DE UNA PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA

El número de unidades de una pequeña central hidroeléctrica se escoge después de realizar una comparación técnico-económica de diferentes alternativas considerando las condiciones de operación de la PCH dentro del sistema interconectado, lo mismo que la unificación del equipo. Una vez conocido el valor de la potencia de la PCH, se eligen dos o tres alternativas posibles del número de unidades y para cada una de ellas se calcularán la potencia de cada unidad (turbina y generador); lo mismo que las dimensiones y parámetros, para la casa de máquinas.

Para algunos tipos de turbinas, al utilizar diámetros estándar y la capacidad de vertimiento total de la turbina, se obtienen diferentes potencias de la central, distintas al valor establecido. Es el caso de las turbinas estandarizadas en pch aisladas.

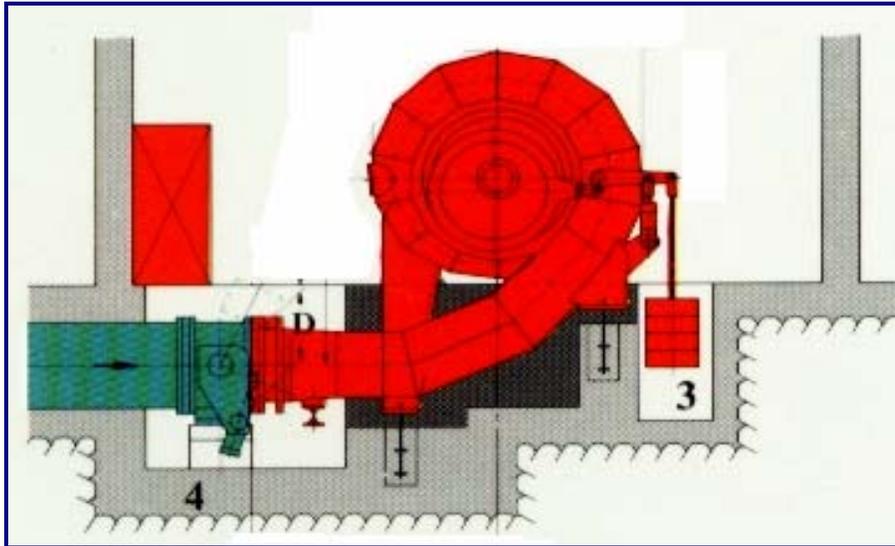
3.3 DIMENSIONAMIENTO DE LA TURBINA

A continuación se expondrán unos parámetros generales acerca de la turbina hidráulica como enfoque al tema y resaltando su importancia en este tipo de proyectos

3.3.1 Definición de turbina⁹ Una turbina hidráulica es un motor en el cual la energía cinética y potencial del flujo en movimiento se convierte en energía mecánica de rotación. La energía mecánica de la turbina luego se convierte, con ayuda de un generador en energía eléctrica que se transporta por medio de líneas de transmisión a los consumidores.

Figura 6. Turbina Francis para proyectos de PCH

⁹ Ochoa Rubio Thomas; Centrales Hidroeléctricas, Universidad La Gran Colombia, Tomo 02, 2002.



FUENTE: Catálogo ABB, 2002

3.3.2 Tipos de turbinas hidráulicas¹⁰ Las turbinas hidráulicas se pueden clasificar en dos grandes grupos: turbinas de acción y turbinas de reacción.

Turbinas de acción:¹¹

- ⊕ Turbinas Pelton
- ⊕ Turbinas Turgo
- ⊕ Turbinas Michael banki

Turbinas de Reacción:¹²

- ⊕ Turbinas Francis, en sus variantes: lenta, normal y rápida.
- ⊕ Turbina Deriaz
- ⊕ Turbinas Kaplan y de Hélice
- ⊕ Turbinas axiales en sus variantes: tubular y bulbo.

¹⁰ Manual de Pequeñas Centrales Hidroeléctricas, INEA, MME, 1997.

¹¹ FUENTE: 602-0211(IEC 50): La turbina de acción se define como la turbina en la que el fluido actúa principalmente por medio de su energía cinética, 2002.

¹²FUENTE: 602-02-12 (IEC 50): La turbina de reacción es la turbina en la que el fluido actúa, tanto por su energía cinética como por su presión, 2002.

Componentes de las Turbinas

Una turbina se compone de los siguientes elementos principales:

- ⊕ Caracol o espiral
- ⊕ Distribuidor
- ⊕ Rodete de trabajo
- ⊕ Tubo de succión

El caracol o espiral garantiza una distribución uniforme del agua en su llegada al distribuidor.

El distribuidor de la turbina garantiza la necesaria dirección de llegada de flujo al rodete y regula el caudal desde cero hasta su máximo valor.

El rodete es el principal órgano de trabajo de la turbina en el cual la energía del agua en movimiento se convierte en energía mecánica de rotación de la turbina.

El tubo de succión es un difusor que garantiza la disminución de velocidades a la salida de la turbina y permite la utilización de la energía del agua que sale del rodete.

La turbina deberá ser diseñada y fabricada de tal manera que en condiciones normales y permanentes de operación bajo los parámetros nominales de caudal, altura y rendimiento ofertados por el fabricante, entregue en bornes la potencia eléctrica indicada.

Los equipos empleados deberán ser necesariamente nuevos, de primera calidad con su respectiva clase y certificación; de tal manera de asegurar por lo menos vida útil de 15 años.

El oferente recomendará el tipo de turbina mas adecuada desde el punto de vista técnico y económico, con base en las características técnicas especificadas en los documentos, considerando: condiciones de servicio, optimización de los costos de operación y mantenimiento y una larga vida con las menores exigencias de repuestos de mantenimiento.

Cualquiera sea el tipo de turbina ofertado y contratado, la provisión deberá ser necesariamente completa, sin que falte ningún accesorio por muy grande o pequeño que sea y por más que no hubiera sido expresamente mencionado en estas especificaciones.

El alcance de estas especificaciones que a continuación se mencionan no tiene carácter restrictivo y deben interpretarse como requisitos mínimos que el oferente suministre al ser contratado.

Seleccionado el tipo de turbina, se procede a solicitar a los fabricantes o al oferente las cotizaciones respectivas para lo cual se les deberá proporcionar los siguientes datos:

- ✍ Tipo de turbina
- ✍ Cantidad de turbinas
- ✍ Capacidad de la turbina, kW.
- ✍ Montaje o eje
- ✍ Caudal de Trabajo, m³/seg.
- ✍ Altura neta o de Diseño, m
- ✍ Velocidad de la Turbina, rpm.

Se solicitará a los fabricantes información sobre los siguientes datos técnicos:

- ✍ Potencia al freno de la turbina
- ✍ Salto neto que aprovecha
- ✍ Embalamiento(Velocidad, comportamiento mecánico)
- ✍ Eficiencia
- ✍ Curva de funcionamiento a carga parcial
- ✍ Efecto Volante, WD^2
- ✍ peso y dimensiones generales
- ✍ materiales de sus componentes
- ✍ facilidades y disponibilidad de repuestos
- ✍ instrumentación requerida para su operación
- ✍ tipo de mantenimiento requerido

La selección definitiva de la turbina resultará de la evaluación técnica económica según los siguientes criterios:

- ✍ costos de inversión y facilidades de pago
- ✍ plazo de entrega
- ✍ costo de repuestos
- ✍ eficiencia
- ✍ posibilidades de obtener o fabricar localmente los repuestos
- ✍ antecedentes de vida útil de otras turbinas producidas por el fabricante
- ✍ infraestructura requerida para su mantenimiento
- ✍ complejidad de su operación

3.4 Dimensionamiento de la turbina para el proyecto “La Nueva Hoya” alternativa Superficial

Se dimensionarán los equipos tomando como ejemplo la alternativa superficial con una sola unidad generadora, mientras los cálculos de la alternativa subterránea para una y dos unidades generadoras se recopilarán en un cuadro resumen.

A continuación se realizará el dimensionamiento al detalle de la turbina el cual incluiría los siguientes ítems:

- ✍ Dimensiones de la turbina
- ✍ Peso de la turbina

- ✍ Eficiencia de la turbina
- ✍ Sumergencia de la turbina
- ✍ Estabilidad de la regulación
- ✍ Tiempo de inercia hidráulico y mecánico
- ✍ Dimensionamiento del caracol de la turbina
- ✍ Dimensionamiento del distribuidor
- ✍ Dimensionamiento del tubo de succión

A continuación se destacarán los parámetros más importantes que se tienen en cuenta para el dimensionamiento de la turbina.

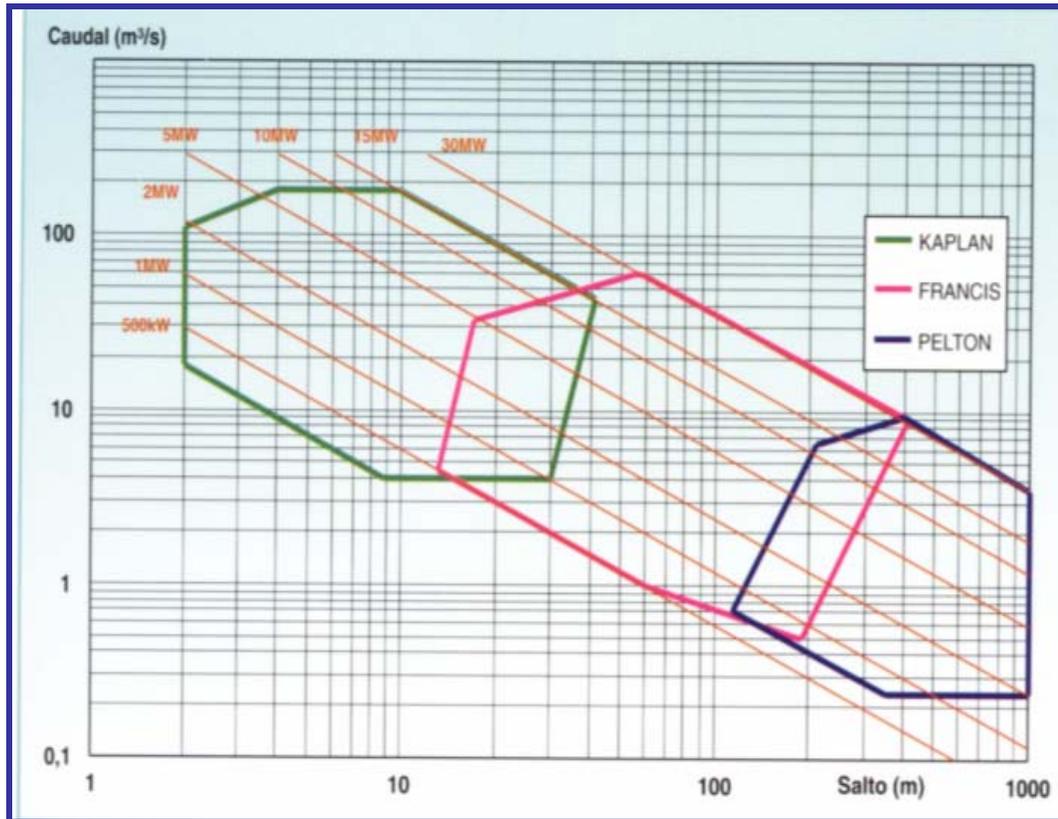
3.5 Parámetros de diseño

Q	es el caudal de diseño	= 3,5 m ³ /s
H _B	es la altura bruta	= 73 m
H _{DIS}	es la altura de diseño	= 70,5 m
H _{MIN}	es la altura mínima	= 67,25 m
γ	es el peso específico del agua	= 9.806,65 N/m ²
η _t	es la eficiencia de la turbina	= 0,92
η _g	es la eficiencia del generador ¹³	= 0,96

3.5.1 Selección del tipo de turbina Teniendo en cuenta la siguiente gráfica se puede obtener el tipo de turbina a emplear para el proyecto mediante la entrada de los datos de caudal en m³/seg y de cabeza o altura expresada en m.

¹³ La eficiencia de la turbina y el generador en periodo de factibilidad fue tomado de la fuente: Centrales Hidroeléctricas; Universidad La Gran Colombia, Thomas Ochoa Rubio, 2002.

Figura 7. Selección del tipo de turbina para el proyecto



FUENTE: Alstom Power, miniaqua 2003

De la gráfica anterior se muestra que la turbina a emplear es una tipo Francis, y se corrobora con la teoría de hidráulica.

Existen también tablas que facilitan la escogencia de la turbina conociendo la caída y el caudal de diseño.

Para este proyecto se confirma que la turbina óptima es una F115 según Ochoa Rubio, Centrales Hidroeléctricas 2002.

Donde F indica el tipo de turbina (Francis) y 115 se refiere a la caída máxima en metros, para la cual puede operar eficientemente cada turbina.

Se tiene en cuenta que la caída de diseño es de 70.5 m, se escogió el rango de caída 70 – 115 m con el fin de dar un margen extra de operación a la turbina, ya que de su selección adecuada dependerá su eficiencia y por ende el funcionamiento de la central.

3.5.2 Cálculos correspondientes para el dimensionamiento de la turbina.

- **Cálculo de la potencia real**

$$POT_{REAL} = \gamma \cdot g \cdot h \cdot Q$$

$$POT_{REAL} = (1000m^3 / seg) \cdot (9.81m^2 / seg) \cdot (73m) \cdot (3.5m^3 / seg)$$

$$POT_{REAL} = 2.500 \text{ kW}$$

- **Cálculo de la potencia Nominal de la Turbina**

$$POT_{NOMTUR} = \gamma \cdot g \cdot h \cdot Q$$

$$POT_{NOMTUR} = (1000m^3 / seg) \cdot (9.81m^2 / seg) \cdot (70.5m) \cdot (3.5m^3 / seg)$$

$$POT_{NOMTUR} = 2.232,53 \text{ kW}$$

- **Cálculo de la potencia Nominal del Generador**

$$POT_{NOMG} = Potencia\ No\ min\ al\ Turbina \cdot \eta_G$$

$$POT_{NOMG} = 2.232,53kW \cdot 0.96$$

$$POT_{NOMG} = 2.142,23 \text{ kW}$$

Donde:

$P_{NOM.G}$ es la potencia nominal del generador

η_G es la eficiencia del generador que en cálculos de pre-factibilidad y factibilidad se puede tomar con valores desde 0.96 hasta 0.97. Para el caso se asume un valor de 0.96.

La potencia instalada se alcanza con la caída de diseño, la potencia de la unidad será la potencia instalada, ya que se encuentra limitada por el generador y este tiene una capacidad máxima constante.

- **Cálculo de la potencia mínima de la turbina:**

$$POT_{MIN.TURB} = (POT_{NOM}) \cdot \eta_T$$

$$POT_{MIN.TURB} = (2.232,53kW) \cdot 0.7$$

$$POT_{MIN.TURB} = 1.562,77kW$$

Donde el 70% es un valor tentativo para proyectos de factibilidad, en caso tal que no se conozca la potencia mínima.

▪ **Cálculo Diámetro del rodete**

Este será un parámetro que determinará las demás dimensiones de la turbina, además junto con las dimensiones de la turbina es indispensable en el dimensionamiento en la casa de máquinas, en las especificaciones en las vías de transporte y más decisivas en las dimensiones del generador.

$$D_{rodete} = \sqrt{\frac{Q_t}{Q'_1 \sqrt{H_{DIS}}}} = \sqrt{\frac{3.5 \text{ m}^3 / \text{s}}{1.14 * \sqrt{70.5}}}$$

$$D_{rodete} = 0.6 \text{ m}$$

Donde:

Q_t es el caudal de diseño, m^3/s .

Q'_1 es el caudal unitario¹⁴

H_{DIS} es la caída de diseño, m.

▪ **Cálculo de la velocidad nominal**

$$n_{nom} = \frac{n'_1 * \sqrt{H_{DIS}}}{D} = \frac{(68 + 72) / 2 * \sqrt{70.5}}{0.60}$$

$$n_{nom} = 979.58 \text{ rpm}$$

Donde:

n'_1 es la velocidad unitaria¹¹

D es el diámetro del rodete, m.

▪ **Cálculo del número de polos**

$$N_{nom} = \frac{120 \cdot f}{p}$$

$$polos = \frac{120 \cdot 60}{979.58}$$

$$polos = 8$$

Donde:

¹⁴ OCHOA Rubio Tomas. Centrales Hidroeléctricas, cuadro 9.1. 2002

f Es la frecuencia eléctrica, Hz.

p Es el número de polos de la turbina.

- **Corregido las revoluciones**

$$n_{nom} = \frac{120 * f}{p} = \frac{120 * 60}{8}$$

$$n_{nom} = 900 \text{ rpm}$$

- **Corregido el diámetro**

$$D = \frac{n' \sqrt{H_{DIS}}}{n_{nom}} = \frac{70 \sqrt{70.5}}{900 \text{ rpm}}$$

$$D = 0.65 \text{ m}$$

Donde:

n_{nom} es la velocidad nominal de la turbina, rpm.

- **Velocidad de embalaje**

Si de manera inadvertida se desconecta el interruptor principal del generador o se altera la carga de la turbina durante las operaciones de toma y rechazo, mientras el regulador actúa sobre los mecanismos de regulación, la turbina sufre un incremento de velocidad. Si el regulador no actuase, la velocidad de la turbina aumentaría hasta alcanzar la condición llamada Embalamiento.

$$n_e = \frac{n' \sqrt{H_{MAX}}}{D} = \frac{139 \sqrt{73m}}{0.65m}$$

$$n_e = 1.827,10 \text{ rpm}$$

Donde:

H_{MAX} es la caída bruta del proyecto, m.

- **Cálculo de la velocidad específica**

Se emplea para definir el tipo, la forma y las características de la turbina. Indica la velocidad a la cual deberá girar un modelo de determinadas dimensiones bajo una unidad de caída, generando una unidad de potencia para obtener la mejor eficiencia, cuando funciona a apertura total.

$$n_s = \frac{1.167 * n \sqrt{P_{NOM}}}{H_{DIS} \sqrt[4]{H_{DIS}}}$$

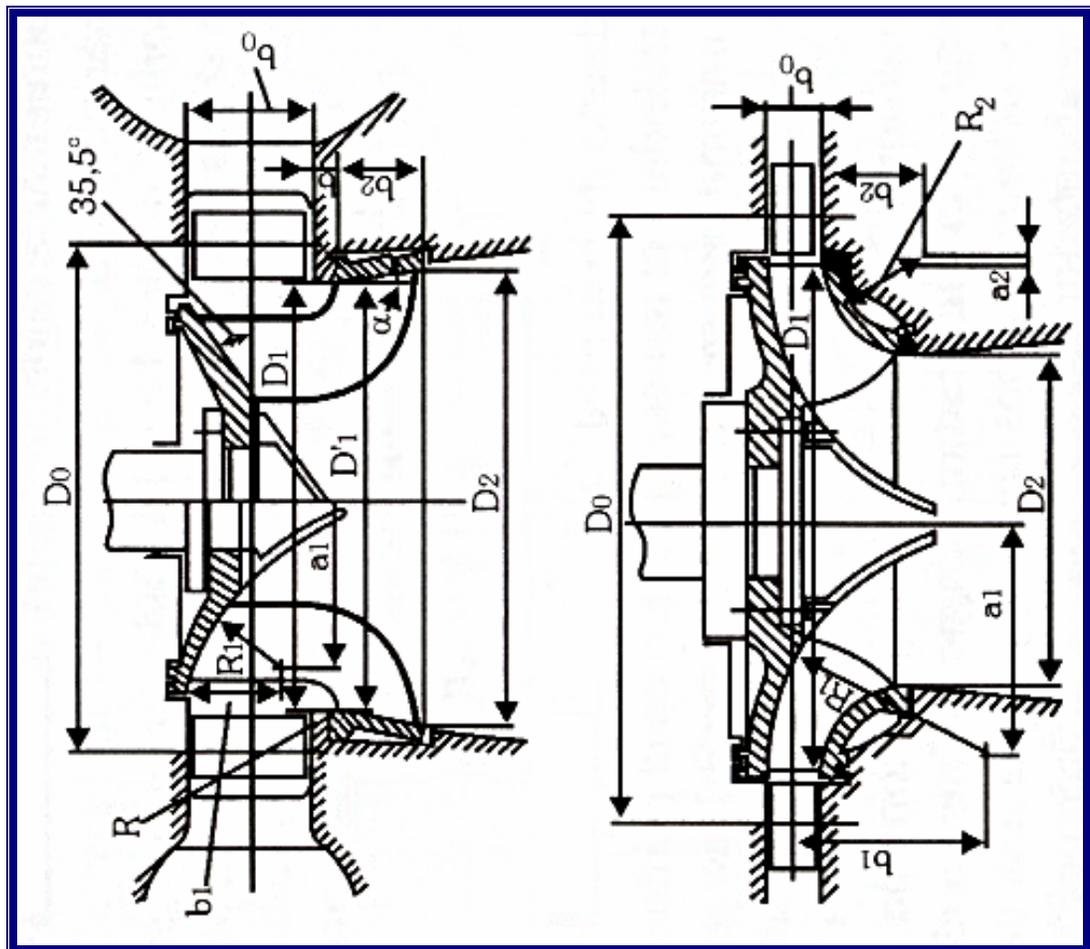
$$n_s = \frac{1.167 * 900rpm \sqrt{2.232,53kW}}{70.5m * \sqrt[4]{70.5}}$$

$$n_s = 242.07 \text{ rpm}$$

Por medio de la figura Valor de eficiencias para la turbina f1 15 seleccionada; según Centrales Hidroeléctricas Thomas Ochoa Rubio, 2002 Se determinó la eficiencia para la turbina de un 92 %.

3.5.3 Cálculo de las dimensiones de la turbina Francis

Figura 8. Esquema general de las dimensiones de la turbina para el proyecto



FUENTE: Dimensionamiento de la turbina Francis, centrales Hidroeléctricas, Ochoa Rubio, 2002

A partir del diámetro del rodete de 0.65m se obtendrán las demás dimensiones de la turbina como se indica en el siguiente orden:

Tabla 15. Valores de las Dimensiones de las Turbinas Francis con Relación al Diámetro del Rodete según figura 9.

Tipo de turbina	D_0	D_3	b_0	R	R_1	R_2	b'_1	b'_2	b_1	b_2	a_1	a_2
F 45	1.16-1.2	1,08	0,35	0,0435			0,055	0,165		0,02		
F 75	1.16-1.2	1,09	0,3	0,0435			0,055	0,190		0,03		
F 115	1.16-1.2	1,13	0,25	0,0435	0,275		0,055	0,190	0,275		0,765	
F 170	1.16-1.2	1,0343	0,224		0,4389		0,055	0,148	0,439		0,505	
F 230	1.2	0,642	0,104		0,4746	0,198				0,198		0,0129
F 310	1.2	0,705	0,08		0,375	0,1125				0,1065		0,0462

F - Francis

Fuente: OCHOA R. Tomás, Centrales Hidroeléctricas, tomo 02, 2002.

$$D = 0.65m$$

$$D_0 = 1.167 D = 1.167 * (0.65m) = 0.754m$$

$$R = 0.0435 D = 0.0435 * (0.65m) = 0.0282m$$

$$R_1 = 0.275 D = 0.275 * (0.65m) = 0.1785m$$

$$b'_1 = 0.055 D = 0.055 * (0.65m) = 0.0357m$$

$$b'_2 = 0.190 D = 0.190 * (0.65m) = 0.1235m$$

$$b_1 = 0.275 D = 0.275 * (0.65m) = 0.1787m$$

$$a_1 = 0.765 D = 0.765 * (0.65m) = 0.4972m$$

$$D_3 = 1.13 D = 1.13 * (0.65m) = 0.7345m$$

$$b_0 = 0.25 D = 0.25 * (0.65m) = 0.1625m$$

▪ Peso de la turbina

Es importante calcular el peso de la turbina para el transporte y para el dimensionamiento del puente grúa y la resistencia de las estructuras que soportan la turbina.

$$D_M = 1.05 * D_3 = 1.05 * 0.678$$

$$D_M = 0.711m$$

$$W_T = 15175 * (D_M)^{2.33} = W_T = 15175 * (0.711)^{2.33}$$

$$W_T = 6.85 \text{ Ton}$$

▪ **Peso del rodete de la turbina**

$$W_R = 607 * (D_M)^{2.75} = 607 * (0.711)^{2.75}$$

$$W_R = 0.237 \text{ Ton}$$

3.6 Alternativas de construcción

- El primer análisis de la alternativa superficial con una unidad, determinó una potencia nominal de 2,2 MW, con un diámetro del rodete de 0,65 m.
- El segundo análisis se realiza con dos unidades, para la alternativa superficial. Se demostró que la potencia nominal es de 1,11 MW y un diámetro del rodete de 0,43 m.
- La tercera comparación se realiza para la alternativa subterránea con una unidad. Este determina una potencia nominal resulta de 4,02 MW y un diámetro del rodete de 0.62m
- La cuarta comparación se realiza para dos unidades de la alternativa subterránea dando una potencia nominal de 2,01 MW y un diámetro del rodete igual a 0,44m

Del procedimiento anterior se expone a continuación un resumen de las alternativas superficial y subterránea con una unidad y dos unidades de turbina respectivamente en la siguiente tabla:

Tabla 16. Resumen del dimensionamiento de la turbina para las alternativas superficial y subterránea con una y dos unidades respectivamente

	ALTURA SOBRE EL NIVEL DEL MAR	CAUDAL TOTAL (Q)	SALTO BRUTO (Hb)	ALTURA DE DISEÑO (Hd)	CAUDAL POR UNIDAD (QU)	VELOCIDAD ESPECIFICA (NS)	POTENCIA TURBINA	POTENCIA GENERADOR
	(m.s.n.m)	(m ³ /s)	(m)	(m)	(m ³ /s)	rpm	kW	kW
Alt.superficial 1unidad	920	3.5	73	70	3.5	242.07	2232.53	2143.23
Alt.superficial 2 unidades	920	3.5	73	70	1.75	228.22	1116.27	1071.62
Alt.subterranea a 1 unidad	920	3.5	130	119	3.5	433.77	4032.46	3871.16
Alt.subterranea a 2 unidades	920	3.5	130	119	1.75	460.09	2016.23	1935.58

Fuente: Autores

Tabla 17. Dimensiones de la turbina F115

	DIAMETRO DEL RODETE (D ₀)	D ₀	R	R ₁	b' ₁	b' ₂	a ₁
	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m)
Alt.superficial 1 unidad	0.65	0.754	0.028	0.17875	0.0357	0.1235	0.4975
Alt.superficial 2 unidades	0.43	0.58	0.0218	0.1375	0.0275	0.0950	0.3825
Alt.subterranea a 1 unidad	0.62	0.754	0.028275	0.17875	0.0357	0.1235	0.49725
Alt.subterranea a 2 unidades	0.44	0.522	0.0196	0.1238	0.0248	0.0855	0.3443

Fuente: Autores.

3.7 Justificación de la alternativa seleccionada

De todo lo expuesto anteriormente se utilizará una sola unidad de turbina generador por las siguientes razones:

- Las turbinas Francis son de rendimiento óptimo, de acuerdo a unos rangos que se determinan para su caudal máximo entre el 60 y el 100%, siendo ésta otra razón consistente, por la que no se dispone de varias unidades en la central, ya que una sola, utilizaría la totalidad del caudal disponible. Lo anterior quiere decir, que una central con dos unidades, operaría con un caudal de diseño de 1,75 m³/s por unidad, dando un rendimiento del 60%, mientras que con una unidad se dispone de un caudal total de 3,5 m³/s y el rendimiento de la unidad sería del 100%. Esto garantiza que la confiabilidad de operación es mucho mejor. Además como fue explicado anteriormente, el factor de utilización de la central es del 50%. Por lo tanto el tiempo de operación de la planta será la mitad del año y el periodo restante puede ser empleado en el mantenimiento e inspección de los equipos.
- Según la norma consultada¹⁵, para Colombia estas limitaciones son: si llega por la costa atlántica el equipo es de 55 toneladas, 5 m de ancho y 3.35 m de alto, mientras que si llega el equipo por la costa pacífica sus limitaciones son de 85 toneladas, 6,7 m de ancho con 3,45 m de alto. Dicha restricción, fue importante para comprobar las dimensiones del equipo principal y el número adecuado de unidades, igualmente, las turbinas no pueden sobrepasar las dimensiones de 40 toneladas de peso, y para pequeñas centrales hidroeléctricas el diámetro del rodete no debe ser superior a 3 m y su capacidad instalada está limitada hasta los 5 MW de potencia. Por lo tanto para el caso del proyecto no justificarían dos unidades puesto que una unidad cumple con los parámetros mínimos considerados por la norma.

¹⁵ Fuente: Norma GTC-81 Guía de equipos electromecánicos para una pequeña central hidroeléctrica, Colombia. 1991.p.5

- Aunque es viable técnicamente tener en el proyecto dos unidades turbo generadoras para las dos alternativas, no sería conveniente a nivel económico ya que el costo de los equipos por kW generado aumentan substancialmente.

A continuación se presentará un resumen con las características más importantes para solicitar al fabricante con las dos alternativas para una sola unidad seleccionada:

Tabla 18. Datos de la turbina para el proyecto, alternativas superficial y subterránea, una unidad generadora

DATOS DE LA TURBINA		
PARÁMETRO	HOYA SUPERFICIAL	HOYA SUBTERRÁNEA
Cantidad	1	1
Capacidad	2.31 MVA	3.92 MVA
Tipo	Francis	Francis
Eje	Horizontal	Horizontal
Caudal de Trabajo	3.5 m ³ /seg.	3.5 m ³ /seg
Altura Neta	70 m	119 m
Velocidad	900 rpm	1200 rpm

FUENTE: Autores.

3.8 REGULADOR DE VELOCIDAD

Figura 9. Regulador de Velocidad



Fuente: energy.sourceguides.com/businesses/byP/hydro/mHG/mHG.shtml

3.8.1 Definición y operación del regulador de velocidad El regulador de velocidad es un componente fundamental para el funcionamiento de los generadores sincrónicos. Cuando el generador está desconectado de la red, la misión del regulador de velocidad es mantener la velocidad constante para permitir la sincronización del generador a la red. Cuando el generador está acoplado a la red, el regulador tiene, en general, por

misión contribuir a la regulación frecuencia-potencia del sistema eléctrico. La dificultad fundamental del ajuste de los reguladores de turbinas hidráulicas es debida a las características dinámicas de la propia turbina y del circuito hidráulico asociado, la estabilización del servomotor que acciona el distribuidor de la turbina introduce dificultades adicionales. Los reguladores digitales de turbinas hidráulicas incluyen típicamente tres reguladores PID: el regulador de posición del distribuidor, el regulador de velocidad y el regulador carga-velocidad.

El regulador carga-velocidad suele tener dos ajustes: uno para funcionamiento en un sistema interconectado y otro para funcionamiento en isla.

En el caso de la selección del regulador, el ofertante recomendará el tipo de regulador de velocidad más conveniente con base en las características técnicas de servicio, operación y mantenimiento.

En el caso que el ofertante seleccione un regulador electrónico deberá asegurar que éste sea de construcción modular que permita el fácil ajuste de recambio.

El regulador suministrado deberá contar con un ajuste manual.

Para el funcionamiento de la planta, es necesario que el sistema de regulación deba funcionar según los requerimientos de la red, en vista de que la turbina entrará en forma aislada, el contratista deberá considerar las características de funcionamiento de tal manera de asegurar un adecuado suministro de energía (60 Hz). Considerando las condiciones de funcionamiento de la planta y al no tener problemas de caudal, se sugiere la utilización de reguladores de carga; es decir, con disipación de energía o reguladores mixtos de caudal y carga.

3.8.2 Características del regulador de velocidad electrónico¹⁶ Las características del regulador electrónico de carga REC son las siguientes:

- ✍ Sistema de Regulación
- ✍ Turbina a regularse
- ✍ Controlador
- ✍ Carga secundaria total
- ✍ Tiempo de reacción
- ✍ Variación de frecuencia
- ✍ Refrigeración de tiristores
- ✍ Operación
- ✍ Arranque

¹⁶ ver anexo B (1.4) regulador de velocidad seleccionado por los estudiantes de la Fundación Universidad de América facultad de Ingeniería Mecánica.

3.8.3 Selección del regulador de velocidad para el proyecto En los proyectos actuales con la turbina elegida se determina su regulación de velocidad ya que los fabricantes suministran lo que se conoce como paquete de equipos cuyo equipamiento consta de una turbina, su equipo de regulación, la válvula de control, el generador con su regulador de voltaje y equipos auxiliares. Dentro de las opciones dadas por el productor, está la escogencia del sistema de regulación de la turbina, el cual puede ser oleo mecánico eléctrico u óleo mecánico electrónico.

La alternativa más confiable, económica y que se encuentra con mayor vigencia en el mercado, debido a su alta confiabilidad, es el sistema oleo mecánico-electrónico. Está formado por un dispositivo electrónico, encargado de captar el cambio de velocidad de la turbina. Éste se acciona por la variación de la frecuencia de generación que ocurre, al presentarse una variación de carga.

4. SELECCIÓN DEL GENERADOR

A continuación se presentará el dimensionamiento del generador acompañado de las definiciones más importantes sobre los generadores eléctricos, destacando su importancia en la PCH, y teniendo en cuenta los datos de turbina y demás características ya registradas en este documento.

4.1 GENERADOR ELÉCTRICO¹⁸

Para el caso de las PCH, el generador es una máquina sincrónica de corriente alterna trifásica que al girar alrededor de un eje común a él y a la turbina, convierte la energía mecánica de ella en energía eléctrica.

4.2 PRINCIPALES PARÁMETROS DE UN GENERADOR

Los principales parámetros de un generador son:

4.2.1 Potencia del generador Es la que entrega al sistema que se va a alimentar y está determinada por la potencia que entrega la turbina

Existen tres tipos de potencia los cuales son: la potencia activa, reactiva y la aparente.

***Potencia activa (P)** La potencia activa, se mide en Kilovatios (kW) o en Megavatios (MW) y está relacionada, con la potencia de la turbina (P_T) por la relación $P_{GA} = P_T * \eta_G$ donde, η_G es la eficiencia del generador.

El valor de la potencia activa caracteriza el proceso de transformación de la energía mecánica de la turbina en energía eléctrica.

***Potencia reactiva (Q)** La potencia reactiva se mide en (kVAr) o (MVA) y está relacionada con la fórmula $Q = S * \text{sen}\phi$.

***Potencia aparente (S)** La potencia aparente se expresa en (KVA) o en (MVA) y es el valor que fundamentalmente determina las dimensiones del generador para una velocidad de rotación dada.

4.2.2 Tensión nominal En algunos países europeos, su elección se efectúa según normas estandarizadas con los siguientes valores: 3.15, 6.3, 10.5, 13.8, 15.75 Kv, para generadores de potencia menor de 15 MW, se toma 6.3 kV, para potencias hasta de 70 MW se toma 10.5 kV, para potencias hasta de 160 MW, se toma 13.8 kV, y para potencias mayores se toma 15.75 kV, Para generadores superpotentes de más de 700 MW se toma 18 kV.

¹⁸ FUENTE: 602-02-01 (IEC 50); Guía para el equipamiento electromecánico de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.,2002

Los siguientes son los valores de tensión más conocidos para los generadores de acuerdo a su potencia nominal.

Tabla 19. Valores de tensión del generador según su potencia

Potencia Nominal del Generador (MW)	Tensión (kV)
Hasta 20	6.3
20 a 70	10.5
70 a 175	13.8
más de 175	15.75 y más

Fuente: OCHOA Rubio, Thomas; Centrales Hidroeléctricas, Tomo 2, 2002

Sin embargo en la mayoría de los países no existen normas estrictas que regulen su elección y se encuentran generadores con tensión nominal de: 7, 9, 11, 12, 13.5, 14.4, 16, 18 y 21 kV y aún con valores intermedios.

Para PCH, generalmente se utilizan tensiones entre 4000 V y 6300 V por que usar tensiones mayores aumenta los costos de aislamiento de la maquinaria, menores demandas y tamaño de los conductores lo cual eleva los costos.

Para el proyecto se tomará una tensión del generador de 6.3 kV, debido a su rango de potencia que equivale a 2520 KVA.

4.2.3. Factor de potencia ($\cos\phi$) El factor de potencia se toma en calidad de valor de diseño en función de las condiciones de operación del generador dentro del sistema interconectado, de su potencia y de factores económicos. El aumento del valor de diseño de $\cos\phi$ es deseable desde el punto de vista de la disminución de las pérdidas, de la masa y del costo del generador.

El rango del $\cos\phi$ para generadores de potencias grandes está en el orden de 0.92 a 0.98 y en algunos casos de 1. Para generadores con potencias pequeñas los rangos de $\cos\phi$ están entre 0.8 a 0.85.

4.2.4 Velocidad Normal de rotación (n) Se define como el número de revoluciones por minuto (rpm) y está relacionada con la frecuencia de la red eléctrica (f) y con el número de pares de polos del rotor (p) por la siguiente fórmula:

$$n = \frac{60 * f}{p}$$

La velocidad de rotación de los generadores para centrales hidroeléctricas se encuentra entre 50 y 1000 rpm.

4.2.5 Eficiencia del generador (η) La eficiencia del generador puede adquirir los siguientes valores:

- En generadores de potencia baja es del 90 a 95%
- En generadores de potencia media es del 96.5 %
- En generadores de potencia alta es del 97 a 98.4 %

El valor garantizado de la eficiencia de un generador se establece en las fábricas, basado en cálculos analíticos suficientemente exactos, partiendo de la suma de las pérdidas del generador.

El sistema de refrigeración influye en gran medida en el valor de la eficiencia del generador.

4.3 PARÁMETROS MECÁNICOS DE UN GENERADOR

4.3.1 Velocidad de Embalaje La velocidad de embalaje se determina en la fábrica de la turbina, partiendo de las características de embalaje del modelo de la turbina a fabricar.

Considerando que dentro del sistema de regulación automática de la turbina se encuentran mecanismos que regulan el embalaje bastante confiable, siempre se tomará una constante de embalamiento menor o igual a 1.7.

4.3.2 Efecto del Volante WD^2 El efecto volante es un parámetro determinante en el cálculo de la regulación garantizada de la unidad y caracteriza sus propiedades inerciales.

Para alcanzar el efecto del volante exigido en el cálculo de la regulación garantizada, el rotor se debe diseñar de dimensiones adecuadas, determinadas por su diámetro y la altura del núcleo o longitud del rotor L_c .

4.3.3 Refrigeración de los generadores Hay dos tipos de refrigeración fundamentales: con aire, agua y con hidrógeno.

En la refrigeración por aire existen dos sistemas: abierto y cerrado. En el sistema abierto, el aire generalmente se extrae del exterior, se limpia de polvo, pasa por el generador y ya recalentado se conduce de nuevo al exterior. Este sistema se utiliza en generadores cuya potencia es menor de 10 MW.

El sistema cerrado se considera obligatorio en generadores cuya potencia es mayor de 15 MW. En este sistema circula el mismo volumen de aire, el cual se hace correr por medio de tubos enfriadores de aire que funcionan con agua. En condiciones medias, al calentar el aire de 25° a 55°C y el agua de 20° a 34°C.

En los grandes generadores modernos con el fin de disminuir sus dimensiones de un 20 – 25% y su peso en un 10 – 15% se utiliza el sistema de refrigeración por agua.

4.3.4 Esquemas constructivos de los Generadores Según la posición del eje, los generadores pueden ser verticales u horizontales. Actualmente, en centrales de potencia mediana y alta, se utilizan por lo general generadores de eje vertical, lo cual simplifica su construcción, aumenta su eficiencia y mejora las condiciones de explotación de la unidad, además disminuye las dimensiones de la casa de máquinas.

4.4 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL GENERADOR

El generador deberá cumplir con las siguientes características técnicas:

- ✓ Tipo
- ✓ Montaje
- ✓ Fases
- ✓ Conexión
- ✓ Potencia
- ✓ Tensión
- ✓ Factor de potencia
- ✓ Corriente de Línea
- ✓ Frecuencia
- ✓ Velocidad Nominal
- ✓ Tipo de Rotor
- ✓ Número de Polos
- ✓ Sobre Velocidad
- ✓ Clase de Aislamiento
- ✓ Grado de Protección de la carcasa
- ✓ Ventilación
- ✓ Sentido de Rotación
- ✓ Eficiencia
- ✓ Tipo de Servicio
- ✓ Temperatura Ambiente
- ✓ Altura Sitio de Montaje
- ✓ Protección Térmica
- ✓ Cojinetes
- ✓ Lubricación
- ✓ Enfriamiento
- ✓ Indicadores

- ✍ Forma de Trabajo
- ✍ Tipo de Excitación

4.5 Dimensionamiento del generador para la alternativa Nueva Hoya Superficial Para el proyecto se realizará el dimensionamiento mecánico y eléctrico del generador en la alternativa superficial con una unidad generadora mediante el siguiente procedimiento:

4.5.1 Potencia nominal del generador con la potencia de salida de la turbina 2.232,53 kW y asumiendo una eficiencia del generador de 0.96, la potencia nominal del generador debe ser de 2.142,23 kW redondeando los datos de potencia nominal o de placa será 2.140 kW.

El factor de potencia (FP) para pch es de 0.8 y si el sistema está interconectado como en nuestro caso se procura mejorarlo a 0.85 ya que este mejora el perfil de tensión (V) y reduce las pérdidas en la línea. Además se tiene en cuenta que para potencias menores de los 20MVA el $\cos\phi$ es de 0.85 y para mayores es de 0.9¹⁹.

* **Potencia aparente del generador**

$$S = \frac{P}{\cos\phi}$$

$$S = \frac{2.142,23KW}{0.85}$$

$$S = 2.520.27MVA$$

Donde:

P es la potencia nominal del generador, kW

$\cos\phi$ es el factor de potencia del sistema.

4.5.2 Cálculos mecánicos

* **Diámetro del rotor** para calcular el diámetro del rotor al generador se aplica la siguiente ecuación:

$$D_g = \frac{P}{120 \cdot \pi} \left(\frac{110}{\sqrt{P}} \right)$$

¹⁹FUENTE: OCHOA RUBIO, Thomas; Centrales Hidroeléctricas; Universidad La Gran Colombia; Tomo 02; 2002.

Donde:

p es el número de polos

$$D_g = \frac{8}{120 \cdot \pi} \left(\frac{110}{\sqrt{8}} \right)$$

$$D_g = 0.825m$$

- **Longitud máxima del rotor**

$$L_{C_{MAX}} = 12,57 * \frac{D_g}{P}$$

$$L_{C_{MAX}} = 12,57 * \frac{0,825}{8}$$

$$L_{C_{MAX}} = 1,295m$$

Donde:

D_g es el diámetro del rotor del generador, m.

p es el número de polos

- * **Longitud mínima del rotor**

$$L_{C_{MIN}} = 5,5 * \frac{D_g}{P}$$

$$L_{C_{MIN}} = 5,5 * \frac{0,825}{8}$$

$$L_{C_{MIN}} = 0,5673m$$

- * **Longitud del rotor**

$$L_C = (L_{C_{MAX}} + L_{C_{MIN}})/2$$

$$L_C = (1,2965 + 0,5673)/2$$

$$L_C = 0,9319m$$

*** Paso polar**

$$\psi = \frac{\pi \cdot D_g}{p}$$

$$\psi = \frac{\pi \cdot 0.825}{8}$$

$$\psi = 0.32m$$

*** Efecto volante**

$$WD^2 = 54,5 * \left(\frac{P_{nom}}{n^2} \right) * \sqrt[4]{P_{nom} * n}$$

$$WD^2 = 54,5 * \left(\frac{2.232,53}{900^2} \right) * \sqrt[4]{2.232,53 * 900}$$

$$WD^2 = 5,655 T.m^2$$

*** Diámetro exterior del estator**

$$D_c = D_g + 1.15$$

$$D_c = 0.82 + 1.15$$

$$D_c = 1.97 \text{ m}$$

*** Diámetro exterior de la carcasa**

$$D_f = D_g + 2.15$$

$$D_f = 0.82 + 2.15$$

$$D_f = 2.97 \text{ m}$$

*** Diámetro exterior de la carcasa más radiadores**

$$D_p = D_g + 3.15$$

$$D_p = 0.82 + 3.15$$

$$Dp = 3.97 \text{ m}$$

*** Diámetro total del foso**

$$Dh = Dg + 4.15$$

$$Dh = 0.82 + 4.15$$

$$Dh = 4.97 \text{ m}$$

*** Longitud del estator**

$$Le = Lc + 0.46$$

$$Le = 0.9319 + 0.46$$

$$Le = 1.3919 \text{ m}$$

Donde:

L_C Es la longitud del rotor, m

*** Longitud total del eje**

$$Lf = Lc + 5.08$$

$$Lf = 0.9319 + 5.08$$

$$Lf = 6.0119 \text{ m}$$

*** Altura de la carcaza**

$$L = Lc + 2.3$$

$$L = 0.9319 + 2.3$$

$$L = 3.2319 \text{ m}$$

*** Altura de puente grúa altura de puente grúa**

$$H_g = 2L_c + 8.10$$

$$H_g = 2(0.9319) + 8.10$$

$$H_g = 9.9638 \text{ m}$$

*** Altura libre entre el puente grúa y el generador**

$$H_f = L_c + 5.8$$

$$H_f = 0.9319 + 5.8$$

$$H_f = 6.7319 \text{ m}$$

***Peso del generador**

$$W_G = 85 - 25 \left(\frac{P_{TG}}{n} \right)^{0.5}$$

$$W_G = 85 - 25 \left(\frac{2.520kW}{900} \right)^{0.5}$$

$$W_G = 42.29 \text{ Ton}$$

*** Peso del rotor**

$$W_R = 0,45 * W_G$$

$$W_R = 0,45 * 42,29$$

$$W_R = 19,03 \text{ Ton}$$

A continuación se presenta un resumen de las alternativas superficial y subterránea con una y dos unidades respectivamente en el siguiente cuadro:

Tabla 20. Resumen del dimensionamiento del generador para las alternativas superficial y subterránea; una y dos unidades generadoras respectivamente

	NUMERO DE POLOS	TENSION	POTENCIA DEL GENERADOR)	EFECTO VOLANTE	DIAMETRO MINIMO DEL ROTOR	DIAMETRO MAXIMO DEL ROTOR	DIAMETRO DEL ROTOR	LONGITUD MINIMA DEL ROTOR
		(kV)	(MVA)	(T*m ²)	(m)	(m)	(m)	(m)
Alt.superficial 1unidad	8	6.3	2.52	5.65	0.32	0.501	0.825	0.567
Atl.superficial 2 unidades	6	6.3	1.1	1.43	0.22	0.353	0.291	0.267
Alt.subterranea a 1 unidad	6	6.3	4.02	7.15	0.22	0.353	0.291	0.267
Alt.subterranea a 2 unidades	4	6.3	2.01	1.48	0.159	0.250	0.205	0.282

Fuente: Autores.

Tabla 21. Continuación I Resumen del dimensionamiento del generador para las alternativas superficial y subterránea; una y dos unidades generadoras respectivamente

	LONGITUD MAXIMA DEL ROTOR	ALTURA PUENTE GRUA	PESO ROTOR	LONGITUD ROTOR	DIAMETRO EXTERNO DEL ESTATOR	DIAMETRO EXTERIOR DE LA CARCAZA	DIAMETRO DEL ESTATOR Y LA CARCAZA	DISTANCIA RECOMENDADA ENTRE EJES DE LAS UNIDADES	ALTURA DE LA CARCAZA
	(m)	(m)	(wr)	(m)	(Dc)	(Df)	(m)	(m)	(m)
Alt.superficial 1unidad	1.29	9.96	19.031	0.932	1.925	2.925	3.925	1.925	3.232
Atl.superficial 2 unidades	0.610	8.97	24.66	0.438	1.39	2.391	3.391	1.391	2.738
Alt.subterranea a 1 unidad	0.610	8.977	12.42	0.438	1.391	2.391	3.391	1.391	2.738
Alt.subterranea a 2 unidades	0.643	9.025	19.98	0.462	1.305	2.305	3.305	1.305	2.762

Fuente: Autores.

Tabla 22. Continuación II Resumen del dimensionamiento del generador para las alternativas superficial y subterránea; una y dos unidades generadoras respectivamente

	LONGITUD DEL ESTATOR	LONGITUD TOTAL DEL EJE	ALTURA LIBRE DEL GENERADOR Y PUENTE GRUA
	(m)	(m)	(m)
Alt.superficial 1unidad	1.382	4.735	6.732
Atl.superficial 2 unidades	0.88	2.192	6.238
Alt.subterranea 1 unidad	0.88	2.192	6.238
Alt.subterranea 2 unidades	0.912	2.312	6.262

Fuente: Autores

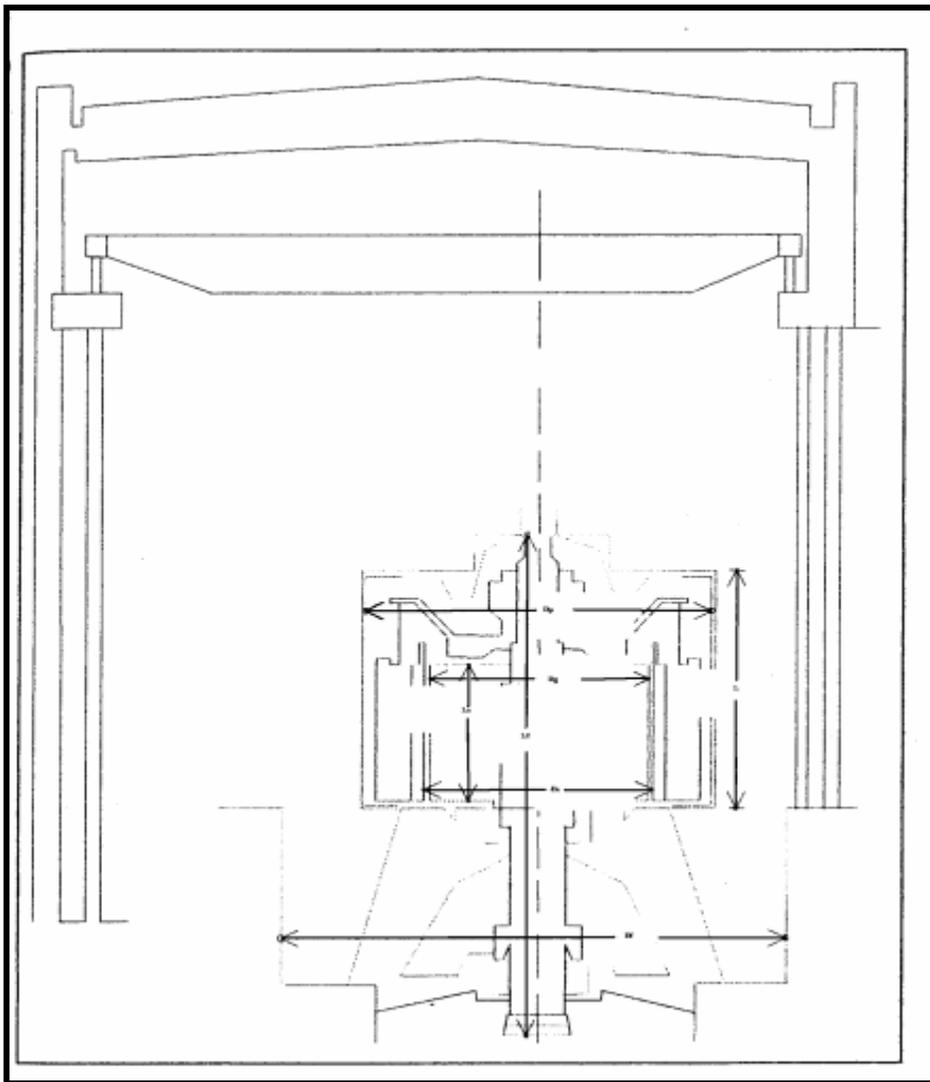
Las tablas 20, 21, 22 describen la ratificación del número de unidades que van a operar en la central,. El estudio, empieza con la utilización de una y dos unidades para ambas alternativas.

De este razonamiento se determinó que es técnicamente viable tener dos unidades, tanto para la alternativa superficial, como para la alternativa subterránea. Sin embargo, Debe tenerse en cuenta que utilizar dos unidades de generación, implica el aumento primordial de los costos de la central, ya que se hace necesario duplicar, no sólo la unidad turbo - generadora, sino que se requiere el doble de los equipos de control, los equipos mecánicos auxiliares, los equipos eléctricos y demás maquinaria de la casa de máquinas.

Además se debe considerar, que la adaptación de otra unidad, incide también en las obras de captación y conducción, ya que necesariamente debe instalarse una tubería de presión adicional o analizar, si es técnica y económicamente viable, la construcción de una bifurcación de la tubería de presión diseñada, la cual se ubicaría algunos kilómetros antes de la entrada a la casa de máquinas. De lo contrario, hay que revisar si son posibles las excavaciones en el terreno de la central e instalar una tubería de presión extra. Por lo cual se pudo establecer que la mejor alternativa es la superficial, con una unidad generadora.

El número de unidades generadoras tanto para la alternativa superficial como para la subterránea será de la unidad y se describirá a continuación .las características definitivas del generador para las dos alternativas propuestas el cual será solicitado a potenciales fabricantes para conocer su costo y posible compra en caso de ser factible.

Figura 10. Esquema físico del generador



4.6 REGULADOR DE TENSIÓN

4.6.1 Funciones del regulador de tensión El regulador de tensión cumple con las siguientes características:

- Mantener el valor de la intensidad de corriente rotórica en el valor necesario durante la perturbación o el cambio de carga.
- Restablecer, tan rápido como sea posible, la tensión en los bornes del generador, a fin de mantener en funcionamiento óptimo del sistema de generación.

El fabricante una vez tenga los datos de la turbina y el generador para el proyecto podrá decretar el regulador de tensión que se ajusté a las características del proyecto. Los fabricantes del equipo principal, suministrarán lo que se conoce como unidad paquete lo que indica que el costo del regulador viene incluido dentro del valor total de la unidad hidrogeneradora.²⁰

²⁰ ALSTOM POWER, Zambrano Humberto, 2003

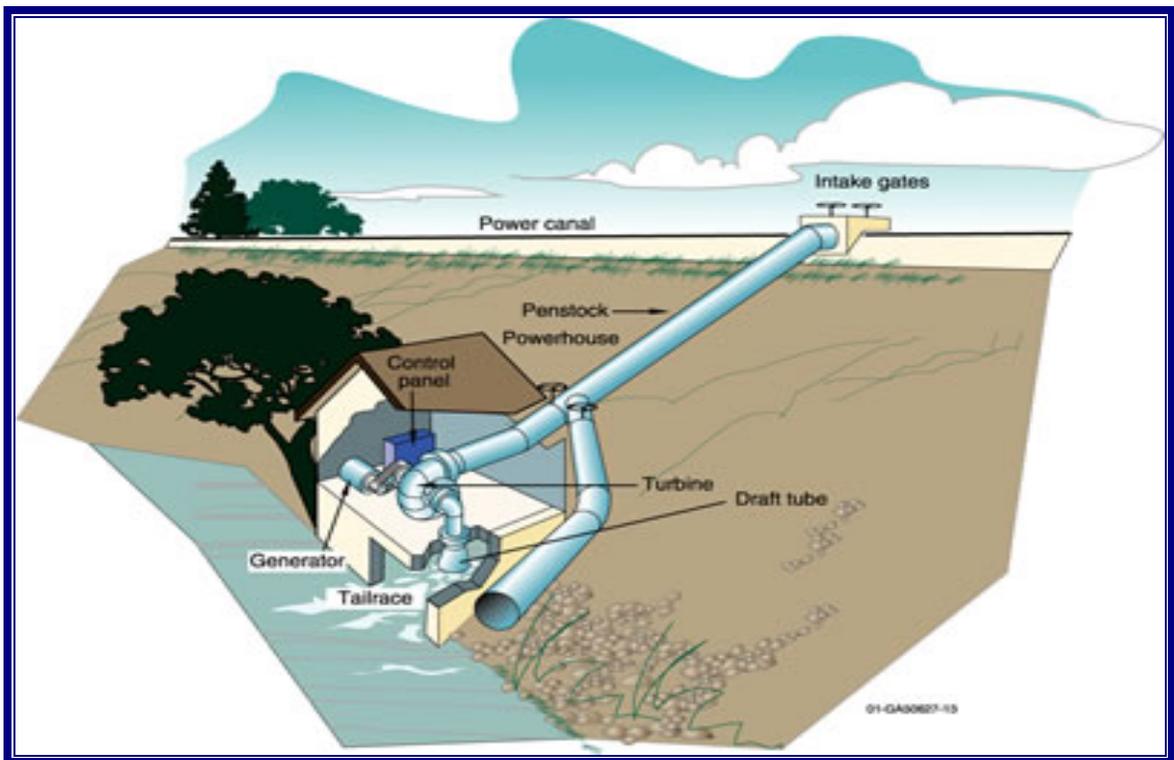
5. DIMENSIONAMIENTO DE LA CASA DE MÁQUINAS

En el siguiente capítulo se dimensionará la casa de máquinas para el proyecto de la “Nueva Hoya”, estableciéndose las características más importantes a tener en cuenta para su dimensionamiento, así como definiciones y pautas para mejor comprensión del tema.

5.1 GENERALIDADES

5.1.1 Definición casa de máquinas La casa de máquinas es una estructura civil que alberga la mayor parte del equipo electromecánico, allí se transforma la energía hidráulica del agua en energía mecánica para posteriormente transformarse en energía eléctrica mediante el generador.

Figura 11. Casa de máquinas de una PCH



Fuente: www.smallhydropower.com/2003

5.1.2 Ubicación de la Casa de Máquinas La ubicación de la casa de máquinas depende de los siguientes factores:

- Cercanía al afluente
- Ubicación en terrenos estables, donde no exista riesgo de inundaciones debido a las crecientes de río.
- Facilidad de acceso.

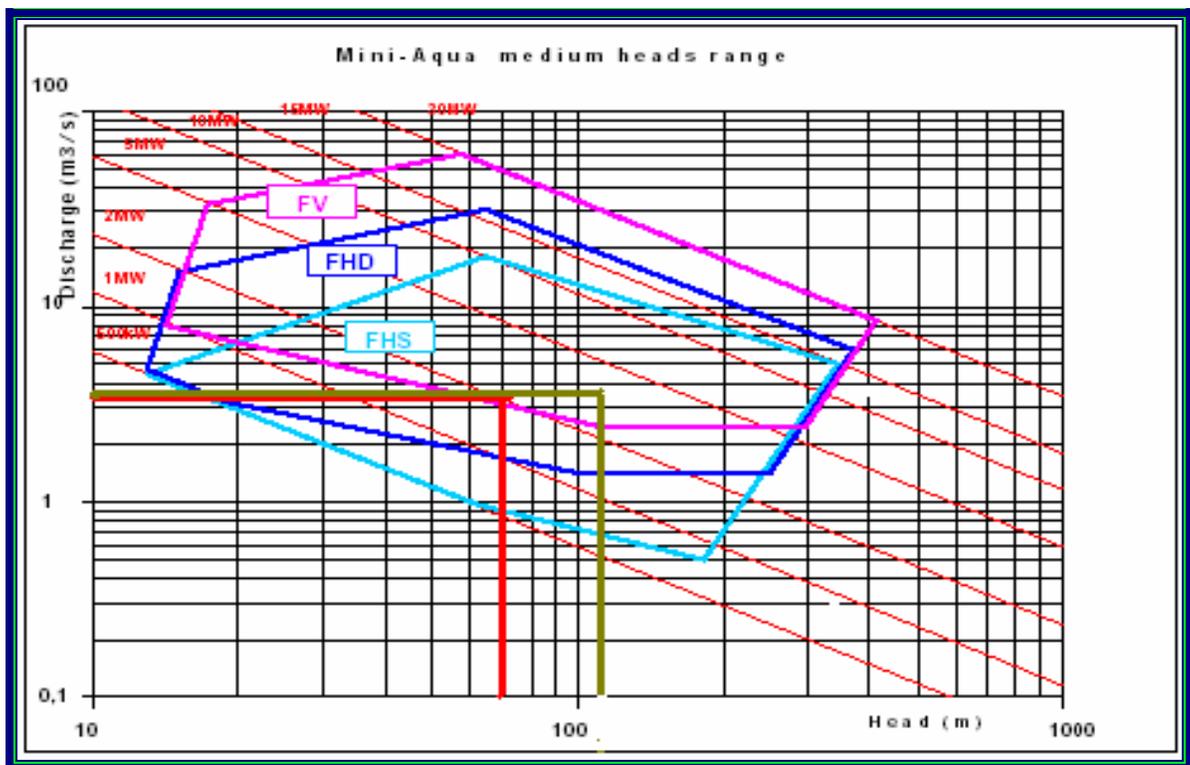
Las dimensiones de esta estructura están directamente relacionadas con el número de unidades y demás equipos electromecánicos por instalar, siendo especialmente función del diámetro de la turbina y de las dimensiones del generador.

5.1.3 Disposición del Grupo turbina- generador La disposición del grupo de la turbina y el generador es clave en el dimensionamiento de la casa de máquinas.

En la actualidad, los fabricantes utilizan una manera cómoda para conocer la disposición del grupo turbo - generador en un proyecto hidroeléctrico y es mediante la aplicación de monogramas donde se utilizan datos de caudal de diseño y de caída.

En la Figura 12, se presentará la disposición del grupo turbo – generador

Figura 12. Selección de la disposición del grupo turbina – generador



Fuente: Alstom power, 2003

Donde:

- FHS**: Disposición Francis horizontal simple: mediante un tubo de descarga.
- FHD**: Disposición Francis horizontal doble: mediante doble tubo de descarga.
- FV**: Disposición Francis vertical.

De acuerdo con la figura 11 se corrobora para el proyecto de “La Nueva Hoya Superficial” que la disposición de la turbina es de eje horizontal simple, mediante los datos de caudal de $3.5 \text{ m}^3/\text{seg}$. y caída de diseño de 70 m.

Se puede apreciar que el punto de intersección realizado mediante la línea roja se encuentra más cerca del centro del rombo azul claro que de los rombos azul rey y rojo respectivamente.

Concluyéndose que la disposición horizontal simple es la más adecuada para el proyecto.

La disposición horizontal con doble tubo de descarga no aplica para el proyecto debido a que la estructura de descarga de la casa de máquinas fue diseñada con un tubo de succión y no por dos tubos significando en caso de realizarse esta disposición en más costos debido a una derivación adicional que se tendría que realizar en la tubería de presión.

La disposición vertical es utilizada en su gran mayoría para grupos de turbina – generador con dimensiones considerables como en el caso de las grandes centrales hidroeléctricas el cual para el caso del proyecto no tendría aplicación.

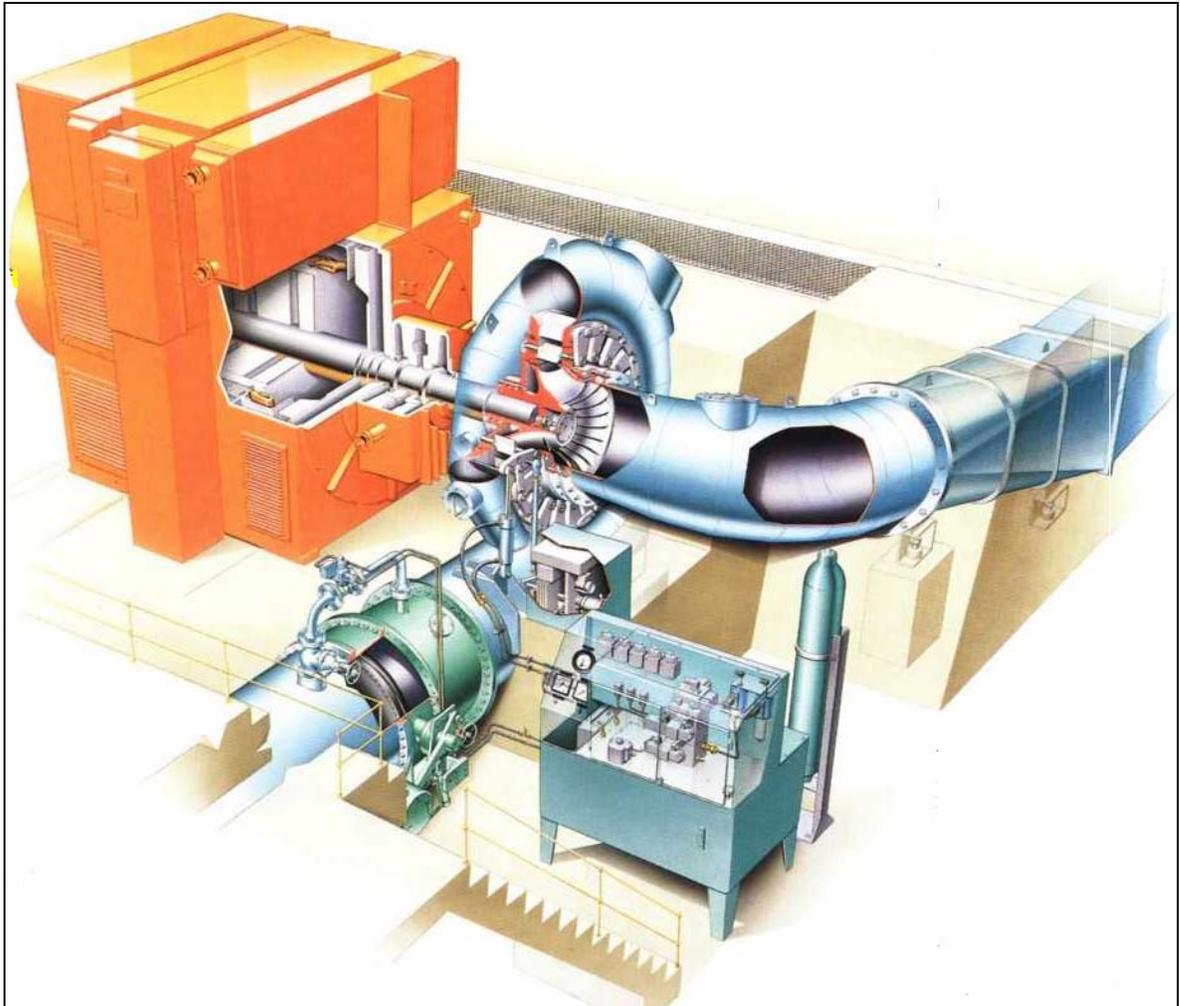
Para la alternativa “Nueva Hoya subterránea” se tienen los datos de caudal de $3.5 \text{ m}^3/\text{seg}$ y caída de diseño de 119 m.

Con los anteriores datos se ubica su respectivo punto de intersección, observándose de nuevo que la disposición horizontal resulta ser la más apropiada.

Concluyéndose en este apartado que la disposición horizontal simple tanto para la alternativa superficial como para la alternativa subterránea resulta ser la más adecuada para el proyecto de “La Nueva Hoya”.

A continuación, en la Figura 13; se presenta la disposición horizontal del grupo turbo – generador que será empleada para el proyecto, tanto para la alternativa superficial como para la subterránea.

Figura 13. Disposición horizontal del grupo turbina generador de una PCH



Fuente: Catálogo Voith para PCH, 2001

5.2 PARÁMETROS A CONSIDERAR EN EL DIMENSIONAMIENTO DE LA CASA DE MÁQUINAS PARA LA PCH

Con los estudiantes de la Universidad América se tuvieron en cuenta los siguientes parámetros para el dimensionamiento de la casa de máquinas:

- La disposición del grupo turbina-generador, como se expuso anteriormente, es un factor importante para el dimensionamiento de la casa de máquinas. Luego, la disposición más utilizada en este tipo de proyectos es la disposición o montaje horizontal debido a las pequeñas dimensiones de estas máquinas en comparación

con las de una gran central hidroeléctrica que en su gran mayoría se utilizan las de montaje vertical.

- El dimensionamiento de la casa de máquinas también dependerá de las dimensiones de la turbina con sus accesorios que son: el espiral o caracol, las válvulas, alabes y ejes de la turbina así como las dimensiones del generador y del puente grúa.
- Se debe tener en cuenta las áreas asignadas para el albergue de la turbina y el generador con sus accesorios, sala de control, cuarto de baterías, bodega, cuarto de ventilación, cuarto de transformadores, así como un área adicional de acceso y corredores para el personal.

5.2.1 PROCEDIMIENTO PARA EL DIMENSIONAMIENTO DE LA CASA DE MÁQUINAS

- **Área ocupada por un generador**

$$A_g = \frac{\pi * D_{fc}}{4}$$

$$A_g = \frac{\pi * 3,925}{4}$$

$$A_g = 12,101 m^2$$

Donde:

D_{fc} es el diámetro del estator y la carcasa, m.

- **Área de servicio de una unidad**

$$A_U = 3,15 * A_g$$

$$A_U = 3,15 * 12,101 m^2$$

$$A_U = 38,119 m^2$$

- **Espacio de servicio para la unidad**

$$D_U = \sqrt{\frac{4 * A_U}{\pi}}$$

$$D_U = \sqrt{\frac{4 * 38,119 \text{ m}^2}{\pi}}$$

$$D_U = 6,967 \text{ m}$$

- **Espacio para el montaje**

$$D_m = D_U$$

$$D_m = 6,967 \text{ m}$$

- **Longitud total de las unidades**

$$D_{TU} = D_U * N_{TF}$$

$$D_{TU} = 6,967 \text{ m} * 1$$

$$D_{TU} = 6,967 \text{ m}$$

- **Ancho de la casa de máquinas**

$$A_C = 18 * D_{MAX}$$

$$A_C = 18 * 0,754 \text{ m}$$

$$A_C = 13,57 \text{ m}$$

- **Espacio entre unidades**

$$S_U = D_U$$

$$S_U = 6,967 \text{ m}$$

- **Área de almacén de repuestos y cuarto de herramientas**

$$A_{AR} = 11,1 \text{ m}^2 * N_{TF}$$

$$A_{AR} = 11,1 \text{ m}^2 * 1$$

$$A_{AR} = 11,1 \text{ m}^2$$

Donde:

N_{TF} es el número de unidades

- **Área de almacén eléctrico**

$$A_{AE} = 6 \text{ m}^2 * N_{TF}$$

$$A_{AE} = 6 \text{ m}^2 * 1$$

$$A_{AE} = 6 \text{ m}^2$$

- **Área de bodega**

$$A_B = 12 \text{ m}^2 * N_{TF}$$

$$A_B = 12 \text{ m}^2 * 1$$

$$A_B = 12 \text{ m}^2$$

- **Área de sala de control**

$$A_{SC} = 38 \text{ m}^2 * N_{TF}$$

$$A_{SC} = 38 \text{ m}^2 * 1$$

$$A_{SC} = 38 \text{ m}^2$$

- **Área equipo mecánico auxiliar**

$$A_{EM} = 8 \text{ m}^2 * N_{TF}$$

$$A_{EM} = 8 \text{ m}^2 * 1$$

$$A_{EM} = 8 \text{ m}^2$$

- **Área cuarto de ventilación**

$$A_{CV} = 11 \text{ m}^2 * N_{TF}$$

$$A_{CV} = 11 \text{ m}^2 * 1$$

$$A_{CV} = 11 \text{ m}^2$$

- **Área de transformadores**

$$A_{TR} = 20 \text{ m}^2 * N_{TF}$$

$$A_{TR} = 20 \text{ m}^2 * 1$$

$$A_{TR} = 20 \text{ m}^2$$

- **Área para personal**

$$A_P = 25 \text{ m}^2 * N_{TF}$$

$$A_P = 25 \text{ m}^2 * 1$$

$$A_P = 25 \text{ m}^2$$

- **Área de acceso y corredores**

$$A_{AC} = 20 \text{ m}^2 * N_{TF}$$

$$A_{AC} = 20 \text{ m}^2 * 1$$

$$A_{AC} = 20 \text{ m}^2$$

- **Total del área anexa**

$$A_{TA} = A_{AR} + A_{AE} + A_B + A_{SC} + A_{EM} + A_V + A_{TR} + A_P + A_{AC}$$

$$A_{TA} = 11,1 \text{ m}^2 + 6 \text{ m}^2 + 12 \text{ m}^2 + 38 \text{ m}^2 + 8 \text{ m}^2 + 11 \text{ m}^2 + 20 \text{ m}^2 + 25 \text{ m}^2 + 20 \text{ m}^2$$

$$A_{TA} = 151,10 \text{ m}^2$$

- **Longitud adicional**

$$L_{AD} = \frac{A_{TA}}{A_C}$$

$$L_{AD} = \frac{151,10 \text{ m}^2}{13,574 \text{ m}}$$

$$L_{AD} = 11,13 \text{ m}$$

- **Longitud total de la casa de máquinas**

$$L_T = L_{AD} + D_{TU} + D_M$$

$$L_T = 11,13 \text{ m} + 6,967 \text{ m} + 6,967 \text{ m}$$

$$L_T = 25,06 \text{ m}$$

- **Área total de la casa de máquinas final**

$$A_{TF} = L_T * A_C$$

$$A_{TF} = 25,06 \text{ m} * 13,57 \text{ m}$$

$$A_{TF} = 340 \text{ m}^2$$

- Nota:²¹

Con el procedimiento propuesto anteriormente se puede dimensionar la casa de máquinas aunque los coeficientes se pueden cambiar para reducir las dimensiones de la casa de máquinas en caso de ser necesario.

Tabla 23. Dimensionamiento de la casa de máquinas del proyecto de “La Nueva Hoya”,²²

	Área Ocupada Por 1 Generador (A _g)	Área De Servicio De 1 Unidad (A _u)	Área De Servicio Para Una Unidad (D _u)	Espacio para montaje (D _m)	Longitud total de unidades (D _u)	Ancho casa de maquinas (A _c)	Espacio Entre Unidades	Área De Almacén De Repuestos (A _r)	Área de almacén eléctrico (A _e)
	(m ²)	(m ²)	(m ²)	(m)	(m)	(m)	(m)	(m ²)	(m ²)
Alt.superficial 1 unidad	12.101	38.119	6.967	6.967	6.967	13.572	6.967	11.1	6
Atl.superficial 2 unidades	9.032	28.450	6.019	6.019	12.037	9.45	6.019	22.2	12
Alt.subterránea 1 unidad	9.032	28.450	6.019	6.019	6.019	12.6	6.019	11.1	6
Alt.subterránea 2 unidades	8.578	27.020	5.865	5.865	5.865	9.45	5.865	22.2	12

Fuente: Autores

²¹ FUENTE: Proyecto de la Central Hidroeléctrica de Andaquí; Dimensionamiento de la casa de máquinas, 2000

²² Ver anexo A, Esquema de la casa de máquinas, Fundación Universidad América, Departamento de ingeniería Mecánica, Perez Cortes Alexander, 2003.

Tabla 24. Continuación I Dimensionamiento de la casa de máquinas del proyecto de “La Nueva Hoya”

	Área de bodeg (A _b)	Área Sala De Control	Área Equipo Mecánico Auxiliar (A _{ea})	Área De Ventilación (C _v)	Área De Transformadores (C _t)	Área Para Personal (A _p)	Área Acceso Y Corredores (A _{ac})	Total Área Anexa (D _t)
	(m ²)	(m ²)	(m ²)	(m ²)	(m ²)	(m ²)	(m ²)	(m ²)
Alt.superficial 1 unidad	12	38	8	11	20	25	20	151.10
Atl.superficial 2 unidades	24	40	16	22	70	50	40	296.20
Alt.subterránea 1 unidad	12	38	8	11	20	25	20	151.10
Alt.subterránea 2 unidades	24	40	16	22	70	50	40	296.20

Fuente: Autores

Tabla 25. Continuación II Dimensionamiento de la casa de máquinas del proyecto de “La Nueva Hoya”

	Longitud Adicional (L _a)	Longitud Total Casa De Máquinas (L _{tc})	Total Área Casa De Máquinas (A _{cm})
	m	m	m ²
Alt.superficial 1 unidad	11.133	25.067	340.204
Atl.superficial 2 unidades	31.332	49.388	466.893
Alt.subterránea 1 unidad	11.992	24.029	302.769
Alt.subterránea 2 unidades	31.332	43.063	407.097

Fuente: Autores

6. CONFIGURACIÓN FÍSICA DE LA SUBESTACIÓN DE “LA NUEVA HOYA”

A continuación se exponen algunas características básicas de las subestaciones utilizadas en PCH, así como las características básicas que tendrá la subestación para el proyecto.

6.1 GENERALIDADES

La conexión y entrega de potencia en algún punto a cierta distancia de la central, representa el enlace final a una red de energía eléctrica cuando la PCH se halla interconectada. En caso de que se trate de una central aislada, generalmente no es posible colocarlas en cercanía del centro de consumo. Para poder transmitir la energía a un punto alejado de la fuente en forma eficiente, es necesario elevar el voltaje a niveles superiores a los que se producen en el generador. Para el caso de micro centrales hasta (50 kW), la construcción de una subestación no se justifica, por razones de costo. Por lo tanto únicamente se podría justificar su instalación cuando la distancia al centro de consumo sea tan pequeña que no sea necesario los cambios de tensión. También es probable que para las centrales aisladas de potencia intermedia 50-500kW, la transmisión pueda hacerse sin un transformador elevador en la central. La tensión de generación podría ser de 4.160V y utilizar ese mismo nivel de voltaje para la transmisión a distancias cortas, siendo necesarios únicamente transformadores de distribución.

6.2 USO DE SUBESTACIONES EN PCH

La condición fundamental que indica la necesidad de subestaciones elevadoras es la variación de la tensión en los puntos de carga para mantenerla dentro de los límites aceptables a un costo económicamente factible, por esto es necesario que las tensiones se ajusten a la distancia de transmisión y a la potencia máxima que será transmitida por la línea, así como los valores estandarizados del equipo de uso normal.

6.3 SUBESTACIÓN LA NUEVA HOYA

Como la PCH La Nueva Hoya está conformada por una unidad generadora, entonces su subestación estará conformada básicamente por la barra del generador, un transformador elevador, un interruptor de línea, la torre de salida, transformadores de servicio, y los transformadores de medición.

La localización de la subestación con respecto a la central dependerá de las condiciones del suelo y topografía, la ubicación de la subestación de la Hoya debe ser lo más cerca posible

a la casa de máquinas. A unos 15 m de la central, esta ubicación tiene una gran ventaja puesto que así se elimina la necesidad de una extensión costosa de los cables de fuerza del generador al transformador disminuyendo además las pérdidas de energía en los cables.

La subestación será tipo intemperie con barraje sencillo, se construirá en la cota 920 m.s.n.m sobre un terraplén de 1.5 m de altura para evitar inundaciones de la misma. Y estará constituida por un módulo de transformador y con el barraje del secundario listo para la interconexión a la subestación Santa María que es la más cercana a la zona del proyecto.

6.4 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA PARA LA SUBESTACIÓN “LA NUEVA HOYA”

En esta sección se llevará a cabo la selección del transformador de potencia para el proyecto de “La Nueva Hoya” y algunas generalidades a considerar sobre los transformadores.

6.4.1 Definición²³ El transformador de potencia es un equipo altamente eficiente para transformar la tensión desde el nivel de generación al nivel de transmisión.

La eficiencia de un transformador de potencia para una PCH está en el orden del 90%.²⁴

6.4.2 Generalidades sobre los transformadores de potencia en PCH

- Para las centrales hidroeléctricas de potencias menores se requiere de un único transformador sumergido en aceite.
- El tanque principal se encuentra presurizado con nitrógeno que permite detectar la ruptura del tanque y hacer sonar la alarma si se produce una pérdida de presión.
- El conductor que entra y sale del transformador está soportado por aisladores de porcelana, que pueden contener transformadores de corriente y de potencial para medición y protección.
- Para las PCH las instalaciones se limitan a transformadores con enfriamiento natural que pueden tener una circulación forzada exclusivamente para días muy calurosos o para sobrecargas de corta duración.

²³ FUENTE: 602-02-31 (IEC 50): El transformador principal o transformador de grupo es el que se encuentra conectado a los bornes del generador, a través del cual se transmite la potencia del grupo a la red.

²⁴ OLADE, Manual de dimensionamiento de equipos electromecánicos para PCH, 1995

6.5 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

La selección del transformador de potencia se realizará de acuerdo a los siguientes criterios:

- De acuerdo con la potencia total a transmitir, las tensiones nominales a ambos lados del transformador y las potencias nominales obtenidas de los datos de los fabricantes.
- El transformador tiene una buena capacidad de sobrecarga, hasta el orden del 100%, pero repercuten sobre la vida útil del transformador; por lo que no es conveniente utilizarlos normalmente en condición de sobrecarga.
- La capacidad nominal del transformador se ve afectada por la altura sobre el nivel del mar puesto que una reducción del 6% en su potencia nominal, se produce por cada 1000 m sobre el nivel del mar.

6.6 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS DEL TRANSFORMADOR

En caso que la PCH amerite la utilización de transformadores de potencia por distancias a los centros de consumo, se deberá especificar los siguientes datos técnicos al oferente:

- ✓ Número de unidades.
- ✓ Fases del Transformador.
- ✓ Potencia Nominal.
- ✓ Tensión Primaria.
- ✓ Tensión Secundaria.
- ✓ Frecuencia.
- ✓ Conexión del transformador.
- ✓ Altura de instalación.

Una vez enviados estos datos el oferente busca el transformador más adecuado para el proyecto con su respectivo costo añadiendo además las siguientes características:

- ✓ Conexión del transformador
- ✓ Tensión de cortocircuito
- ✓ Tipo de núcleo
- ✓ Nivel de aislamiento
- ✓ Conector
- ✓ Funcionamiento
- ✓ Temperatura Máxima ambiente
- ✓ Humedad relativa
- ✓ Plena Carga estrella
- ✓ Plena carga delta

- ✍ Regulación
- ✍ Accesorios
- ✍ Pruebas

Según el tipo y la importancia del transformador, será deseable vigilar:²⁵

- ✍ Temperatura
- ✍ Fallas internas (Detector de gases para las unidades en baño de aceite).
- ✍ Fallas a tierra.

Es decisión del ingeniero proyectista quedarse con la propuesta por el oferente. Ya que siempre hay que tener en cuenta el factor económico.

- La instalación mecánica y conexión eléctrica deberá hacerse según los estándares consecutivos por las normas de una manera orientada y prolija, cuidando de mantener distancias eléctricas de seguridad, y de ajustar la ferretería en forma adecuada.

6.7 CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO PARA EL PROYECTO²⁶

Para el proyecto en particular de “La Nueva Hoya” se seleccionó el transformador de acuerdo a la potencia de generación tanto para la alternativa superficial como para la alternativa subterránea como lo indica la tabla a continuación:

Tabla 26. Características del transformador para el proyecto “La Nueva Hoya”

CARACTERÍSTICAS	HOYA SUPERFICIAL
<i>Número de unidades</i>	<i>1 Unidad</i>
<i>Número de Fases</i>	<i>3 fases</i>
<i>Potencia Nominal</i>	<i>2500/3000 KVA.</i>
<i>Tensión Primaria</i>	<i>6.3 kV</i>
<i>Tensión Secundaria</i>	<i>34.5kV</i>
<i>Frecuencia</i>	<i>60 hz.</i>
<i>Nivel de Aislamiento</i>	<i>ONAN</i>
<i>Conexión del Sistema</i>	<i>ΔY con neutro solidamente aterrizado</i>
<i>Altura sobre el nivel del mar</i>	<i>920msm</i>

Fuente: Autores.

²⁵ FUENTE: Guía Para el Aprovechamiento Electromecánico de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos; Proyecto de Norma Técnica Colombiana DE400/02; Pág:19.

²⁶ *Ver anexo de catálogos de fabricante siemens, del transformador de potencia

6.8 PARÁMETROS DE SELECCIÓN

6.8.1 Número de Unidades La potencia para el proyecto es relativamente pequeña, de 2520 KVA, el factor de planta de operación es del 50%, lo que indica que trabajaría seis meses en el año por lo tanto en el tiempo restante se realizaría mantenimiento general, lo que no justifica más de una unidad transformadora.

6.8.2 Número de Fases Se utilizarán tres fases, ya que para PCH al igual que en las grandes centrales se utilizan transformadores trifásicos.

6.8.3 Potencia nominal este será un parámetro que se definirá según el equipo seleccionado, de acuerdo al diseño para el caso será de 2520 KVA

6.8.4 Niveles de Tensión Se utiliza una tensión del primario de 6.3 kV igual que la tensión en bornes del generador que es la utilizada para este tipo de potencia; y la tensión secundaria de 34.5 kV porque se encuentra aún retirada del lugar de consumo y se requiere interconectar la PCH al sistema más cercano de Emcartago que trabaja con este nivel de tensión.

6.8.5 Conexión Delta – Estrella Este tipo de conexión para el transformador favorece este tipo de proyectos ya que presenta las siguientes ventajas:

- ☞ Filtra las fallas de secuencia cero
- ☞ Independiza las fallas fase – tierra.
- ☞ Facilita las protecciones de tierra del equipo.
- ☞ En presencia de armónicos, no permite su paso hacia la red.

6.8.6 Altura de montaje La altura de montaje es un factor importante en el momento de la selección del transformador ya que la capacidad nominal de este se ve afectado por la altitud.

Una reducción del 7% en la potencia nominal del transformador, se produce por cada 100 metros que exceda de una altitud de 1000 metros sobre el nivel del mar.

Para el proyecto, la altura sobre el nivel del mar está a 920 m facilitando la solicitud a los fabricantes de los equipos ya que ellos trabajan a partir de los 1000 m.s.n.m. y a esta altura trabajaría perfectamente el transformador.

6.9 TRANSFORMADOR DE SERVICIOS AUXILIARES

A continuación se presentan las características más importantes que debe tener el transformador de servicios auxiliares

- ▲ Potencia nominal
- ▲ Voltaje nominal (primario y secundario).
- ▲ Tipo de refrigeración
- ▲ Frecuencia.
- ▲ Número de fases.
- ▲ Grupo de conexión.

El dimensionamiento del transformador de servicios auxiliares según la norma IEC 76 recomienda calcular la potencia demandada por los servicios auxiliares de la planta basada sobre las demandas presentes, dejando una reserva para posibles modificaciones y necesidades de mantenimiento.

La carga del transformador depende del respaldo que se desee para el proyecto. Lo aconsejable es dimensionar el transformador al doble de la carga.

El transformador de servicios auxiliares es utilizado para la transformación del nivel de tensión para el suministro de energía a las cargas (iluminación, tomas, sistemas de control y protección, cuarto de baterías, etc.) de la PCH.

En la construcción de PCH se utilizan transformadores de servicios auxiliares del orden de 50 – 300 KVA, Para el proyecto se asume una demanda de 100 KVA, y para proporcionarle un margen extra si es el caso de más instalaciones se le da un rango de 200 KVA.

Tabla 27. Características del transformador de servicios auxiliares para el proyecto

CARACTERÍSTICAS	HOYA SUPERFICIAL
Potencia Nominal KVA	200 KVA
Voltaje Nominal kV	6.3kV / 0.22kV
Tipo de refrigeración	ONAN
Frecuencia	60Hz
Número de fases	3
Grupo de conexión	$\Delta Yn5$

Fuente: Autores.

7. CÁLCULO DE CORTOCIRCUITO

El cálculo de la corriente de corto circuito es fundamental para la correcta selección de los equipos de protección. Se debe tener en cuenta la contribución de cada unidad de la central, así como del sistema a la corriente de corto circuito en las condiciones más críticas.

El conocimiento del comportamiento de los generadores bajo condiciones de corto circuito así como de los transformadores al ser conectados, es necesario para una buena selección del equipo de protección.

A continuación se realizará el cálculo de corto circuito para el proyecto de la micro central hidroeléctrica “La Nueva Hoya”.

7.1 GENERALIDADES

7.1.1 Resistencia y reactancia El embobinado del generador posee resistencias y reactancias. La resistencia ocasiona pérdidas de potencia proporcionales al cuadrado de la fuerza eléctrica que se transforma en energía calorífica.

Las reactancias no producen pérdidas de potencia pero son parámetros que determinan el régimen de operación del generador dentro del sistema interconectado e influyen en el funcionamiento paralelo de las unidades de la central hidroeléctrica.

La reactancia se define por la siguiente fórmula:

$$X = \frac{V\phi}{I\phi}$$

Donde:

V_{ϕ} = Tensión de fase (V)

I_{ϕ} = Corriente de fase (A)

Dentro de los parámetros de operación y los indicativos técnico–económicos del generador se tienen en cuenta los siguientes aspectos:

7.1.2 Reactancia sincrónica (X_d) Es la reactancia del generador no excitado para la velocidad normal de rotación (n); numéricamente es igual a la reactancia del generador excitado durante corto circuito. Generalmente, los valores de X_d son:

- Para generadores pequeños utilizados en PCH:
 - $X_d = 0.2$ p.u

- Para generadores de potencia hasta de 200 MVA:
 - Lentos, $X_d = 0.52$ a 0.8 p.u
 - Rápidos, $X_d = 0.87$ a 1.15 p.u

- Para generadores de gran potencia con refrigeración de agua:
 - $X_d = 1.0 - 1.8$

La disminución del valor de X_d aumenta la estabilidad del trabajo paralelo de las unidades en el sistema de potencia y aumenta la capacidad de sobrecarga en generadores, pero aumenta sus dimensiones y pérdidas.

7.1.3 Reactancia de transición (X'_d) Es la reactancia en el momento inicial de corto circuito trifásico en el generador excitado.

Mientras menor sea el valor de X'_d menores serán las fluctuaciones de la tensión en presencia de falla, y mayores serán los momentos de torsión, transmitidos durante el corto circuito por el estator a sus apoyos y a la cimentación.

Para equipos con refrigeración de aire se encuentran $X'_d = 0.20$ a 0.35 y para equipos con refrigeración de agua de $X'_d = 0.37$ a 0.56 . La disminución del valor de X'_d ocasiona el aumento de las dimensiones del generador para una potencia dada y de la velocidad de rotación proporcionalmente a la expresión $(1/\sqrt{X'_d})$.

Al disminuir X'_d dos veces con relación a los límites anteriormente recomendados, el generador se encarece aproximadamente en 1.6 veces.

7.1.4 Reactancia instantánea de transición (X''_d) Por su significado físico es idéntica a la Reactancia de Transición X'_d , pero se presenta sólo en los generadores de devanado amortiguado.

Los valores comunes de esta reactancia son de: $X''_d = 0.15 - 0.27$. Esta cantidad caracteriza el paso de corrientes instantáneas y los valores instantáneos del momento de torsión transmitido por el estator durante el corto circuito (momento máximo) a los apoyos y a la cimentación. Para generadores que no poseen devanado amortiguado $X''_d = X'_d$.

A continuación se presenta una tabla resumen con los datos de reactancias más conocidos para los generadores y transformadores:

Tabla 28. Datos de reactancias para generadores sincrónicos y para transformadores

DATOS REACTANCIAS PARA UN GENERADOR SINCRÓNICO	
X_D	1 - 1.2 p.u
X_q	0.5 - 0.75 p.u
X''_d	0.2 - 0.28 p.u
$X^{(2)}$	0.15 - 0.3 p.u
X_0	0.08 p.u + 3 *Z puesta a tierra
DATOS REACTANCIAS PARA UN TRANSFORMADOR	
X_T	6 - 10%
X_T	15%

Fuente: ELGERD Olle I; Electric Energy Systems Theory, 2001.

Los datos citados de la tabla anterior son fundamentales para proporcionar al generador y al transformador algunos parámetros eléctricos como son: las reactancias del generador y el transformador, facilitando el cálculo de corto circuito que se realizará a continuación.

7.1.5 Cálculo del corto circuito para el proyecto de “La Nueva Hoya” El cálculo de corto circuito se realizó por medio del software de aplicación Spard Power. Este programa realiza cálculos de sistemas de potencia con sólo suministrar parámetros básicos de los equipos que lo conforman.

Datos de entrada para el generador:

- ♣ $S = 2.52 \text{ MVA}$
- ♣ $V = 6.3 \text{ kV}$
- ♣ Conexión = Y
- ♣ $I_{\text{nom}} = 230 \text{ A}$
- ♣ $n = 900 \text{ rpm}$
- ♣ $X''_d = 0.2 \text{ p.u}$

Cálculo de la corriente que pasa por el generador

$$I_{NomG} = \frac{S_G}{\sqrt{3} \cdot V_G} = \frac{2.520KVA}{\sqrt{3} * 6.3kV}$$

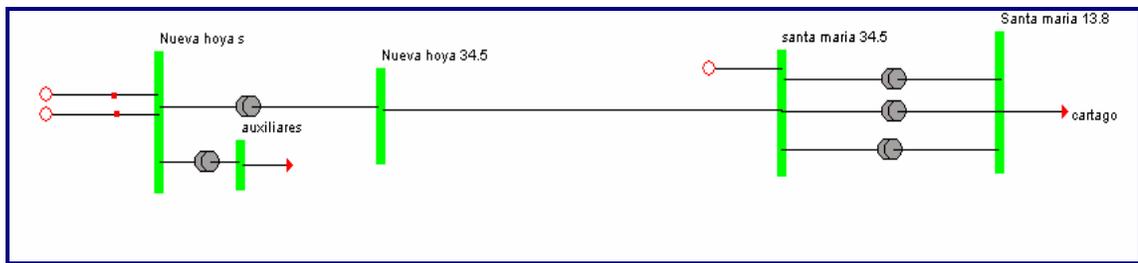
$$I_{NomG} = 231Amp$$

Donde:

S_G = Potencia aparente del sistema, KVA.

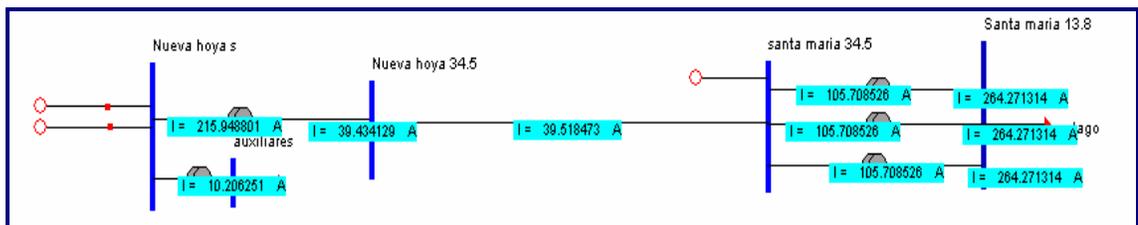
V = Tensión, kV.

Figura 14. Diagrama general de “La Nueva Hoya superficial”



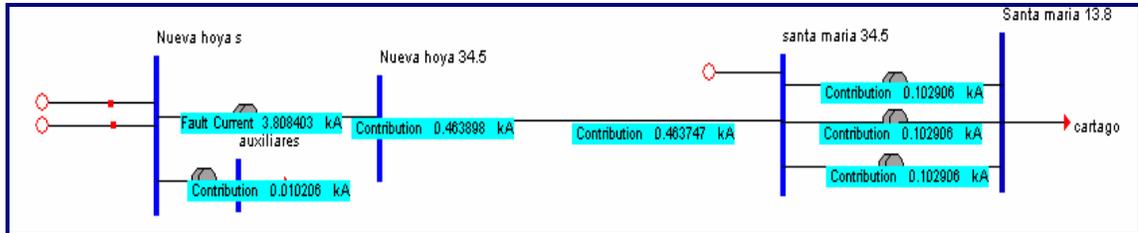
Fuente: Software Spard Power, 2003.

Figura 15. Corriente nominal del sistema



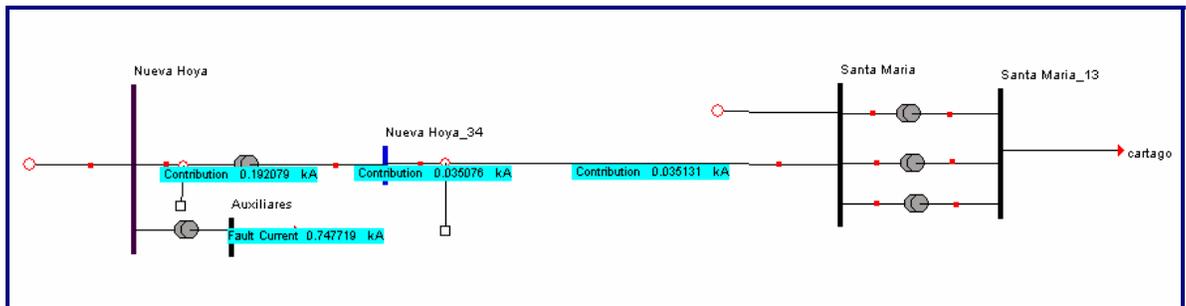
Fuente: SoftWare Spard Power, 2003

Figura 16. Falla trifásica para el proyecto de “La Nueva Hoya”



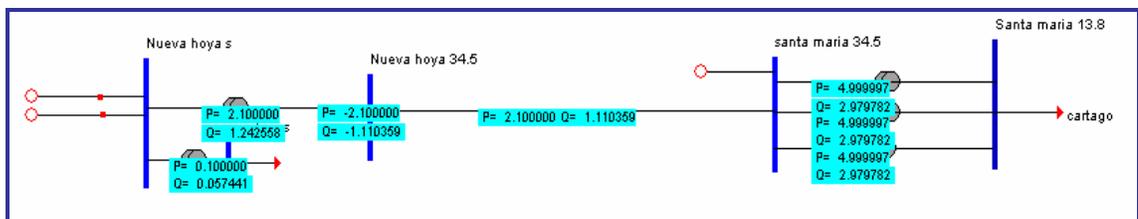
Fuente: SoftWare, Spard Power, 2003

Figura 17. Falla monofásica para el proyecto de “La Nueva Hoya”



Fuente: SoftWare, Spard Power, 2003

Figura 18. Flujo de potencia para el proyecto



Fuente: SoftWare, Spard Power, 2003

Figura 19. Datos de entrada del generador

Generator No.	<input type="text" value="0"/>		
Bus	<input type="text" value="Nueva Hoya"/>		<input type="button" value="More"/>
Nominal Capacity	<input type="text" value="2.5"/>	MVA	
Connection	<input type="text" value="y"/>		
Nominal Power Factor	<input type="text" value="0.85"/>		
Voltage behind Reactance	<input type="text" value="0"/>	pu	
Inertia Constant	<input type="text" value="0"/>	s	
Pole Number	<input type="text" value="6"/>		
Unit No.	<input type="text" value="0"/>		
wk^2	<input type="text" value="0"/>	lb-ft ²	
Angle Velocity	<input type="text" value="0"/>	rad/s	
Direct Axis Reactance X_d	<input type="text" value="0"/>	pu	
Quadrature Axis Reactance X_q	<input type="text" value="0"/>	pu	
Transient Reactance of direct axis X_d'	<input type="text" value="0.2"/>	pu	
Subtransient Reactance of direct axis X_d''	<input type="text" value="0"/>	pu	
Negative Sequence X_2	<input type="text" value="0.2"/>	pu	
Nominal	<input type="text" value="6.3"/>	kV	
Zero sequence Reactance X_0	<input type="text" value="0.08"/>	pu	
Excitation current (i rotor)	<input type="text" value="0"/>	pu	
Neutral Impedance (Grounding)	<input type="text" value="0.5"/>	Ohm	
Generated Active Power	<input type="text" value="2.142"/>	MW	
Generated Reactive Power	<input type="text" value="1.3274"/>	MVA _r	
<input type="button" value="OK"/>		<input type="button" value="Cancel"/>	

Fuente: SoftWare, Spard Power, 2003

Figura 20. Datos de la barra del generador

Bus Name	Nueva Hoya	
Nominal Voltage	6.3	kV
Type of Bus	PQ	
Generation of Active Power	2.142	Mw
Generation of Reactive Power	1.3274	MvAr
Active Load	0	Mw
Reactive Load	0	MvAr
Unspecified Capacitive Reactives	0	MvAr
Zone		
Load of Reactors	0	MvAr
Desired Voltage	6.3	kV
Figure	Rectangulo	
Color	@	Color
SubSystem	Desconectado	
Cost	0	
<input type="button" value="OK"/>		<input type="button" value="Cancel"/>

Fuente: SoftWare, Spard Power, 2003

Figura 21. Datos del transformador del proyecto

Transformer No	1	
Bus 1	Nueva Hoya	
Bus 2	Nueva Hoya_34	
Capacity	2.52	MVA
Reactance	0.06	pu
Primary Connection	d	
Secondary Connection	y	
Voltage of Bus 1	6.3	kV
Voltage of Bus 2	34.5	kV
Tap	0	
Number of Taps	0	
Maximum Tap	2	
Minimum Tap	-2	
Step Percentage	1.25	
<input type="button" value="OK"/> <input type="button" value="Cancel"/>		

Fuente: SoftWare, Spard Power, 2003

Figura 22. Datos del transformador de servicios auxiliares

Transformer No	4	
Bus 1	Nueva Hoya	
Bus 2	Auxiliares	
Capacity	0.1	MVA
Reactance	0.06	pu
Primary Connection	y	
Secondary Connection	y	
Voltage of Bus 1	6.3	kV
Voltage of Bus 2	0.22	kV
Tap	-4	
Number of Taps	0	
Maximum Tap	2	
Minimum Tap	-2	
Step Percentage	1.25	
<input type="button" value="OK"/> <input type="button" value="Cancel"/>		

Figura 23. Datos de entrada del relé de protección

Maker	<input type="text"/>	CT ratio	<input type="text" value="60"/>	Virtual Time	<input type="text" value="9999"/>
No of Serial	<input type="text"/>	Current	<input type="text" value="0"/>		
Type	<input type="text"/>	For defined time and more	<input type="button" value="More"/>		
Nominal Current	<input type="text" value="5"/>	Operation Curves	<input type="button" value="Graphics"/>		
Phase Tap	<input type="text" value="4.2"/>	Operation Curves			
Phase Dial	<input type="text" value="0.1"/>	Phase	<input type="text" value="IEC_A"/>		
Neutral Tap	<input type="text" value="0.5"/>	Neutral	<input type="text" value="IEC_A"/>		
Neutral Dial	<input type="text" value="0.1"/>	Instantaneous Tap for Phase	<input type="text" value="3.7"/>	Multiples of Tap	
		Instantaneous Tap for Neutral	<input type="text" value="5"/>	Multiples of Tap	
Active Functions					
50/51	<input checked="" type="checkbox"/>	21P	<input type="checkbox"/>	27P	<input type="checkbox"/>
50/51N	<input checked="" type="checkbox"/>	21N	<input type="checkbox"/>	27P-N	<input type="checkbox"/>
67	<input type="checkbox"/>	Rele Tripped	<input type="checkbox"/>	by <input type="text"/>	
67N	<input type="checkbox"/>	Reset	<input type="checkbox"/>		
49	<input type="checkbox"/>	87	<input type="checkbox"/>	Delay	<input type="text" value="9999"/> ms
Impedances for Distance Relay					
R1	<input type="text" value="0"/>	R0	<input type="text" value="0"/>	ohm/km	
X1	<input type="text" value="0"/>	X0	<input type="text" value="0"/>	ohm/km	
Bus	<input type="text" value="5"/>	Zone 1 Reach	<input type="text" value="0"/>	%	
	<input type="text" value="Nueva Hoya"/>	Zone 2 Reach	<input type="text" value="0"/>	%	
<input type="button" value="OK"/>			<input type="button" value="Cancel"/>		

Fuente: SoftWare, Spard Power, 2003

Figura 24. Datos de la línea de transmisión para el proyecto

Line No	0	
Bus 1	Nueva Hoya_34	
Bus 2	Santa Maria	
Resistance by km	0.218	ohm/km
Reactance by km	0.5574728928807	ohm/km
Conductance by km	1e-064	mho/km
Susceptance by Km	2.9358830243617	mho/km
Zero sequence resistance by km	0.4779524640623	ohm/km
Zero sequence reactance by km	1.9134106850605	ohm/km
Zero sequence conductance by km	1e-064	mho/km
Zero sequence susceptance by Km	1e-006	mho/Km
Ground mean resistivity	0	ohm-m
Number of subconductors by phase	0	
Number of Ground Wire	0	
Diameter of phase conductor	0	mm
Diameter of Ground Wire	0	mm
Nominal Voltage	34.5	kV
Nominal Current	100	A
Tower configuration	Torre34	
Length	9	km
Phase Conductor	266MCM	
Switch	<input type="checkbox"/>	
OK		Cancel

Fuente: SoftWare, Spard Power, 2003

Figura 25. Datos de entrada del barraje a 34.5 kV

Bus Name	<input type="text" value="Nueva Hoya_34"/>	
Nominal Voltage	<input type="text" value="34.5"/>	kV
Type of Bus	<input type="text" value="PQ"/>	
Generation of Active Power	<input type="text" value="0"/>	Mw
Generation of Reactive Power	<input type="text" value="0"/>	MvAr
Active Load	<input type="text" value="0"/>	Mw
Reactive Load	<input type="text" value="0"/>	MvAr
Unspecified Capacitive Reactives	<input type="text" value="0"/>	MvAr
Zone	<input type="text"/>	
Load of Reactors	<input type="text" value="0"/>	MvAr
Desired Voltage	<input type="text" value="34.5"/>	kV
Figure	<input type="text" value="Rectangulo"/>	
Color	<input type="text" value="1"/>	<input type="button" value="Color"/>
SubSystem	<input type="text" value="Desconectado"/>	
Cost	<input type="text" value="0"/>	
<input type="button" value="OK"/>		<input type="button" value="Cancel"/>

Fuente: SoftWare, Spard Power, 2003

Figura 26. Datos de los relés de protección para el proyecto

Maker	<input type="text"/>	CT ratio	<input type="text" value="60"/>	Virtual Time	<input type="text" value="468.993182"/>
No of Serial	<input type="text"/>	Current	<input type="text" value="18.2798589"/>		
Type	<input type="text"/>	For defined time and more	<input type="button" value="More"/>		
Nominal Current	<input type="text" value="5"/>	Operation Curves	<input type="button" value="Graphics"/>		
Phase Tap	<input type="text" value="4.2"/>	Operation Curves			
Phase Dial	<input type="text" value="0.1"/>	Phase	<input type="text" value="IEC_A"/>		
Neutral Tap	<input type="text" value="0.5"/>	Neutral	<input type="text" value="IEC_A"/>		
Neutral Dial	<input type="text" value="0.1"/>	Instantaneous Tap for Phase	<input type="text" value="3.7"/>	Multiples of Tap	
Active Functions		Instantaneous Tap for Neutral	<input type="text" value="5"/>	Multiples of Tap	
50/51	<input checked="" type="checkbox"/>	21P	<input type="checkbox"/>	27P	<input type="checkbox"/>
50/51N	<input checked="" type="checkbox"/>	21N	<input type="checkbox"/>	27P-N	<input type="checkbox"/>
67	<input type="checkbox"/>	Rele Tripped	<input checked="" type="checkbox"/>	by <input type="text" value="50P"/>	
67N	<input type="checkbox"/>	Reset	<input type="checkbox"/>		
49	<input type="checkbox"/>	87	<input type="checkbox"/>	Delay	<input type="text" value="20"/> ms
Impedances for Distance Relay					
R1	<input type="text" value="0"/>	R0	<input type="text" value="0"/>	ohm/km	
X1	<input type="text" value="0"/>	X0	<input type="text" value="0"/>	ohm/km	
Bus	<input type="text" value="5"/>	Zone 1 Reach	<input type="text" value="0"/>	%	
	<input type="text" value="Nueva Hoya"/>	Zone 2 Reach	<input type="text" value="0"/>	%	
<input type="button" value="OK"/>			<input type="button" value="Cancel"/>		

Fuente: SoftWare, Spard Power, 2003

En resumen el programa de simulación Spard Power arrojó los siguientes resultados:

- $I_{SC, GENERADOR} = 3.8 \text{ kA}$
- $I_{SC, TRAFO POTENCIA, PRIMARIO} = 3.8 \text{ kA}$
- $I_{SC, TRAFO POTENCIA, SECUNDARIO} = 0.48 \text{ kA}$
- $I_{SC, BARRAJE A 34.5 \text{ Kv}} = 0.46 \text{ kA}$
- $I_{SC DE LÍNEA A 34.5 \text{ Kv, } ,6 \text{ Km}} = 0.46 \text{ kA}$

8. DESCARGADORES DE SOBRETENSIÓN (DST)²⁷

Los DST son dispositivos eléctricos de protección, compuestos por una serie de elementos resistivos no lineales y en algunos casos explosores, que limitan la amplitud de las sobretensiones constituyendo un sistema de protección contra descargas atmosféricas en transformadores, generadores y líneas.

Las funciones del D.S.T son las siguientes:

- Limitar las sobretensiones cuando su magnitud se aproxima a la tensión disruptiva del sistema, esto es, el descargador tendrá voltajes de arco muy por debajo de la capacidad de esfuerzo del aislamiento del sistema o bajo nivel de descarga.
- Conducir a tierra las corrientes de descarga originadas por la sobretensión, tomando valores de resistencia bajos, durante el flujo de estas corrientes y valores de resistencias altos cuando el sistema se encuentra en condiciones normales de operación.
- Debe interrumpir la corriente que se descarga al desaparecer la sobretensión.
- El DST no debe operar cuando aparecen sobre tensiones temporales o sobre tensiones de baja frecuencia en sistemas que operan a tensiones nominales menores a 230 kV.
- La tensión residual, resultado de su operación debe ser menor que la que soportan los equipos que protege.

8.1 CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL DST

Los DST deberán cumplir con las siguientes características técnicas:

- ✓ Clase de DST
- ✓ Número de unidades
- ✓ Tensión Nominal del Sistema
- ✓ Tensión nominal del DST
- ✓ BIL (920 m. s. n. m)
- ✓ Corriente nominal de descarga
- ✓ Pendiente máxima de frente de onda de tensión de prueba (F.O.W)
- ✓ Voltaje máximo de operación continua (MCOV)

²⁷ Ver Anexo del DST

8.2 SELECCIÓN DEL DST PARA EL PROYECTO

Los descargadores de sobre tensión constituyen el sistema de protección de los transformadores contra descargas atmosféricas.

Los DST para el proyecto se instalarán en el primario y secundario del transformador de potencia en cada fase, protegiendo al transformador de sobre tensiones externas tipo rayo.

Procedimiento de selección:

8.2.1 Para el Generador, conexión en Y (aterrizado)²⁸ Cuando la conexión está en estrella se utiliza el siguiente procedimiento:

★**Tensión de 6.3 kV:**

$$U_m = V_{nom} \cdot 1.07$$

$$U_m = 6.3kV \cdot 1.07$$

$$U_m = 6.74kV$$

★**Tensión Continua de Operación**

$$COV = \frac{U_m}{\sqrt{3}}$$

$$COV = \frac{6.74}{\sqrt{3}}$$

$$COV = 3.89kV$$

★**Voltaje Nominal del DST**

$$TOV = k_e * COV$$

Donde:

K_e = factor de tierra que para el caso es 1.4 porque tiene neutro solidamente aterrizado a través de resistencia.

K₀ = 0.8 (Factor de diseño del DST)

²⁸ ROMERO, Escobar José Carlos; Protecciones Eléctricas, Universidad Nacional de Colombia, Facultad de Ingeniería, 2.000.

K_t = capacidad del DST, depende del tiempo de duración ($t= 1s$, $K_t =1.15 s$)

$$TOV = 1.4 * 3.89kV$$

$$TOV = 5.44kV$$

$$R_0 = \frac{COV}{k_0} = \frac{3.89kV}{0.8}$$

$$R_0 = 4.86kV$$

$$R_e = \frac{TOV}{K_t} = \frac{5.44}{1.15}$$

$$R_e = 4.73kV$$

$$R = R_0 \cdot 1.1 = 4.86(1.1)$$

$$R = 5.346kV$$

Se escoge el mayor valor entre K_0 y K_e para hallar el margen extra del DST.

Para el generador, el descargador de sobre tensión deberá soportar una tensión de 6 kV, por lo tanto se necesitan 3 descargadores de sobre tensión, uno por cada fase.

8.2.2 Transformador de 2.5/3.0 MVA, Δ y aterrizado 6.3 / 34.5 kV.

★ Lado de baja tensión (6.3 kV) conexión en Δ :

$$U_m = V_{nom} \cdot 1.07$$

$$U_m = 6.3.kV \cdot 1.07$$

$$U_m = 6.741kV$$

★Tensión Continua de Operación:

$$COV = \frac{Um}{\sqrt{3}} = \frac{6.741}{\sqrt{3}} = 3.89kV$$

★Voltaje Nominal del DST:

$$TOV = ke * COV$$

Donde:

K_e = factor de tierra que para el caso es 1.73 porque tiene neutro aislado.

K_0 = 0.8 (Factor de diseño del DST)

K_t = capacidad del DST, depende del tiempo de duración ($t = 1s$, $K_t = 1.15 s$)

$$TOV = 1.73 * 3.89kV = 6.73kV$$

$$Ro = \frac{COV}{ko} = \frac{3.89}{0.8} = 4.86kV$$

$$Re = \frac{TOV}{K_t} = \frac{6.73kV}{1.15} = 5.85kV$$

$$R_e = 5.85 * 1.1 = 6.43kV$$

Se escoge el valor mayor entre K_0 y K_e para hallar el margen extra del DST.

La tensión que debe soportar el descargador de sobretension para el transformador será de 7 kV y se instalarán tres de ellos, uno por fase.

★En el lado de alta tensión a 34.5 kV:

$$U_m = 34.5kV * 1.07 = 36.91kV$$

$$COV = \frac{U_m}{\sqrt{3}} = 21.31kV$$

$$TOV = 1.4 * 21.31kV = 29.83kV$$

$$R_o = \frac{21.31kV}{0.8} = 26.63kV$$

$$R_e = \frac{29.83kV}{1.15} = 25.93kV$$

$$R = 29.29 * 1.1 = 32.22kV$$

K_e = factor de tierra que para el caso es 1.4 porque está solidamente aterrizado.

El descargador de sobre tensión deberá soportar una tensión de 35 kV.

Tabla 29. Resumen datos del DST para el generador

DATOS	HOYA SUPERFICIAL
Tipo	Potencia
Número de Unidades	3
Tensión Nominal del Sistema	6.3 kV
Tensión nominal del descargador (U_m)	6.74 kV
TOV	5.44 kV
Tensión Continua de Operación (COV)	3.89 kV
Tensión del DST a usar	6 kV

Fuente: Autores

Tabla 30. Resumen datos del DST para el transformador

LADO DE BT: conexión en Δ	
DATOS	HOYA SUPERFICIAL
Tipo	Potencia
Número de Unidades	3
Tensión Nominal del Sistema	6.3 kV
Tensión nominal del descargador (U_m)	6.74 kV
BIL (920 m. s. n. m)	
Tensión Continua de Operación (COV)	3.89 kV
TOV	6.73 kV

<i>Tensión del DST a usar</i>	7 kV
<i>Corriente de sc(I_{sc})</i>	
LADO DE AT: Conexión enY	
<i>Tipo</i>	Potencia
<i>Número de Unidades</i>	3
<i>Tensión Nominal del Sistema</i>	34.5 kV
<i>Tensión nominal del descargador (U_m)KV</i>	36.91 kV
<i>Tensión Continua de Operación (COV)</i>	21.31 kV
<i>TOV</i>	29.8 kV
<i>Tensión del DST a usar</i>	30 kV

Fuente: Autores

9. SELECCIÓN DEL INTERRUPTOR DE LA MICROCENTRAL “LA NUEVA HOYA”

En este capítulo se dimensionarán los interruptores para el proyecto de “La Nueva Hoya”.

A continuación se presentarán las siguientes generalidades sobre interruptores utilizados en centrales y PCH.

9.1 GENERALIDADES

Los interruptores son el enlace que conectan al generador con la línea, en centrales y en PCH con más de una unidad generadora, cada uno de ellos tendrá su propio interruptor y habrá un interruptor a la línea.

En las PCH con una unidad, el interruptor para el generador se hace innecesario. Si se elimina el interruptor del generador se controla por medio de el sincronizador, en caso tal que se deba interconectar al sistema.

9.1.1 Clasificación de los interruptores Los interruptores se clasifican de acuerdo al tipo, voltaje, capacidad normal de corriente y capacidad interruptiva.

En un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico la selección del interruptor tendrá las siguientes características:²⁹

- ✓ Poder de corte (adaptado a la potencia de corto circuito de la red)
- ✓ Tensión Nominal
- ✓ Corriente Nominal
- ✓ Nivel de Aislamiento
- ✓ Tipo de Mando

9.1.2 Tipos de Interruptores Los tipos de interruptores pueden ser magnéticos, de aire, de gas, SF₆ y de vacío.

Los interruptores generalmente usados en PCH son generalmente de aire o de vacío, para una tensión nominal de 4.160 V o menores. Sin embargo debido a su mayor estandarización se utilizan el tipo SF₆ con tensiones de 6.300 V y mayores.

²⁹ FUENTE: Guía Para el Equipamiento Electromecánico de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos.

9.2 CLASIFICACIÓN DEL INTERRUPTOR PARA EL PROYECTO DE “LA NUEVA HOYA”

9.2.1 Interruptor Asociado al Primario del Transformador a 6.3 kV. Es fundamental conocer la corriente nominal del generador, ya conocida anteriormente, y que se enseña en la siguiente ecuación:

$$I_{G-T} = \frac{2.520KVA}{\sqrt{3} \cdot 6.3kV}$$

$$I_{G-T} = 230.9Amp$$

Para la selección del interruptor se calculará un margen extra a la corriente del interruptor del 25%, como un rango de ajuste de corriente, y como factor utilizado por los fabricantes.

$$I_{Interruptor} = 1.25 \cdot I_{G-T}$$

$$I_{Interruptor} = 1.25 * 230,9A$$

$$I_{int\ interruptor} = 288,62A$$

Según los estándares dados por los fabricantes el interruptor apropiado posee una corriente nominal de 500 A.

La corriente de cortocircuito, I_{sc} (kA), en el punto de falla del interruptor es de:

$$I_{sc3\phi} = 3.8kA$$

9.2.2 Tipo de Interruptor según información suministrada por el fabricante, el tipo de interruptor más manejado en este tipo de proyectos es en SF6, con control automático.

- **Interruptor Asociado al Secundario del Transformador (34.5 kV)**

$$I_{G-T} = \frac{2.520KVA}{\sqrt{3} \cdot 34.5kV}$$

$$I_{G-T} = 42.17A$$

$$I_{Interruptor} = 1.25 \cdot I_{G-T}$$

$$I_{Interruptor} = 1.25 \cdot (42.17)A$$

$$I_{int\ interruptor} = 52.71A$$

Teniendo en cuenta que la I_{sc} en el punto de falla del interruptor es de:

$$I_{sc3\phi} = 0.48 kA$$

A continuación se presenta un resumen de la selección del interruptor para la alternativa superficial.

Tabla 31. Características técnicas de los interruptores para el proyecto

<i>DATOS</i>	<i>SUPERFICIAL (2.52MVA)</i>
Primario del Transformador (6.3Kv)	
Cantidad	1
I_{NOMG-T}	230.9 A
$I_{interruptor}$	500 A
I_{sc}	3.96 kA
Secundario del Transformador (34.5Kv)	
Cantidad	1
I_{NOMG-T}	42.17 A
$I_{interruptor}$	50 A
I_{sc}	0.86 kA

Fuente: Autores

9.3 SELECCIÓN DE LOS SECCIONADORES Y DEMÁS EQUIPAMIENTO ELÉCTRICO

El seccionador es el dispositivo de control, cuya función es la de seccionar el circuito físicamente, principalmente para efectos de mantenimiento,

Estos elementos deben soportar la misma corriente nominal (I_n) y corrientes de corto circuito (I_{sc}) que para el caso de los interruptores.

9.4 CLASIFICACIÓN DE LOS SECCIONADORES

En un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico la selección del seccionador tendrá las siguientes características según norma IEC129

- ✍ Tensión Nominal
- ✍ Corriente Nominal
- ✍ Corriente de corto circuito
- ✍ Nivel de Aislamiento

A continuación se presenta un resumen de la selección del seccionador para las alternativas superficial y subterránea:

Tabla 32. Características de los seccionadores para el proyecto

DATOS	SUPERFICIAL (2.52MVA)
Primario del Transformador (6.3Kv)	
Cantidad	1
I_{NOMG-T}	230.9 A
$I_{interruptor}$	289 A
I_{sc}	3.96 kA
Secundario Del Transformador (34.5Kv)	
Cantidad	1
I_{NOMG-T}	42.17 A
$I_{interruptor}$	52.71A
I_{sc}	0.86 kA

Fuente: Autores

9.5 CONFIGURACIÓN DE BARRAJES

Se considera para el proyecto una configuración de barraje sencillo tipo intemperie debido al rango de potencia que trabaja, a la escasa rata de fallas de barraje y al bajo costo siendo muy significativo para el proyecto.

9.5.1 Capacidad de barrajes lado de 6.300 V Para la selección del barraje se calculará un margen extra a la corriente del 25%,

$$I_D = I_N \cdot 1.2$$

$$I_D = (230,9A) \cdot 1.25$$

$$I_D = 288.62A$$

Con una $I_{SC} = 3.8$ kA

9.5.2 Capacidad de barraje lado de 34500 V

$$I_D = I_N \cdot 1.2$$

$$I_D = (42.17A) \cdot 1.25$$

$$I_D = 52,71A$$

Con una $I_{SC} = 0.48$ kA

10. CABLEADO DE FUERZA ENTRE CASA DE MÁQUINAS Y LA SUBESTACIÓN

10.1 CAPACIDAD DE CORRIENTE CABLES DE FUERZA DE GENERADORES A TRANSFORMADORES PARA LA ALTERNATIVA SUPERFICIAL

- Para una tensión de ($V = 6300 \text{ V}$)

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot V} * 1,25$$

$$I = \frac{(2520 \text{ KVA})}{\sqrt{3} \cdot 6.3 \text{ kV}}$$

$$I = 288,6 \text{ A}$$

El cableado entre casa de máquinas y subestación localizada a unos 10 m de esta, se realizará por ducto subterráneo.

El cableado de fuerza se hará con cable tipo XLPE de 350 kcmil, con una capacidad de corriente de 305 A.

10.2 CAPACIDAD DE CORRIENTE CABLE DE FUERZA DE CADA GENERADOR

- Para una tensión de ($V = 6300 \text{ V}$)

$$I = 288.6 \text{ A}$$

Para este caso se escoge cable tipo XLPE de 350 kcmil; con una capacidad de corriente de 305 A.

Tabla 33. Características cables de fuerza para el proyecto

CARACTERÍSTICAS CABLES DE FUERZA DEL GENERADOR AL TRANSFORMADOR		
DATOS	SUPERFICIAL (2,52 KVA)	SUPERFICIAL, 2 UNIDADES (2.52 KVA)
Tensión	6,3 kV	6,3 kV
I_{nom}	288,6 A	288.6 A
Conductor	350 kcmil	350 kcmil
Tipo	XLPE	XLPE
CAPACIDAD DE CORRIENTE DEL CABLE DE FUERZA DEL GENERADOR		
Tensión	6.3 kV	6.3 kV
I_{nom}	288,61 A	458,7A
Conductor	350 kcmil	350 kcmil
Tipo	XLPE	XLPE

Fuente: Cables de fuerza de media tensión, Centelsa, 2003.

10.3 CONFIGURACIÓN DE LA LÍNEA

En esta sección se quiere dar a conocer la importancia que tiene la línea en este tipo de proyectos con PCH interconectadas. A continuación se presentarán las siguientes generalidades sobre el tema:

10.3.1 Generalidades Para el desarrollo de un proyecto de una PCH interconectada, es probable que la construcción de la línea de transmisión quede bajo la responsabilidad del comprador de la energía, sin embargo, en algunos casos, se requerirá que dentro del proyecto se incluya la instalación de la línea de transmisión hasta un punto donde se pueda hacer la interconexión.

En el caso de PCH aisladas, normalmente la misma organización realiza la construcción de la central, la línea de transmisión y los sistemas de distribución, en estos casos el estudio de costos de la central debe incluir todo el sistema.

El equipo para la línea de transmisión incluye: conductores, postes, líneas de soporte, aisladores y conectores.

***Configuración de la línea La Nueva Hoya** Teniendo en cuenta que el alcance del proyecto no va hasta la línea de transmisión de todas formas es importante suponer, que la PCH se interconectará a un sistema cercano que para el caso será con una subestación cercana al proyecto de propiedad de Emcartago.

La línea será trifásica, circuito sencillo y se encuentra a unos 7 km de distancia de la subestación Santa María propiedad de Empresas Municipales de Cartago. Su capacidad es de 15.8 MVA con niveles de tensión de 34.5 kV / 13,8 kV sus características se encuentran especificadas en la sección 2.3.2 tabla 9, página 18 y en el paquete de **spard power**

***Selección de los conductores** Los conductores utilizados en las líneas de transmisión para potencias normales de las PCH, varían desde el N₀.2 AWG hasta el 556 kcmil ACSR.

La capacidad de transmisión de una línea se obtiene basándose en la siguiente ecuación:

$$KVA - Km = \frac{kV^2 \text{ línea} * 10}{Z \cos(\varphi - \theta)}$$

Donde:

Z es la impedancia de cada conductor de la línea a 60Hz en Ω/km

θ es el ángulo del factor de potencia

ϕ es el ángulo de la impedancia de la línea.

Los valores de KVA-Km son para una caída de voltaje del 1%

Para una pch aislada no es recomendable una caída de voltaje superior al 4%.

$$KVA - Km = \frac{34.5kV * 10}{0.29\Omega / km \cos(0 - 0.85)} = 1189,78$$

Tabla 34. Selección del conductor según los KVA-km para 1% de regulación.

Calibre del Conductor	13800 V		34500 V	
	75% fp	80% fp	95% fp	80% fp
2	1930	1910	12080	11960
1/0	2830	2640	17700	16510
2/0	3380	3020	21160	18800
4/0	4730	3890	29570	24300

Fuente: OLADE manual dimensionamiento de equipos electromecánicos para PCH

El conductor seleccionado para el proyecto es el **Waxwing**, se eligió considerando que la corriente nominal es de 230 Amperios, y las características del conductor son las siguientes:

- Calibre del conductor = 266,8 kcmil
- Z= 0.476 Ω / milla ó 0.295 Ω / Km.
- R/Km = 0.218 Ω / Km

10.6 Sincronizador y regulador de tensión

Las PCH interconectadas a un sistema mayor, para conectarse a un sistema requiere de un equipo de sincronización.

- El sincronizador garantiza, que la tensión del generador tenga la misma frecuencia y estar en fase con la tensión del sistema en el momento que se procede a cerrar el interruptor que los conecta.

- El regulador de tensión trabaja en conjunto con el equipo de excitación. después de que el campo ha sido excitado para alcanzar el voltaje previsto, el regulador asegura que el voltaje fijado es mantenido automáticamente. Un elemento de ajuste se deja con el propósito de lograr el voltaje deseado. Este regulador es primordial tenerlo tanto en las PCH aisladas como en las interconectadas.

11. SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES

A continuación se presentarán las protecciones que debe tener el generador y el transformador de la subestación del proyecto de “La Nueva Hoya”, acompañado de ciertos parámetros sobre el tema que se deben tener presentes en el desarrollo de este tipo de proyectos.

11.1 GENERALIDADES

Los sistemas de protección ocupan un lugar importante en este tipo de proyectos porque se pueden presentar fallas que deben ser identificadas y su acción correctiva debe ser iniciada de inmediato para prevenir daños al personal y equipo.

Los elementos que protegen estos equipos son los reles, los cuales examinan las variables de tiempo y corriente, actuando cuando las características de estas variables se encuentran fuera de los límites establecidos y aislando la sección de la instalación afectada con el fin de evitar interferencias en la operación del sistema.

En una PCH, Los equipos a proteger son los generadores y transformadores, debido a la alta tasa de fallas anuales que se presentan en estos equipos, al tiempo de reparación de los mismos, y al alto costo de los equipos.

11.2 ESTADOS DE OPERACIÓN DEL GENERADOR

Un generador puede operar en los siguientes estados:

- **Régimen Normal** En este régimen la máquina opera con magnitudes nominales: potencia, corriente, tensión, velocidad. (P, I, V, n).
- **Régimen de falla** Las fallas que se presentan en los generadores son de diferentes tipos según su localización según la siguiente descripción: entre devanados y el estator, entre espiras de fase y en el rotor del generador.

En el caso de falla, la protección debe operar sin retardo de tiempo, lo que determina que el disparo del disyuntor del generador debe ser instantáneo, así como la extinción del campo de la excitatriz, para luego detener el movimiento de la turbina.

- **Régimen anormal** El régimen anormal se presenta en el estator en el caso de existir las sobre corrientes, sobre tensiones o desbalances en las fases, esto también se presenta en el rotor cuando se produce la pérdida de la excitación. Para este caso la protección puede operar con cierto retardo de tiempo.
- **Sobrecarga** La sobrecarga se produce al hacer un cortocircuito externo o alguna conexión brusca de carga.

El tiempo permitido para la sobrecarga está dado por:

$$t_{perm} = \frac{150}{K^2 - 1} (\text{seg.})$$

$$\text{Siendo: } K^2 = \frac{I_{sc}}{I_{nom}}$$

Donde:

I_{sc} = corriente de sobre carga o de corto circuito en (KA)

I_{nom} = corriente nominal del generador expresado en (A).

- **Desbalance entre Fases**

Los desbalances que se pueden permitir entre fases son del orden del 20%, siempre y cuando en ninguna de las fases la corriente sea mayor a la corriente nominal del generador.

Los desbalances pueden producir calentamiento de las bobinas del rotor, y vibraciones.

El tiempo permitido de los desbalances entre fase está dado por:

$$t_{perm} = \frac{40}{T^2}$$

11.3 PROTECCIONES DEL GENERADOR

Los generadores utilizados en PCH son de potencia pequeña por lo tanto la utilización de las protecciones no aplica en algunos casos como es de menester en centrales hidroeléctricas.

El relé diferencial 87G es el relé que detecta fallas dentro de la misma máquina, su operación inicia mediante la desconexión de emergencia de la unidad.

La protección contra sobre tensión es importante para aislar cualquier sobre voltaje que no ha sido correctamente eliminado por un descargador de sobre tensión en la subestación. Su gran importancia radica en que prevé daños en el aislamiento y posibles saltos de corriente entre los embobinados del generador.

Los relees ubicados en el tablero de control sirven para localizar los indicadores de falla para el operador. Estos indicadores deben señalar cual fase del sistema trifásico ha activado el interruptor.

Los interruptores deben ser coordinados con el fin de que actúe primero el que se encuentre más cerca de la falla.

11.4 PROTECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

Los transformadores pequeños están sometidos a fallas internas y externas como corto circuitos y sobre corrientes respectivamente, lo que indica la necesidad de instalación de los siguientes equipos de protección:

11.4.1 Relé instantáneo de sobre corriente (50 / 51) Este tipo de protección es vital para los transformadores de potencia pequeña ya que evita daños que podrían producirse después de un corto circuito y además sirven de respaldo ante fallas de tipo externo. La protección contra sobre corriente protege contra fallas de fase a tierra, siendo ésta una protección primaria para unidades pequeñas o para cualquier unidad que no tenga protección diferencial.

11.4.2 Relé Buchholz (63) Este tipo de reles actúan cuando se presenta un desprendimiento anormal de gases entre el tanque principal y el tanque conservador del transformador o como detector de flujo inverso del líquido dieléctrico.

11.4.3 Relé de imagen térmica (49) Este tipo de reles son utilizados para detectar incrementos en la temperatura en los devanados o en el aceite de los devanados, evitando de esta manera envejecimiento prematuro en el aislamiento de los devanados.

Los equipos de protección y medida, así como los de señalización se encuentran alojados en los tableros de control y protección los cuales también son empleados en las PCH cuyas características son las siguientes:

11.5 TABLERO DE CONTROL Y PROTECCIÓN

Los tableros de control y protección tienen como finalidad centralizar los equipos eléctricos auxiliares, permitiendo una adecuada operación y supervisión del funcionamiento de la PCH.

Por razones de seguridad, operación y diseño, algunos de los elementos pueden estar colocados fuera del tablero, pero siguen formando parte del sistema de control; tal es el caso del banco de baterías.

Los sistemas de control requeridos en las PCH son muy diferentes a los requeridos por una central. En las plantas grandes, la complejidad de los equipos de regulación como el regulador de tensión, el gobernador, y el equipo de sincronización será grande debido a que una leve variación en la posición de la compuerta de la turbina de control de campo del generador, provoca grandes variaciones en las oscilaciones de potencia entre la unidad y el sistema. A diferencia de una PCH donde los equipos de regulación no serían tan sensibles, ya que en el caso que se encuentre interconectada a un sistema grande, no produce ese tipo de impacto en el sistema y por lo tanto requiere de un equipo menos complejo y por ende más económico.

Si la PCH se encuentra aislada, los requisitos de estabilidad de voltaje y frecuencia no son tan estrictos como una gran central.

El gobernador es un regulador muy importante para una PCH, este puede ser accionado manualmente por medio del control de nivel de agua en el tanque o por medio del control de flujo de agua en la tubería de presión. Cada método permite el control para arrancar y cargar la unidad. En el mercado este tipo de gobernadores vienen incluidos con el tipo de generador a utilizar en el proyecto.

El generador es controlado por medio de la excitación y el regulador de voltaje.

El equipo sincronizador, permite a estos sistemas arrancar, regular el voltaje y controlar la generación de potencia al cargarlo o conectarlo a la línea.

11.5.1 Tablero de control principal El tablero de control tiene como función principal controlar y dar información al operador sobre el estado de todas las funciones de la planta, en el caso de las PCH, como son desatendidas, su principal función es activar una alarma remota que dé aviso de las contingencias con el fin de que el operador llegue a tiempo a atender el problema y generalmente reconectar la unidad.

El tablero de control está constituido por medidores, indicadores, interruptores de control, luces indicadores, anunciadores, relés de protección e instrumentos registradores.

Algunas características de ellos son:

- Los medidores suministran la información de los niveles de tensión, corriente, potencia reactiva, temperatura y velocidad de la turbina.
- Las luces indicadoras informan sobre la operación de elementos tales como: Válvula (abierta o cerrada).
- Los relés informan de las condiciones de falla entre las cuales se destacan: sobrecarga, bajo voltaje, sobre voltaje, frecuencia, etc. Estos son ubicados en una parte visible del tablero para facilitar su inspección.
- La distribución de los elementos del tablero de control depende de los criterios del diseñador y construcción siempre y cuando su supervisión se pueda realizar mediante un único frente.

El tablero de control para una PCH depende de su potencia reduciéndose a relés de protección, PT's, CT's, instrumentos de medida, indicadores. La selección del tablero dependerá en gran parte de un análisis de costos.

11.6 SELECCIÓN DE LAS PROTECCIONES PARA EL GENERADOR DE “LA NUEVA HOYA” (2.520 MVA)³²

La protección más adecuada para generadores pequeños mayores de 1 MW. de potencia y menores de 3.500 MW a 6.300 V se reúnen en el relé compacto MICOM P 342³³ son las siguientes:

³² Anexo plano protecciones

- **24:** Relé de ondas viajeras
- **27 / 59 :** Relé de baja tensión y sobre tensión
- **32:** Relé de potencia direccional
- **40:** Relé de pérdida de campo
- **46:** Relé de secuencia de fases negativo
- **50 / 51:** Relé instantáneo de sobre corriente y de tiempo inverso
- **50 N / 51 N:** Relé de sobre corriente con falla a tierra
- **51V / 21:** Relé de sobre corriente dependiente de tensión y relé de distancia
- **64:** Relé de falla a tierra
- **81:** Relé de baja frecuencia y sobre frecuencia
- **86:** Relé de disparo del interruptor
- **CT's** Relé supervisión del transformador de corriente
- **VT's** Relé supervisión del transformador de potencial

11.7 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE Y DE POTENCIAL ASOCIADO AL GENERADOR DEL PROYECTO

11.7.1 Transformador de corriente para la selección del transformador de corriente se requiere la corriente nominal del generador y los siguientes datos que se darán a continuación:

- $I_{nom} = 230.9 \text{ A}$.
- $I_{RELE} = 1.1 * 230.9 = 253.99 \text{ A}$
- se puede utilizar un TC de 300:5 de tres núcleos, según norma ANSI.³⁴
- Con corriente de corto circuito del generador: $I_{SC, GENERADOR} = 5 \text{ kA}$

11.7.2 Transformador de potencial

- 1 Unidad
- $V = \frac{6.3}{\sqrt{3}} \text{ kV} / 0.12 \text{ kV}$

11.8 PROTECCIONES ASOCIADAS GENERADOR – TRANSFORMADOR DEL PROYECTO

Según las siguientes características la protección más adecuada para un transformador pequeño es el relé compacto MICOM P 523³⁵:

³³ Anexo protecciones, Alstom D & T, Ing. Ruiz Javier, Departamento de control y protección en media tensión, 2003

³⁴ Fuente: Protecciones eléctricas; Romero Escobar José Carlos; Universidad Nacional de Colombia; Departamento de Ingeniería Eléctrica, Pág. 29, 2000.

³⁵ Anexo D, protecciones, Alstom D & T, Ing. Ruiz Javier, Departamento de control y protección en media tensión, 2003

Características del transformador:

- $P = 2.500 / 3.000$ kVA
- $V = 6.3$ kV / 34.5 kV
- Conexión DY5
- $I_{SC} = 3.8$ kA.

El relé compacto MICOM P 523³⁶ reúne las siguientes protecciones:

- **49:** Relé de sobrecarga
- **50 / 51** Relé instantáneo de sobre corriente y de tiempo inverso
- **50 N / 51 N:** Relé de sobre corriente con falla a tierra
- **63:** Relé Bucholz
- **71:** Relé de flujo de aceite
- **86:** Relé de disparo
-

11.9 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE CORRIENTE Y DE POTENCIAL ASOCIADO AL TRANSFORMADOR DEL PROYECTO

11.9.1 Transformador de corriente para la selección del transformador de corriente se requiere la corriente nominal del secundario del transformador del proyecto y los siguientes datos que se darán a continuación:

- $I_{nom} = 42$ A.
- $I_{RELE} = 1.1 * 42 = 46.1$ A, con 10% de margen extra al relé.
- se puede utilizar un TC de 50:5 de cuatro núcleos, según norma ANSI.³⁷
- Con corriente de corto circuito del generador: $I_{SC, GENERADOR} = 5$ kA

11.9.2 Transformador de potencial

- 2 Unidades a cada lado del interruptor.
- $V = \frac{34.5}{\sqrt{3}}$ kV / 0.12 kV

³⁶ Anexo D, protecciones, Alstom D & T, Ing. Ruiz Javier, Departamento de control y protección en media tensión, 2003

³⁷ Fuente : Protecciones eléctricas; Romero Escobar José Carlos; Universidad Nacional de Colombia; Departamento de ingeniería, 2000.

12. MALLA DE PUESTA A TIERRA

Los sistemas de conexión a tierra son necesarios en todos los casos en que se instala una subestación, para protección del personal y para permitir la conexión a tierra de los neutros de los transformadores y de otros equipos de protección

La seguridad de la subestación obliga a que todas las partes metálicas expuestas de los equipos, sean conectados a tierra. Esto incluye interruptores, tanques de transformadores, secundarios de transformadores de medición, estructuras metálicas y cualquier elemento metálico que pueda estar en contacto con personas y que se encuentre en cercanía con los elementos de alta tensión.

El diseño de la malla de puesta a tierra debe basarse en las condiciones del terreno donde se va a instalar, por lo que son necesarias algunas pruebas preliminares, antes de decidir sobre el tipo de malla a utilizar

Para el proyecto en particular se conoce que la naturaleza del terreno es fértil, rico en pastos aptos para la ganadería y para los cultivos de frutas como las uvas y cítricos, además de otros cultivos como el café. Siendo los principales en producción de esta región.

Por lo anterior se deduce que la resistividad del terreno es baja, más aún por la proximidad del proyecto al río Consota complementando una gran cantidad de terraplenes compactos y húmedos.

La zona del proyecto de “La Nueva Hoya”³⁸ tiene una resistividad del terreno que oscila entre los 85 Ω/m y una resistividad superficial de 1.900 Ω/m

12.1 CALCULO DE LA MALLA A TIERRA DEL PATIO

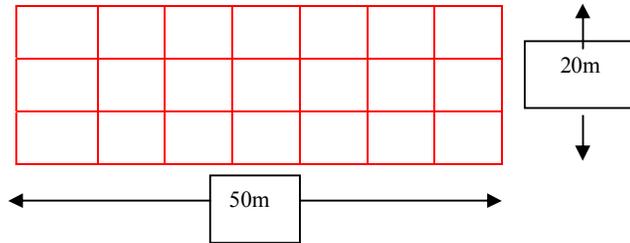
Según IEEE-80 de 1986, la forma de dimensionar la malla es de la siguiente manera:

1. Determinación del área de la malla de puesta a tierra:

Para conocer el área de la malla de puesta a tierra se tiene en cuenta el área total que ocupa la casa de máquinas que equivale a 340 m², Donde, aplicando raíz cuadrada se obtiene una longitud aproximada a 18.439 m la cual se ajusta a 20 m. Además de sumar la longitud de los cables de fuerza y subestación correspondientes a 10 m y 20 m respectivamente, para un total de 50 m de longitud y 20m correspondientes al ancho de la malla.

³⁸ Fuente: ESCORCE Bernal Eufredo, Estudio de Pre Factibilidad para la Construcción de La micro Central Hidroeléctrica “La Nueva Hoya”, 1996.

Las dimensiones de nuestra área serán de 50 m * 20m con una configuración rectangular.



Para continuar con su desarrollo son indispensables los siguientes datos

- ❖ $R \leq 5\Omega$ ohmio; el cual se asume 5Ω .
- ❖ $\rho = 85\Omega$ ohmio-metro; resistividad del terreno donde se instalará la malla.
- ❖ $\rho_s = 1900\Omega$ ohmio-metro; resistividad del terreno de la capa superficial.
- ❖ $I_{CC} = 800A$, factor de diseño = 1.5
- ❖ $I_F = 1.200 A$
- ❖ $S = 20 ms$, tiempo de operación de las protecciones secundarias
- ❖ $T_a = 26^\circ C$, temperatura ambiente de la zona del proyecto
- ❖ $T_m = 450^\circ C$, temperatura soldadura exotérmica
- ❖ $h = 0.5 m$, profundidad de enterramiento de la malla
- ❖ Área de la subestación: $50 m * 20 m = 1.000 m^2$

Con los datos anteriores es posible calcular de una manera más rápida una malla apropiada para el proyecto, basta con un programa que faciliten dichos cálculos como el resumen del siguiente que se encuentra en la siguiente tabla³⁹:

³⁹ Fuente: Casas Fabio; Diseño de mallas de puesta a tierra, Seguridad Electrica Ltda., 2000.

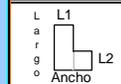
Tabla 35. Dimensionamiento de la malla de puesta a tierra

Cálculo de mallas de puesta a tierra para subestaciones.

IEEE 80 - 2000



Elaborado por: Ing. Héctor Ed. Graffe Cantillo Revisado por: Ing. Favio Casas Ospina
Copyright © Seguridad Eléctrica Ltda.

DATOS BASE PARA EL CÁLCULO DE LA MALLA DE PUESTA A TIERRA			
Resistencia Objetivo menor a(Ω)	5	Subestaciones de media tensión de uso interior. ▼	
Resistividad aparente del terreno (ρ)	85	◀ ▶	
Corriente de falla monofásica a tierra en el primario I_c (A)	1.205	◀ ▶	
Tiempo de despeje de la falla t_c (ms)	20	◀ ▶	
Material a utilizar en la puesta a tierra, con temperatura ambiente de 40°C	Cobre duro cuando se utiliza soldadura exotérmica ▼ Ver propiedades de los diferentes materiales		
Marque la casilla de verificación si existe una capa superficial. <input checked="" type="checkbox"/>	Resistividad ($\Omega \cdot m$)	▲ ▼	Espesor h_s (cm)
	1.900		10
Conductor calculado para la malla de puesta a tierra	Área mínima (mm^2)	Calibre escogido	Diámetro (m)
	1,83	2/0 AWG	0,0093
Geometría de la malla	<input type="radio"/> Cuadrada	Largo (m)	50 ▶ ◀
	<input checked="" type="radio"/> Rectángular	Ancho (m)	20 ▶ ◀
	<input type="radio"/> En forma de L	L1 (m)	0 ▶ ◀
		L2 (m)	0 ▶ ◀
	<input checked="" type="checkbox"/> Marque la casilla si la PT tiene Varillas	Lado de Cuadrícula (cm)	700 ▶ ◀
		Número de varillas	10 ▶ ◀
	Longitud de varilla (cm)	240 ▶ ◀	Longitud del perímetro (m)
			140
Profundidad de enterramiento de la (cm)	50	Área de la malla (m^2)	1000
CÁLCULO DE TENSIONES DE PASO Y CONTACTO MÁXIMAS PERMITIDAS			
Tensión de contacto tolerable	3.336	Persona de 70 kg ▼	
Tensión de paso tolerable	10.014		
CÁLCULO DE RESISTENCIA DE PUESTA A TIERRA			
Resistencia de Puesta a Tierra (Ω)	1,39		
CÁLCULO DE TENSIONES EN CASO DE FALLA			
Maximo potencial de tierra GPR (V)	<u>3.174</u>		
Tensión de malla en caso de falla (V)	<u>626</u>		
Tensión de paso en caso de falla (V)	<u>391</u>		
El GPR es menor que la tensión de contacto tolerable?	<u>OK!!! Su diseño ha sido exitoso.</u>		
La tensión de malla en caso de falla es menor que la tensión de contacto tolerable?	<u>OK!!! La tensión de malla cumple</u>		

La tensión de paso en caso de falla es menor que la tensión de paso tolerable?	<u>OK!!! La tensión de paso cumple.</u>
La resistencia obtenida es menor a la resistencia objetivo?	<u>OK!!! Su diseño ha sido exitoso</u>

Fuente: Seguridad Eléctrica, Diseño de malla de puesta a tierra, Casas Fabio, Proyecto “La Nueva Hoya”, 2003.

13. ESTUDIO ECONÓMICO

El objetivo del presente estudio, es verificar la viabilidad económica y financiera de la PCH “La Nueva Hoya superficial” estableciendo el punto de rentabilidad que se traduce en su desarrollo a lo largo del tiempo.

13.1 GENERALIDADES

El objetivo fundamental de un estudio económico es la evaluación de las alternativas, lo cual dispone al ingeniero proyectista a seleccionar la alternativa más viable, a nivel económico.

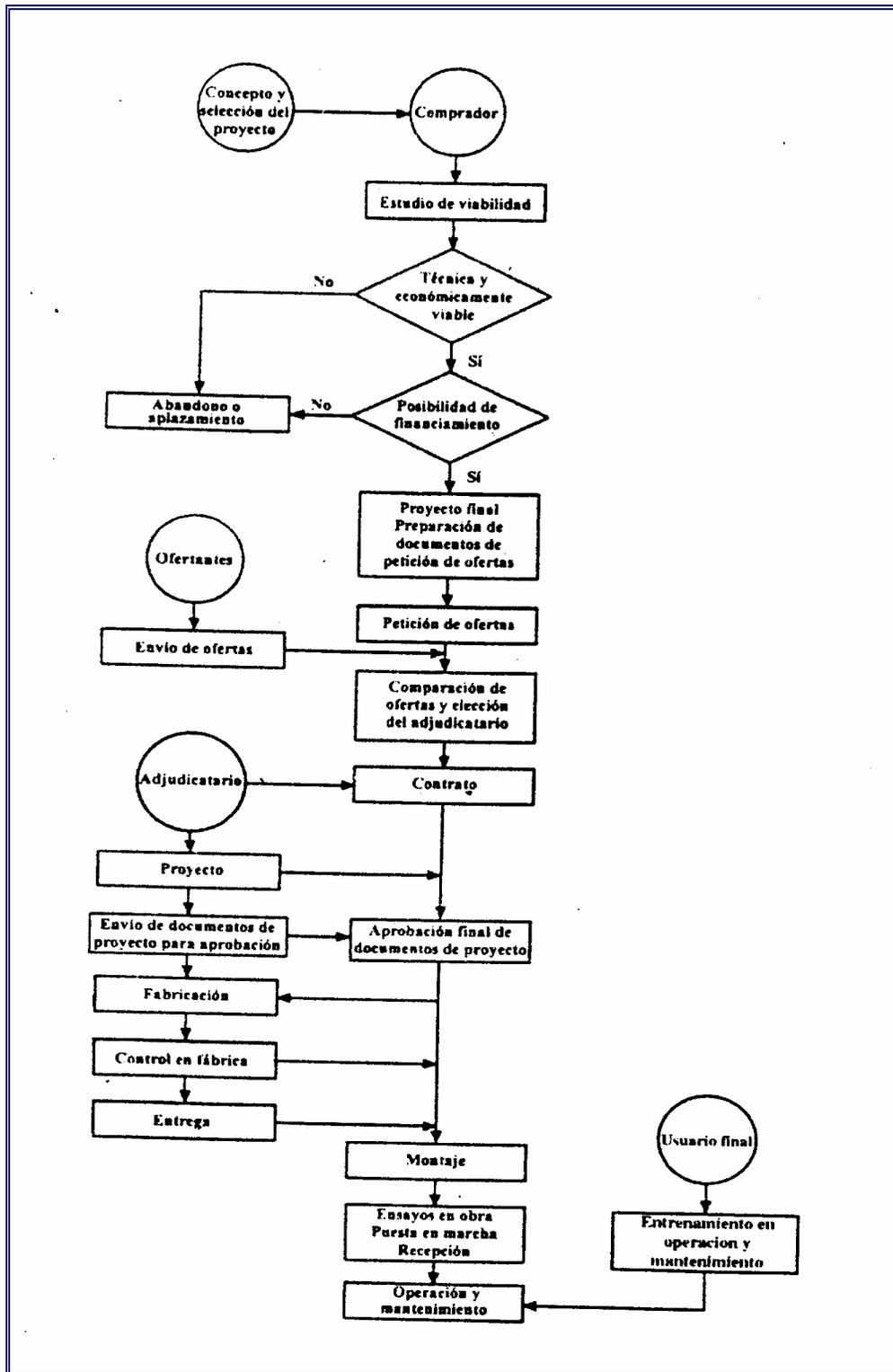
La viabilidad de un proyecto depende más del factor económico que del factor técnico; por lo tanto, es necesario explorar los diversos planes que incluyen los objetivos establecidos para que sean analizados cuidadosamente con base a las contingencias que tenga cada uno, es posible eliminar algunos planes durante el período de planeamiento, en razón de información anticipada que da la pauta para tomar una decisión radical.

En esta forma, un estudio de planificación de los recursos del agua se convertirá en un verdadero esfuerzo interdisciplinario.

La selección final del proyecto es la prerrogativa de la sociedad en general; un proyecto de desarrollo de recursos se realiza para el beneficio de la sociedad por esto es la responsabilidad del personal profesional del desarrollo de recursos, reconocer los planes alternativos posibles y presentar estos planes, junto con sus respectivos costos y beneficios de manera que se pueda efectuar una selección inteligente y significativa.

A continuación se ilustrará en una forma breve el procedimiento que se debe tener en cuenta en el desarrollo de un proyecto para una PCH desde el momento de concepción hasta el de construcción.

Figura 27. Secuencia de proyecto de una PCH.



Fuente: Guía para el equipamiento electromecánico de pequeños aprovechamientos hidroeléctricos.

13.2 INVERSIÓN

La inversión de un proyecto puede definirse como la suma de todas las erogaciones requeridas para que el proyecto sea concluido.

Estas erogaciones se dividen en costos directos y en costos indirectos.

Para un pequeño aprovechamiento hidroeléctrico, se puede utilizar la siguiente estructura de costos para su instalación:

13.2.1 COSTOS DE INVERSIÓN:

☞ Activo fijo:

Obras Civiles Se pueden considerar dos tipos de mediciones, las que se realizan en el campo y las de gabinete. Las primeras se refieren a los movimientos de tierra, para lo cual, deben medirse las secciones transversales de la bocatoma, canal, cámara de carga, eje de la caída, casa de máquinas y obras complementarias en el momento de realizar la topografía. Además se debe tener especial cuidado con el tipo de terreno, volúmenes de concreto, revestimientos, paredes y demás estructuras.

Costos Directos:

- Obras Preliminares
- Bocatomas
- Canal de Conducción
- Desarenador
- Cámara de Carga
- Tubería Forzada
- Canal de Descarga
- Obras Complementarias
- Casa de Máquinas

Costos Indirectos:

- Movilización y apoyo Logístico
- Campamentos e instalaciones
- Gastos Misceláneos
- Supervisión de Obras
- Imprevistos y Contingencias

Adquisición de Maquinaria y Equipo Electromecánico Para la fijación de los precios unitarios es necesario recurrir a los costos del mercado nacional y luego calcular costos de transporte e instalación sin pasar por alto los costos de las pruebas de los equipos e instalaciones a los que se les llama prueba de laboratorio.

- Tubería Forzada
- Turbinas, Generadores y Accesorios
- Línea de Sub-transmisión
- Centros de transformación

Montaje e Instalación de Equipo Electromecánico

Costos Directos

- Instalación de Tuberías
- Instalación de Turbinas, generadores y accesorios
- Instalación de la línea de sub-transmisión
- Instalación centros de transformación

Costos Indirectos Los costos indirectos no inciden directamente en la obra.

- Gastos Misceláneos
- Imprevistos
- Contingencias

☞ Activo Intangible

- Ingeniería Del proyecto
- Diseño Definitivo
- Gastos Misceláneos
- Supervisión del Proyecto

13.2.2 COSTOS DE OPERACIÓN

Los costos de operación en los proyectos hidroeléctricos son relativamente muy bajos y es dependiente de la capacidad de la central.

- Lubricantes y Grasas
- Materiales de Limpieza
- Enseres y vestuario
- Implementos de seguridad
- Útiles de Oficina
- Gastos de Personal
- Provisiones y reservas

13.2.3 COSTOS DE MANTENIMIENTO

En este rubro se consideran los gastos que periódicamente deben realizar operaciones de verificación y cambio de piezas desgastables, y que en las obras civiles es necesario un mantenimiento periódico y eventual.

- Materiales y Repuestos de Generación
- Materiales y Repuestos de transmisión
- Materiales y repuestos de transformación
- Pinturas y barnices
- Herramientas

Una vez estudiado el esquema se procede a realizar el estudio económico del proyecto de la micro central hidroeléctrica “La Nueva Hoya”.

13.3 ESTUDIO ECONÓMICO DE LA MICRO CENTRAL HIDROELÉCTRICA “LA NUEVA HOYA”

13.3.1 Parámetros a considerarse en el desarrollo del estudio económico del proyecto:

- En el caso de los pequeños aprovechamientos hídricos como en las centrales hidroeléctricas, los ingresos resultan únicamente de la generación de energía y no de la disponibilidad de la planta³⁹. Criterio que se aplicará en el proyecto
- Los egresos se obtienen considerando no sólo los costos derivados de los equipos electromecánicos calculados en este proyecto, sino también, los costos de las obras de conducción, captación, y de la casa de máquinas cuyos precios se dieron a conocer en base al estudio de factibilidad de las obras civiles realizado por los compañeros de la universidad Nacional.
- Cuando se requiere afectar el precio de un elemento basta con conocer la tasa de inflación de Colombia para dicho año y realizar su respectiva conversión en dólares si es necesario, de esta manera se obtiene el precio en el tiempo deseado.

Para el proyecto en general se trabajaron las obras civiles con precios de 1996⁴⁰. Cabe destacar que los costos civiles fueron reevaluados⁴¹ para obtener unos datos más específicos relacionados con el proyecto.

Es importante tener en cuenta la programación de las obras⁴² que se estima en 25 años, que es el tiempo de vida útil designada para el proyecto, más un tiempo adicional de

³⁹ Fuente CREG: resolución 055 de 1999.

⁴⁰ Ver anexo Económico; índice de inflación de Colombia a partir de 1997 – 2005 y el valor del dólar en el año del 2005. que son los datos requeridos para el proyecto en general.

⁴¹ Fuente: Alstom Power, departamento Construcciones Civiles de hidroeléctricas

⁴² Ver Anexo alusivo del cronograma de obras para el proyecto de “La Nueva Hoya”, 2003

tres años que es donde se efectuarán los primeros desembolsos concernientes a la etapa de construcción de la central el cual tiene importancia en el estudio económico con el fin de efectuar el estudio financiero del proyecto que será dividido de la siguiente forma:

- **Etapa de ingeniería y diseño detallado:** Esta etapa es la de concepción del proyecto, comprende el estudio interdisciplinario del área civil, mecánica y eléctrica. Para el caso en particular del proyecto se efectuara durante el año 2004.
- **Obras civiles:** Comprende la construcción de las obras de captación, conducción y casa de maquinas de la central. (año 2005)
- **Equipos electromecánicos:** Comprende los equipos de la casa de máquinas, subestación eléctrica, y suministros (seguridad industrial y dotación de oficina y papelería). (año 2006).

A continuación se presentan los costos de las obras civiles proyectadas del año 1996 al año 2005 que es el año donde se planea la construcción utilizando la Tasa de Inflación de Colombia (IPC) que para entonces será del 5.4% en Colombia y posteriormente se realiza la conversión a dólares con la Tasa Representativa del Mercado (TRM) que es de 1.9%

La forma de proyectar los costos de las obras civiles es utilizando la siguiente fórmula:

$$V_f = V_p (1+i)^n$$

Donde:

- V_f es la cantidad proyectada o el valor futuro.
- V_p es el valor a proyectar o el valor presente
- i es la tasa de inflación de Colombia (IPC).
- n es el número de periodos a proyectar.

Tabla 36. Relación de cantidades de obra y precios obras civiles de la casa de máquinas

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	SUBTOTAL
1	Trabajos Preliminares			
1.1	Campamento e Instalaciones			34.026,55
1.2	Construcción y Mantenimiento de vías de acceso	Km	1.5	81.663,72
1.3	Localización y Replanteo			37.429,20
2	Desmonte y Limpieza	M2	1	408,32
3	Casa de Máquinas	M2	500	208.237,35
4	Concreto para casa de Máquinas y tubo de Aspiración	M3	600	102.036,30
5	Estructura de Descarga			34.706,23
6	Acero Reforzado	TON	60	49.976,97
7	Empradización	M2	1000	2.082,37
9	Tubería de Presión	M	142	175.214,99
Total				725.782,00

Tabla 37. Relación de precios en dólares (US\$) de las obras de Captación y conducción.

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	SUBTOTAL
1	Trabajos Preliminares			
1.1	Campamento e Intaciones			34.026,55
1.2	Construcción y Mantenimiento de vías de acceso (1 Km)			40.831,86
1.3	Nivelación y Replanteo			40.831,86
1.4	Manejo de Aguas y Desviación Río Consota			68.053,10
2	Desmote y Limpieza	M2	65	26.540,71
3	Excavación			
3.1	En conglomerado para captación y Desarenador	M3	2,45	28.344,12
3.2	En Roca para Captación y Desarenador	M3	1,05	13.505,14
3.3	En Material Común para canal de Conducción	M3	20	124.942,41
3.4	En Roca para el canal de Conducción	M3	2	22.906,11
4	Llenos alrededor de Estructura	M3	1	3.817,68
5	Material Filtrante en Tanque Amortiguador, Muros y Canal de Conducción	M3	2	24.988,48
6	Concretos			
6.1	De 210 Kg/cm ² para Losas de Fundación	M3	760	81.767,87
6.2	De 210 Kg/cm ² para Muros de Canal de conducción	M3	9,9	987.045,06
6.3	De 210 Kg/cm ² para el Azud y Bloques de Caída	M3	440	53.447,59
6.4	De 210 Para Losas Superiores	M3	80	10.550,69
6.5	De 140 Kg/cm ² para concreto pobre	M3	600	54.558,19
7	Acero de Refuerzo	TON	850	708.007,01
8	Sello PVC – V22		4100	455.345,68
9	Cunetas Revestidas de Concreto	M	200	2.082,37
10	Equipos y Elementos Mecánicos			
10.1	Suministro e Instalación de Rastrillo Mecánico para Limpieza Rejilla	U	1	13.014,83
10.2	Rejilla Metálica captación de 4.50 x 3.50 m	U	1	4.858,87
11	Compuertas			
11.1	Deslizantes de 1,2 x 1,2	U	3	20.833,20
12	Rejilla Metálica inicio tubería de presión de 4.50 x 3.50	U	1	4.858,87
13	Motobomba Eléctrica de 7.5 H.P. con tableros (incluye casetas)	U	1	10.411,87
14	Anclajes para Tubería	M3	20	2.637,67
15	Tanque de Carga de 7.5 x 6 x 4m			52.059,34
16	Canal de Excesos			69.412,45
17	Baranda Tubería Negra Schedule 40= ? 2"	M	150	23.426,70
18	Ingramado de Taludes	M2	750	1.561,78
Total				2.984.668,06

El tiempo de construcción de la central hidroeléctrica, depende de la magnitud de la obra. Para el proyecto hidroeléctrico “La Nueva Hoya”, se ha previsto un tiempo de tres (3) años para la concepción y construcción del mismo. El resumen del cronograma general de obras, se encuentra en el anexo económico, el cual fue evaluado por el presente estudio.

Una vez obtenida la relación de las cantidades de obra para el proyecto se continúa con la estimación de los costos de los equipos electromecánicos.

Para continuar con el presente estudio económico se puede anticipar que la alternativa “Nueva Hoya Subterránea” no es viable económicamente ya que no se justifica una inversión tan alta en las obras civiles, que incluyen: obras de captación, conducción y adicionalmente una excavación de un túnel, por un total de \$US11.539.596⁴³ siendo una cifra superior al compararse con la alternativa superficial.

Otra razón de peso es al compararse las potencias generadas de las dos alternativas ya conocidas como de 2200 kW para la alternativa superficial y de 4000 kW para la alternativa subterránea, logrando destacarse que la alternativa subterránea de la superficial apenas se aprecia el incremento en su generación Siendo esta alternativa descartada debido a su alta inversión inicial y a su escaso incremento en la repotenciación de la central.⁴⁴

A continuación se presentan los cálculos correspondientes a la alternativa seleccionada “Nueva Hoya Superficial”:

13.4 Estimación de los costos de los equipos electromecánicos

La metodología de evaluación de los costos de los equipos electromecánicos, se realiza teniendo en cuenta que la fabricación de los equipos no es nacional, razón por la cual se calcula el costo desde el puerto de origen y los costos de importación, transporte al lugar de las obras, pruebas e instalación.

En el ámbito comercial estos costos se conocen como FOB (costo en el puerto de origen) y CIF (costos del equipo ya en el sitio de destino). Los valores FOB, de algunos de los equipos electromecánicos, se obtuvieron por medio del fabricante Alstom Power.

13.4.1 EQUIPOS MECÁNICOS⁴⁵

✍ **Costo CIF nacionalizado (puesto en el sitio del proyecto) de la turbina, regulador y válvula mariposa:**

COSTO (TRV) CIF:= (1.52 X costo FOB) X Nu
Costo FOB trv = US\$ 270.361,84

⁴³ LOGREIRA Alejandro, Factibilidad De la PCH “La Nueva Hoya” en el municipio de Cartago – Valle, Universidad Nacional de Colombia, Departamento de ingeniería Civil, 2003

⁴⁴ Ver anexo correspondientes a los costos de la alternativa subterránea

⁴⁵ Realizado por los estudiantes de la Universidad de América, Facultad de ingeniería Mecánica, 2003

Donde:

N_U = Número de unidades

FOB = Valor aeropuerto internacional

CIF = Costo Del equipo en el sitio de montaje

Los costos CIF, se calcularon como el 1,52 FOB⁴⁶.

$$V_{trv} = (1.52 \times \text{US\$ } 270.361,84) \times 1$$

$$\mathbf{V_{trv} = \text{US\$ } 410.950}$$

✍ **Costo del puente grúa:**

-Capacidad: 30/5 ton.

-Altura de izaje: 10 m.

-Ancho o luz de desplazamiento: 13,5m.

✍ **Costo FOB: 15.040 us\$**

$$V_{pg \text{ CIF}} = (1,52 \times \text{costo FOB})$$

$$V_{pg \text{ CIF}} = (1,52 \times \text{US\$ } 15.040)$$

$$\mathbf{V_{pg} = 22.862 \text{ US\$}}$$

✍ **Equipo Mecánico Auxiliar de origen extranjero**

$$V_{aux} = V_t * 0,16$$

$$V_{aux} = 410.950 \text{ US\$} \cdot 0,16$$

$$V_{aux} = 65.750 \text{ US\$}$$

✍ **Equipo mecánico auxiliar de origen nacional**

$$V_{aun} = V_t * 0,04$$

$$V_{aun} = 41.950 \text{ US\$} * 0,04$$

$$V_{aun} = 16.438 \text{ US\$}$$

✍ **Valor total de equipos mecánicos auxiliares**

$$V_{aux} = V_{pg} + V_{aux} + V_{aun}$$

$$V_{aux} = 22.862 + 65.752 + 16.438$$

$$V_{aux} = 105.052 \text{ US\$}$$

⁴⁶ Este valor está estipulado para proyectos de generación en Colombia. Fuente: Ing. Zambrano Humberto, Sales Manager, Alstom Power, 2003.

13.4.2 CÁLCULO DEL VALOR DE LOS EQUIPOS ELÉCTRICOS⁴⁷

✍ Valor FOB por generador y equipo asociado

$$Vg = 360 * \left(\frac{kVA}{n} \right)^{0.47118} * \left(0,7 + \frac{0,3}{Ntf} \right)$$

$$Vg = 360 * \left(\frac{2.520}{900} \right)^{0.47118} * \left(0,7 + \frac{0,3}{1} \right)$$

$$Vg = 595.699 \text{ US\$}$$

✍ Valor FOB unitario de excitadores

$$Vue = Vg * 0,1$$

$$Vue = 595.699 * 0,1$$

$$\mathbf{Vue = 59.569 \text{ US\$}}$$

$$Vug = \text{Valor FOB módulo de generación estimado por URARELECTRO}^{48} = \text{US\$ } 180.000$$

✍ Valor FOB total por equipo eléctrico

$$Vte = Vg + Vue + Vug$$

$$Vte = 595.699 + 59.569 + 180.000$$

$$\mathbf{Vte = 835.269 \text{ US\$}}$$

✍ Transformador Principal:

$$Vtr = 9.750 * (1,04)^4 * \left(\frac{Pnom}{1.000.000} \right)$$

$$Vtr = 9.750 * (1,04)^4 * \left(\frac{2.227,76kW}{1.000.000} \right)$$

$$Vtr = 25.410 \text{ US\$}$$

✍ Valor de interruptores

$$Vi = 120.000 * Ntf$$

$$Vi = 120.000 * 4$$

$$Vi = 480.000 \text{ US\$}$$

⁴⁷ Fuente: Voith (Vateco)-Sulzer, corroborar costos estimados mediante los anexos con sus respectivos catálogos asociados por equipo eléctrico.

⁴⁸ Ver catálogos correspondientes a la firma

✍ **Valor de barrajes**

$$Vb = 1,5 * (1,04)^4 \left(\frac{P_{aparente}}{\sqrt[3]{13 * 8 * 1.000}} \right) * N_{tf}$$

$$Vb = 1,5 * (1,04)^4 \left(\frac{2.520 \text{ KVA}}{\sqrt[3]{13 * 8 * 1.000}} \right) * 1$$

$$Vb = 94 \text{ US \$}$$

✍ **Valor de equipos auxiliares (transformadores, interruptores y barrajes)**

$$V_{axe} = V_{transformador} + V_I + V_B$$

$$V_{axe} = 25.410 + 480.000 + 94$$

$$V_{axe} = 505.504 \text{ US\$}$$

✍ **Valor total equipo eléctrico de los módulos de generación (V_e)**

$$V_e = (V_{tui} * N_{tf}) + V_{axe}$$

$$V_e = 835.269 + 505.504$$

$$V_e = 1.340.773 \text{ US\$}$$

✍ **Valor total de equipos eléctricos instalados**

$$V_{te} = V_e + 0,15 * V_e$$

$$V_{te} = 1.340,773 + (0,15 * 1.340,773)$$

$$V_{te} = 1.541.888 \text{ US\$}$$

✍ **Valor CIF de equipos eléctricos instalados**

$$V_{inst} = 1,52 * V_{te}$$

$$V_{inst} = 1,52 * 1.541.888 \text{ US\$}$$

$$V_{inst} = 2.343.671 \text{ US\$}$$

✍ **Valor total de suministro y montaje de equipos electromecánicos**

$$V_{tee} = V_{trv} + V_{aux} + V_{pg} + V_{inst}$$

$$V_{tee} = 410.950 + 105.052 + 22.862 + 2.343,671$$

$$V_{tee} = 2.882.535 \text{ US\$}$$

✍ **Valor CIF de los relés de protección para el generador y el transformador de la subestación “La Nueva Hoya”.**

Protección para el generador de 2.520 KVA:

$V_{CIF} = 17.846 \text{ US\$}$

Protección para el transformador de 2.520 KVA:
 $V_{CIF} = 8.486 \text{ US\$}$

Una vez obtenidos los anteriores costos correspondientes al estudio económico se relacionará la siguiente tabla donde se complementan otros costos de equipamiento eléctrico consultados por medio de la revista construdata 1.996 para este tipo de proyectos:

Tabla 38. Costos equipos electromecánicos de la casa de máquinas y de la subestación.

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VR. UNITARIO (Us\$)	V. Total (US\$)
1	Costo CIF de la turbina, regulador de velocidad y válvula mariposa.	Gl	1	410.950	410.950
2	Costo CIF del puente grúa	Gl	1	22.862	22.862
3	Valor total equipos mecánicos auxiliares.	Gl	1	105.052	105.052
4	Costo CIF de equipos eléctricos instalados.	Gl	1	2.343.671	2.343.671
5	Valor CIF relés de protección para el generador	Gl	1	17.846	17.846
6	Valor CIF relés de protección para el transformador	Gl	1	8.486	8.486
7	Replanteamiento de la línea				
7,1	Poste de concreto	un	1	158	158
7,2	Red de media tensión, ACSR 4/0	ml	6.000	31	186.000
7,3	Cable de guarda	ml	6.000	0,5	3.000
8	Puesta a tierra	Gl	1	13.263	13.263
9	Descargadores de sobre tensión	un	9	137	1.233
10	Suministro de materiales, equipos e instalación de sub estación de 2.500 KVA	GL	1	35.328,70	35.329
11	suministro e instalación de sistemas de potencia de baja tensión y control	un	1	85.964	85.964
12	Cables de potencia				0
12,1	Suministro e instalación de acometidas generales de baja tensión	ml	20	101	2.020
13	total				3.149.870

Fuente: Autores

CIF: Incluyendo Nacionalización y puesto en el sitio del proyecto.

- Además de establecerse los costos de construcción e instalación del proyecto, se determinó que el costo ocasionado durante la etapa de diseño e ingeniería detallada, así como la adjudicación de licitaciones es del valor del 7%⁴⁹ de la inversión inicial.

⁴⁹ El porcentaje que indica el valor de la ingeniería, diseño detallado y adjudicación de licitaciones, fue suministrado por el Ing. Eduardo Machado perteneciente a la empresa de consultoría Guío español.

- Para calcular el valor de la inversión total, se han estimado también, el valor de los imprevistos durante la realización del proyecto, el cual se ha establecido en un porcentaje de la inversión inicial correspondiente al 10%.

La siguiente tabla complementa el monto de la inversión total.

Tabla 39. Dotación seguridad industrial y oficina

ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANTIDAD	VR. UNITARIO (Us\$)	V. Total (US\$)
1	CASCOS	UN	5	7,01	35,05
2	GUANTES	UN	10	5,2	52
3	BOTIQUIN	UN	1	15	15
4	BOTAS	UN	5	21	105
5	ARNES	UN	1	21	21
6	EXTINTORES	UN	2	53	106
7	ESCRITORIOS	UN	5	63	315
8	COMPUTADORES	UN	5	600	3000
9	FAX	UN	1	122	122
10	ARTICULOS DE OFICINA	UN	VARIOS	105	105
	TOTAL				3876,05

Fuente: Autores.

Para un gran total de \$ US 8.456.689

13.5 FORMA DE FINANCIAMIENTO DEL PROYECTO DE “LA NUEVA HOYA”

Para el financiamiento del proyecto, es necesaria la solicitud de un crédito por el monto de la inversión, totalizada en US\$. 8.500.000 al Banco Mundial, que es la entidad encargada de manejar el crédito para proyectos de impacto social⁵⁰.

Para determinar el tiempo de plazo adecuado para pagar el préstamo, se efectuó un análisis de sensibilidad con varias alternativas de pago del monto de la deuda. Dicho análisis, fue realizado con tiempos de pago de la inversión que varían entre diez (10) y veinte (20) años, teniendo en cuenta la tendencia económica del proyecto, según el escenario de pago. El tiempo de pago fue entonces establecido con relación a la amortización de la cuota y los intereses cobrados por el Banco Mundial.

El tiempo de pago se acordó en 10 años que es el más utilizado para este tipo de proyectos hidroeléctricos. Cancelar la cuenta a un número mayor de años implica más intereses y el proyecto se encarecería demasiado.

La tabla de amortización de la deuda de la alternativa de pago seleccionada se da a continuación:

⁵⁰ **Fuente:** Ministerio de Minas y Energía.” Para proyectos de generación de energía eléctrica, el Gobierno ha destinado el Banco Mundial, como única fuente de financiación”.

Tabla 40. Amortización de la deuda para el proyecto de “La Nueva Hoya”

Alternativa 10 años

Nº PERIODOS	ABONO A CAPITAL	INTERESES	CUOTA	SALDO DEUDA U\$
0				8.500.000
1	598.841	643.450	1.242.291	7.901.159
2	644.174	598.118	1.242.291	7.256.985
3	692.938	549.354	1.242.291	6.564.047
4	745.393	496.898	1.242.291	5.818.655
5	801.819	440.472	1.242.291	5.016.835
6	862.517	379.774	1.242.291	4.154.318
7	927.809	314.482	1.242.291	3.226.509
8	998.045	244.247	1.242.291	2.228.464
9	1.073.597	168.695	1.242.291	1.154.868
10	1.154.868	87.423	1.242.291	0

Fuente: Autores.

El interés para este tipo de proyectos realizado en una consulta por Internet resultó ser del 7.57% efectivo total anual, contando con el 0.5% debido a gastos administrativos y de reajustes en el mercado.

13.6 VIDA ÚTIL DEL PROYECTO

El tiempo de vida útil para este tipo de proyecto es estimado por 25 años, y el lapso representativo para el estudio económico y financiero es de 28 años, es decir, desde el momento inicial de la factibilidad y la construcción, debido a que en esta etapa, también se realizan movimientos o desembolsos de dinero, los cuales se traducirían en egresos.

13.6.1 EGRESOS Otro tipo de egresos son los que se consideran como gastos de administración, operación y mantenimiento. Éstos, han sido determinados, estimando los salarios de las personas destinadas para la administración, operación y mantenimiento de la central.⁵¹

Los costos de mantenimiento, repuestos y pruebas de laboratorio de los equipos, se incluyen en el costo de los equipos electromecánicos.

A diferencia de los costos de mantenimiento, corresponden a la tubería de presión, por ser éstos los más representativos debido a su alto valor.

13.6.2 INGRESOS Los ingresos en el proyecto son por producción de energía que cuentan, a partir del momento en el que la unidad generadora empiece a trabajar.

⁵¹ Fuente: ALSTOM POWER, SIEMENS, ALSTOM D&T SULZER POWER, VOTIH-VATECO,

Los ingresos anuales, se obtienen a partir del cálculo del precio de venta de la energía producida por la central ya que por ser un generador menor de 10 MW, la planta no está obligada a competir con precios en la bolsa de energía.

Para calcularlo se aplica la siguiente relación⁵²:

Valor Presente de los ingresos = Valor Presente de los egresos.

$$(X) * \text{Kwh./año} = \text{US\$/año}$$

$$X = \text{US\$/kWh}$$

X corresponde al precio de venta de la energía producida en la central (este precio pertenece kWh generado medido en bornes del generador. No se tienen en cuenta las pérdidas por transmisión dado que en el proyecto no se consideró la línea de subtransmisión). Este valor, multiplicado por la generación anual en kWh, es la cantidad de ingresos económicos de la central. Para saber la cantidad de energía producida para los siguientes periodos del proyecto, se ha establecido un derrateo⁵³ de la planta del 0,5% anual.

13.7 Flujo de caja del proyecto

De acuerdo con el cronograma⁵⁴, se realiza la asignación de los recursos en la etapa de construcción y concepción. Conociendo los costos de las obras civiles de captación y conducción, calculados en el año de 1996, se debe conocer su valor en el año que va a cumplirse su construcción y/o instalación. Para establecer dicho valor, los costos obtenidos para 1996, fueron proyectados con el IPC (índice de predios al consumidor) de Colombia, es decir, en pesos (\$) hasta el año de instalación o construcción de la obra, para luego ser trabajados en dólares (US\$), utilizando la TRM (Tasa Representativa del Mercado) del año correspondiente.⁵⁵ Es pertinente aclarar, que para la realización del flujo de caja, se ha trabajado en dólares ya que para este tipo de proyectos se asigna como la moneda internacional.

La forma de proyectar los costos de las obras civiles es utilizando la siguiente fórmula:

$$V_f = V_p (1+i)^n$$

Donde:

V_f : es la cantidad proyectada,

V_p : es el valor a proyectar,

⁵² Ésta relación sólo se cumple para el primer año, pues en este periodo, se obtienen valores presentes de ingresos y egresos, para los demás años, estos valores se proyectan. Fuente: Ing. Luis E. Buitrago. Universidad América, OLADE, Guía de diseño de Equipos electromecánicos para PCH., Colombia 1986.

⁵³ Derrateo: Es la disminución gradual de la capacidad de generación de la planta por el desgaste de los equipos, entre otros factores, a lo largo de la vida útil de la Central Hidroeléctrica.

⁵⁴ Ver anexo económico donde se expone el cronograma y el flujo de caja para el proyecto

⁵⁵ El IPC Y LA TRM proyectadas y utilizadas en el proyecto se encuentran en el anexo 26. Fuentes:

CORFINSURA Y BUSINESS COL Ltda.

I: es la tasa de inflación de Colombia (IPC) y
n es el número de periodos a proyectar.

13.7.1 Valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) El VPN y la TIR son los factores de análisis de la rentabilidad del proyecto, cuando un proyecto es rentable, El VPN (valor presente neto), deberá ser positivo.⁵⁶
Al determinar el VPN del proyecto, es negativo, lo que refleja que el proyecto no es rentable y la TIR es igual al 8%, es decir, el inversionista nunca recupera la inversión destinada para el proyecto.

13.8 PRECIO DE VENTA DE ENERGÍA PROMEDIO DE LA BOLSA DE ENERGÍA:

Se efectuó un flujo de caja para la alternativa de 10 años, empleando el precio de venta promedio de la Bolsa de Energía. Para el 2001, el valor promedio fue de 53,95 \$/kWh. Éste fue proyectado hasta el 2007 (año de puesta en marcha de la central), y calculada su equivalencia en US\$, para ese año. El resultado del flujo de caja, fue el mismo. Las utilidades, siempre fueron negativas y el VPN dio un resultado aún más negativo con una TIR de cero. Esto confirmó que el proyecto definitivamente no es rentable.⁵⁷ A continuación se muestran los flujos de caja del proyecto.

El precio de venta de la energía generada para la alternativa en estudio fue de 32,64 US\$/kWh, precio muy superior a comparación del precio de venta de la bolsa de energía. Por tal razón se debe decir que el proyecto no tiene ningún momento de rentabilidad, por tal razón el inversionista o el que se encuentre en la cabeza de la parte contractual del proyecto puede arriesgar su dinero.

Al igual, al realizarse el análisis de sensibilidad para dos unidades de generación se observa mediante el flujo de caja que la inversión inicial se incrementa notoriamente pero obteniéndose la ventaja de que el factor de planta se mejora a un factor de 0.8, lo que se traduce en reducción del costo de la venta anual de energía, sin embargo, resulta siendo su VPN negativo, lo que haría descartable este proyecto a nivel económico.

⁵⁶ Para el trabajo de investigación, se empleó una TIO, del 10,375% e.a. en dólares (us\$). ésta corresponde a la ofrecida por los bonos de deuda externa con rentabilidad a 30 años, para inversiones similares a la calculada para el proyecto. Estos bonos son emitidos por el Ministerio de Hacienda, y los hace efectivos el Banco de la República. Fuente: Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

⁵⁷ Ver Anexo económico, flujo de caja del proyecto

CONCLUSIONES

- ✓ La tecnología en pequeñas centrales hidroeléctricas es lo suficientemente madura y plenamente aplicable para el proyecto “La Nueva Hoya”.
- ✓ De acuerdo con los parámetros de diseño explicados en el documento y teniendo en cuenta, las ventajas y desventajas tanto técnicas como económicas, de cada una de las alternativas de generación, la opción más favorable y por tanto la seleccionada, fue la conducción superficial. Uno de los factores determinantes, para la selección de esta alternativa, es el monto de la inversión inicial.
- ✓ Los costos de obras civiles para el proyecto son elevados de US\$ 3.710.450 utilizando una unidad generadora y de US\$ 4.823.585 utilizando dos unidades generadoras. Teniendo en cuenta que por unidad adicionada al proyecto se incrementan los costos civiles en un 30%. Lo mismo ocurre con el precio de los equipos electromecánicos que incrementa su valor en un 80%, pasando de US\$3.235.834 para una unidad a US\$5.824.501 para dos unidades, Lo cual hace que en este tipo de proyectos, la determinación del número de unidades sea cuidadosamente evaluada.
- ✓ En el Sistema Interconectado Nacional se están instalando centrales termoeléctricas a gas entre US\$ 300 – 500 por kW, lo cual hace competitiva este tipo de generación si se tienen precios estables y bajos del gas como los que se manejan actualmente en el País. Igualmente en centrales termoeléctricas a carbón los costos son del orden de US\$ 1.300 por kW, que con los bajos y estables precios del carbón, son atractivas frente a las hidroeléctricas, ya que no es posible encontrar hidroeléctricas con costos de menos de US\$ 2.000 por kW, sin contar con los costos por tasas compensatorias y retributivas por el uso del agua que las Corporaciones Regionales están imponiendo.
- ✓ A pesar de que el proyecto en estudio, cuenta con vías de acceso los costos para la alternativa superficial son de US\$ 3.863 por kW. Que si bien son razonables, están muy por encima de las opciones térmicas aplicables en al Sistema Interconectado.
- ✓ El costo de la energía para el proyecto calculado en US\$ 0.263 por kWh para una unidad y US\$ 0.215 por kWh para dos unidades, no es competitivo frente al costo actual de la energía del sistema interconectado, que es del orden US\$ 0.022 por kWh, lo que impediría que la energía generada por la microcentral hidroeléctrica “La Nueva Hoya” sea colocada en el mercado.

- ✓ Si bien es cierto una unidad generadora para el proyecto, no permite la utilización óptima de la energía hidráulica; ya que en los meses en los cuales se presentan caudales bajos no podría operar la central, al adicionar unidades, solo mejoraría el factor de planta variando de 0.5 a 0.8., pero esto implicaría elevar la inversión inicial, y el costo del kilovatio generado seguiría estando muy por encima del valor de la energía del sistema interconectado nacional.
- ✓ Los equipos electromecánicos para PCH están estandarizados y por esto sus costos son competitivos frente a alternativas térmicas, pero el alto componente del costo del proyecto es atribuido a las obras civiles, que se ven incrementados muy significativamente en la alternativa con túnel de conducción. Si a esto adicionamos los altos intereses pagados durante la construcción ya que el tiempo de construcción de una central Hidroeléctrica es muy superior al utilizado en el montaje y construcción de una central térmica, hacen poco competitivas la centrales hidroeléctricas cuando se tienen otras posibilidades de suplir la energía demandada, como es el caso del municipio de Cartago.

RECOMENDACIONES

- ✍ Si bien la construcción de nuevas pequeñas centrales hidroeléctricas para interconectar al sistema interconectado nacional no es rentable, se podría explorar la recuperación y repotenciación de unidades existentes aprovechando la infraestructura de obras civiles existentes.
- ✍ Innovar mecanismos de integración en el trabajo interdisciplinario, favorecería el enriquecimiento de cada uno de los profesionales involucrados en sus propias disciplinas.
- ✍ Se encontró una divergencia muy significativa en el caudal definido de diseño en la etapa de prefactibilidad. el cual fue corregido pasando de $7\text{m}^3/\text{s}$ a $3,5\text{m}^3/\text{s}$ en el estudio realizado en la etapa de factibilidad por los compañeros de la facultad de ingeniería civil de la Universidad Nacional de Colombia en su trabajo de grado. Errores de este tipo pueden inducir a tomar decisiones equivocadas en la construcción de un proyecto con consecuencias fatales para el inversionista. Lo que demuestra la importancia en la determinación de los caudales y la profundización en estudios hidrológicos.
- ✍ Debido a los elevados costos de las obras civiles se recomendaría impulsar investigaciones en la fabricación de materiales de bajo costo, que permitan ser utilizados en este tipo de proyectos; como presas, canales, bloques en material sintético.
- ✍ Impulsar investigaciones sobre nuevos tipos de turbina que se acojan a la caída y caudal que se presentan durante todo el año. De esta manera se garantizaría la continuidad de la operación de la central, se reduciría el costo de la generación anual del proyecto y por ende resultaría más competitiva frente al mercado de energía.

BIBLIOGRAFÍA

- ✍ BANCO MUNDIAL. Preguntas y respuestas sobre el Banco mundial, s.l. : B.M, 2003.
- ✍ CAMARGO Gustavo. MUNDO ELÉCTRICO. En: Mantenimiento Eléctrico. Bogotá V.29 No. 30. Feb. Mar.2002.
- ✍ CIVIL ENGINEERING GUIDE LINES FOR PLANNING AND DESIGNING HIDROELECTRIC DEVELOPMERTS, POWER HOUSE AND RELATED TOPICS , American Societity of Civil Engineers ,New york 10017-2398, vol 3
- ✍ COLOMBIA. Plan de expansión de referencia, generación - transmisión 2002-2011 Bogotá: UPME, 2002. P. 106-132
- ✍ CONSORCIO GUIO ESPAÑOL, Ing. MACHADO Eduardo, Proyecto hidroeléctrico de Mitú. 2000.
- ✍ CONSULTORIA COLOMBIANA, Pequeña Central Hidroeléctrica de Puerto Carreño, Departamento del Vichada, 1994.
- ✍ CURSO LATINOAMERICANO DE DISEÑO DE PEQUEÑAS CENTRALES HIDROELÉCTRICAS. Guía y diseño de los equipos electromecánicos de una pequeña central hidroeléctrica, Colombia OLADE. 1986.
- ✍ ESTUDIO DE FACTIBILIDAD DE LA PCH DEL MUNICIPIO DE VICHADA, Puerto Carreño, ICEL, Bogotá
- ✍ FUPAI, Convenio Electrobras, Centráis Eléctricas Brasileiras S.A, 3 – 28 Octubre,1998.
- ✍ GERS O. Juan Manuel. Aplicación de las Protecciones Eléctricas. Editorial Universidad del Valle, 1993.
- ✍ HANGZHOUN REGIONAL CENTRE FOR SMALL HIDRO POWER, SHP NEWS vol. 19,ISSN 0256-3118 spring 2002
- ✍ HANGZHOU Regional Center for Small Hydro Power, 1992.
- ✍ IEC 76, Código Eléctrico Internacional, Especificaciones para la selección de transformadores principales.

- ✍ IEC 56, Código Eléctrico Internacional, Especificaciones para la selección de equipos auxiliares
- ✍ IEC 129, Código Eléctrico Internacional, Especificaciones para la selección de Seccionadores.
- ✍ IEC 76, Código Eléctrico Internacional, Especificaciones para la selección de Transformadores de servicios auxiliares.
- ✍ IEC 186, Código Eléctrico Internacional, Especificaciones para la selección de Transformadores de tensión.
- ✍ IEC 185, Código Eléctrico Internacional, Especificaciones para la selección de Transformadores de corriente.
- ✍ IEEE.80, Diseño de Mallas de Puesta a Tierra.
- ✍ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN, Código Eléctrico Colombiano. Bogotá D.C, ICONTEC, 2000. NTC -2050.
- ✍ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Especificaciones para aceites minerales, aislantes nuevos para transformadores, interruptores y equipos eléctricos. Bogotá D.C, ICONTEC, 1997. <17> p. NTC – 3285.
- ✍ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Descargadores de Sobre tensiones, Bogotá D.C, ICONTEC, 1997. <48> p. NTC – 2166.
- ✍ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Diseño de equipos electromecánicos para una pequeña central hidroeléctrica. Santa fe de Bogotá; ICONTEC, 2000. Norma GTC- 81.
- ✍ INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Maquinas eléctricas rotativas. Especificaciones de los requisitos para las máquinas sincrónicas tipo turbina. Santa fé de Bogotá: ICONTEC, 2000, P.99, NTC - 3998.
- ✍ ISA, Estimativos de costos para pequeñas centrales hidroeléctricas. 2002. KVAENER S.A. Selección del tipo de turbina.
- ✍ KUIPER Edward, Economía en proyectos Hidráulicos, Centro Interamericano de Desarrollo Integral de Aguas y tierra, Bogotá, 1995.
- ✍ LOGREIRA RENTERIA ALEJANDRO, Factibilidad de la PCH de la Nueva Hoya en el municipio de Cartago, departamento del Valle del Cauca, Universidad Nacional de Colombia
Departamento de Ingeniería Civil, Unidad Hidráulica, Bogotá D.C, 2003.

- ✍ MACHADO, Eduardo. Generación Hidráulica. Energía, sus perspectivas, conversión y utilización en Colombia. Bogotá: Universidad Nacional de Colombia.1998.
- ✍ VÉLEZ GONZÁLEZ Ana María, Manual de dimensionamiento y especificaciones de equipos electromecánicos para PCH. Santafe de Bogotá: Universidad de la Salle. 2000.
- ✍ OCHOA RUBIO Tomas, Centrales hidroeléctricas, Colombia. 2002. Universidad Grancolombia. P. 25 -773.
- ✍ OLADE, Curso Latinoamericano de diseño de PCH, Equipos electromecánicos, VOL. 4, 1989.
- ✍ ORTIZ FLOREZ Ramiro, Pequeñas centrales hidroeléctricas. Colombia, Me Graw Hill, 2001. P. 33-57, 115-141, 148-158, 191,202, 214-329
- ✍ PEREZ ALEXANDER, Dimensionamiento de los equipos Mecánicos de la Hidroeléctrica La Nueva Hoya, Fundación Universidad de América, Facultad de Ingeniería Mecánica, Bogotá D.C, 2003.
- ✍ PEREZ F Diosdado, Selección de las turbinas Hidráulicas utilizando sus parámetros unitarios, Ingeniería Hidráulica, VOL XIV, N₀ 3, La Habana, 1993.
- ✍ PROYECTO DE NORMA TÉCNICA COLOMBIANA, Guía Para el Equipamiento Electromecánico de Pequeños Aprovechamientos Hidroeléctricos, DE 400 / 2002.
- ✍ RAMIREZ José, Máquinas Motrices Generadoras de Energía Eléctrica, 5^aED. Barcelona: CEAC, Pág. <475- 497>, 1984.
- ✍ RODRIGUEZ Pedro y SUAREZ Víctor; Prediseño y Especificaciones Técnicas de generadores hidroeléctricos, Sante fé de Bogotá, Universidad Nacional, 1981.
- ✍ ROMERO José Carlos, Protecciones Eléctricas, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional de Colombia, Bogotá D.C, 2000.
- ✍ SULZER - ESCHER WYSS HIDRAUUCS "BELL". Oimensionamiento de Ja planta física de equipos electromecánicos.
- ✍ SUPER INTENDENCIA DE SERVICIOS PÚBLICOS DOMICILIARIOS. Memoria de aprovechanientos energéticos. 1997.
- ✍ VOITH S.A. Ing. BUITRAGO Reinaldo. Catálogos de selección de turbinas hidráulicas.
- ✍ UNIVERSIDAD DE LOS ANDES, Diseño electromecánico de pequeñas centrales hidroeléctricas, Centro interamericano de desarrollo integral de aguas y tierras, Merida-Venezuela, 1995.

- ✎ <http://www.microhydropower.net/>
- ✎ <http://www.hydropower.org/>
- ✎ <http://www.hydro.org/>
- ✎ <http://hydropower.inel.gov/>
- ✎ <http://www.eere.energy.gov/consumerinfo/refbriefs/ab2.html>
- ✎ <http://energy.sourceguides.com/businesses/byP/hydro/mHG/mHG.shtml>
- ✎ <http://www.itdg.org/html/energy/peoplestories3.htm>
- ✎ <http://www.energy.state.or.us/renew/microhydro.htm>
- ✎ <http://hydropower.inel.gov/facts/types.htm>
- ✎ <http://www.elements.nb.ca/theme/energy/micro/micro.htm>
- ✎ <http://www.smallhydropower.com/>
- ✎ <http://www.small-hydro.com/whatis.cfm>
- ✎ <http://www.undp.org/seed/eap/html/publications/2000/SEStrategy/chapter4.doc>
- ✎ <http://www.smallhydropower.com/manual3.htm#chap1>
- ✎ <http://www.lcs.net/users/pinecrest/text/hydro.htm>

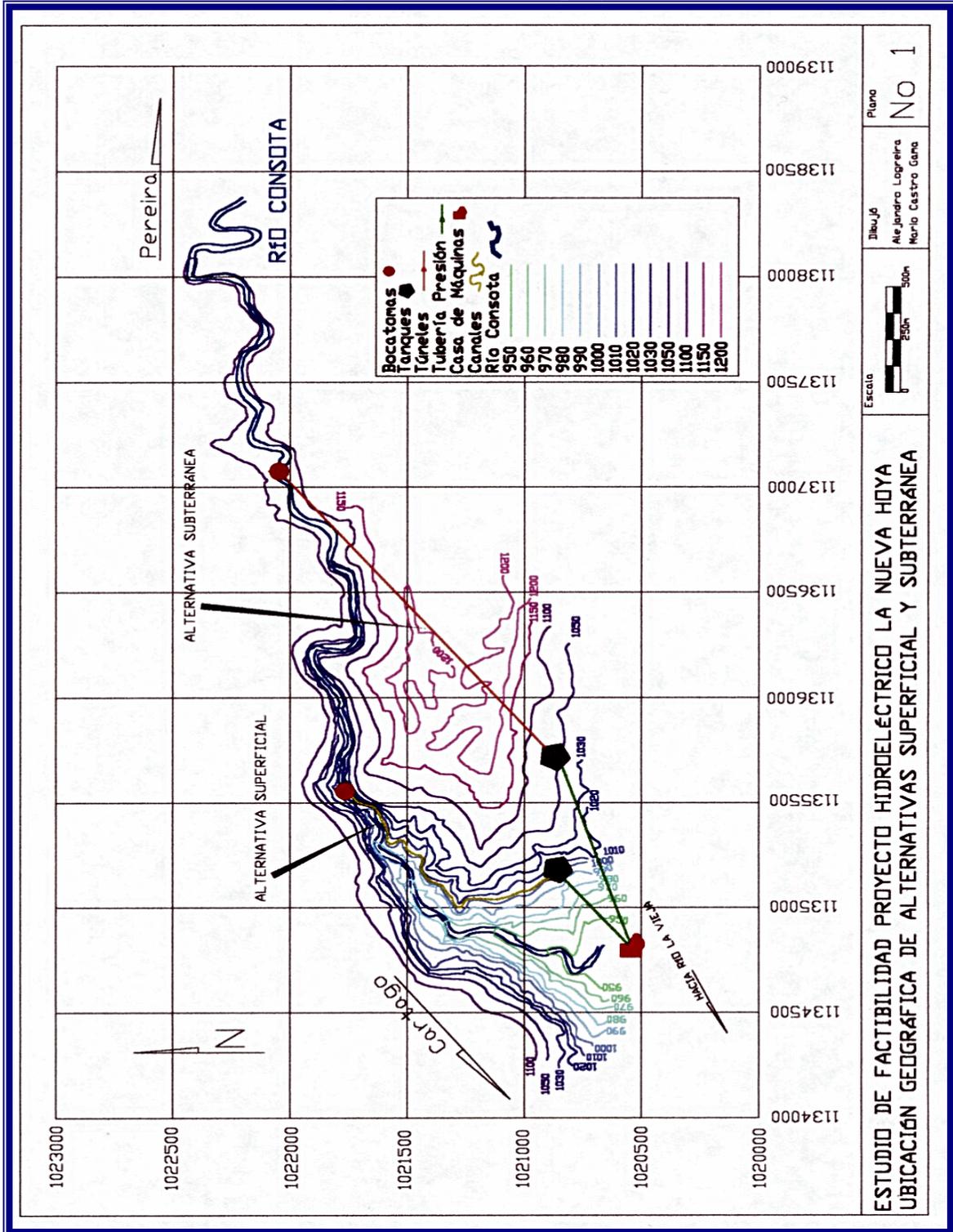
ANEXO A

ILUSTRACIÓN 1. Localización general de la zona del proyecto “La Nueva Hoya”.



FUENTE: Factibilidad de la Pequeña Central Hidroeléctrica “LA NUEVA HOYA”, Logreira Rentería Alejandro, Universidad Nacional de Colombia, 2003.

ILUSTRACIÓN 2. Zona de aprovechamiento del proyecto hidroeléctrico



FUENTE: Factibilidad de la Pequeña Central Hidroeléctrica “LA NUEVA HOYA”, Logreira Rentería Alejandro, Universidad Nacional de Colombia, 2003.

ANEXO B

1. SELECCIÓN DEL EQUIPO DE GENERACIÓN PARA LA PCH “NUEVA HOYA SUPERFICIAL”.

Después de haber obtenido los cálculos concernientes a la turbina y al generador de la alternativa “Nueva Hoya Superficial”, se procedió a efectuar consultas a potenciales fabricantes mediante correo electrónico sobre las características de este tipo de equipos, sus costos y catálogos soportes a las siguientes firmas:

- J.M. VOITH GmbH
- URAELECTRO
- Ossberger – Turbinenfabrik
- Skoda Export
- Casa Hidráulica
- ABB (Asea Brown Boveri)
- General Electric Company
- Alstom Power
- Alstom D & T
- Siemens de Colombia
- Scheneider Electric

De las consultas efectuadas se recibió respuesta de las siguientes firmas::

- J.M. VOITH GmbH
- URAELECTRO
- ABB (Asea Brown Boveri)
- Alstom Power
- Siemens de Colombia

De las firmas anteriores se recibió de Alstom Power y Uraelectro la información más completa sobre este tipo de proyectos como se reseña a continuación:

1.1 Parámetros generales de los fabricantes sobre turbinas hidráulicas

C La turbina deberá ser diseñada y fabricada de tal manera que en condiciones normales y permanentes de operación bajo los parámetros nominales de caudal, altura y rendimiento ofertados por el fabricante, el alternador acoplado con la turbina entregue en bornes la potencia eléctrica indicada 2200 kW.

C Los equipos empleados deberán ser necesariamente nuevos, de primera calidad con su respectiva clase y certificación; de tal manera de asegurar por lo menos vida útil de 15 años.

C El OFERENTE recomendará el tipo de turbina mas adecuada desde el punto de vista técnico y económico, con base en las características técnicas especificadas en estos documentos, considerando: condiciones de servicio, optimización de los costos de operación y mantenimiento y una larga vida con las menores exigencias de repuestos de mantenimiento.

C Según el tipo de turbina ofertado y contratado, la provisión deberá ser necesariamente completa, sin que falte ningún accesorio por muy grande o pequeño que sea y por más que no hubiera sido expresamente mencionado en estas especificaciones.

C El contratista deberá garantizar la disponibilidad permanente de repuestos durante por lo menos 10 años a la fecha de entrega.

C El contratista deberá proporcionar por lo menos 5 copias de todos los manuales de operación y mantenimiento con las listas de partes y pieza, tanto para la turbina como para el alternador y sus equipos complementarios, los manuales y toda la documentación deberá ser en idioma español.

El alcance de estas especificaciones, que a continuación se mencionan, no tiene carácter restrictivo y deben interpretarse como requisitos mínimos que el OFERENTE suministrará al ser contratado.¹

Tabla B1. Especificaciones técnicas turbina Francis “Nueva Hoya Superficial”

TIPO	F115
Material del rodete	Francis
Material de los Inyectores	Cr Ni
Duración de la vida del rodamiento	15 años
Potencial Nominal	2200 kW.
Reductores	Tubería – Turbina
Volantes de Inercia	De acuerdo al oferente
Acoples	Turbina – Generador
Planos de montaje e instalación	Después Del contrato

Fuente: Alstom Power, Zambrano Humberto, Sales Manager

1.2 Válvula de cierre

¹ Alstom Power, customer Service, Bogotá D.C; Colombia, 2003

La propuesta deberá incluir una válvula de cierre de acuerdo a las necesidades de un servicio fiable, seguro de construcción robusta, apertura manual y cierre por peso, accionada por disparo de bobina electromagnética amortiguada.

La válvula para el proyecto, será de cierre hermético y resistente a la presión del agua

TABLA B2. Accionamiento válvula de cierre

VÁLVULA DE CIERRE	
Parámetro	Requerimientos del contrato
Accionamiento	Eléctricamente con D.C

Fuente: Alstom Power,
Zambrano Humberto, Sales
Manager

Se suministrará una junta de expansión empernada a la válvula para su fácil mantenimiento.

1.3 GENERADOR “NUEVA HOYA SUPERFICIAL”

1.3.1 Generador ofertado El alternador deberá ser de tipo síncrono, autoexcitado con excitación estática, sin escobilla, con puentes rectificadores rotativos, trifásico, dimensionado para la operación con la turbina Francis hidráulica, dimensionado eléctrica y mecánicamente adecuado con la velocidad de embalamiento de la turbina y con regulador automático y de tensión tipo AVR.

La conexión de los bobinados deberá ser en estrella con neutro accesible y directamente o a través de una impedancia convenientemente dimensionada.

El ajuste de presión del nivel de tensión en el alternador será efectuado desde el respectivo cuerpo del tablero mediante control manual.

La desviación de regulación de tensión en condiciones normales de operación no deberá ser mayor que 5% en el rango de factor potencia de 0,85 hasta 1,0.

Ante variaciones súbitas de carga de hasta 30% de la potencia nominal del alternador, la tensión no deberá bajar más de 20% durante un segundo.

En la licitación se incluirá el montaje de la máquina, pruebas de operación con variación de carga y arranque, como también la capacitación del personal (2 personas mínimo) en el mantenimiento y operación de la planta.

En conclusión, el alternador ofertado deberá cumplir con las siguientes características técnicas:

TABLA B3. CARACTERÍSTICAS DEL GENERADOR

Tipo	Sincrónico
Regulador de Voltaje	AVR
Aislamiento	Clase F
Potencia aparente	2600 kVA
Factor de potencia $\cos\phi$	0,85
Tipo	Sincrónico
Tensión	6,3 kV
Conexión	estrella
Sobrecarga permisible	1,5 * In durante 2 min.
Grado de Protección	IP23
Refrigeración	Aire
Altura de operación	1000 m.s.n.m.
Velocidad de embalamiento	1,8 a 2 Velocidad nominal.
Velocidad nominal	900 r.p.m.
Modo de montaje	Horizontal
Frecuencia	60 Hz

Fuente: Alstom Power, Zambrano Humberto, Sales Manager

1.3.2 Transmisión

A consecuencia de variación de velocidades que existen entre la turbina y el generador se hace necesario el acoplamiento a través de un sistema de transmisión de velocidades, el cual se especifica de acuerdo al tipo de acoplamiento que se adapte con las respectivas características del proyecto, cuya eficiencia no deberá ser menor de 90 %.

1.4 REGULADOR

El ofertante recomendará el tipo de regulador de velocidad más conveniente con base en las características técnicas de servicio, operación y mantenimiento.

En el caso que el ofertante seleccione un regulador electrónico deberá asegurar que éste sea de construcción modular de tal forma que permita el fácil ajuste de recambio.

El regulador suministrado deberá contar con un ajuste manual.

Para el funcionamiento de la planta, es necesario que el sistema de regulación deba funcionar según los requerimientos de la red, en vista de que la turbina entrará en forma aislada, el contratista deberá considerar las características de funcionamiento de tal manera que asegure un adecuado suministro de energía (60Hz). Considerando las condiciones de funcionamiento de la planta y al no tener problemas de caudal, se sugiere la utilización de reguladores de carga, es decir, con disipación de energía o reguladores mixtos de caudal y carga.

1.4.1 Repuestos El fabricante deberá garantizar para el regulador de la turbina en su inventario la existencia de repuestos por un periodo no menor de 5 años, la falta de esta garantía podrá dar lugar al rechazo de la propuesta de compra.

TABLA B4. CARACTERÍSTICAS DEL REGULADOR

Regulador de velocidad	
Sistema de Regulación	Carga
Turbina a regularse	Tipo Francis, un solo rodete
Controlador	Electrónico
Carga secundaria total	120% Nom
Capacidad de absorción de carga	100%
Tiempo de reacción	1 seg. Máx.
Variación de frecuencia	+/-2.5% a 100 % carga
Refrigeración de tiristores	Forzada
Operación	Aislada / interconectada
Arranque	Automático

Fuente: Alstom Power, Zambrano Humberto, Sales Manager

1.5 COSTO DEL

EQUIPO DE GENERACIÓN

Como costo estimado para el conjunto turbina, válvula, generador y sistema de comando, control y protección podría ser entre 0.95 a 1.1 millones de dólares.

1.6 PRESENTACIÓN DE CATÁLOGOS:

Los catálogos correspondientes al equipo de generación de una PCH se presentan en copia magnética como información adicional del proyecto.

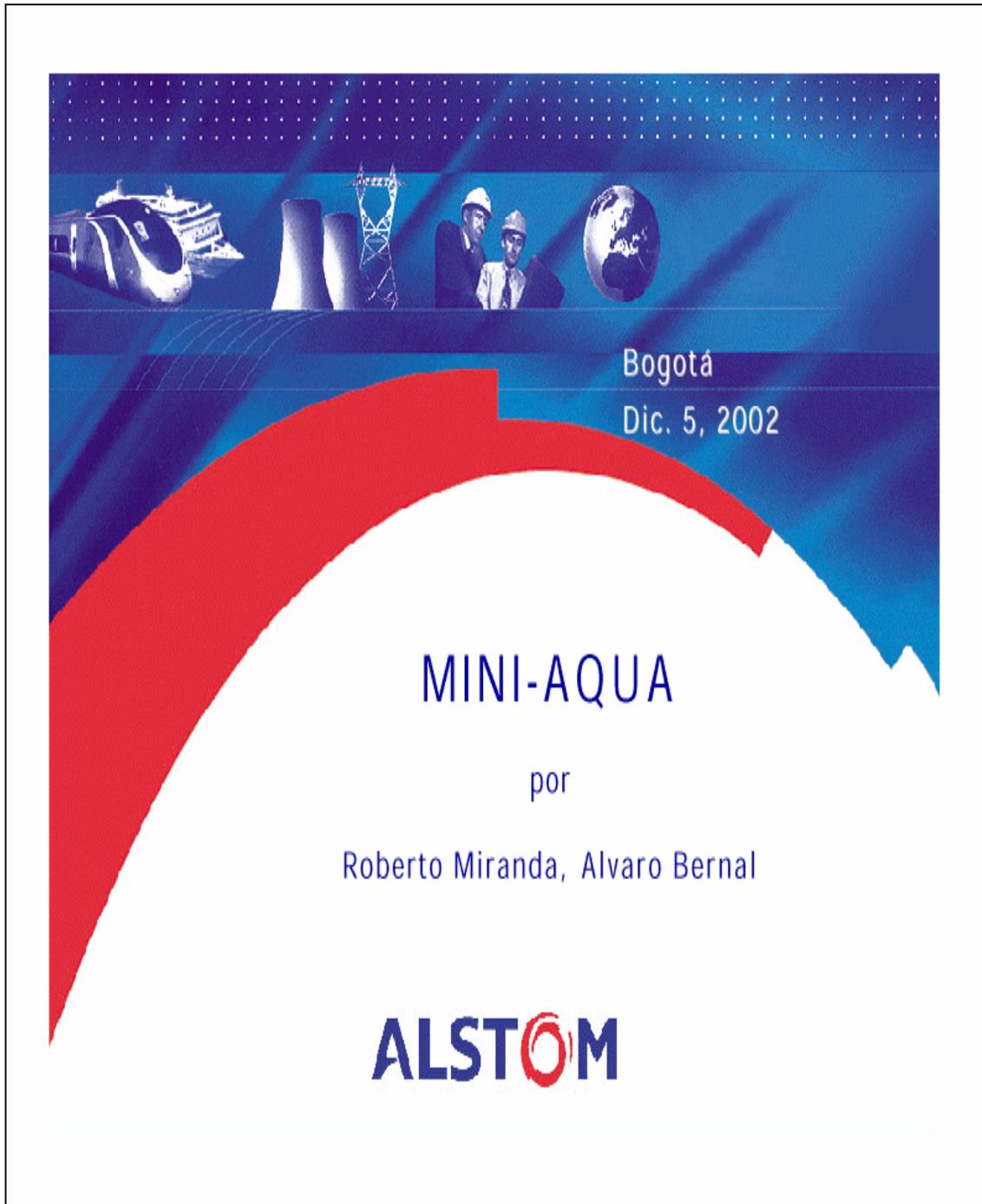


Figura B2. Tendencias mundiales de la energía eléctrica

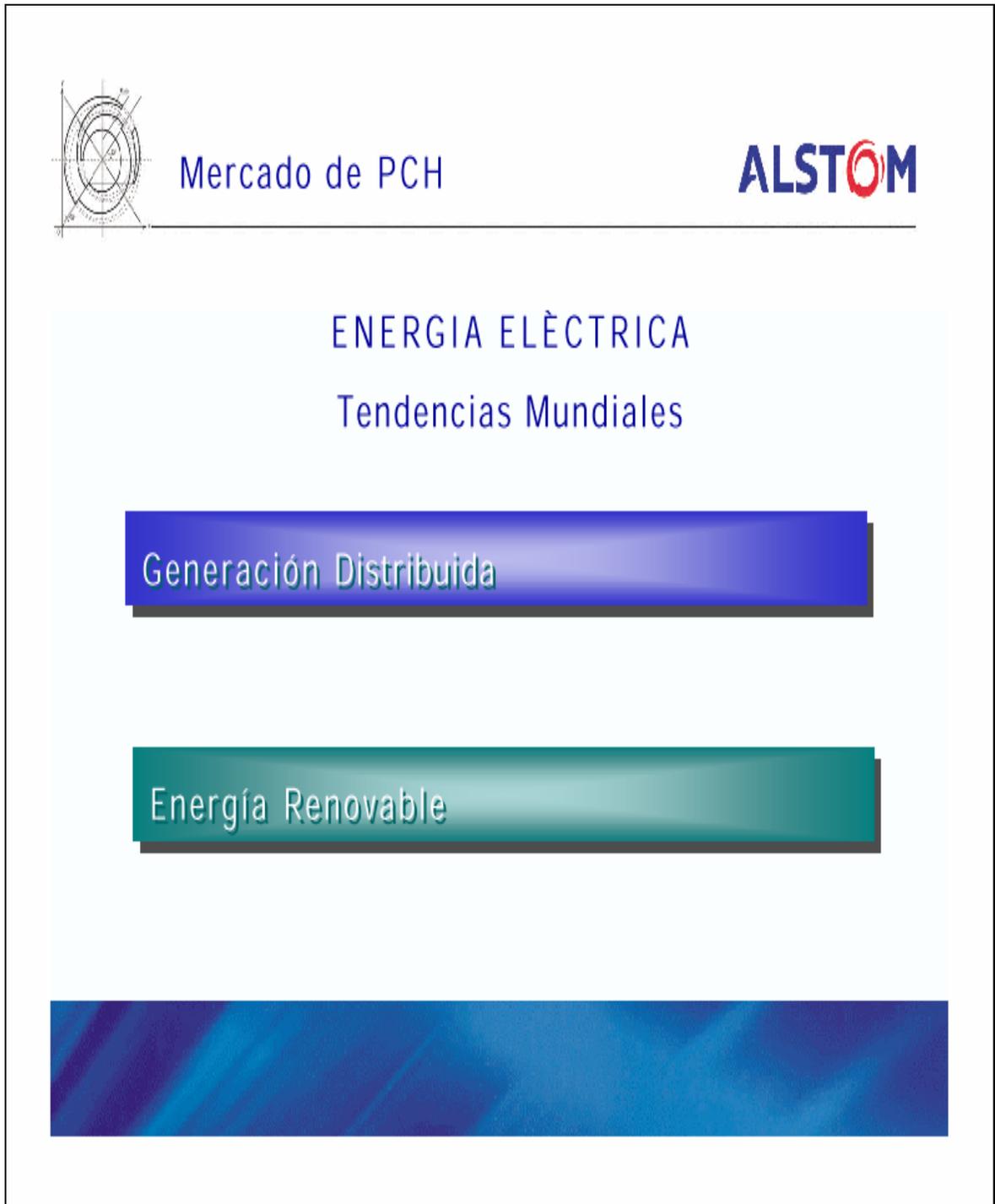


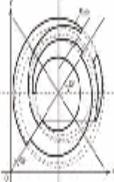
Figura B3. Tendencias en América Latina



Fig B4. Participación de la PCH, en el mercado hidroeléctrico mundial.



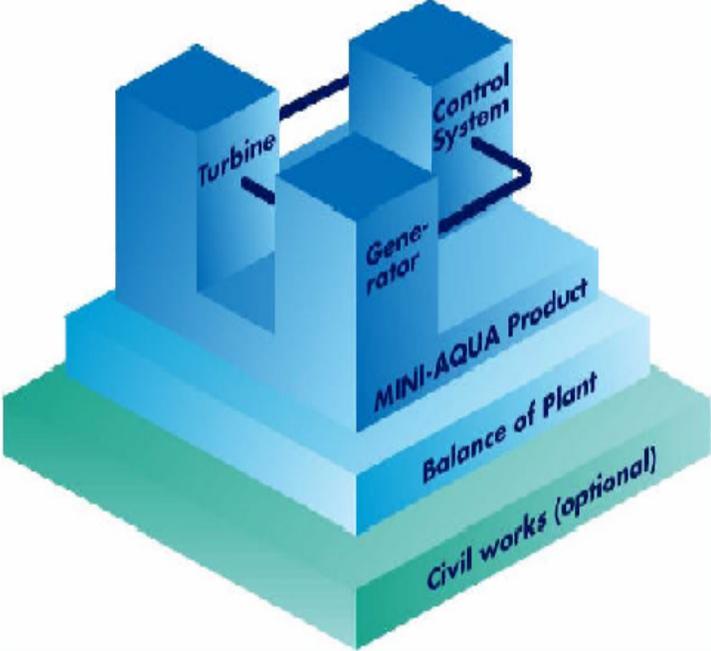
Figura B5. Ventajas de Miniaqua



Solución MINI-AQUA

OFRECEMOS EL
PRODUCTO COMPLETO :

MINI-AQUA
=
TURBINA
+
GENERADOR
+
CONTROL



MINI-AQUA : un producto integrado y estandar

Figura B6. Selección de la turbina para un proyecto

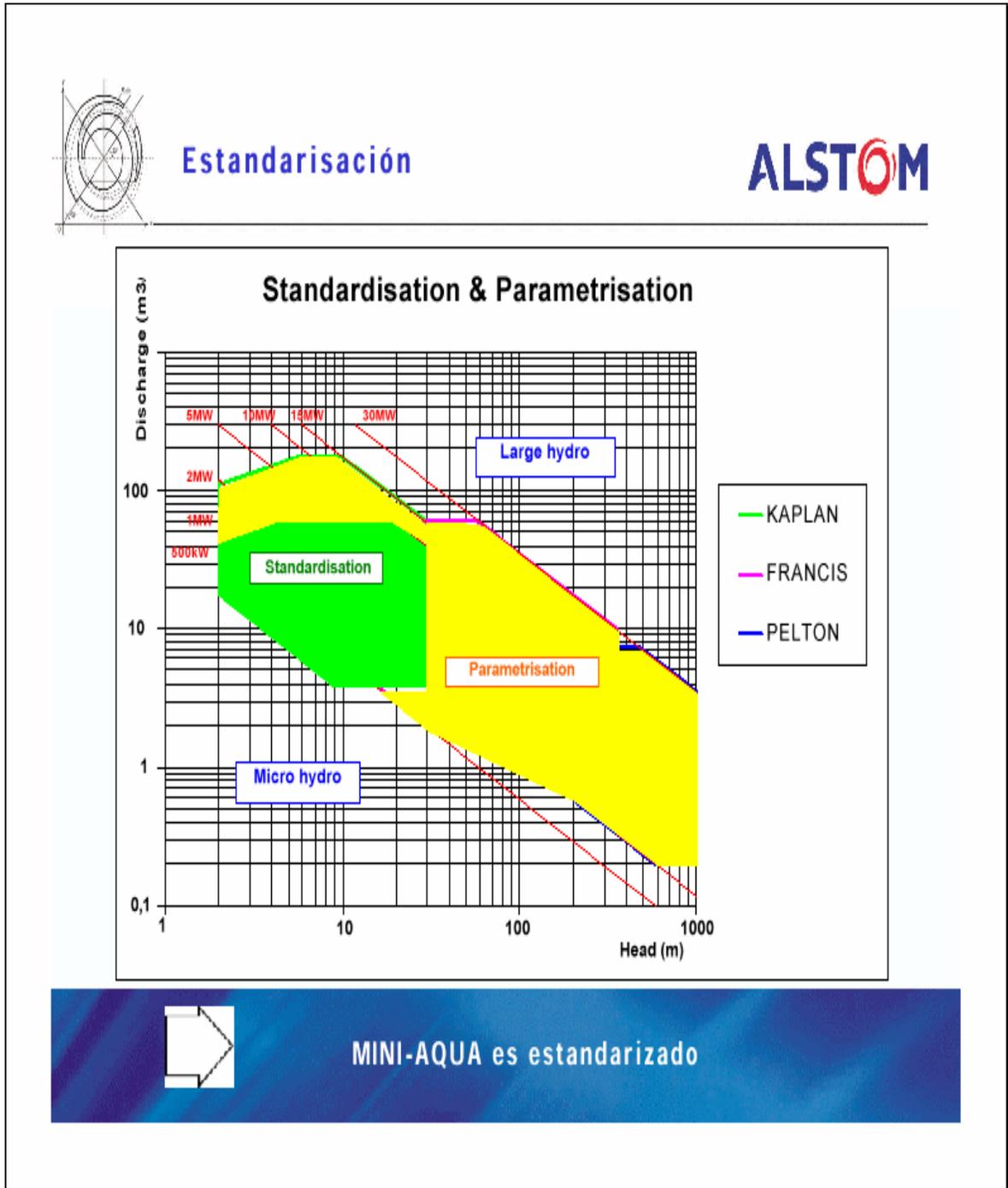
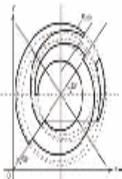


Fig B7. Turbina para PCH



Figura B8. Generador para PCH

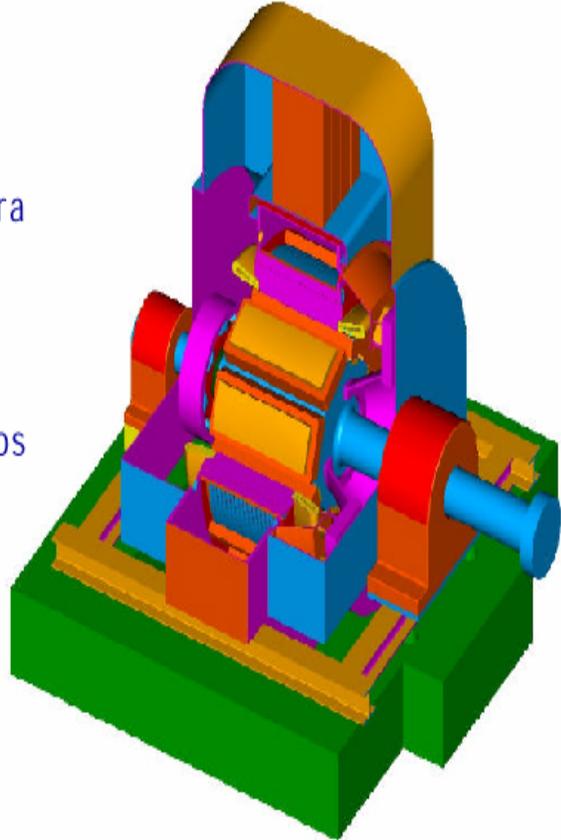


MINI-AQUA Principales componentes **ALSTOM**

Generadores :

- Estandar del mercado para los de menor potencia
- Fabricación propia para los mayor potencia

➔ Estandarización & Parametrización



Generadores : Comprados & Parametrizados

Figura B9. Sistema de control para la PCH



MINI-AQUA Principales componentes **ALSTOM**

AQUA es el sistema integrado de control para unidades minihydro basado en Tecnología de computadora

Aqua Control System

Un sistema de Control integrado, moderno y estandarizado

The image shows a blue metal cabinet for the Aqua Control System. The cabinet door is open, revealing internal components including a monitor, various control panels, and a keyboard. The text 'MINI-AQUA Principales componentes' and the 'ALSTOM' logo are positioned at the top right. Below the cabinet, the text 'AQUA es el sistema integrado de control para unidades minihydro basado en Tecnología de computadora' is displayed. At the bottom, a blue banner contains the text 'Un sistema de Control integrado, moderno y estandarizado'. A small technical drawing of a turbine is visible in the top left corner.

Figura B10. Rangos de aplicación de Miniaqua



Figura B11. Estandarización del grupo turbina – generador para caídas muy bajas.

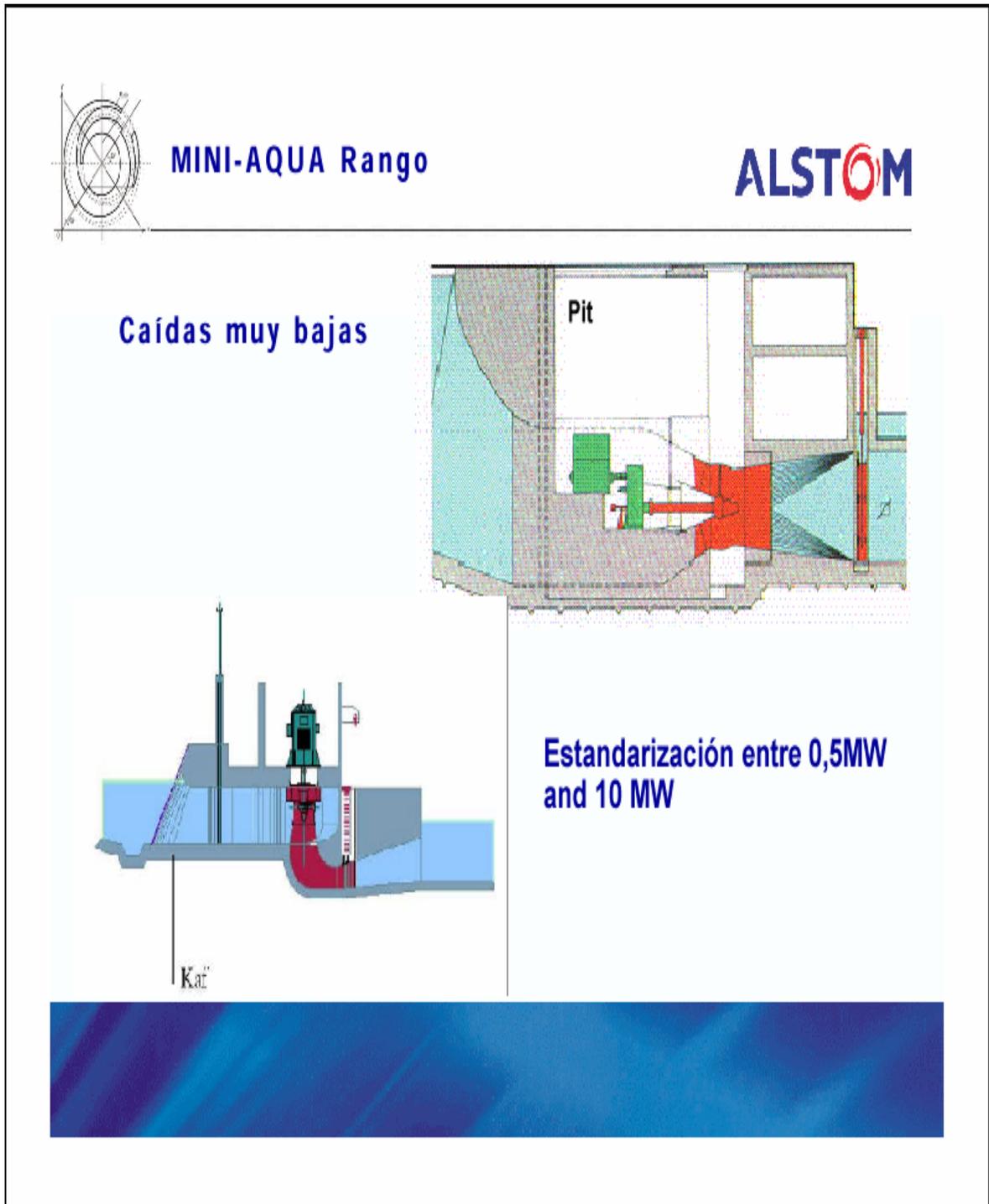


Figura B12. Configuraciones utilizadas para caídas muy bajas



Figura B13. Estandarización para caídas bajas



Figura 14. Configuración utilizada para caídas bajas.

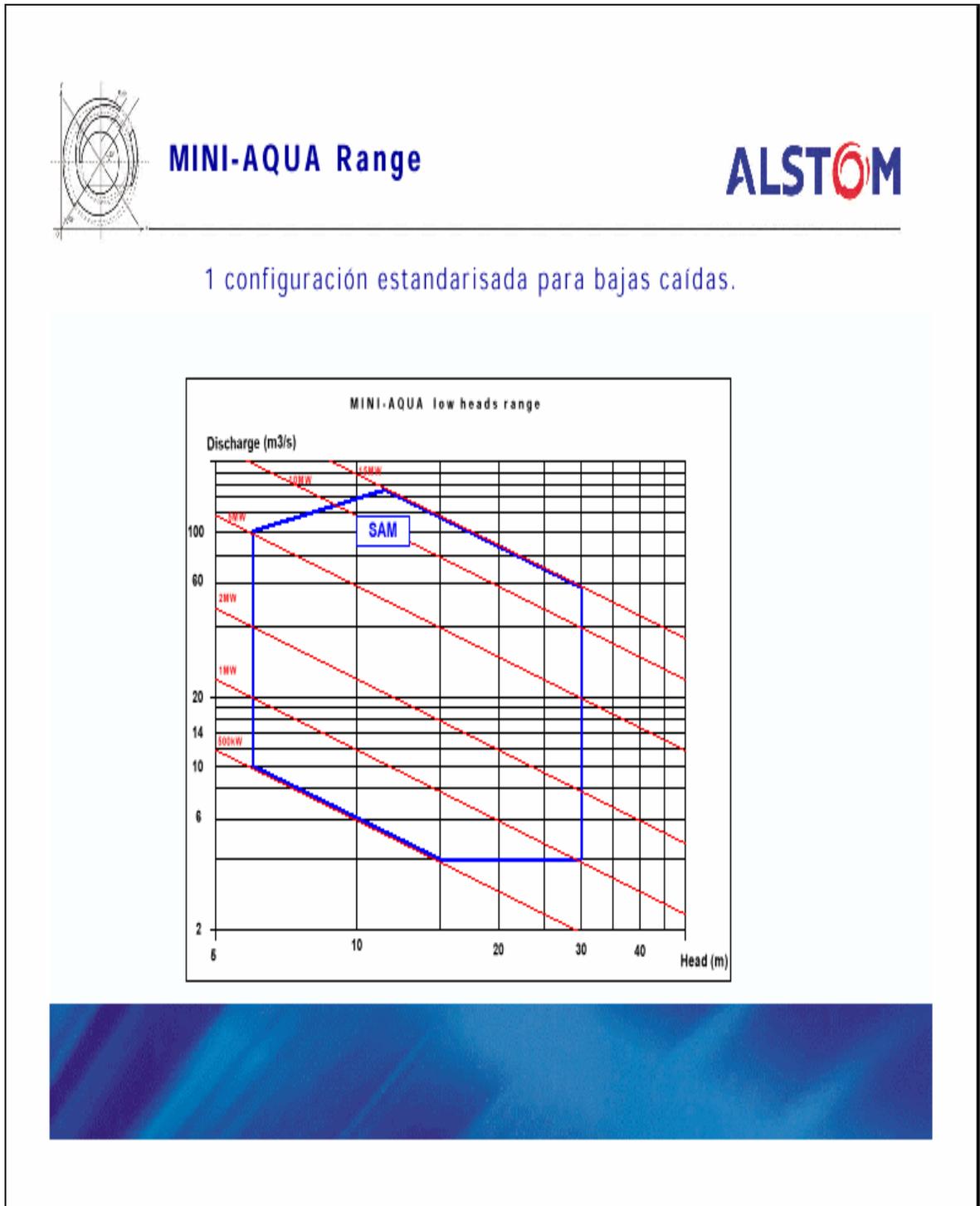


Figura B15. Grupo turbina – generador parametrizados para caídas medias.

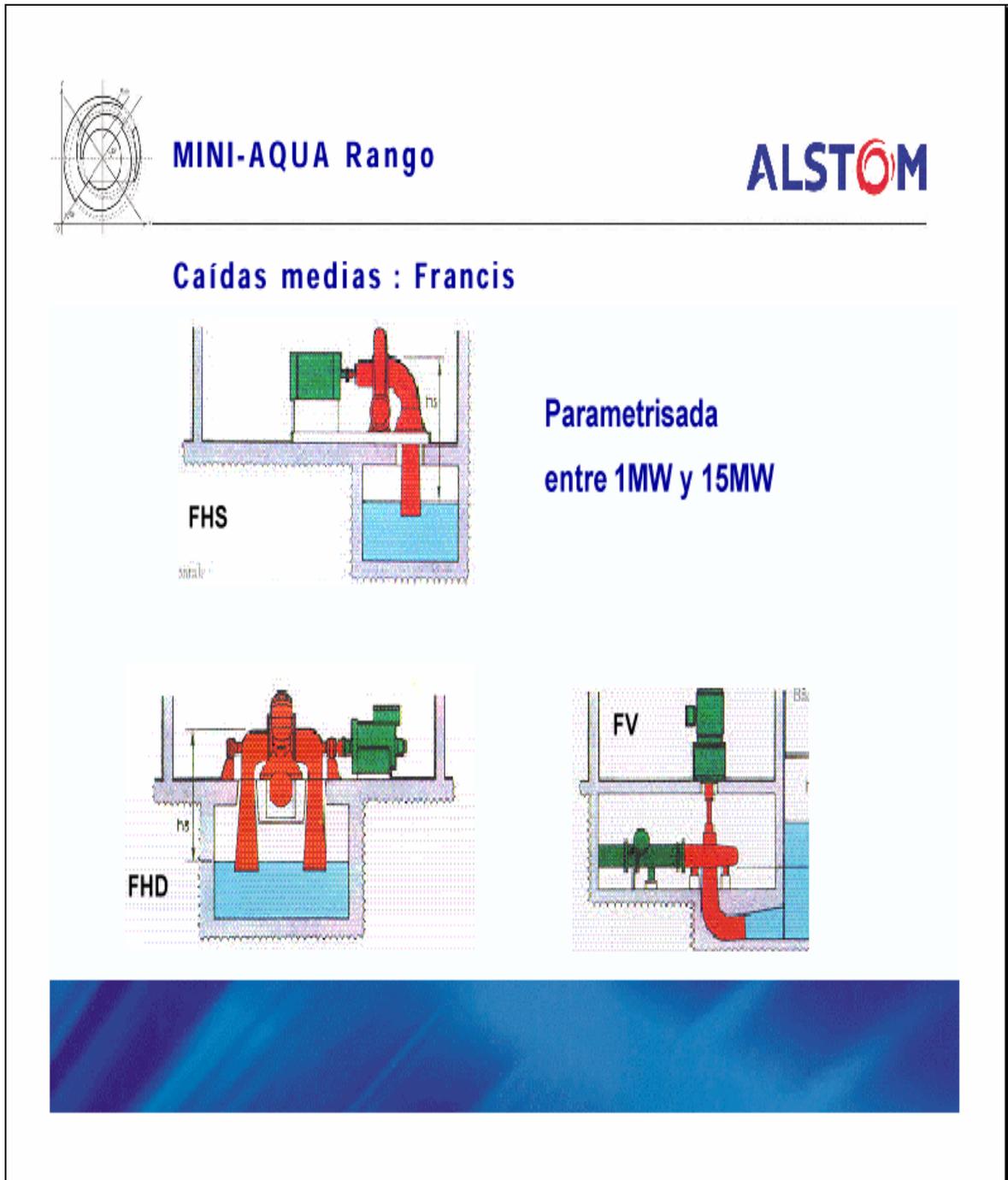


Figura B16. Configuraciones utilizadas para caídas medias.

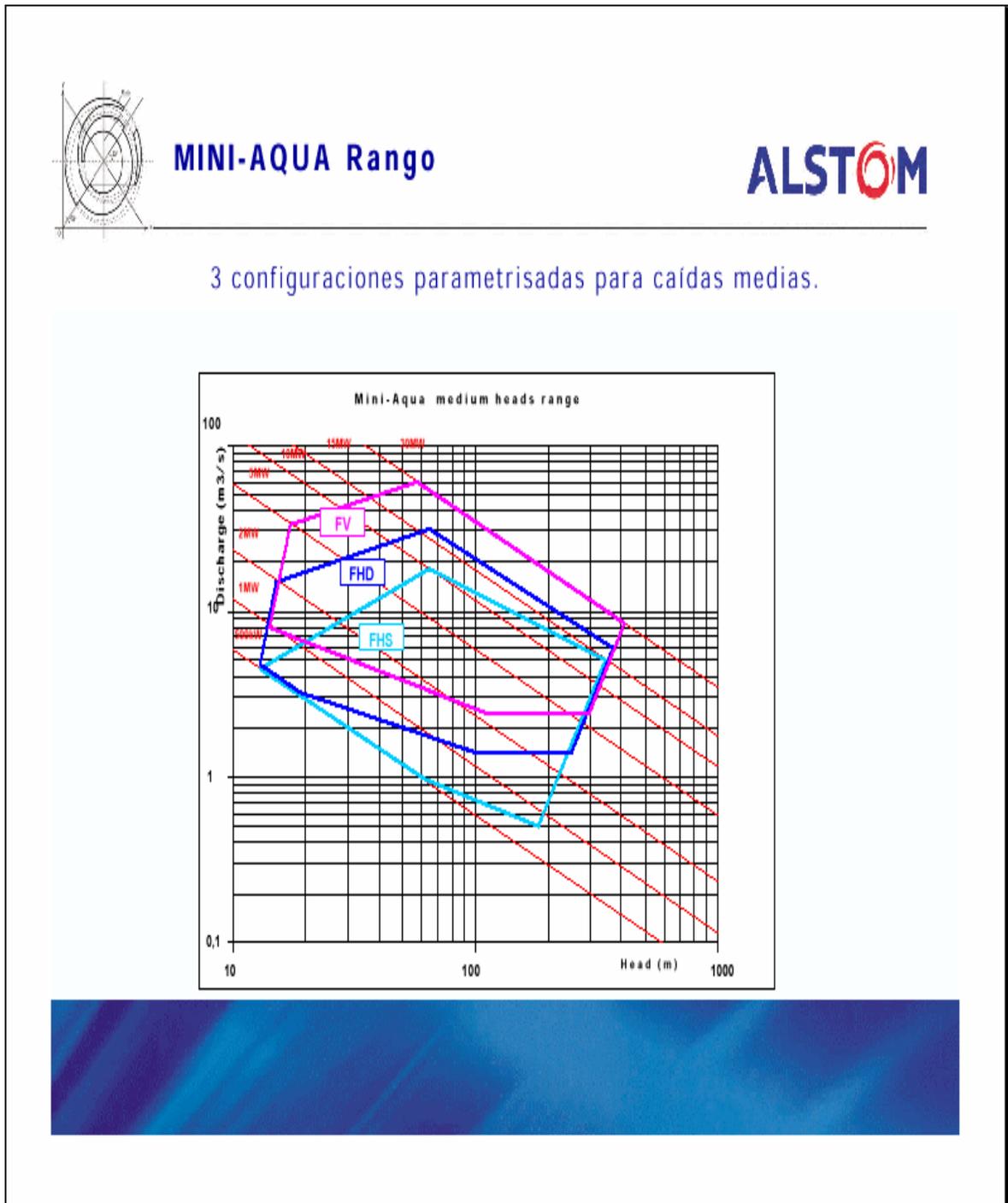


Figura B17. Parametrización de las turbinas para caídas altas



Figura B18. Configuración del grupo turbina – generador para altas caídas.

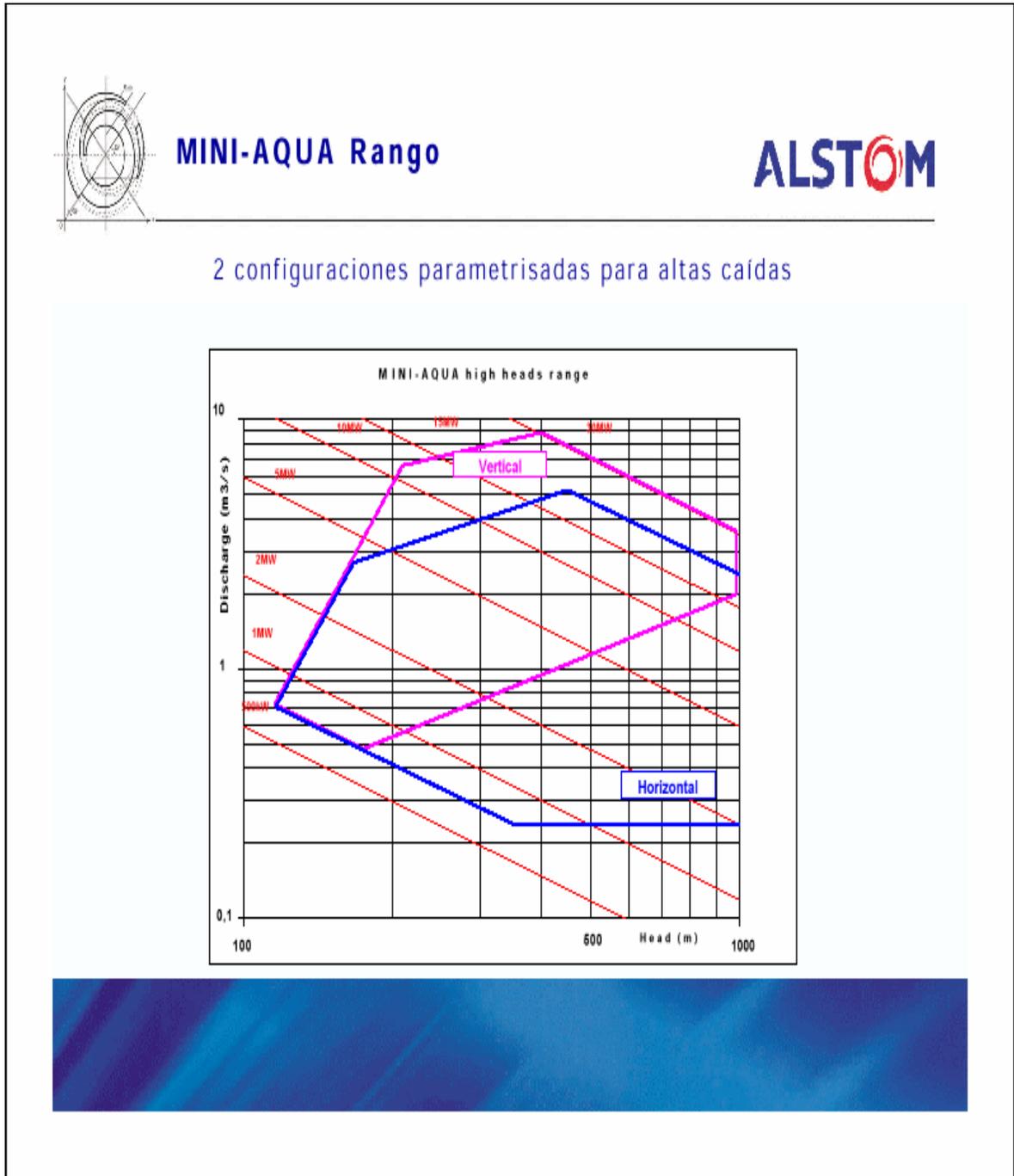


Figura B19. Especificaciones del generador.

Standard Specifications of Generator

Tables 4 shows the standard specifications of the generator coupled directly to a standard Francis turbine.

Table 4. Standard Specifications of Generator (50Hz/60Hz)

Item	Synchronous generator	Induction generator
Applicable standards	IEC-114	IEC-37
Cooling system	Outlet tube ventilated type	Outlet tube ventilated type
Rotor construction	Salient-pole	Squirrel-cage
Rated output	Over 1,000 kVA up to 5,000 kVA: in steps of 500 kVA Over 5,000 kVA: 1,000 kVA pitch	Over 1,000 kW up to 5,000 kW: in steps of 500 kW Over 5,000 kW: 1,000 kW pitch
Number of poles	6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24	6, 8, 10, 12, 14, 16, 18, 20, 24
Type of ratings	Continuous	Continuous
Rated voltage	Over 6,000 kVA: 6.6 kV Under 5,000 kVA: 3.3 kV	Over 6,000 kW: 6.6 kV Under 5,000 kW: 3.3 kV
Frequency	50Hz or 60Hz	50Hz or 60Hz
Rated power factor	95%	—
Number of phases	3 phases	3 phases
Class of insulation and temperature rise limit	Class F 100°C	Class F 100°C
Excitation system	Brushless excitation system or thyristor excitation system	—
GD ²	Inherent	Inherent
Short-circuit ratio	Over 0.8	—

Note: When using an induction generator, confirm with respect to system operation that:

- There is no need for independent operation isolated from the system.
- There is no need for supply of reactive power.
- System disturbance is permitted at time of starting.
- In case of 60 Hz only.

FIGURA 20. Método de selección del generador

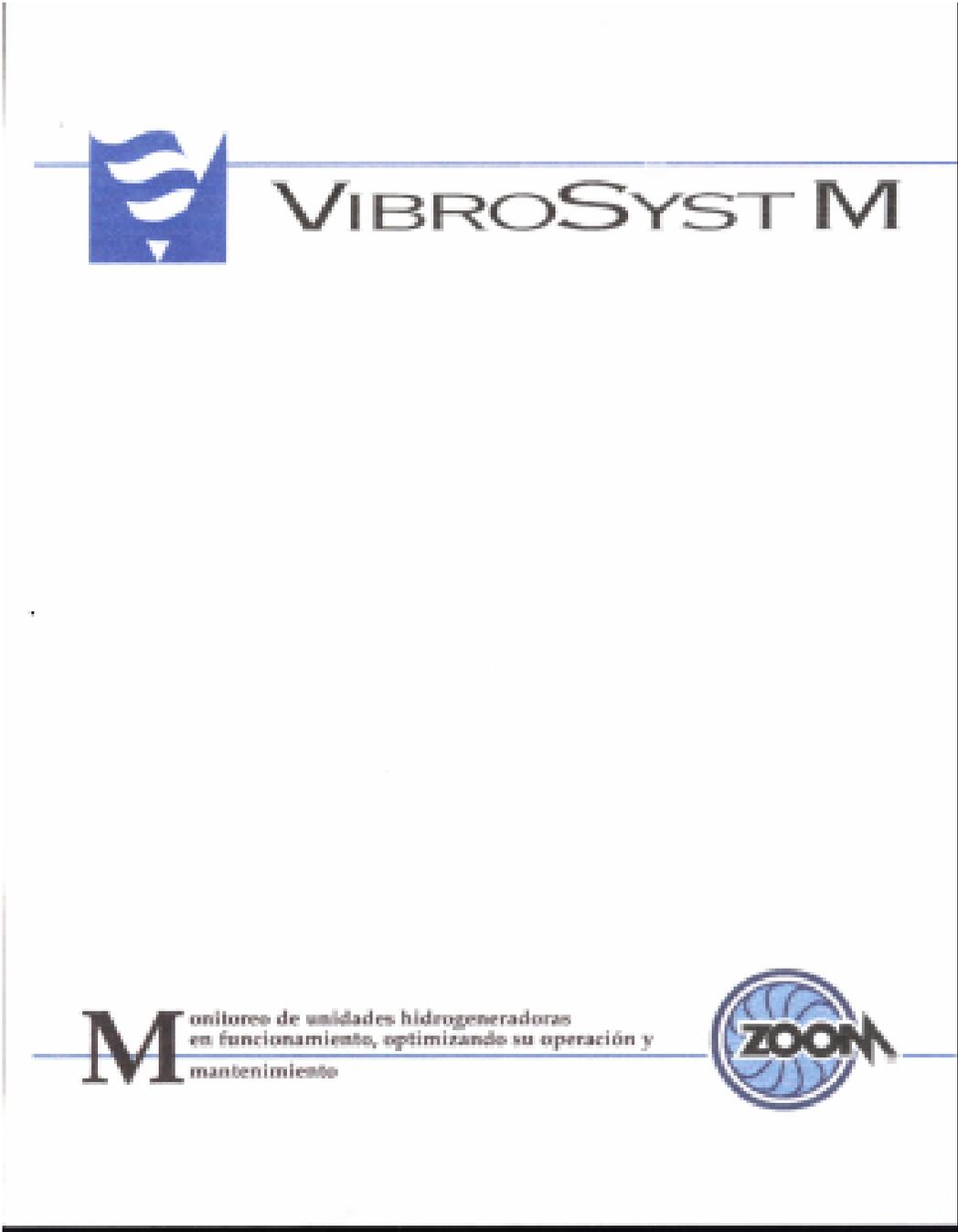
F	A	L	K
<h2>How to Select</h2>			
<h3>Standard Selection Method</h3> <p>The standard selection method can be used for most motor, turbine, or engine driven applications. The following information is required to select a flexible coupling:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Horsepower or torque. • Running rpm. • Application or type of equipment to be connected (motor to pump, gear drive to conveyor, etc.). • Shaft diameters • Shaft gaps • Physical space limitations. • Special bore or finish information and type of fit. <p>Exceptions are High Peak Loads and Brake Applications. For these conditions use the Formula Selection Method in the next column, or consult your local Falk Representative for assistance.</p> <ol style="list-style-type: none"> RATING: Determine system torque. If torque is not given, calculate as shown below: $\text{System Torque (lb.-in.)} = \frac{\text{HP} \times 63,000}{\text{rpm}}$ <p>Where: horsepower is the actual or transmitted power required by the application (if unknown, use the motor or turbine nameplate rating) and rpm is the actual speed the coupling is rotating. Applications that require rapid changes in direction or torque reversals should be referred to Falk Engineering.</p> SERVICE FACTOR: Determine appropriate service factor from Table 1, Page 5. REQUIRED MINIMUM COUPLING RATING: Determine the required minimum coupling rating as shown below: $\text{Minimum Coupling Rating} = \text{S.F. (Service Factor)} \times \text{Torque (lb.-in.)}$ SIZE: Turn to appropriate pages for the coupling type chosen and trace down the torque column to a value that is equal or greater than that determined in Step 3 above. The coupling size is shown in the first column. CHECK: Check speed (rpm), bore, gap, and dimensions. 			
<h3>Coupling Slide Selector Method</h3> <ol style="list-style-type: none"> 1. Determine application Service Factor from table inside coupling selector. 2. Set HP opposite RPM or set TORQUE. 3. Read COUPLING SIZE in window below Service Factor. 4. Check MAXIMUM BORE. 5. Check ALLOWABLE RPM & Dimensions. Dimension information listed on FLAPS. 			
<h3>Speedware Product Selection Software</h3> <p>Visit www.falkcorp.com or request Form 930301 (from your local Falk Representative or the Falk Corp.) for software order information or to place an order.</p>			
<h3>Formula Selection Method</h3> <p>The Standard Selection Method can be used for most coupling selections. The procedures below should be used for:</p> <ul style="list-style-type: none"> • High Peak Loads. • Brake Applications (where the brake disc or brake wheel is to be an integral part of the coupling, consult the Factory for design options). <p>Providing system peak torque and frequency, duty cycle, and brake torque rating will allow for a more refined selection using the Formula Selection Method.</p> <ol style="list-style-type: none"> HIGH PEAK LOADS: Use one of the following formulas for applications using motors with torque characteristics that are higher than normal; applications with intermittent operations, shock loading, inertia effects due to starting and stopping and or system induced repetitive high peak torques. System Peak Torque is the maximum torque that can exist in the system. Select a coupling with a torque rating equal to or greater than selection torque calculated below. <ol style="list-style-type: none"> NON-REVERSING HIGH PEAK TORQUE $\text{Selection Torque (lb.-in.)} = \text{System Peak Torque}$ or $\text{Selection Torque (lb.-in.)} = \frac{\text{System Peak HP} \times 63,000}{\text{rpm}}$ REVERSING HIGH PEAK TORQUE $\text{Selection Torque (lb.-in.)} = 1.5 \times \text{System Peak Torque}$ or $\text{Selection Torque (lb.-in.)} = \frac{1.5 \times \text{Peak HP} \times 63,000}{\text{rpm}}$ OCCASIONAL PEAK TORQUES (Non-Reversing) If a system peak torque occurs less than 1000 times during the expected coupling life, use the following formula: $\text{Selection Torque (lb.-in.)} = .5 \times \text{System Peak Torque}$ or $\text{Selection Torque (lb.-in.)} = \frac{.5 \times \text{Peak HP} \times 63,000}{\text{rpm}}$ <p>For reversing service select per step B above.</p> BRAKE APPLICATIONS: If the torque rating of the brake exceeds the motor torque use the brake rating as follows: $\text{Selection Torque (lb.-in.)} = \text{Brake Torque Rating} \times \text{S.F.}$ 			

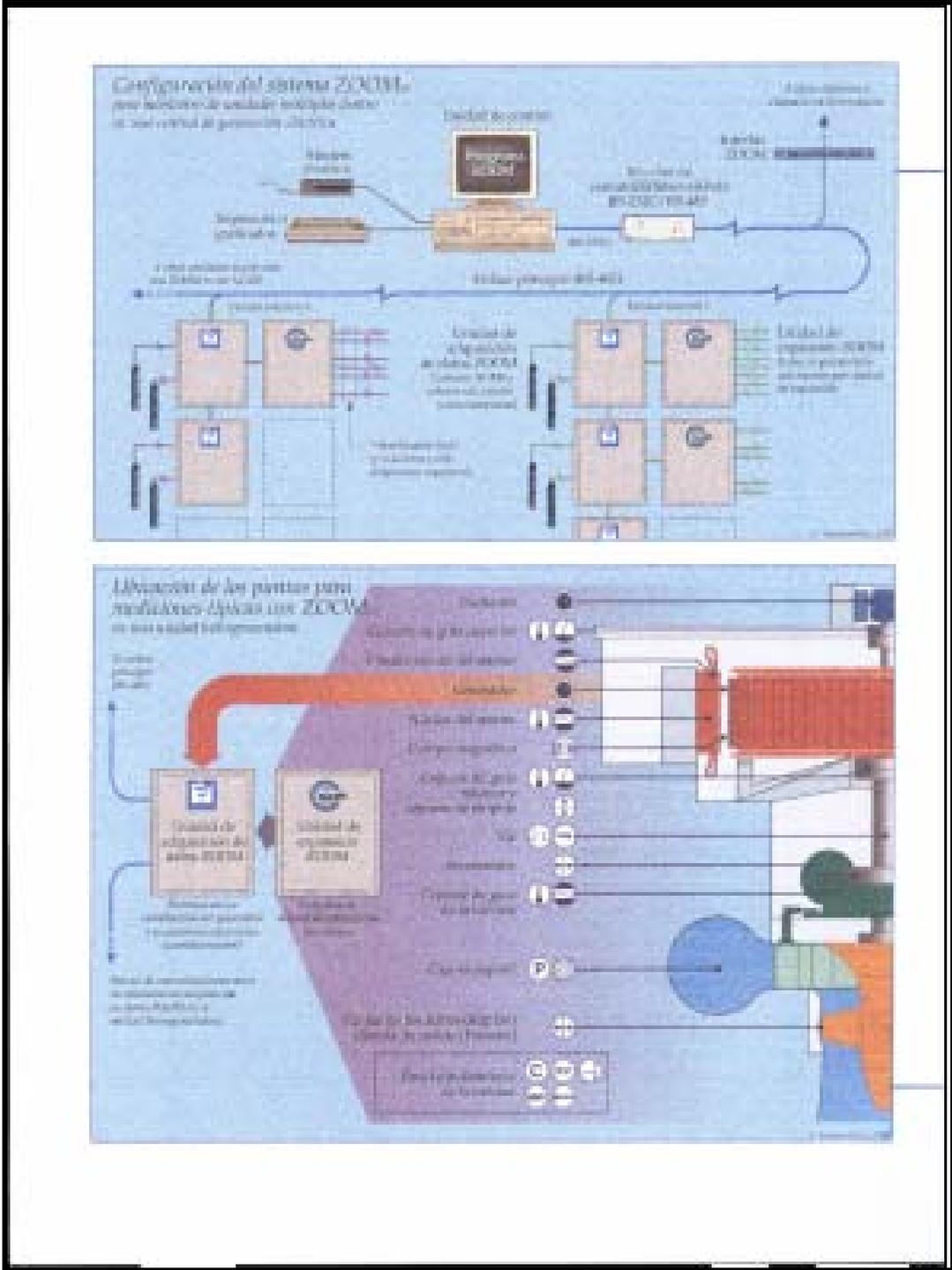




Francis Open Flume Turbine

Regulador de velocidad





Lista de mediciones típicas
Parámetros del generador y excitación

Vibración de la barra del rotor en la cámara

Nivel del aceite

Aplicación de los reglajes de PMS y del soporte de excitación, velocidad, temperatura

Diferencia de temperatura de la parte del rotor (Kaplan) en la banda del rotor (Francis)

Ángulo de potencia (Kaplan)

Aplicación de los puntos de excitación

Nivel, presión y temperatura del agua

Nivel de agua en el yugo y agua de escape

Pérdida de carga

Intensidad del campo magnético y corriente de excitación

Pruebas de potencia y corriente

Tensión del sistema

Certificación de los datos



Con prevenir una sola falla, ahorrará más de lo que haya invertido en un sistema ZOOM.

Mediciones de parámetros disponibles

- Excitación
- Desplazamiento y presión
- Vibración absoluta y relativa
- Temperatura
- Frecuencia
- Potencia y carga
- Tensión
- Velocidad
- Presión
- Nivel
- Flujos
- Tensión
- Corriente
- Temperatura y humedad
- Campo magnético
- Nivel de aceite y agua

Características del sistema

- Módulos digitales interconectados de diversos parámetros (tensión, corriente, velocidad, temperatura) sobre un bus de comunicación de los canales del estator
- Arquitectura abierta modular
- Configuración adaptable a cada una de las unidades, conforme a las necesidades del cliente y hardware actualizado
- Compatible con la mayoría de los sistemas de control
 - sistemas de movimiento nuevo o antiguos
 - todos los tipos y fabricantes
- Medición de unidades múltiples
- Comunicación por modem por módem, conexión por cable
- Control de velocidad (V/F)
- Programa informático controlado
- Visualización simultánea de varias pantallas
- Alarmas preventivas, con registro de mediciones previas y posteriores a la alarma

Aplicaciones del sistema

- Medición en línea y almacenamiento de resultados de las unidades
 - velocidad, comportamiento, eficiencia, consumo, fugas, torque y control de transferencia (pruebas de sobrecarga), relación de campo y excitación de campo, mediciones de las tensiones del eje de la parte de gata, relaciones de funcionamiento del eje, variaciones súbitas y fluctuaciones del estator, medición del rotor y del estator y desbalanceamiento, control de los ruidos, análisis de armónicos y paradas, etc.
 - flexibilidad de aplicación de unidades nuevas o ya instaladas
 - Configuración de control sobre potencia y protección a distintos momentos
- Protección contra fallas (para, sobrecalentamiento, vibración, etc.)
- Operación y mantenimiento basados en las condiciones de la unidad
- Análisis y diagnóstico de fallas y transitorios de torque

Ventajas

Sistema modular muy versátil

- Integración de todos los dispositivos y sistemas de medición existentes
- Adaptable a las necesidades actuales y futuras o a un presupuesto
- Simplicidad explícita de la instalación, condición de la unidad
- Selección del alcance del monitoreo
 - unidad completa
 - parámetros y equipos
 - parámetros críticos

Poderosa herramienta de análisis y diagnóstico:

- Módulos administrativos para control de resultados
- Programación simplificada de análisis y reportes de la condición de operación
- Alarma automática cuando todas las mediciones de alarma para el análisis y diagnóstico posteriores de las anomalías

Basta utilizar un cable o fibra óptica y estar listo para incorporar los datos

- Baja planificación del mantenimiento
 - ahorro, tiempo y costo mínimo
 - reducción importante del tiempo y de la duración de los trabajos de mantenimiento del servicio, fallas y roturas
- Ingreso adicional proveniente de la nueva disponibilidad
- Programa de mantenimiento eficaz basado en condiciones previas
- Fácil integración del sistema comparado con los buses, los gases y los protocolos convencionales

ANEXO C

1. SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR DE POTENCIA

Para la selección del transformador de potencia del proyecto se obtuvo respuesta de Siemens de Colombia, departamento de transformadores quienes nos facilitaron las siguientes características:

1.1 ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Transformador trifásico de potencia 2500 /3000 KVA, con tensiones de 6.3 kV / 34.5 kV, tipo convencional, en baño de aceite para el montaje en plataforma, tipo intemperie, de aislamiento A₀, con arrollamientos en alta tensión (AT) y en baja tensión (BT) de cobre, y con cambiador de ajuste de tensión en AT, con Frecuencia a 60 Hz.

1.2 NORMAS

- Diseño, fabricación y pruebas según normas NTC
- Pérdidas de vacío y con carga, tensión de cortocircuito y corriente de vacío según norma NTC 819 4ª revisión.
- Tolerancia de pérdidas e impedancia de cortocircuito según ANSI
- Refrigeración por circulación natural de aceite (ONAN) fabricado según normas IEC 76 última edición.

1.3 CARACTERÍSTICAS CONSTRUCTIVAS GENERALES

- El núcleo se construirá en ejecución tipo columnas.
- La tapa estará atornillada al tanque principal.
- Los transformadores tendrán pasa tapas en ejecución convencional.
- El transformador tendrá pintura de poliuretano de acabado color gris, según norma ANSI 70.
- El aceite a emplear es del tipo mineral inhibido
- El material de los devanados será de cobre.

1.4 ACCESORIOS

Los siguientes accesorios se encuentran incluidos dentro del precio del transformador:

- Pasa tapas de AT y BT, tipo convencional.
- Conmutador de derivaciones de cinco pasos en el lado de alta tensión, para operación manual, exterior y sin tensión cuyo accionamiento será desde un costado del tanque.
- Dispositivo de puesta a tierra del tanque
- Válvulas superior e inferior, para toma de muestras y del aceite.

- Radiadores fijos.
- Dispositivos para izar el transformador
- Soporte para dispositivo de gato hidráulico
- Válvula de sobre presión sin contactos
- Indicador de nivel de aceite tipo visor
- Manual de servicio
- Ruedas orientables a 90°

1.5 PRUEBAS

Dentro del precio cotizado se encuentran incluidas las pruebas, las cuales se relacionan a continuación:

- Medición de la relación de transformación, verificación de la polaridad y relación de fase.
- Ensayo para la tensión aplicada a los devanados, según serie, durante un minuto.
- Medición de las pérdidas y corriente sin carga (en vacío)
- Medición de la resistencia de los devanados
- Medición de la tensión de cortocircuito
- Medición de las pérdidas con carga
- Medición de la resistencia del aislamiento
- Ensayo de presión al tanque (hermeticidad).

1.6 EMPAQUE

El transformador será despachado lleno de aceite sobre repisa de madera.

1.7 ENTREGA

La entrega se realizará de 60 a 90 días.

1.8 MEDICIÓN Y FORMA DE PAGO

El presente ítem se medirá por unidad de pieza colocada probada y aceptada tomando en cuenta los materiales y equipo instalado.

La cantidad determinada en la forma indicada será pagada a precio establecido en contrato.

El precio constituye la compensación total por el trabajo realizado e incluye la mano de obra, utilización de equipo, herramientas, materiales e imprevistos necesarios para ejecutar el trabajo.

1.9 COSTO

El precio referencial unitario es de **U\$ 26.000 + IVA¹**

1.10 RESUMEN CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR

A continuación se resume las características del transformador para el proyecto “Nueva Hoya Superficial”:

TABLA C1. CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR

TRANSFORMADOR DE POTENCIA PARA EL PROYECTO “NUEVA HOYA”SUPERFICIAL	
Características	Datos Técnicos
	Alternativa superficial
Número de unidades	1 Unidad
Número de Fases	3 fases
Potencia Nominal	2500 / 3000 KVA.
Tensión Primaria	6.3 kV
Tensión Secundaria	34.5 kV
Frecuencia	60 Hz
Regulación	+ / - 2*2.5%
Conexión	Δ Y aterrizado
Tipo de Núcleo	Columnas
Nivel de Aislamiento	ONAN
Conexión del Sistema	Δ Y con neutro sólidamente aterrizado
Temperatura Máxima Ambiente	25° c
Humedad Relativa	70%
Altura de Instalación	1000 m.s.n.m

FUENTE: Siemens de Colombia, departamento de transformadores, 2003

¹ **FUENTE:** Siemens de Colombia, departamento de transformadores, 2003

1.11 DIMENSIONES Y PLANO GENERAL DEL TRANSFORMADOR

TABLA C2. DIMENSIONES DEL TRANSFORMADOR EXPRESADO EN (mm) PARA 2500 KVA /3000 KVA

7	dCUM 1006-97	2500	2970	1680	1850	2325		1615	3	170	2	400	1850	1300	3800
6	dCUM 956-97	2000	2930	1545	1710	2185		1480	3	160	2	400	1710	1150	3500
5	dCUM 906-97	1600	2680	1495	1690	2165		1425	3	160	2	400	1690	1200	3450
4	dCUM 856-97	1250	2580	1445	1640	2115		1405	3	160	2	400	1640	1100	3350
3	dCUM 806-97	1000	1870	1450	1570	2045		1350	3	140	2	400	1570	1000	3200
2	dCUM 756-97	800	1790	1300	1420	1895		1190	3	140	2	400	1420	950	3000
1	dCUM 706-97	630	1790	1220	1420	1895		1190	3	140	2	400	1420	930	2980
EJEC	TIPO S/30-1	POTENCIA(KVA)	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M

FUENTE: Siemens de Colombia, departamento de transformadores, 2003p

2. TRANSFORMADORES DE DISTRIBUCIÓN

2.1 CARACTERÍSTICAS DEL EQUIPO

Transformador monofásico de distribución convencional en baño de aceite, con arrollamientos de cobre, refrigerado por circulación natural de aceite (ONAN) fabricado según normas IEC 76 última edición con las siguientes especificaciones:

TABLA 1. CARACTERÍSTICAS DEL TRANSFORMADOR SERVICIOS AUXILIARES

TRANSFORMADOR SERVICIOS AUXILIARES	
Número de unidades	1 Pieza
Transformador	1 Trifásico.
Potencia nominal	200 kVA
Tensión Primaria	6.3 kV
Tensión Secundaria	220 – 120 V
Frecuencia	60 Hz
Conmutadores en vacío	+/- 2,5 % +/- 5%
Regulación	+/- 2 x 2,5 en primario
Tipo de Núcleo	Columnas
Conexión del sistema	MT, BT y Neutro
Funcionamiento	Continuo can carga variable
Temperatura máxima	50 °C
Temperatura ambiente	25 °C
Humedad relativa	70 %
Altura de Instalación	1000 msnm

FUENTE. Siemens de Colombia, Departamento de transformadores, 2003

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIMIENTOS DEL CONTRATO
TRANSFORMADOR DE ELEVACION	TIPO	Intemperie
	POTENCIA NOMINAL	2.500 / 3.000 KVA
	NUMERO DE FASES	3 Fases
	FRECUENCIA	60 Hz
	CONEXIÓN EN A.T.	d
	CONEXIÓN EN B.T.	y
	DIAGRAMA VECTORIAL	YNd5
	VOLTAJE NOMINAL SECUNDARIO	34.5 Kv
	VOLTAJE NOMINAL PRIMARIO	6,3kV
	CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA	230 A
	CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIA	45A
	FACTOR DE POTENCIA	0,85
	IMPEDANCIA	VALOR MÁXIMO 6%
	MEDIO AISLANTE	ACEITE MINERAL
	SISTEMA DE REFRIGERACIÓN	AUTOREFRIGERADO POR CUBA DE CHAPA ONDULADA
	TAPS EN A.T., CONMUTACIÓN SIN CARGA	+/- 2 X 2.5%
	TENSIÓN DE PRUEBA A IMPULSO	95 KV
	TIPO DE SERVICIO	CONTINUO
	TIPO DE INSTALACIÓN	A LA INTERPERIE
	ALTURA DEL SITIO DE MONTAJE	1000 m.s.n.m
TEMPERATURA AMBIENTE	27 °C	
ACCESORIOS	DEPOSITO CONSERVADOR DE ACEITE, INDICADOR DE NIVEL, DESECADOR DE AIRE, TERMÓMETRO CON CONTACTOS ELÉCTRICOS, VÁLVULAS DE LLENADO Y VACIADO DE ACEITE, VÁLVULA DE PURGA, ARGOLLAS DE IZAJE, RUEDAS ORIENTABLES, ETC.	
REPUESTOS	UN LOTE DE AISLADORES PASA TAPAS (BUSHINGS), UNO COMPLETO DE CADA TIPO USADO	
	JUEGO DE EMPAQUES Y SELLOS DE ACEITE PARA TODOS LOS COMPONENTES DESMONTABLES UN JUEGO COMPLETO DE ELEMENTOS DE CONTROL COMO: TERMÓMETRO CON CONTACTOS ELÉCTRICOS	
INTERRUPTOR	CANTIDAD	1
TERMOMAGNETICO	TIPO	TERMOMAGNETICO EN CAJA MOLDEADA
	No. DE POLOS	3
	VOLTAJE DE TRABAJO	440 V AC
	CORRIENTE NOMINAL	656 A
	TENSIÓN DE AISLAMIENTO	600 V
	CAPACIDAD DEL MARCO	630 A
	DISPARADORES	TÉRMICOS Y MAGNÉTICOS AJUSTABLES
	BOBINA MÍNIMA TENSIÓN	110 V AC
	CAPACIDAD INTERRUPTIVA	NORMAL A 440 V AC
	FRECUENCIA	60 Hz
	GRADO DE PROTECCIÓN DE LA CAJA	IP20
	TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN	10- 20 MILISEG.
	CONTACTOS AUXILIARES	2 NA + 2 NC
	OTROS	BOTÓN DE PRUEBA DE DISPARO
	OPERACIÓN DE CONEXIÓN	MOTORIZADO
	TIPO DE SERVICIO	CONTINUO
POSICIÓN DE MONTAJE	VERTICAL	
TEMPERATURA ; AMBIENTE	27 °C	
SECCIONADOR FUSIBLE	TIPO	UNIPOLAR ABIERTO
	TENSIÓN NOMINAL	6,3KV
	TENSIÓN MÁXIMA	7.2 KV
	ICORRIENTE NOMINAL	500 A
	CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN	5.000 A
	TENSIÓN DE PRUEBA DE IMPULSO (BIL)	110 KV
	ACCESORIOS DE SUJECIÓN	PARA MONTAJE EN CRUCETA DE MADERA
	MONTAJE	EXTERIOR
	CANTIDAD	4
	CONSTRUCCION	ESTADO SOLIDO

Figura C1. Catálogo del transformador principal ABB Pereira.

ALSTOM	
SOLICITUD DE COTIZACIÓN	PROPUESTA ABB
Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 6.3/34.5 kV.	No 03.TP.022

Preparado por:
Ing. Ana María Vinasco M.

Fecha:
Junio 26 de 2003

Referencia:
03.TP.022

Para:
ALSTOM
Atn: Ing. Humberto Zambrano

REF: INVITACIÓN A COTIZAR Compra Transformador de potencia 3.0 MVA, Niveles de tensión 6.3/34.5 kV."

PROPUESTA TECNICA Y COMERCIAL

Atendiendo su invitación para cotizar el suministro del transformador de potencia, requerido según la invitación de la referencia, con todo gusto adjuntamos para su consideración nuestra mejor propuesta técnica y comercial.

La presente propuesta contiene las siguientes partes:

1. Alcance del suministro y datos técnicos de los equipos.
2. Condiciones comerciales y precios.
3. Documento ACCS03
4. Certificaciones ISO 9001 e ISO 14001

Cualquier inquietud o aclaración que se presente, con todo gusto la atenderemos a través de las siguientes personas.

Ing. Mario Alberto Arbeláez / Ana María Vinasco M.
Tel. 00 57 63 307424 / 301077
Fax. 00 57 63 301099
e-mail: ana.m.vinasco@co.abb.com / marioalberto.arbelaez@co.abb.com

Agradecemos la amable consideración que tengan con la presente oferta y manifestamos nuestra disponibilidad para atender sus comentarios a la misma y estudiar otras posibles formas de negociación que hagan viable la realización del suministro por parte de ABB.

Reciban un cordial saludo.

MARIO ALBERTO ARBELAEZ
COORDINADOR MERCADEO Y VENTAS
ABB TRANSFORMADORES

ANA MARIA VINASCO M.
MERCADEO Y VENTAS
ABB TRANSFORMADORES

ALSTOM	
SOLICITUD DE COTIZACIÓN	PROPUESTA ABB
Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 6.3/34.5 kV	No 20030188

1. DESCRIPCIÓN GENERAL Y ALCANCE DEL SUMINISTRO

1.1 DESCRIPCIÓN GENERAL

Fabricante:	ABB
Cantidad:	Uno (1)
Tipo:	Transformador de Potencia
Potencia (MVA):	3.0
Numero de fases:	3
Instalación:	Intempere
Frecuencia:	60 Hz
Devanado de Alta Tensión	
KV:	34.5 kV
Conexión:	Delta
BIL, kV:	170 kV
NLTC:	Si
Devanado de Baja Tensión	
KV:	6.3 kV
Conexión:	Y
BIL, kV:	95 kV
NLTC:	No
Pérdidas:	
En vacío (Po) (kw)	4.5
Bajo Carga (Pcu) (kw) A 75°C	21.5 a 3 MVA
Método de enfriamiento:	ONAN
Líquido de Aislamiento:	Aceite Dieléctrico

1.2 ACCESORIOS PARA EL TRANSFORMADOR

El transformador ofrecido considera el suministro de los siguientes accesorios:

- Válvulas y grifos
- Placa de características según norma ICONTEC
- Dispositivos para izaje y movimientos
- Ruedas orientables tipo Riel
- Terminales de tierra
- Bujes AT y BT tipo convencional según normas ubicados en la tapa del tanque
- Indicador de nivel de aceite sin contactos
- Válvula de sobrepresión sin contactos tipo 80 T
- Termómetro de aceite sin contactos tipo ORTO 021 ST o similar
- Radiadores fijos
- Tanque conservador
- Caja Bomera para conexión de instrumentos
- Filtro de Silicagel
- Aceite mineral Aislante

ALSTOM	
SOLICITUD DE COTIZACIÓN	
Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 6.3/34.5 kV.	PROPUESTA ABB No 20030188

1.3 PRUEBAS

1.3.1 RUTINA

Todas las pruebas de rutina consideradas en las normas nacionales ICONTEC y descritas en sus términos de referencia, se encuentran incluidas en el precio del transformador.

1.3.2 TIPO Y ESPECIALES

Otras pruebas consideradas como pruebas tipo o especiales según las normas mencionadas, no fueron incluidas dentro del precio cotizado, a continuación presentamos los precios para su ejecución.

1	Prueba de calentamiento	1.000.00
2	Nivel de ruido	800.00
4	Análisis de gases disueltos en el aceite	Incluida

La ejecución de la prueba de cortocircuito no ha sido incluida en los precios cotizados. En caso de requerirse, será necesario recibir su confirmación con el objeto de solicitar la cotización de la misma, pues debe ser realizada en laboratorios externos a ABB.

1.4 MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO

ABB ofrece su disponibilidad para realizar los servicios de Supervisión, Montaje, pruebas o entrenamiento del personal del cliente en el sitio. Los precios para la realización de dichos servicios se establecerán a solicitud del cliente.

1.5 EMPAQUE

El transformador(s) de Potencia, se despacharán presurizados con Nitrógeno y el aceite necesario para completar el nivel se enviará por separado en canecas de 55 Galones. Las partes desmontables, tales como Bujes, radiadores, tanque conservador, etc., serán enviados en Guacaes de madera resistente con dimensiones y marcación apropiada para las partes que transportan debidamente protegidos contra la humedad y la corrosión durante su transporte y almacenamiento.

1.6 PLANTA DE FABRICACION

ABB manifiesta que las unidades objeto de la presente propuesta, serán fabricadas en la Planta ubicada en Pereira, Colombia, la cual al igual que las demás plantas ABB alrededor del mundo poseen Certificaciones internacionales ISO 9001 e ISO 14001, a su sistema de calidad y ambiental, adjuntos a la presente propuesta.

ALSTOM	
SOLICITUD DE COTIZACIÓN	PROPUESTA ABB
Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 8.3/34.5 kV.	No 20030188

En caso que las especificaciones del cliente no sean lo suficientemente detalladas, ABB se reserva el derecho de diseñar y fabricar el producto de acuerdo con sus prácticas usuales internacionalmente reconocidas. Si el comprador desea hacer cambios a la misma, el contrato suscrito será sujeto a una renegociación razonable en términos de precio y plazo de entrega.

2.6 MULTAS O DAÑOS LIQUIDADOS

Sugerimos establecer multas por incumplimiento hasta de 0.5% por semana de retraso en la entrega, no obstante, dichas multas tendrán un tope máximo de 10% del valor del ítem retrasado.

2.7 CANCELACION

En caso de cancelación, ABB emitirá una factura incluyendo todos los gastos incurridos hasta la fecha de cancelación con la deducción correspondiente por los valores recibidos.

2.8 LIMITE DE RESPONSABILIDAD

ABB no será responsable por cualquier daño especial, indirecto o consecuente, o por pérdidas tales como, pero no limitadas a, pérdidas de ganancias, pérdidas de uso, pérdidas de potencia, pérdidas de capital o costos por reemplazo de potencia.

No obstante cualquier estipulación contraria contenida en el Contrato u Orden de Compra, la responsabilidad total de ABB, sus directores, agentes, empleados y accionistas frente al Cliente por los daños y perjuicios que surjan, se relacionen o resulten del Contrato u Orden de Compra o de su cumplimiento o de la violación del mismo durante su vigencia, tendrá como límite máximo (incluyendo las penalidades) el 20% del valor total del Contrato u Orden de Compra.

ABB, sus directores, agentes, empleados y accionistas no serán responsables frente al Cliente por ninguna clase de daño o pérdida indirecta derivado del Contrato u Orden de Compra, su cumplimiento o incumplimiento, ni el Cliente podrá reclamar, especialmente por daños derivados de la falta de producción, pérdidas de explotación, pérdidas de pedidos, ganancias no realizadas, pérdidas de uso, pérdidas de energía, el costo del capital, el costo de reemplazo de energía u otros daños indirectos, ni lucro cesante. Estas limitaciones no aplican en caso de dolo o culpa grave, pero si aplican en caso de dolo o culpa grave de colaboradores o Sub - Proveedores de ABB.

2.9 GARANTÍA

Asea Brown Boveri Ltda (ABB), garantiza cualquier defecto de ingeniería, materiales o manufactura del equipo suministrado, durante 12 meses a partir de la fecha de entrega en nuestra fábrica, como se establece en sus términos de referencia.

ABB, se compromete únicamente a reparar y/o reemplazar en el más breve plazo el ó los componentes dañados, previa notificación por escrito por parte del Comprador del defecto hallado. Todos los gastos que ocasionen la eliminación de los defectos, incluyendo diseño, materiales y mano de obra será por cuenta de ABB. Las partes defectuosas que hayan sido sustituidas deberán ser puestas a disposición de ABB y serán de su propiedad. La responsabilidad de ABB será hasta por un valor máximo igual al valor de venta de los equipos. Los gastos de desmontaje y montaje en el sitio, así como los gastos de transporte y alojamiento de

	ALSTOM	
	SOLICITUD DE COTIZACIÓN	PROPUESTA ABB
	Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 6.3/34.5 kV.	No 20030188

nuestro personal especializado en el sitio de ubicación de los equipos serán asumidos por el Cliente. Los eventuales gastos de acceso a los equipos, al igual que los del transporte del equipo desde y hacia las instalaciones de ABB para su reparación, serán responsabilidad del cliente.

A la unidad o parte reparada o reemplazada se le otorgará, en los mismos términos y condiciones originales, un periodo de garantía igual al tiempo faltante por vencer del periodo de la garantía original en el momento de presentarse la falla, con un mínimo de seis meses. Este nuevo periodo no aplicará a las demás componentes de los equipos que no hayan presentado defectos. Para las partes restantes (no falladas), el plazo de la garantía se extenderá por un periodo igual al plazo durante el cual el equipo estuvo fuera de servicio como resultado de la falla.

Para obtener el servicio de garantía, el usuario debe cumplir los siguientes requisitos (1) Notificación por escrito, presentando el correspondiente certificado de la garantía; Carta o Póliza de garantía dentro de los 5 días siguientes a la ocurrencia de la falla, so pena de caducidad. (2) Deberá notificar por escrito a ABB, la fecha de la puesta en servicio. (3) Presentación de un reporte de campo, indicando las características de la unidad fallada. (4) No adeudar suma alguna a ABB por concepto del equipo en Garantía. (5) Realización de un análisis de diagnóstico de la falla con la respectiva presentación del informe técnico correspondiente.

En el evento se defina que las fallas corresponden a causas no cubierta por la garantía, ABB Procederá a establecer una cotización para la reparación del equipo. El Cliente definirá la aceptación de la misma dentro de los 60 días siguientes a la fecha del envío. En caso contrario se procederá a retornar el equipo fallado, corriendo por cuenta del cliente los correspondientes costos de transporte y seguros.

Las siguientes son causa de la invalidez de la garantía: (1) Termino del periodo de validez de la misma. (2) Intervención del equipo o reparaciones sin la autorización previa y expresa de la fabrica. (3) Instalación, operación y protección eléctrica indebida, así como mantenimiento sin seguir las instrucciones del fabricante, los estándares de la industria y/o las disposiciones legales de la localidad. (4) Instalación, alimentación o servicio en condiciones o fines diferentes para cuales fue especificado y fabricado el equipo. (5) Cuando se hayan alterado alguna de las partes originales del diseño de la unidad, sin aprobación previa y escrita de la fabrica. (6) La comprobación de daños en el transformador externos, causados por factores externos. (7) Montaje e instalación electro-mecánica incorrecta, en caso de estas actividades no sean efectuados por ABB Ltda. (8) Almacenaje inapropiado y obra civil defectuosa. (9) Ensamble y llenado del transformador después de 6 meses del embarque. (10) Reparación o manipuleo por terceros o el mismo Cliente dentro del periodo de garantía. (11) Ocurrencia de defectos provocados por los materiales suministrados por el cliente, o como resultado de un diseño estipulado o especificado por el cliente. (12) Desgaste natural de los componentes. (13) Defectos provocados por caso fortuito o fuerza mayor y acción del tiempo. (14) Daños provocados por descargas eléctricas, incendios y actos de la naturaleza. (15) Daños provocados por alteración del voltaje, frecuencia de energía eléctrica en la localidad de la instalación. (16) Siniestros ocurridos por efecto de transporte/ descarga o estiba defectuosos. (17) Factores externos al suministro. (18) Accidentes y (19) Daños provocados por acciones de terceros, incluyendo terrorismo, vandalismo, asonada, huelga.

ALSTOM	
SOLICITUD DE COTIZACIÓN	PROPUESTA ABB
Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 8.3/34.5 kV.	No 20030188

ABB no acepta responsabilidad por daños consecuenciales, tales como pérdida de Producción, lucro cesante o cualquier otra pérdida emergente, como tampoco el pago de penalidades o daños liquidados como consecuencia de la falta.

2.10 COMENTARIOS GENERALES

- Fluctuación Dramática en los costos de materia prima: Es importante mencionar que nuestros precios no contemplan la incertidumbre que generan las condiciones actuales del mercado mundial, sobre el precio de los materiales básicos para la fabricación de transformadores, tales como Cobre, Silicio, Aceite y Láminas HR y CR. Para el caso en que se presenten aumentos súbitos en los precios de los materiales básicos usados como base para el cálculo de nuestra oferta, los precios finales de la misma deberán ser ajustados de común acuerdo entre las partes, con el objeto de mantener el equilibrio económico del contrato. En el evento no pueda ser acordado un nuevo precio, conjuntamente se definirá la cancelación de la parte pendiente del contrato sin aplicación de multas.
- Estimamos 2/3 días adicionales como mínimo como duración de la realización de los servicios de montaje y pruebas de los equipos cotizados.
- Entrega de los equipos: En el evento que el comprador no pueda aceptar la entrega de los equipos, cuando el vendedor esté listo para despacho de acuerdo con el programa de entregas establecido, ABB se reserva el derecho de cobrar los costos de almacenaje ocasionados por dicha situación.
- Especificaciones técnicas: Todos los datos técnicos no cubiertos en su especificación técnica, serán asumidos como estándar del fabricante.
- Todos los Instrumentos, relés, válvulas, Bujes, motores, conexiones eléctricas, tornillos, tuercas, equipo pesado, partes compradas y materiales usados en la fabricación de los transformadores deberán ser hechos de un modelo y tipo usualmente utilizado en este tipo de equipos y serán obtenidos de proveedores calificados y aprobados por ABB.

2.11 VALOR DE ABB

ABB es una compañía mundialmente reconocida y con mas de 100 años de experiencia en la fabricación de Transformadores, con 25 Plantas de fabricación de Transformadores de Potencia, 33 plantas de fabricación de equipos de distribución, 7000 empleados y 90.000 MVA como capacidad anual, ABB es el mayor fabricante de Transformadores en el mundo, lo que ofrece a nuestros clientes, una gran flexibilidad de múltiples plantas alrededor del mundo, las cuales producen el mismo diseño bajo los mismos parámetros de calidad.

Power Transformers – Selection Tables Technical Data, Dimensions and Weights



Oil-immersed three-phase power transformers with off-load tap changer
3 150 – 10 000 kVA,
HV rating: up to 123 kV

Further technical data

- Taps on HV side: $\pm 2 \times 2.5\%$
- Rated frequency: 60 Hz
- Impedance voltage: 6-10 %
- Connection: HV winding: star-delta connection alternatively available up to 24 kV
LV winding: star or delta

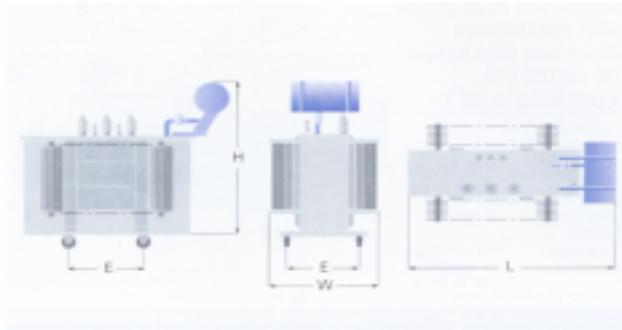


Fig. 31

Rated power [kVA] GNAN	HV rating [kV]	LV rating [kV]	No-load loss [kW]	Load loss at 75 °C [kW]	Total weight [kg]	Oil weight [kg]	Dimensions L/W/H [mm]	E [mm]
3150	6.1-36	3-24	4.6	28	7200	1600	2800/1850/2870	1070
	7.8-36	3-24	5.5	33	8400	1900	3200/2170/2940	1070
4000	50-72.5	3-24	6.8	35	10800	3100	3100/2300/3630	1070
	9.5-36	4-24	6.5	38	9800	2300	2550/2510/3020	1070
	50-72.5	4-24	8.0	41	12200	3300	3150/2480/3730	1070
5000	90-123	5-36	9.8	46	17500	6300	4560/2200/4540	1505
	12.2-36	5-24	7.7	45	11700	2500	2950/2840/3200	1505
	50-72.5	5-24	9.3	48	13600	3700	3200/2690/3090	1505
6300	90-123	5-36	11.0	53	18900	6600	4780/2600/4540	1505
	12.2-36	5-24	9.4	54	14000	3300	2980/2770/3530	1505
	50-72.5	5-24	11.0	56	15900	4200	3250/2850/4000	1505
8000	90-123	5-36	12.5	62	21500	7300	4890/2630/4590	1505
	15.2-36	6-24	11.0	63	16600	3900	2670/2900/3720	1505
	50-72.5	6-24	12.5	65	18200	4700	4090/2750/4170	1505
10000	90-123	5-36	14.0	72	25000	8600	4970/2900/4810	1505

Fig. 31

Technical Data Distribution Transformers TUNORMA and TUMETIC

Rated power S_N [kVA]	Max. rated volt. HV side U_n [kV]	Impedance voltage U_k [%]	Type		Combination of losses acc. CENELEC	No-load losses P_0 [W]	Load losses P_{75} [W]	Sound power level 1 m tolerance + 3 dB L_{res} [dB]	Sound power level L_{max} [dB]	Total weight		Dimensions			Dist. between wheel centers E [mm]		
			TUNORMA 4JB...	TUMETIC 4HB...						TUNORMA	TUMETIC	Length A1 [mm]	Width B1 [mm]	Height H1 [mm]			
50	12	4	.4744-3LB	B-A'	190	1350	42	55	340	350	860	960	660	660	1210	1065	520
			.4744-3PB	A-C'	125	1100	34	47	400	430	825	1045	660	660	1210	1065	520
			.4744-3TB	C-C'	125	875	34	47	420	440	835	965	660	660	1220	1095	520
	24	4	.4767-3LB	B-A'	190	1350	42	55	370	380	760	860	660	660	1315	1235	520
			.4767-3PB	A-C'	125	1100	34	47	430	460	860	860	660	660	1300	1220	520
			.4767-3TB	C-C'	125	875	33	47	480	510	880	1100	665	660	1385	1255	520
36	6	.4780-3CB	E-D'	230	1450	x	52	500	x	1000	x	710	x	1530	x	520	
100	12	4	.5044-3LB	B-A'	320	2150	45	59	500	500	1090	1020	660	660	1275	1110	520
			.5044-3PB	A-C'	210	1750	35	49	570	570	980	960	660	660	1315	1145	520
			.5044-3TB	C-C'	210	1475	35	49	600	620	1030	930	660	660	1320	1150	520
	24	4	.5067-3LB	B-A'	320	2150	45	59	520	530	1020	1140	665	660	1360	1245	520
			.5067-3PB	A-C'	210	1750	35	49	600	610	1030	1030	660	660	1400	1280	520
			.5067-3TB	C-C'	210	1475	35	49	640	680	960	1060	665	660	1425	1305	520
36	6	.5080-3CB	E-D'	380	2350	x	56	660	x	1050	x	780	x	1600	x	520	
160	12	4	.5244-3LA	B-A'	460	3100	47	62	620	610	1140	1140	710	710	1350	1185	520
			.5244-3PA	A-C'	300	2350	37	52	700	690	1130	1010	660	660	1390	1220	520
			.5244-3TA	C-C'	300	2000	38	52	780	780	985	1085	660	660	1380	1215	520
	24	4	.5267-3LA	B-A'	460	3100	47	62	660	640	1150	1150	665	660	1440	1320	520
			.5267-3PA	A-C'	300	2350	37	52	730	730	1030	930	665	660	1540	1420	520
			.5267-3TA	C-C'	300	2000	37	52	800	820	1120	1120	710	660	1475	1355	520
36	6	.5280-3CA	E-D'	520	3350	x	59	900	x	1120	x	800	x	1700	x	520	
(200)	12	4	.5344-3LA	B-A'	550	3600	48	63	720	710	1190	1190	680	680	1450	1285	520
			.5344-3PA	A-C'	360	2750	38	53	840	830	1070	1120	660	660	1470	1300	520
			.5344-3TA	C-C'	360	2350	38	53	900	920	1130	1130	660	680	1450	1285	520
	24	4	.5367-3LA	B-A'	550	3600	48	63	800	780	1290	1290	820	800	1595	1425	520
			.5367-3PA	A-C'	360	2750	38	53	890	910	1110	1230	755	680	1630	1460	520
			.5367-3TA	C-C'	360	2350	38	53	950	980	1080	1180	705	690	1595	1430	520
36	6	.5380-3CA	E-D'	600	3800	x	61	1000	x	1250	x	800	x	1700	x	520	

Dimensions and weights are approximate values. Rated power figures in parentheses are not standardised. x: on request.

Fig. 26: Selection table: all-immersed distribution transformers 50 to 2500 kVA

Technical Data Distribution Transformers TUNORMA and TUMETIC



Rated power S_n [kVA]	Max. rated volt. HV side U_n [kV]	Impedance voltage ΔU [%]	Type		Combination of losses acc. CENELEC	No-load losses P_0 [W]	Load losses P_{75} [W]	Sound press. level 1 m tolerance +3 dB L_{eq} [dB]	Sound power level L_{pA} [dB]	Total weight		Dimensions			Dist. between wheel centers E [mm]		
			TUNORMA 4JB... 4HB...	TUMETIC						TUNORMA [kg]	TUMETIC [kg]	Length A1 [mm]	Width B1 [mm]	Height H1 [mm]			
250	12	4	.5444-3LA	B-A'	650	4200	50	65	830	820	1300	1300	810	810	1490	1285	520
			.5444-3RA	A-C'	425	3250	40	55	940	920	1260	1260	670	820	1480	1415	520
			.5444-3TA	C-C'	425	2750	40	55	1050	1070	1220	1220	690	700	1530	1310	520
	24	4	.5467-3LA	B-A'	650	4200	49	65	920	900	1340	1340	800	790	1620	1490	520
			.5467-3RA	A-C'	425	3250	39	55	1010	1010	1140	1190	760	690	1675	1510	520
			.5467-3TA	C-C'	425	2750	40	55	1120	1140	1220	1340	715	710	1690	1475	520
36	6	.5480-3CA	E-E'	650	4250	x	62	1100	x	1350	x	800	x	1680	x	520	
(315)	12	4	.5544-3LA	B-A'	780	5000	50	66	980	960	1440	1330	820	820	1855	1385	670
			.5544-3RA	A-C'	510	3850	40	56	1120	1100	1400	1290	820	820	1890	1415	670
			.5544-3TA	C-C'	510	3250	40	56	1240	1260	1380	1290	820	820	1665	1390	670
	24	4	.5567-3LA	B-A'	780	5000	50	66	1050	1030	1450	1350	840	840	1655	1510	670
			.5567-3RA	A-C'	510	3850	40	56	1170	1150	1410	1270	820	820	1755	1610	670
			.5567-3TA	C-C'	510	3250	40	56	1250	1280	1395	1290	820	820	1675	1540	670
36	6	.5580-3CA	E-E'	780	5400	x	64	1220	x	1420	x	960	x	1700	x	670	
400	12	4	.5644-3LA	B-A'	930	6000	52	68	1180	1160	1470	1390	930	930	1700	1425	670
			.5644-3RA	A-C'	610	4600	42	58	1320	1310	1400	1360	820	820	1700	1430	670
			.5644-3TA	C-C'	610	3850	42	58	1470	1470	1410	1390	820	820	1695	1420	670
	24	4	.5667-3LA	B-A'	930	6000	52	68	1240	1220	1570	1570	940	940	1655	1510	670
			.5667-3RA	A-C'	610	4600	42	58	1370	1350	1475	1400	820	820	1780	1615	670
			.5667-3TA	C-C'	610	3850	42	58	1490	1520	1440	1400	820	820	1765	1540	670
36	6	.5580-3CA	E-E'	930	6200	x	65	1480	x	1470	x	990	x	1800	x	670	
(500)	12	4	.5744-3LA	B-A'	1100	7100	53	69	1410	1380	1500	1430	840	840	1710	1440	670
			.5744-3RA	A-C'	720	5450	42	59	1650	1620	1560	1550	890	890	1745	1470	670
			.5744-3TA	C-C'	720	4550	43	59	1700	1710	1500	1470	820	820	1745	1470	670
	24	4	.5767-3LA	B-A'	1100	7100	53	69	1480	1440	1470	1530	835	850	1755	1610	670
			.5767-3RA	A-C'	720	5450	42	59	1650	1620	1495	1420	835	820	1815	1695	670
			.5767-3TA	C-C'	720	4550	43	59	1860	1910	1535	1500	820	820	1860	1645	670
36	6	.5780-3CA	E-E'	1050	7800	x	66	1680	x	1510	x	1030	x	1900	x	670	

Dimensions and weights are approximate values. Rated power figures in parentheses are not standardized. x = on request.

Fig. 27 Selection table oil-immersed distribution transformers 50 to 2500 kVA

Technical Data Distribution Transformers TUNORMA and TUMETIC



Rated power	Max. rated volt. HV side	Impedance voltage	Type		Combination of losses acc. GENELLEC	No-load losses		Load losses		Sound press. level 1 m tolerance + 3 dB		Total weight		Dimensions						Dist. between wheel centers E [mm]
			TUNORMA 4JB... 4HB...	TUMETIC		P ₀ [W]	P ₇₅ [W]	L ₇₀ [dB]	L ₅₀ [dB]	Length A1		Width B1		Height H1						
										TUNORMA	TUMETIC	TUNORMA	TUMETIC	TUNORMA	TUMETIC	TUNORMA	TUMETIC			
S _N [kVA]	U _N [kV]	U _k [%]																		
250	12	4	.5444-3LA	B-A'	650	4200	50	65	830	820	1300	1300	810	810	1450	1285	520			
			.5444-3RA	A-C'	425	3250	40	55	940	920	1260	1260	670	820	1480	1415	520			
			.5444-3TA	C-C'	425	2750	40	55	1050	1070	1220	1220	690	700	1530	1310	520			
	24	4	.5467-3LA	B-A'	650	4200	49	65	920	900	1340	1340	800	760	1620	1450	520			
			.5467-3RA	A-C'	425	3250	39	55	1010	1010	1140	1190	760	690	1675	1510	520			
			.5467-3TA	C-C'	425	2750	40	55	1120	1140	1220	1340	715	710	1640	1475	520			
(315)	36	6	.5480-3CA	E-E'	650	4250	x	62	1100	x	1350	x	800	x	1680	x	520			
			12	4	.5544-3LA	B-A'	780	5000	50	66	980	960	1440	1330	820	820	1655	1385	670	
					.5544-3RA	A-C'	510	3850	40	56	1120	1100	1400	1250	820	820	1690	1415	670	
	.5544-3TA	C-C'			510	3250	40	56	1240	1260	1380	1260	820	820	1665	1390	670			
	24	4	.5567-3LA	B-A'	780	5000	50	66	1050	1030	1450	1350	840	840	1655	1510	670			
			.5567-3RA	A-C'	510	3850	40	56	1170	1150	1410	1270	820	820	1755	1610	670			
.5567-3TA			C-C'	510	3250	40	56	1250	1280	1385	1290	820	820	1675	1540	670				
400	36	6	.5580-3CA	E-E'	780	5400	x	64	1220	x	1470	x	960	x	1700	x	670			
			12	4	.5644-3LA	B-A'	930	6000	52	68	1180	1160	1470	1390	930	930	1700	1425	670	
					.5644-3RA	A-C'	610	4600	42	58	1320	1310	1400	1360	820	820	1700	1420	670	
	.5644-3TA	C-C'			610	3850	42	58	1470	1470	1410	1390	820	820	1695	1420	670			
	24	4	.5667-3LA	B-A'	930	6000	52	68	1240	1220	1570	1570	940	940	1655	1510	670			
			.5667-3RA	A-C'	610	4600	42	58	1370	1360	1475	1400	820	820	1760	1615	670			
.5667-3TA			C-C'	610	3850	42	58	1490	1520	1440	1400	820	820	1765	1540	670				
(500)	36	6	.5580-3CA	E-E'	930	6200	x	65	1480	x	1470	x	990	x	1830	x	670			
			12	4	.5744-3LA	B-A'	1100	7100	53	69	1410	1380	1500	1430	840	840	1710	1440	670	
					.5744-3RA	A-C'	720	5450	42	59	1650	1620	1580	1550	890	890	1745	1470	670	
	.5744-3TA	C-C'			720	4550	43	59	1700	1710	1500	1470	820	820	1745	1470	670			
	24	4	.5767-3LA	B-A'	1100	7100	53	69	1480	1440	1470	1530	835	850	1755	1610	670			
			.5767-3RA	A-C'	720	5450	42	59	1650	1620	1495	1420	835	820	1815	1665	670			
.5767-3TA			C-C'	720	4550	43	59	1880	1910	1535	1500	820	820	1890	1645	670				
36	6		.5780-3CA	E-E'	1050	7800	x	66	1680	x	1510	x	1030	x	1900	x	670			

Dimensions and weights are approximate values. Rated power figures in parentheses are not standardized. x: on request

Fig. 27. Selection table: oil-immersed distribution transformers 50 to 2500 kVA

ANEXO D

SECCIONADORES E INTERRUPTORES

Características del equipo

Los seccionadores fusibles son del tipo posición vertical, clase distribución, monopolares tipo abierto, con tubos porta fusibles de fibra de vidrio, de doble ventilación, diseñados y fabricados para operación permanente en alimentadores trifásicos de 6.3 kV.

Los seccionadores - fusibles, deberán ser suministrados con la ferretería galvanizada en caliente completa, adecuada para montaje de crucetas de madera de 3 ¾ " x 4 ¾ " x 8 pies, y deberán ser del tipo provisto de ojal para operación mediante pértiga aislada desde el poste. Los conectores terminales deberán ser adecuados para conductores ACSR dentro del rango del N° 4 al N° 8 AWG (24,7 a 9,81 mm²). Los seccionadores - fusibles deberán ser diseñados y fabricados de tal manera que permitan la apertura con carga del circuito, sin romper el elemento fusible, insertando en serie un dispositivo de apertura del circuito de tipo "Load booster". Los seccionadores fusibles deberán cumplir con las siguientes características:

Figura G1. Características del seccionador

Características	Datos técnicos
Tipo	Corte y Apertura
Número de polos	1
Número de unidades	4
Voltaje nominal del sistema	6.3 kV
Máximo voltaje de operación	7.2 kV
Frecuencia nominal	60 Hz
Corriente permanente eficaz	8,5 kA
Capacidad de Interrupción Simétrica	5 kA
Capacidad de Interrupción Asimétrica	8 kA
Capacidad del Fusible	7,5 y 5 A.
BIL	95 kV

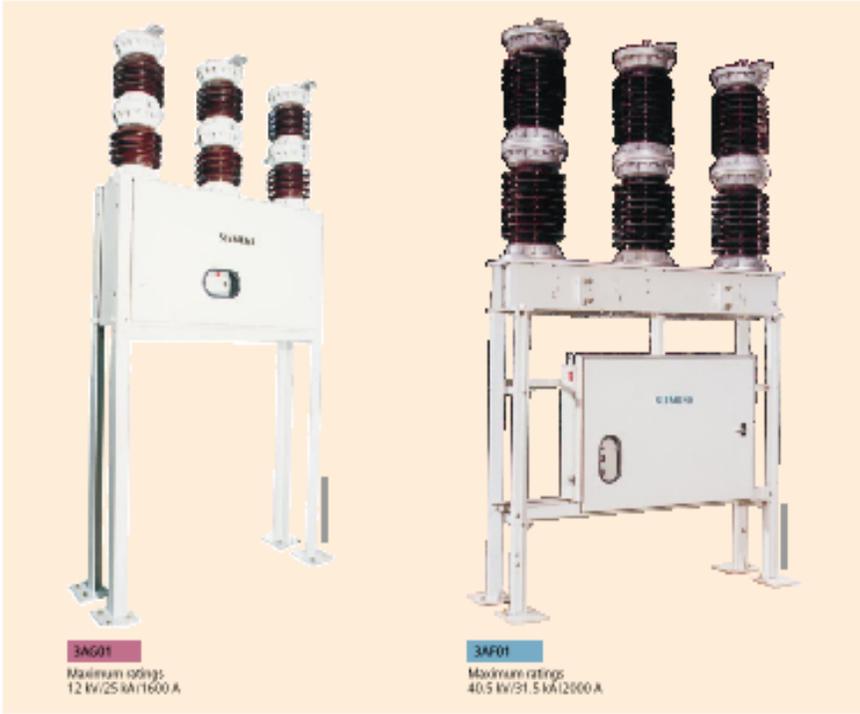
Fuente: Siemens de Colombia

INTERRUPTORES DE MEDIA TENSIÓN



Application

Introduction	Typical uses	Features
<p>The Siemens outdoor vacuum circuit-breaker types 3AG01/3AF01 are structure-mounted, easy-to-install outdoor vacuum circuit-breaker for use in 12/36/40.5 kV systems. They are a porcelain-clad, three-pole circuit-breakers fitted with reliable and well-proven vacuum interrupters from Siemens. Adequate phase clearances and heights have been provided to meet the standard safety requirements. They are suitable for direct connection to overhead lines.</p> <p>The design of 3AG01/3AF01 incorporates a minimum number of moving parts and a simple assembly which ensures a long electrical and mechanical service life. It has all the advantages inherent to the use of vacuum interrupters like low drive and arc energy, light weight, shock-proof performance and many more.</p>	<p>Transformer substations and switching substations operated by:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Automobile industry • Cement industry • Chemical industry • Electrochemical plants • Iron and steel works • Lignite open-cast mines • Mining industry • Petrochemical plants • Petroleum industry • Pipeline installations • Power supply utilities • Rolling mills • Distribution network • Shipbuilding industry • Textile, paper and food industries 	<ul style="list-style-type: none"> • Fully type-tested • Conforms to IEC standards • High electrical and mechanical service life • No fire hazard • Suitable for auto-reclosing duty • Negligible maintenance • High reliability • Perfect harmony between vacuum interrupter and operating mechanism



3AG01

Maximum ratings:
12 kV/25 kA/1600 A

3AF01

Maximum ratings:
40.5 kV/51.5 kA/2000 A

Siemens HG 11.41 - 2002 3

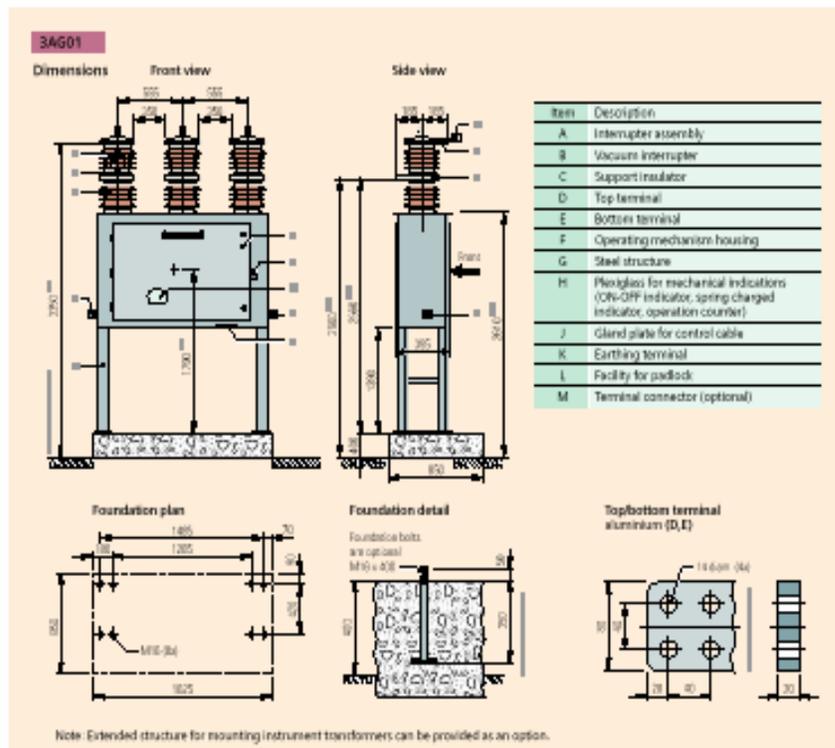
Technical Data

Type					
Rated voltage, frequency	12 kV, 50 or 60 Hz	36 kV ¹⁾ , 50 or 60 Hz	36 kV ¹⁾ , 50 or 60 Hz	36 kV ¹⁾ , 50 or 60 Hz	36 kV ¹⁾ , 50 or 60 Hz
Rated current	1600 A	1600 A	2000 A	1600 A	2000 A
Rated power-frequency withstand voltage	28 kV	70 kV	70 kV	70 kV	70 kV
Rated lightning impulse withstand voltage (peak)	75 kV	170 kV ²⁾	170 kV ²⁾	170 kV ²⁾	170 kV ²⁾
Rated short-circuit breaking current	25 kA	25 kA ³⁾	25 kA ³⁾	31.5 kA ³⁾	31.5 kA ³⁾
Rated short-circuit making current (peak)	63 kA	62.5 kA	62.5 kA	80 kA	80 kA
Rated short-time withstand current	25 kA, 3 s	25 kA, 3 s	25 kA, 3 s	31.5 kA, 3 s	31.5 kA, 3 s
Rated operating sequence	0-0.3 s-CO-3 min-CO	0-0.3 s-CO-3 min-CO 0-0.3 s-CO-15 s-CO			
Service conditions	- 25 °C to + 55 °C ³⁾	- 25 °C to + 55 °C ³⁾	- 25 °C to + 55 °C ³⁾	- 25 °C to + 55 °C ³⁾	- 25 °C to + 55 °C ³⁾
Degree of protection	IP 55	IP 55	IP 55	IP 55	IP 55
Approx. total weight	515 kg	880 kg	880 kg	880 kg	880 kg

Notes: 1) 40.5 kV, 31.5 kA, 4 s on request.

2) Higher withstand voltages on request.

3) - 40 °C on request.



4 Siemens HG 11.41 - 2002

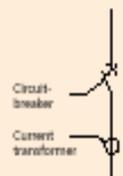
Technical Data

Product range

Circuit-breaker



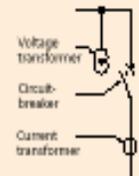
Circuit-breaker with current transformer



Circuit-breaker with voltage transformer

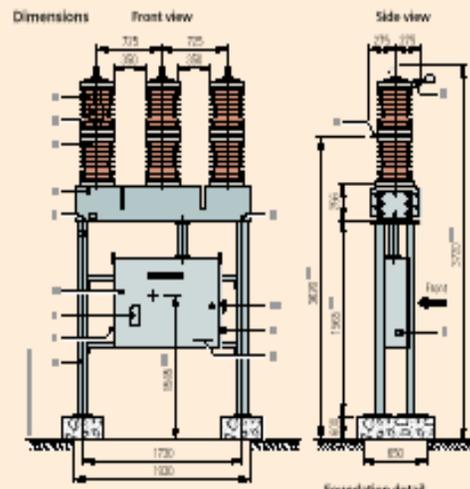


Circuit-breaker with current transformer and voltage transformer



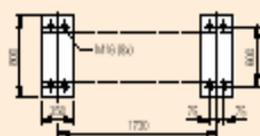
3AF01

Dimensions

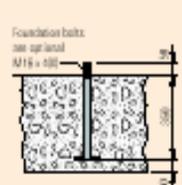


Item	Description
A	Interrupter assembly
B	Vacuum interrupter
C	Support insulator
D	Base frame
E	Top terminal
F	Bottom terminal
G	Operating mechanism housing
H	Steel structure
J	Flexibles for mechanical indications (ON-OFF indicator, spring charged indicator, operation counter)
K	Gland plate for control cable
L	Earthing terminal
M	Facility for padlock

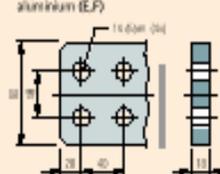
Foundation plan



Foundation detail



Top/bottom terminal aluminium (E/F)



Note: Extended structure for mounting instrument transformers can be provided as an option.

Secondary Equipment

Operation, accessories

Operating mechanism

The well-proven operating mechanism of indoor vacuum circuit-breakers 3AF01/3AF01 have been incorporated in the outdoor vacuum circuit-breaker. They are equipped with a motor spring stored-energy operating mechanism. The motor can be operated either by AC or DC standard supply voltages.

Features

- Integrated mechanical breaker position indication CLOSED/OPEN, spring charged indication and mechanical counter
- Unambiguous assignment of actuating openings and control elements to corresponding breaker position indications
- All switching operations are from front including cable termination
- Ergonomically favorable height of all control elements from ground

Instrument transformers

On client's requirement the breakers can be supplied with an extended structure for mounting outdoor current and voltage transformers on the incoming and outgoing supply sides, respectively.

Accessories

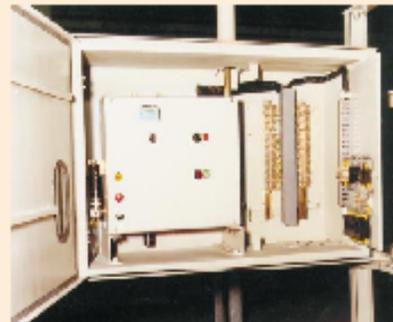
The following accessories can be provided:

- Auxiliary switch (5 NO+5 NC or 11 NO+11 NC)
- Closing solenoid (AC/DC voltages)
- Tripping solenoid (AC/DC voltages)



3AF01 vacuum circuit-breaker

Operating mechanism chamber of 3AF01



Emergency manual spring charging in the event of loss of control supply



Construction

General description

Suitability

Siemens outdoor vacuum circuit-breakers are designed to handle all switching duties that occur in primary distribution systems including rapid auto-reclosing. The breakers are extremely reliable in service, require minimum maintenance and have a long service life due to the use of vacuum interrupters. They can be used in all kinds of environments by virtue of their small size and weight, low vibration operation and they are unaffected by temperature or fire risks.

Construction

The vacuum interrupter is mounted in a porcelain insulator to form an interrupter assembly. For a cross-sectional view of a typical interrupter assembly of 36 kV, see below. Three such assemblies along with the bottom insulators are mounted on a baseframe which has a common operating shaft. This assembly is mounted on a steel structure, intended to locate the power terminals at a safe distance above the ground. The structure also encloses the operating mechanism. All the control and actuating devices are installed in this mechanism housing. The circuit-breaker can be either operated electrically from a remote control room or locally by hand. The necessary mechanical indicating devices for ON/OFF indication, spring charged indication and operation counter are provided in the mechanism housing. Also mounted in the mechanism housing are the special cage clamp type terminal blocks for control cables when required.

Arc quenching principle

When the contacts separate, the current to be interrupted initiates a metal-vapour arc discharge. Current continues flowing through the metal-vapour plasma until the next current zero. The arc is then extinguished and the conductive metal vapour condenses on the metal surfaces within a few microseconds. As a result, the dielectric strength between the contacts builds up very rapidly.

The contacts are so designed that the self-generated axial field causes the arc to remain diffuse even at high currents. This keeps the stress on the contact surfaces uniform and any local melting is avoided when interrupting large currents.

The use of special copper chromium contacts ensures that the chopping current is less than 5 A.

Maintenance, tests

Maintenance

The Siemens outdoor vacuum circuit-breakers are practically maintenance-free and need minimum attention of operating personnel. Maintenance is confined to merely cleaning and lubricating of the operating mechanism. Change of vacuum interrupter is not foreseen throughout the normal life of a circuit-breaker in a distribution system. Vacuum interrupters are designed for 30,000 operations at rated current. Necessary mechanical arrangement is also provided to check the presence of vacuum as a precommissioning and in service check.

Tests/Standards

Siemens outdoor vacuum circuit-breakers 3AG01/3AF01 have been fully type tested and conform to the latest IECIS standards.

Seismic capacity

The outdoor vacuum circuit-breakers are designed in accordance with internationally accepted requirements. Specific confirmations on request.

Notes

If not stated otherwise on the individual pages of this catalog, we reserve the right to include modifications, especially regarding dimensions and weights.

Drawings and photographs are not binding.

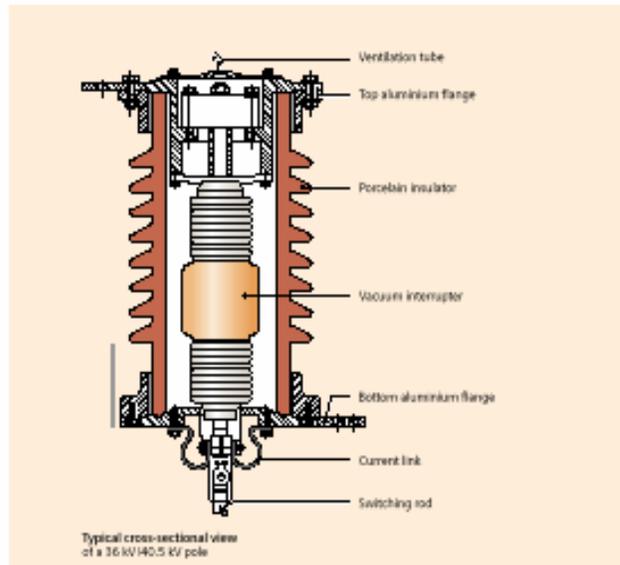
All product designations used are trademarks or product names of Siemens AG or of other suppliers.

If not stated otherwise, all dimensions in this catalog are given in mm.

Responsible for:

Technical contents:

Siemens Ltd.
Kalwa Switchboard Works
PTCM-PM
Thane 400602
India



ANEXO E

TABLERO DE CONTROL Y MANDO

El contratista deberá suministrar e instalar un tablero metálico de un solo frente, con puerta abisagrada y seguro mecánico, accesible por la parte inferior desde la zanja en el piso.

El tablero deberá contener las barras trifásicas de cobre, para 120 A, tensión nominal 380/220 V, 60 Hz, además de la barra de neutro que será conectada a tierra.

El cableado desde el generador hacia el tablero y desde éste hacia el transformador de elevación deberá llevar necesariamente borneras de terminales correctamente identificados y en sus respectivas canaletas.

En el tablero se deberá instalar un cuadro de alarmas de señalización óptica y acústica que deberá responder necesariamente a los dispositivos de protección, alarma, disparo y/o parada de la turbina - alternador.

El diagrama unifilar eléctrico del proyecto, junto con las especificaciones técnicas forma parte de estos documentos de licitación y deberá considerarse como requerimiento mínimo a cumplirse.

El tablero contiene como mínimo los siguientes componentes:

1	Voltímetro con selector	f - f y f - N O – 400 V
3	Amperímetro	0 – 120 A.
1	Interruptor Termomagnético 3f	100 A
1	Frecuencímetro de lengüeta	55 – 65 Hz
1	Vatímetro	0 – 55 kW
1	Medidor de energía activa	100 A
3	Fusibles de salida	Tipo NH
4	Indicadores ópticos	3 Unidades
5	CT's de 100/ 5 A	3 Unidades
6	Contador Horario Eléctrico	1 Unidad

Este tablero también deberá llevar los elementos de protección como son: rele de sobre corriente, sobre y sub tensión de rele de contacto a tierra.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIMIENTOS DEL CONTRATO
TABLERO DE CONTROL PRINCIPAL	AMPERÍMETRO	
	VATÍMETRO	
	VOLTÍMETRO	
	CONMUTADOR DE FASES	3 POSICIONES PARA EL CONTROL DE LAS CORRIENTES DE LINEA
	MEDIDOR DE FACTOR DE POTENCIA	CON ESCALA PARA 360°
	FRECUENCÍMETRO	
	CONMUTADOR DE FASES	3 POSICIONES PARA EL CONTROL DEL VOLTAJE DE GENERACIÓN
	CONTADOR DE HORAS	
	CONTADOR DE ENERGÍA	
	3 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	
	1 POTENCIÓMETRO	
	CONMUTADOR	CONTROL DE VELOCIDAD/CARGA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
	CONMUTADOR	CONTROL DE CARGA DE LA TURBINA
	PULSADOR DE LLAVE	PARADA DE EMERGENCIA
	PULSADOR DE LLAVE	ARRANQUE AUTOMÁTICO
	SELECTOR	ARRANQUE MANUAL/AUTOMÁTICO
	INTERRUPTOR DE MAQUINA DE CAJA MOLDEADA AUTOMATIC	
	INTERRUPTOR O DISYUNTOR	TRIFÁSICO, IG MOTORIZADO. CAJA MOLDEADA CON BOBINA DE DISPARO EN AC Y PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE Y TÉRMICA AJUSTABLES
	2 PULSADORES	CONTROL ON/OFF DEL INTERRUPTOR GENERAL DE CARGA
	PANEL DE ANUNCIADORES	ALARMAS Y SEÑALIZACIÓN
PULSADOR	PRUEBAS PARA ALARMAS	
PULSADORES DE RECONOCIMIENTO Y REARME DE ALARMAS		
ELEMENTOS AUXILIARES	CONTACTORES, FUSIBLES, INTERRUPTORES, ALAMBRADO INTERNO, REGLETAS TERMINALES Y OTROS	
DIAGRAMAS	MIMICOS E INSCRIPCIONES	
TABLERO DE PROTECCIONES	RELÉ DE PROTECCIÓN TÉRMICA DE SOBRECARGA DEL GENERADOR	49 G
	RELÉ DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL GENERADOR	51 G
	RELÉ DE ALTA Y BAJA VELOCIDAD	12/14
	RELÉ DE SOBREVOLTAJE DEL GENERADOR	59 G
	RELÉ DE BAJO VOLTAJE DEL GENERADOR	27 G
	RELÉ DE FALLA A TIERRA DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA SUBESTACIÓN	51 N
	RELÉ DE CONTROL DE NIVEL DE AGUA DEL RESERVORIO	CON SONDAS
	RELÉ DE CONTROL DE FALLA DE OPERACIÓN DEL CARGADOR DE BATERÍAS	
	RELE MONITOR DE ROTURA DE PIN	SEGURIDAD DE ALABES DE LA TURBINA
	RELÉ MONITOR DE ALTA Y BAJA PRESIÓN DE ACEITE	DEL REGULADOR DE VELOCIDAD
	TRANSFORMADOR TIPO SECO	440/220/110
	LOTE DE RELES Y CONTACTORES AUXILIARES	
	PANEL DE ANUNCIADORES	ALARMAS Y SEÑALIZACIÓN
	BOTONES DE RECONOCIMIENTO Y REARME DE ALARMAS	
	DIAGRAMAS	MIMICOS E INSCRIPCIONES

Fuente: Alstom Power

Accesorios: Bornera con capacidad de conductor mínimo de N° 10 AWG, dos conductores neutros aterrizados, placa de características en español, bordes metálicos no oxidables.

➤ **Especificaciones técnicas Voltímetro**

Escala	10 – 380 V.
Clase de Precisión	0,5
Sector de Fases	Analógico, bobina móvil e imán permanente
Frecuencia nominal	60 Hz
Funcionamiento	Corriente Continua y alterna
Tensión de prueba de la caja	2000 V
Temperatura ambiente	-6 a 40 °C

Fuente: Alstom Power

➤ **Especificaciones técnicas Amperímetro**

Escala	10 – 100 A.
Posición de trabajo	Vertical
Clase de Precisión	0,5
Sector de Fases	Analógico, bobina móvil e imán permanente
Frecuencia nominal	60 Hz
Funcionamiento	Corriente Continua y alterna
Tensión de prueba de la caja	2000 V
Temperatura ambiente	-6 a 40 °C

Fuente: Alstom Power

➤ **Regulador de Carga y Tablero de Control**

Comprende desde el cableado del generador, instalación del tablero de control y el cableado hasta el transformador de elevación. Como también la ubicación e instalación del regulador de carga y tanque de disipación.

El cableado deberá realizarse a través de zanjas, los conductores a utilizar serán de cobre aislado. El contratista deberá proveer todos los materiales, herramientas y equipos para la completa instalación.

➤ **Medición y forma de pago**

El presente ítem se medirá por el conjunto total de acoplamiento y conexión probada y aceptada, tomando en cuenta los materiales y equipo instalado. La cantidad determinada en la forma indicada será pagada al precio establecido en contrato. El precio constituye la compensación total por el trabajo realizado e incluye toda la mano de obra, utilización de equipo, herramientas, materiales e imprevistos necesarios para ejecutar el trabajo detallado para el ítem.

➤ **Especificaciones técnicas Frecuencímetro**

Escala	59 - 61Hz V.
Posición de trabajo	Vertical
Clase de Precisión	0,5
Tipo de Instrumento	Analógico, bobina fija
Temperatura ambiente	-6 a 40 °C

Fuente: Alstom Power

1. CARACTERÍSTICAS DEL DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES

Los pararrayos deberán ser de tipo óxido metálico de Zinc (Ozn), clase distribución, diseñados, fabricados y ensayados para ser instalados en un sistema de distribución de tres conductores y una tensión nominal de 21 kV, 60 Hz, con neutro instalado.

Los pararrayos deberán cumplir con las recomendaciones de la norma IEC publicación 99-1 " **Non Linear Resistor Type Arrester for A- C systems**" o ANSI / IEEE C 62.1.

Los pararrayos deberá ser adecuados para obtener normalmente sin pérdida con su expectativa de vida, con sobre tensiones permanentes de hasta 10% sobre la tensión nominal del sistema. Los pararrayos deberán ser suministrados completos, con su ferretería de acero galvanizado para montaje en crucetas de 3 ½ " x 4 ½ ", además de sus respectivos conectores de línea para conductor ACRS N° 4 y para conductor N° 4 AWG de cobre para la conexión a tierra.

Los descargadores de sobretensión deberán cumplir las siguientes condiciones técnicas:

Características	Datos Técnicos
Descargador de sobretensión	Tipo distribución
Número de unidades	9
Tensión Nominal del Sistema	6.3 Kv
Tensión nominal del descargador de sobretensión	6 kV
BIL (120 m. s. n. m)	45 kV
Corriente nominal de descarga	5 A
Pendiente máxima de frente de onda de tensión de (F.O.W) para una corriente de choque de 5kA en 0,5	33,5 kV

Voltaje máximo de carga para una corriente de Choque de 5 kA en 8/20 uso	30 kV
Voltaje máximo de operación continua (MCOV)	25kV

Los descargadores de sobretensión deben someterse a pruebas y ensayos de rutina del fabricante, de manera que se exigirá una rectificación al respecto y el cumplimiento de la norma IEC -TC - 37.

4.3. Materiales Montaje

Los descargadores de sobretensión clase distribución se instalarán al inicio y final de la línea de M.T. en cada fase, protegiendo a los transformadores de acuerdo a los planos de licitación generales adjuntos a estos documentos y de acuerdo a las instrucciones y/o planos de detalle que proporcionará el Oferente.

4.4. Medición y Forma de Pago

El presente ítem se medirá por unidad instalada y aceptada. El pago será la compensación total por suministro y colocación de todos los materiales, incluyendo conexiones eléctricas, montaje mecánico, accesorios, ferretería, mano de obra, equipo y herramienta necesarios para completar la obra descrita para el ítem.

PUESTAS A TIERRA

Se instalarán las respectivas varillas, y conexiones de puesta de tierra donde lo indiquen las hojas de estacado o el Supervisor.

Las varillas se deberán clavar en terreno natural no removido previamente, a una distancia de por lo menos 80 cm. del poste mas próximo. La cabeza de la varilla deberá quedar enterrada a por lo menos 50 cm. por debajo del nivel natural del terreno en el lugar del clavado.

El oferente deberá medir la resistencia de tierra de la varilla clavada y registrar la fecha y resistencia medida. En caso de que esta excediera de 8 ohm deberá hacerlo saber a la supervisión para que esta determine los pasos a seguir. En general deberá conectarse a tierra, aún cuando no lo indicaran los planos e instrucciones expresas en la supervisión, todas las masas metálicas de los equipos y aparatos que normalmente no deben estar energizados, tales como tanques de transformadores, además de las terminales de tierra de pararrayos y neutros de acometidas secundarias.

7.4. Medición y Forma de Pago

El presente ítem se medirá por tipo de unidad instalada y aceptada. El pago será la compensación total por suministro y colocación de todos los materiales, incluyendo

accesorios, ferretería, mano de obra, equipo y herramientas necesarias para completar la obra descrita para el ítem.

8. CONDUCTORES

8.1. Definición

Este ítem comprende el suministro e instalación de los conductores de diferentes secciones, según se especifican en el presente documento.

8.2. Material, herramientas y Equipos

El Oferente dispondrá de todo el material, herramientas, equipo y mano de obra para el buen desarrollo del trabajo, contando con la respectiva aprobación del Supervisor.

8.2.1. Características de los conductores

El oferente deberá suministrar cables de aluminio con alma de acero ACSR N°266 para la línea MT de acuerdo a las especificaciones técnicas que se indican mas adelante.

NORMAS

Los conductores de aluminio a ser suministrados por estas especificaciones deberán cumplir con las siguientes normas de fabricación:

- ASTM B232. " **Standard Specification for aluminum conductors, concentric lay - stranded coated steel - reinforced ACSR**"
- ASTM B230" **Standard Specification for aluminum wire , EC- H19 for electrical purposes"**
- ASTM B230" **Standard Specification for zinc coated (gavaniced) steel core wire for aluminum conductors, reinforced (ACSR)"**.

8.2.2. Manguitos de compresión

Para los empalmes de conductores de deberá utilizar empalmes preferentemente del tipo de compresión con este objeto se especifican los siguientes manguitos de compresión:

Manguitos de compresión para conductor ACSR N° 266 AWG.

Para los empalmes de puentes de conexión (sin tracción mecánica) se utilizarán manguitos adecuados para este propósito.

8.2.3. Cables de acero

El Oferente suministrará en las cantidades requeridas por estas especificaciones, cable de acero galvanizado Clase A. de 5/16 " de diámetro nominal, de 7 hebras de acero de extra alta resistencia (EHS), de 11.200 libras de tensión de rotura a la tracción.

8.2.4. Ferretería de la línea

Bajo el nombre de ferretería de la línea se incluyen todos los materiales menores, metálicos y no metálicos requeridos para el ensamblado de las estructuras de postes con crucetas, aisladores y conductores.

El Oferente deberá suministrar toda la ferretería de la línea que sea necesaria, en calidad y cantidad, para poder ensamblar correcta y completamente todas las unidades de construcción de redes de transmisión que se especifican. Con este objeto El Oferente, deberá estudiar cuidadosamente los dibujos de los estándares de construcción adjuntos a este documento de licitación, a fin de verificar que esta en pleno conocimiento de los detalles técnicos cantidades y listas completas de materiales como para presentar una oferta completa.

Si en la lista de materiales que más adelante se menciona hubiera alguna omisión para poder completar el ensamblado de cualquier unidad de construcción, El Oferente deberá subsanar dicha omisión y hacerla notar en su cotización.

Toda la ferretería fabricada de acero, deberá ser en lo posible de dimensiones, materiales galvanizados, etc. aceptado y normalizado por la **Rural Electrification Administration** REA u otra norma equivalente del país de origen de los materiales.

La lista de materiales y cantidad a suministrar e instalar, con la respectiva identificación se muestra en el anexo correspondiente a esta fase.

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIMIENTOS DEL CONTRATO
CONDUCTOR	TIPO	COBRE DESNUDO. CABLEADO
	CALIBRE	No. 2/OAWG
VARILLAS	TIPO	CADWELD CON MATERIAL DE IGNICIÓN Y ACCESORIOS COMPLEMENTARIOS
CONECTOR	TIPO	COBRE. TIPO PERNO HENDIDO. PARA UNIR CONDUCTORES 2/0 AWG
PERNOS	TIPO	BRONCE, SILICIO DE 1/2" X 2" CON TUERCA, ARANDELA PLANA Y DE PRESIÓN

Fuente: Seguridad Eléctrica Ltda.

➤ **Protecciones del generador para el proyecto de la nueva hoya**

MiCOM P342 and P343 Generator Protection Relay

The MiCOM P342 and P343 integrate the protection, control and monitoring requirements for all sizes of generator through extensive integration, in a compact, cost effective format.

The MiCOM P342 provides the protection functions required for more cost-sensitive applications and provides extensive protection for smaller units or for those which are used at lower voltage levels. The P343 adds to the P342 functionality, providing generator differential, 100% stator earth fault, pole slipping and unintentional energisation at standstill, thus offering cost effective high quality protection in a single unit for any generator. This high degree of integration makes it viable to apply duplicate protection to all machines, to provide protection redundancy.

In addition, the relays offer the following benefits:

- Standardised relay selection for all applications
- Simplified spares holding with dual rated CT inputs
- Compact design and functional integration minimises panel space
- Simple system integration through a choice of communication protocols, including Courier, Modbus, IEC 60870-5-103 and DNP3.0



- Fast fault diagnosis utilising integral fault information, disturbance and event records
- Maximise protection availability through extensive self-monitoring and system supervision

The software tools (MiCOM S1) allow intuitive interface to the relay and greatly lessen training and documentation requirements for the user.

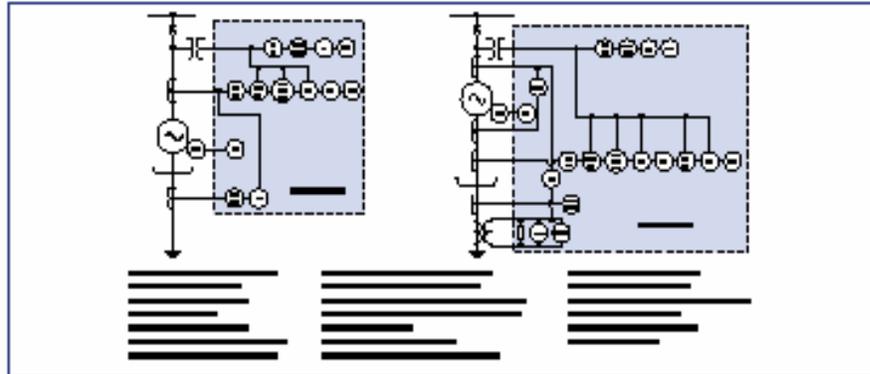
Powerful and easily implemented scheme logic with a large choice of gates and timers makes the relay completely customisable, to meet the needs of a wide range of power system and user preferences.

Protection

- Generator differential (P343 only)
- 100% stator earth fault (P343 only)
- Non directional phase overcurrent
- Non directional earth fault
- Neutral displacement/residual overvoltage
- Sensitive directional earth fault
- Restricted earth fault
- Voltage dependent overcurrent/underimpedance
- Under/overvoltage
- Under/overfrequency
- Reverse power/low forward power/overpower
- Loss of field
- Negative phase sequence thermal
- Overfluxing
- Unintentional energisation at standstill (P343 only)
- Pole slipping (P343 only)
- TO RTDs (option)
- Circuit breaker failure
- Voltage transformer supervision
- Current transformer supervision







Measurement and recording facilities

All records are time tagged to a resolution of 1ms.

Measurement and display of all analogue and calculated quantities.

Post fault analysis

Event records

Up to 250 time-tagged event records in battery backed memory.

Fault records

Last 5 faults stored in battery backed memory.

- Indication of faulted phase
- Protection operation
- Active setting group
- Relay and CB operating time
- Currents, voltage, power and frequency
- Fault duration
- Temperature

Disturbance records

At least 20 disturbance records in battery backed memory:

- 8 analogue channels
- 32 digital channels
- 1 time channel
- Data is sampled 12 times a cycle
- Maximum duration of each record 10.5 seconds
- All channels and trigger sources user configured

Plant supervision

Trip circuit supervision

Supervision of the trip circuit in both breaker open and closed states.

Circuit breaker state monitoring

Alarm generated in case of discrepancy between the open and closed contacts of the circuit breaker.

Circuit breaker condition monitoring

The circuit breaker condition monitoring feature includes:

- Monitoring the number of breaker operations and operation time
- Recording the sum of the broken current quantity

Communications

- Rear port providing remote communications (Coulner/K Bus, Modbus or IEC 60870-5-103)
- Front port providing local communications

Password protection

- Two levels of password available
- Password protection independently applied to front user interface, front and rear communications ports

Hardware description

- A backlit liquid crystal display
- 12 LEDs
- RS232 port
- RS485 port
- Download/monitor port
- Battery (supervised)
- N/O and N/C watchdog contacts
- Supervised 48V field voltage
- 1A/5A dual rated CTs
- 10 RTDs (optional)

P342:

- 8 optically isolated inputs
- 3 N/O and 4 C/O trip rated outputs

P343:

- 16 optically isolated inputs
- 6 N/O and 6 C/O trip rated outputs
- RIG B connector
- Optional fibre optic connector

Ratings

Inputs

- AC voltage 100 – 120V or 380 – 480V rms nominal phase to phase
- Operative range 45Hz to 65Hz
- Rated frequency 50/60Hz
- Auxiliary voltage:

Nominal [V] dc	Operative range [V]	
	dc	ac
24 - 48	19 - 65	-
48 - 110	37 - 150	24 - 110
110 - 250	87 - 300	80 - 265

Outputs

- Field voltage supply 48V dc (current limit 112mA)

Publication: P342/343/05/05/05



➤ Protecciones del transformador principal 2.500 KVA

MiCOM P631, P632, P633 and P634 Transformer Differential Protection Devices

Application and scope

The MiCOM P63x series differential protection devices are intended for fast and selective short-circuit protection of transformers, motors, generators and other installations with two, three or four windings respectively.

Functions

The differential protection devices have the following main functions (with differences between the models as shown in the table on page 3):

- Three-phase differential protection
 - Amplitude and vector group matching
 - Zero-sequence current filtering for each winding, may be deactivated individually for each end
 - Triple-slope tripping characteristics
 - Harmonic restraint with second harmonic component, optionally with or without cross blocking; may be deactivated
 - Overfluxing restraint with fifth harmonic component, may be deactivated
 - Through-stabilization with saturation discriminator
- Ground differential protection (UK: Restricted earth fault protection, REF)
- Definite-time overcurrent protection, three stages, phase-selective, separate measuring systems for phase currents, negative-sequence current and residual current

- Inverse-time overcurrent protection, single-stage, phase-selective, separate measuring systems for phase currents, negative-sequence current and residual current
- Thermal overload protection, choice of relative or absolute thermal replica
- Over/underfrequency protection
- Over/undervoltage protection
- Limit value monitoring
- Programmable logic

All main functions are individually configurable and can be disabled or enabled by the user as desired. By means of a straightforward configuration procedure, the user can adapt the device flexibly to the scope of protection required in each particular application. Due to the powerful, freely configurable logic of the device, special applications can be accommodated.

In addition to the features listed above, as well as comprehensive self-monitoring, the following global functions are available in the MiCOM P63x series differential protection devices:

- Parameter subset selection
- Measured operating data to support the user during commissioning, testing and operation
- Operating data recording (time-tagged signal logging)
- Overload data acquisition
- Overload recording (time-tagged signal logging)
- Fault data acquisition

- Fault recording (time-tagged signal logging with fault value recording of the phase currents of each winding and, depending on the design version, of the neutral-point current of each winding and of the voltage)

The MiCOM P63x series differential protection devices are of modular design. The plug-in modules are housed in a robust aluminium case and electrically connected via an analogue and a digital bus printed circuit board.

The nominal currents or the nominal voltage, respectively, of the measuring inputs can be set with the help of function parameters.

The nominal voltage range of the optical coupler inputs is 24 to 250 V DC without internal switching.

The auxiliary voltage input for the power supply is a wide-range design with a nominal voltage range of 48 to 250 V DC and 100 to 230 V AC. An additional version is available for the lower nominal voltage range of 24 to 36 V DC.

All output relays are suitable for both signals and trip duties.

The optional PT 100 input is lead-compensated, balanced and linearized for PT 100 resistance thermometers per IEC 60751.

The optional 0 to 20 mA input provides open-circuit and overload monitoring, zero suppression defined by a setting, plus the option of linearizing the input variable via 20 adjustable interpolation points.

Two freely selected measured signals (cyclically updated measured operating data and stored measured fault data) can be output as a load-independent direct current via the two optional 0 to 20 mA outputs. The characteristics are defined via 3 adjustable interpolation points allowing a minimum output current [4 mA, for example] for receiver-side open-circuit monitoring, knee-point definition for fine scaling and a limitation to lower nominal currents [10 mA, for example]. Where sufficient output relays are available, a freely selected measured variable can be output in BCD-coded form via contacts.

Control and display

- Local control panel
- 17 LED indicators, 12 of which allow freely configurable function assignment
- PC interface
- Communication interface (optional)

Information exchange is via the local control panel, the PC interface and the optional communication interface. Using this information interface, the MICOM P63x series differential protection devices can be integrated with substation control systems or telecontrol systems.

Models available

The main functions and the inputs and outputs available for the P63x series design types are listed in the table below. Where a main function is available more than once for a particular design type, the user can assign these functions to the individual windings as required. For 11/2 switched and ring-busbar systems, the devices allow the definition of a virtual winding. The currents processed by the device for this winding are a summation of the inputs from the two appropriate sets of CT inputs.

Models available

		P631	P632	P633	P634
Main functions	ANSI Device Number				
• Differential protection	87	2 wind.	2 wind.	3 wind.	4 wind.
• Ground differential protection	87G	–	2	3	3
• Definite-time overcurrent protection	50F, 50Q, 50N/G	2	2	3	3
• Inverse-time overcurrent protection	51P, 51Q, 51N/G	2	2	3	3
• Thermal overload protection	49	1	1	2	2
• Over/underfrequency protection	81O, 81U, 81UR	–	1	1	1
• Over/undervoltage protection	27, 59	–	1	1	1
• Limit value monitoring		2	2	3	3
• Programmable logic		1	1	1	1
Measuring inputs					
• Phase current		2 x 3	2 x 3	3 x 3	4 x 3
• Residual current or neutral-point current		–	2	3	3
• Voltage		–	1	1	1
Binary inputs and outputs					
• Optical coupler inputs [per order]		4	4 to 34	4 to 40	4 to 34
• Output relays [per order]		8 to 14	8 to 22	8 to 30	8 to 22
Analogue inputs & outputs (optional)					
• 0 to 20 mA input		–	1	1	1
• PT 100 input		–	1	1	1
• 0 to 20 mA outputs		–	2	2	2

Main functions

Main functions are autonomous function groups and can be individually configured or disabled to suit a particular application. Function groups that are not required and have been disabled by the user are masked completely (except for the configuration parameter) and functional support is withdrawn from such groups. This concept permits an extensive scope of functions and universal application of the protection device in a single design version, while at the same time providing for a clear and straightforward setting procedure and adaptation to the protection task under consideration.

Differential protection

Amplitude matching

On the basis of the primary transformer currents, the MiCOM P63x series differential protection devices can be flexibly adapted to the reference currents of the protected object. Amplitude matching is by means of a straightforward input of the reference power common to all windings, plus the nominal voltages and the nominal transformer currents for each winding. The resulting reference currents and matching factors are automatically deduced by the device and checked for compatibility with the internally allowed value ranges.

Vector group matching and zero-sequence filtering

Matching of the MiCOM P63x series differential protection devices to the vector group of the protected object is via a straightforward input of the relevant vector group identification number. The mathematical formula to be applied to the measured currents is automatically selected internally according to the relevant vector group and zero-sequence filtering is taken into account simultaneously. For special applications, zero-sequence filtering may be deactivated separately for each winding.

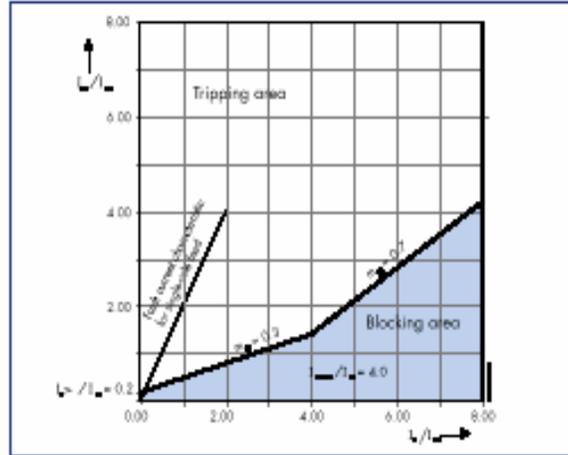


Figure 1: Tripping characteristics of differential protection for three-phase symmetrical fault

Tripping characteristics

The tripping characteristics of the differential protection device has two knees (see Figure 1). The first knee is dependent on the setting of the basic threshold value $I_{d>}$ and is on the fault line for single-side feed. The second knee of the tripping characteristic is defined by a setting. Above the user-selected differential current level $I_{d>>}$, the restraining current is no longer taken into account.

Harmonic restraint

Stabilization under inrush conditions is based on the presence of second harmonic components in the differential currents. The ratio of the second harmonic component to the fundamental wave for the differential currents of the measuring system serves as the criterion. Optionally, tripping is blocked either across all three measuring systems or selectively for one measuring system. However, from a user-selected differential current level $I_{d>>}$, the blocking criterion is no longer taken into account. For application as a differential protection device for motors or generators, the harmonic restraint can be deactivated.

Overfluxing restraint

For stabilization under overfluxing conditions, the ratio of the fifth harmonic to the fundamental for the differential currents is used. Tripping is blocked on a per measuring system basis. For differential current levels of $4 \cdot I_{ref}$ or higher, the blocking criterion is no longer taken into account. The overfluxing restraint function may be deactivated.

Through stabilization

Up to a certain limit, stability in the event of external faults is ensured by means of the bias. Due to the triple-slope tripping characteristic, the stabilization is particularly effective for high currents. However, as an additional safeguard for through-currents with transformer saturation, the MiCOM P63x series differential protection devices are provided with a saturation detector. Particularly the start-up of direct on-line starting induction motors represents a problem in differential protection due to transient transformer saturation caused by a displacement of the start-up current for relatively high primary time constants. Even under such unfavorable measurement conditions, the MiCOM P63x series differential protection devices perform with excellent stability.

Main functions

Main functions are autonomous function groups and can be individually configured or disabled to suit a particular application. Function groups that are not required and have been disabled by the user are masked completely (except for the configuration parameter) and functional support is withdrawn from such groups. This concept permits an extensive scope of functions and universal application of the protection device in a single design version, while at the same time providing for a clear and straightforward setting procedure and adaptation to the protection task under consideration.

Differential protection

Amplitude matching

On the basis of the primary transformer currents, the MiCOM P63x series differential protection devices can be flexibly adapted to the reference currents of the protected object. Amplitude matching is by means of a straightforward input of the reference power common to all windings, plus the nominal voltages and the nominal transformer currents for each winding. The resulting reference currents and matching factors are automatically deduced by the device and checked for compatibility with the internally allowed value ranges.

Vector group matching and zero-sequence filtering

Matching of the MiCOM P63x series differential protection devices to the vector group of the protected object is via a straightforward input of the relevant vector group identification number. The mathematical formula to be applied to the measured currents is automatically selected internally according to the relevant vector group and zero-sequence filtering is taken into account simultaneously. For special applications, zero-sequence filtering may be deactivated separately for each winding.

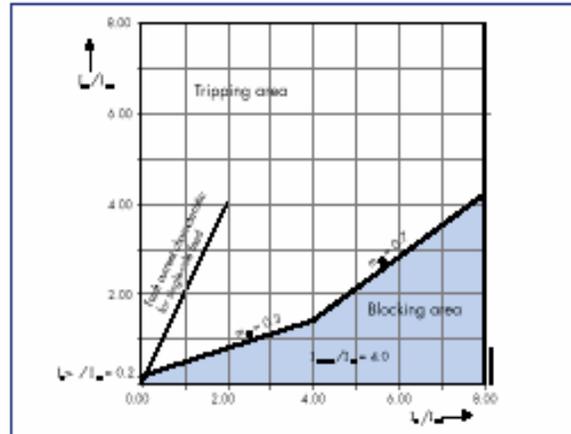


Figure 1: Tripping characteristics of differential protection for three-phase symmetrical fault

Tripping characteristics

The tripping characteristics of the differential protection device has two knees (see Figure 1). The first knee is dependent on the setting of the basic threshold value $I_{d>}$ and is on the fault line for single-side feed. The second knee of the tripping characteristic is defined by a setting. Above the user-selected differential current level $I_{d>>}$, the restraining current is no longer taken into account.

Harmonic restraint

Stabilization under inrush conditions is based on the presence of second harmonic components in the differential currents. The ratio of the second harmonic component to the fundamental wave for the differential currents of the measuring system serves as the criterion. Optionally, tripping is blocked either across all three measuring systems or selectively for one measuring system. However, from a user-selected differential current level $I_{d>>}$, the blocking criterion is no longer taken into account. For application as a differential protection device for motors or generators, the harmonic restraint can be deactivated.

Overfluxing restraint

For stabilization under overfluxing conditions, the ratio of the fifth harmonic to the fundamental for the differential currents is used. Tripping is blocked on a per measuring system basis. For differential current levels of $4 \cdot I_{d>}$ or higher, the blocking criterion is no longer taken into account. The overfluxing restraint function may be deactivated.

Through stabilization

Up to a certain limit, stability in the event of external faults is ensured by means of the bias. Due to the triple-slope tripping characteristic, the stabilization is particularly effective for high currents. However, as an additional safeguard for through-currents with transformer saturation, the MiCOM P63x series differential protection devices are provided with a saturation detector. Particularly the start-up of direct on-line starting induction motors represents a problem in differential protection due to transient transformer saturation caused by a displacement of the start-up current for relatively high primary time constants. Even under such unfavorable measurement conditions, the MiCOM P63x series differential protection devices perform with excellent stability.

Ground differential protection

The ground differential protection (UK: Restricted earth fault protection, REF) mode can be applied to transformer windings with grounded neutral point where the neutral point/ground connection is fitted with a current transformer.

Ground differential protection (UK: Restricted earth fault protection, REF) is based on comparing the vector sum of the phase currents of the relevant transformer winding to the neutral point current. The vector sum of the phase currents can be generated, for example, by residual connection of the three main current transformers.

The advantage of ground differential protection (UK: Restricted earth fault protection, REF) resides in the linear dependence of the sensitivity on the distance between the fault and the neutral point.

(Notes : REF is applicable for wye-connected windings. Balanced REF for delta windings is in development).

Definite-time overcurrent protection

The definite-time overcurrent protection function operates with separate measuring systems for the evaluation of the three phase currents, the negative-sequence current and the residual current. The negative-sequence current is determined from the filtered fundamental component of the three phase currents. The residual current is obtained either from the fourth current input or from the internal vector addition of the three phase currents, depending on the user's choice. Three stages each are provided for the three phases. Each stage of the phase current-related measuring system operates with phase-selective starting. The effect on the general starting signal of the stages measuring in the negative-sequence system and in the residual path, respectively, can be suppressed if preferred.

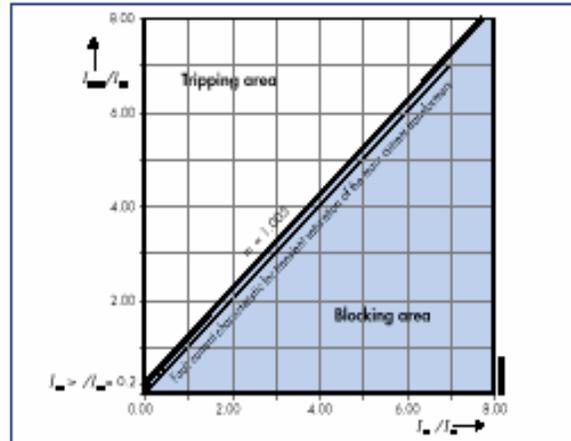


Figure 2: Tripping characteristics of ground differential protection (UK: Restricted earth fault protection, REF)

For the optimum performance of the differential protection function under inrush conditions of the protected transformer, starting of the phase current stage I_a and the negative-sequence current stage I_{neg} can be stabilized, if desired.

The blocking signals of the inrush stabilization function of differential protection are selective to the measuring system. These signals are linked by OR operators to obtain the criterion for stabilization. As a consequence, stabilization is always effective across all three phases. Neither the phase current stages I_a and I_{neg} nor the negative-sequence current stages I_{neg} and I_{neg} are affected by the stabilization.

Additionally, the operate values of all overcurrent stages can be set as dynamic parameters. For a settable hold time, switching to the dynamic operate values can be done via an external signal.

The hold time is selected to implement a cold load pick-up function, assuring stability when increased loading is present. Once the hold time has elapsed, the static operate values are reinstated.

Inverse-time overcurrent protection

The inverse-time overcurrent protection operates on the basis of one measuring system each for the three phase currents, the negative-sequence current and the residual current just as the definite-time overcurrent protection does.

However, the three measuring systems operate with single-stage evaluation for this function. The timer stage of the phase-current-related measuring system operates with phase-selective starting. The effect on the general starting signal of the stages measuring in the residual path and in the negative-sequence system respectively, can be suppressed if desired.

For the individual measuring systems, the user can select from a multitude of tripping characteristics (see Table 1, page 6).

Starting of the phase current stage can be stabilized under inrush conditions if desired. The blocking signals from the harmonic restraint function of differential protection, formed selectively for each measuring system, are linked by an OR operator to serve as the criterion. Consequently, this stabilization is always effective across all three phases.



Figure 3. Local control panel

Control

All data required for operation of the protection and control unit are entered from the integrated local control panel. Data important for system management is also read out from here. The following tasks can be handled via the local control panel:

- Readout and modification of settings
- Readout of cyclically updated measured operating data and state signals
- Readout of operating data logs and monitoring signal logs
- Readout of event logs (after overload situations, ground faults or short-circuits in the power system)
- Resetting of the unit and triggering of further control functions designed to support testing and commissioning tasks

The local control panel shown in Figure 3 comprises the local control elements and functions described below.

Measured value panels

The configuration of the local control panel allows the installation of measured value 'Panels' on the LCD display. The Panels are automatically displayed for certain operation conditions of the system. Priority increases from normal operation to operation under overload conditions and finally to operation following a short-circuit in the system. The protection device thus provides the measured value data relevant for the prevailing conditions.

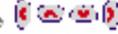
Password protection

Access barriers protect the enter mode in order to guard against inadvertent or unauthorized changing of parameters or triggering of control functions.

Display

- (1) The integrated local control panel has an LCD display with 4x20 alphanumeric characters. 17 LED indicators are provided for signal display.
- (2) 5 LED indicators are permanently assigned to signals.
- (3) The remaining 12 LED indicators are available for free assignment by the user. A separate adhesive label is provided for user-defined labeling of these LED indicators according to the chosen configuration.

Menu tree

- (4) By pressing the  cursor keys and guided by the LCD display, the user moves within a plain text menu. All setting parameters and measured variables as well as all local control functions are arranged in this menu which is standardized for all devices of the system. Changes to the settings can be prepared and confirmed by means of the ENTER key  which also serves to trigger local control functions. In the event of erroneous entries, exit from the EDIT MODE with rejection of the entries is possible at any time by means of the CLEAR key . When the EDIT MODE is not activated, pressing the CLEAR key has the effect of resetting the indications. Pressing the READ key  provides direct access to a preselected point in the menu.

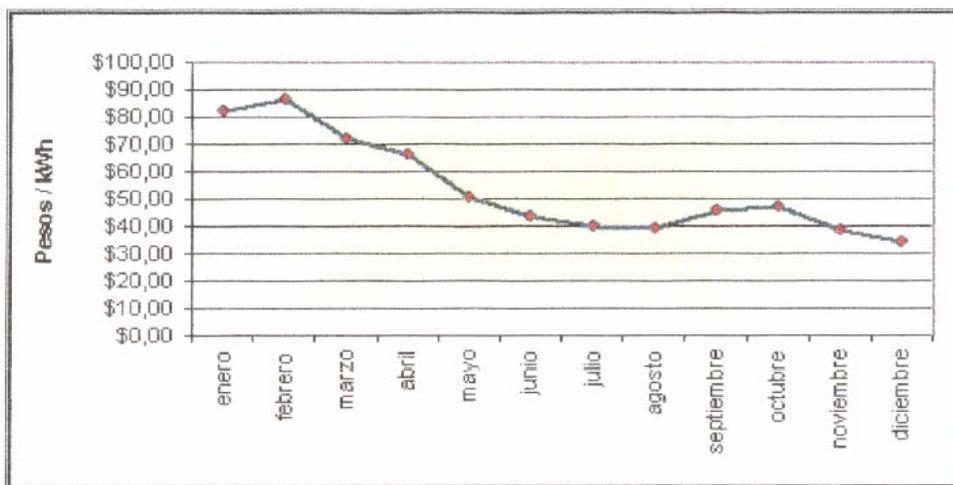
Type label and PC interface

- (5) The upper covering flap is labelled with the device type designation. Located under the flap is the type identification label with information of order number, serial number and the nominal electrical values.
- (6) Located under the lower covering flap is the serial interface for connecting a PC.
- (7) To prevent unauthorized opening of the lower flap, the attached eyelets can be sealed.

ANEXO F
ESTUDIO ECONÓMICO

PRECIOS DE LA BOLSA DE ENERGÍA 2001

ENERGÍA ELÉCTRICA



MES	PESOS / kWh
ENERO	82,10
FEBRERO	86,78
MARZO	72,30
ABRIL	66,74
MAYO	50,43
JUNIO	43,34
JULIO	40,07
AGOSTO	39,44
SEPTIEMBRE	45,86
OCTUBRE	47,49
NOVIEMBRE	38,49
DICIEMBRE	34,30
PROMEDIO	53,95

Fuente: UPME. Última actualización.

TABLA CORFINSURA INDICADORES ECONÓMICOS UTILIZADOS EN EL ESTUDIO
ECONÓMICO Y FINANCIERO

Cifras proyectadas	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
IPC	7.65	6.99	5.95	5.73	5.40	5.20	5.00
IPP	6.93	9.30	5.30	5.10	5.00	5.00	4.80
Tipo de cambio	2,291.18	2,864.79	2,950.00	3,097.50	3,261.36	3,363.76	3,463.00
Devaluación	2.78	25.04	2.97	5.00	5.29	3.14	2.95

Fuente: CORFINSURA (Corporación Financiera Nacional y Suramericana). Protección de Indicadores Macroeconómicos, Actualizado 7 Enero de 2003.

TABLA DE IPC EN COLOMBIA. Utilizada para proyectar los costos de las obras civiles calculados en el año de 1996

Colombia, Índice de Precios al Consumidor (IPC) (variaciones porcentuales) 1990-2002													
Mes	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2002
Enero	3.30	3.00	3.49	3.24	3.15	1.84	2.51	1.65	1.79	2.21	1.29	1.05	0.80
Febrero	3.66	3.41	3.34	3.25	3.68	3.52	4.01	3.11	3.28	1.70	2.30	1.89	1.26
Marzo	2.89	2.52	2.31	1.87	2.21	2.61	2.10	1.55	2.60	0.94	1.71	1.48	0.71
Abril	2.81	2.80	2.85	1.94	2.37	2.23	1.97	1.62	2.90	0.78	1.00	1.15	0.92
Mayo	1.95	2.20	2.32	1.60	1.54	1.65	1.55	1.62	1.56	0.48	0.52	0.42	0.60
Junio	1.95	1.58	2.24	1.54	0.90	1.20	1.14	1.20	1.22	0.28	-0.02	0.04	0.43
Julio	1.35	1.81	1.99	1.23	0.91	0.77	1.51	0.83	0.47	0.31	-0.04	0.11	0.02
Agosto	1.58	1.27	0.75	1.25	0.97	0.63	1.10	1.14	0.03	0.50	0.32	0.26	0.09
Septiembre	2.37	1.45	0.83	1.12	1.09	0.84	1.19	1.26	0.29	0.33	0.43	0.37	0.36
Octubre	1.92	1.32	0.85	1.06	1.11	0.88	1.15	0.96	0.35	0.35	0.15	0.19	0.56
Noviembre	2.03	1.22	0.72	1.29	1.11	0.79	0.80	0.81	0.17	0.48	0.33	0.12	0.78
Diciembre	2.52	1.40	0.94	1.13	1.49	0.92	0.72	0.61	0.91	0.53	0.46	0.34	0.27
En año corrido	32.36	26.82	25.13	22.60	22.59	19.46	21.63	17.68	16.70	9.23	8.75	7.65	6.99

Fuente: Business Col. LTDA. Actualizado Dic. De 2002.

FLUJO DE CAJA - PEQUEÑA CENTRAL HIDROELÉCTRICA LA NUEVA HOYA ALTERNATIVA 10 AÑOS (1 UNIDAD GENERADORA)

	AÑO 2004 (US\$)	AÑO 2005 (US\$)	AÑO 2006 (US\$)	AÑO 2007 (US\$)	AÑO 2008 (US\$)	AÑO 2009 (US\$)	AÑO 2010 (US\$)
GENERACION ANUAL (KW/h)				9636000	9154200	8696490,00	8261665,50
PRECIO DE VENTA (US\$/KW/h)				0,266	0,276	0,3	0,3
INGRESOS POR VENTA ENERGÍA				2.563.104	2.528.355	2.541.466	2.603.183
EGRESOS							
INGENIERÍA Y DISEÑO DETALLADO	763.232,4						
CONDUCCIÓN Y CAPTACIÓN							
Obras civiles		252.133,3	2.678.557,1				
Equipos electromecánicos captación y conducción			53.977,6				
Total obras de conducción y captación		252.133,3	2.732.534,7				
CASA DE MÁQUINAS							
Obras civiles		153.119,5	395.365,2				
Equipos electromecánicos casa de máquinas			3.235.834,0				
Total Casa de máquinas		153.119,5	3.631.199,2				
TUBERÍA DE PRESIÓN			175.215,0				
Dotación oficina y seguridad industrial			3.876,1			4.101,2	
Subtotal Inversión	763.232,4	405.252,8	6.542.824,9				
Imprevistos	76.323,2	40.525,3	654.282,5				
Total Inversión	839.555,7	445.778,1	7.197.107,4				
INTERESES				643.450,0	598.117,7	549.353,8	496.898,4
CUOTA				1.242.291,3	1.242.291,3	1.242.291,3	1.242.291,3
COSTOS DE ADMINISTRACIÓN							
Gerente General				20.791,2	21.588,8	22.842,9	24.629,1
Secretaría				361,0	374,8	396,6	427,6
Total Costos de Administración				21.152,2	21.963,6	23.239,5	25.056,6
COSTOS DE OPERACIÓN							
Jefe de Planta				12.128,2	12.593,5	13.325,0	14.366,9
Operadores				6.237,4	6.476,6	6.852,9	7.388,7
Obrero de patio				5.197,8	5.397,2	5.710,7	6.157,3
Bodeguero				5.544,3	5.757,0	6.091,4	6.567,7
Costo operación anual de la tubería de presión				598.341,1	621.294,1	657.385,0	708.788,3
Total Costos de Operación				627.448,9	651.518,4	689.365,0	743.268,9
COSTOS DE MANTENIMIENTO							
Costo de mantenimiento tubería de presión						432.419,3	
Electricista				6.583,9	6.836,5	7.233,6	7.799,2
Mecánico				6.237,4	6.476,6	6.852,9	7.388,7
Tornero				5.197,8	5.397,2	5.710,7	6.157,3
Soldador				6.930,4	7.196,3	7.614,3	8.209,7
Acetero				3.811,7	3.957,9	4.187,9	4.515,3
Total costos de mantenimiento				28.761,2	29.864,5	464.018,6	34.070,2
TOTAL EGRESOS	-839.555,7	-446.227,2	-7.197.107,4	2.563.103,6	2.543.755,6	3.404.788,8	2.541.585,5
SALDO	-839.555,7	-446.227,2	-7.197.107,4	0,00000	-15.400,12652	-863.322,89361	61.597,06112

TABLAS DE AMORTIZACIÓN DE LA DEUDA

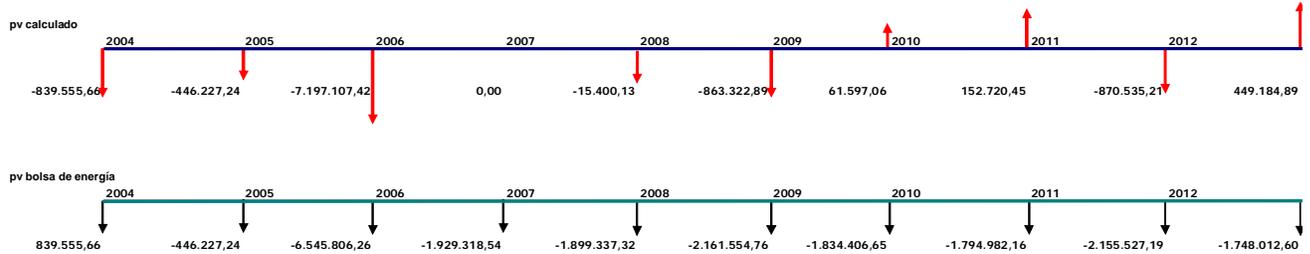
Alternativa 10 años

Nº PERIODOS	ABONO A CAPITAL	INTERESES	CUOTA	SALDO DEUDA
0				8.500.000
1	598.841	643.450	1.242.291	7.901.159
2	644.174	598.118	1.242.291	7.256.985
3	692.938	549.354	1.242.291	6.564.047
4	745.393	496.898	1.242.291	5.818.655
5	801.819	440.472	1.242.291	5.016.835
6	862.517	379.774	1.242.291	4.154.318
7	927.809	314.482	1.242.291	3.226.509
8	998.045	244.247	1.242.291	2.228.464
9	1.073.597	168.695	1.242.291	1.154.868
10	1.154.868	87.423	1.242.291	0

Alternativa 11 años

Nº PERIODOS	ABONO A CAPITAL	INTERESES	CUOTA	SALDO DEUDA
0				8.500.000
1	522.480	643.450	1.165.930	7.977.520
2	562.032	603.898	1.165.930	7.415.488
3	604.577	561.352	1.165.930	6.810.911
4	650.344	515.586	1.165.930	6.160.567
5	699.575	466.355	1.165.930	5.460.992
6	752.533	413.397	1.165.930	4.708.459
7	809.500	356.430	1.165.930	3.898.960
8	870.779	295.151	1.165.930	3.028.181
9	936.697	229.233	1.165.930	2.091.485
10	1.007.605	158.325	1.165.930	1.083.880
11	1.083.880	82.050	1.165.930	0

DIAGRAMA FLUJO DE CAJA DEL PROYECTO

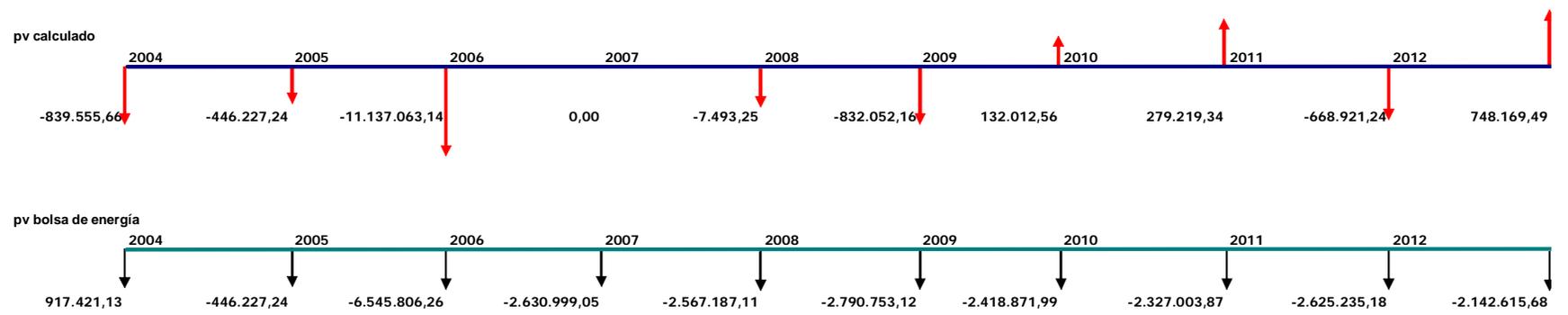


	AÑO 2004 (US\$)
GENERACION ANUAL (KW/h)	
PRECIO DE VENTA (US\$/KW/h)	
INGRESOS POR VENTA ENERGÍA	
EGRESOS	
INGENIERÍA Y DISEÑO DETALLADO	763.232,4
CONDUCCIÓN Y CAPTACIÓN	
Obras civiles	
Equipos electromecánicos captación y conducción	
Total obras de conducción y captación	
CASA DE MÁQUINAS	
Obras civiles	
Equipos electromecánicos casa de máquinas	
Total Casa de máquinas	
TUBERÍA DE PRESIÓN	
Dotación oficina y seguridad industrial	
Subtotal Inversión	763.232,4
Imprevistos	76.323,2
Total Inversión	839.555,7
	8.484.731,8
INTERESES	
CUOTA	
COSTOS DE ADMINISTRACIÓN	
Gerente General	
Secretaria	
Total Costos de Administración	
COSTOS DE OPERACIÓN	
Jefe de Planta	
Operadores	
Obrero de patio	
Bodeguero	
Costo operación anual de la tubería de presión	
Total Costos de Operación	
COSTOS DE MANTENIMIENTO	
Costo de mantenimiento tubería de presión	
Electricista	
Mecánico	
Tornero	
Soldador	
Aceitero	
Total costos de mantenimiento	
TOTAL EGRESOS	839.555,7
SALDO	839.555,7

Flujo de caja del proyecto comparado con el precio de venta en la bolsa de energía

AÑO 2006 (US\$)	AÑO 2007 (US\$)	AÑO 2008 (US\$)	AÑO 2009 (US\$)	AÑO 2010 (US\$)
	9636000	9154200	8696490,00	8261665,50
	0,022	0,023	0,0	0,0
	209.487	206.647	207.718	212.762
	2.678.557,1			
	53.977,6			
	2.732.534,7			
	397.039,2			
	3.235.834,0			
	3.632.873,2			
	175.215,0			
	3.876,1		4.101,2	
	6.544.499,0			
	654.449,9			
	7.198.948,9			
	643.450,0	598.117,7	549.353,8	496.898,4
	1.169.215,4	1.169.215,4	1.169.215,4	1.169.215,4
	20.791,2	21.588,8	22.842,9	24.629,1
	4.331,5	4.497,7	4.758,9	5.131,1
	25.122,7	26.086,5	27.601,8	29.760,1
	12.128,2	12.593,5	13.325,0	14.366,9
	6.237,4	6.476,6	6.852,9	7.388,7
	5.197,8	5.397,2	5.710,7	6.157,3
	5.544,3	5.757,0	6.091,4	6.567,7
	239.336,5	248.517,6	262.954,0	278.229,0
	268.444,2	278.742,0	294.934,0	312.709,6
		0,0	144.139,8	
	6.583,9	6.836,5	7.233,6	7.799,2
	6.237,4	6.476,6	6.852,9	7.388,7
	5.197,8	5.397,2	5.710,7	6.157,3
	6.930,4	7.196,3	7.614,3	8.209,7
	7.623,4	7.915,9	8.375,7	9.030,7
	32.572,9	33.822,4	179.926,9	38.585,5
-6.545.806,3	2.138.805,2	2.105.983,9	2.369.272,9	2.047.169,0
-6.545.806,3	-1.929.318,5	-1.899.337,3	-2.161.554,8	-1.834.406,7

AÑO 2016 (US\$)	AÑO 2017 (US\$)	AÑO 2018 (US\$)	AÑO 2019 (US\$)
6073083,31	5769429,15	5480957,69	5206909,80
0,1	0,1	0,1	0,1
364.817	426.299	507.608	615.908
		4.858,2	
87.423,5			
1.169.215,4			
57.449,5	70.664,6	88.571,1	113.124,5
11.968,6	14.721,8	18.452,3	23.567,6
69.418,1	85.386,4	107.023,4	136.692,1
33.512,2	41.221,0	51.666,5	65.989,3
17.234,8	21.199,4	26.571,3	33.937,3
14.362,4	17.666,2	22.142,8	28.281,1
15.319,9	18.843,9	23.619,0	30.166,5
625.017,6	768.791,0	963.603,7	1.230.730,2
705.446,8	867.721,4	1.087.603,3	1.389.104,5
	0,0	558.888,3	
18.192,3	22.377,1	28.047,5	35.822,7
17.234,8	21.199,4	26.571,3	33.937,3
14.362,4	17.666,2	22.142,8	28.281,1
19.149,8	23.554,9	29.523,7	37.708,2
21.064,8	25.910,4	32.476,1	41.479,0
90.004,2	110.707,9	697.649,8	177.228,3
2.121.508,0	1.063.815,7	2.456.023,1	1.703.024,9
-1.756.691,3	-637.516,7	-1.948.415,5	-1.087.116,5



ANEXO G

PLANOS Y FRISOS

Regulador de Velocidad RVX



Regulador de Velocidad Digital, para turbinas, modelos RVX200 (16 bits) e RVX300 (32 bits), incluyendo Actuator Electro-hidráulico, Unidades Hidráulicas y Recursos para Automatización de la Planta.

CARACTERÍSTICAS

- * Programable y expansible;
- * Simple o Doble Canal Automático;
- * Sistema con Microcontrolador de 16 o 32 bits;
- * Programable en Lenguaje de alto Nivel;
- * Ajuste, Ensayos y Mediciones vía Teclado (on line);
- * Funciones de Adquisición, Supervisión y Control;
- * Estructura de control PID con limitador;
- * Tasa de actualización de la señal de control: 16.7ms;
- * Medición de velocidad por señal del TP o de Rueda dentada;
- * Zona muerta: menor que 0,02%;
- * Tiempo muerto: inferior a 0,2s;
- * Estatismo permanente: ajustable de 0 a 10 por ciento.

HARDWARE

Controlador Programable CPX2000 Reivax, CPU de 32 bits con hasta 48 entradas/salidas digitales (configurables), 16 entradas analógicas y 08 salidas analógicas;

Tarjetas electrónicas para encaje en rack estándar industrial 19";

Señales de entrada:

- TVs: Hasta 150 V, 10 VA
- TCs: 0 a 5 A, 2 VA
- Alimentación: 110 a 250 V CC, 400 VA

- Comandos por contactos externos: hasta 250 V CC
- Aislamiento: 2 kV AC, 1 minuto

Señales de salida:

- 4 a 20 mA CC
- 0 a 10 V CC, -10 a +10 V CC

Contactos para comando y señalización:

- Capacidad de ruptura de 1,0A / 125 V CC

Actuadores electro-hidráulicos y Unidades Hidráulicas, con presión hasta 160 bar.

SOFTWARE

Proyecto de Software Orientado a Objeto;

Configuración de modelos y entradas / salidas es implementada a través de programación amigable;

Biblioteca de aplicaciones para Control y Protección;

Programas, modelos y parámetros son almacenados en memoria no volátil (Flash y EEPROM);

Comunicación serial a través de protocolos estandarizados, como TCP/IP y Modbus, por medio de interfaz ETHERNET (fibra óptica o cable coaxial), RS-485 y RS-232.

INTERFAZ HOMBRE-MÁQUINA

Instalada en el cubículo a través de display de cristal líquido y teclado alfanumérico para la lectura de las señales y programación de los ajustes, mismo con la unidad en operación;

A través de una micromcomputadora para configuración en ambiente PC / Windows.

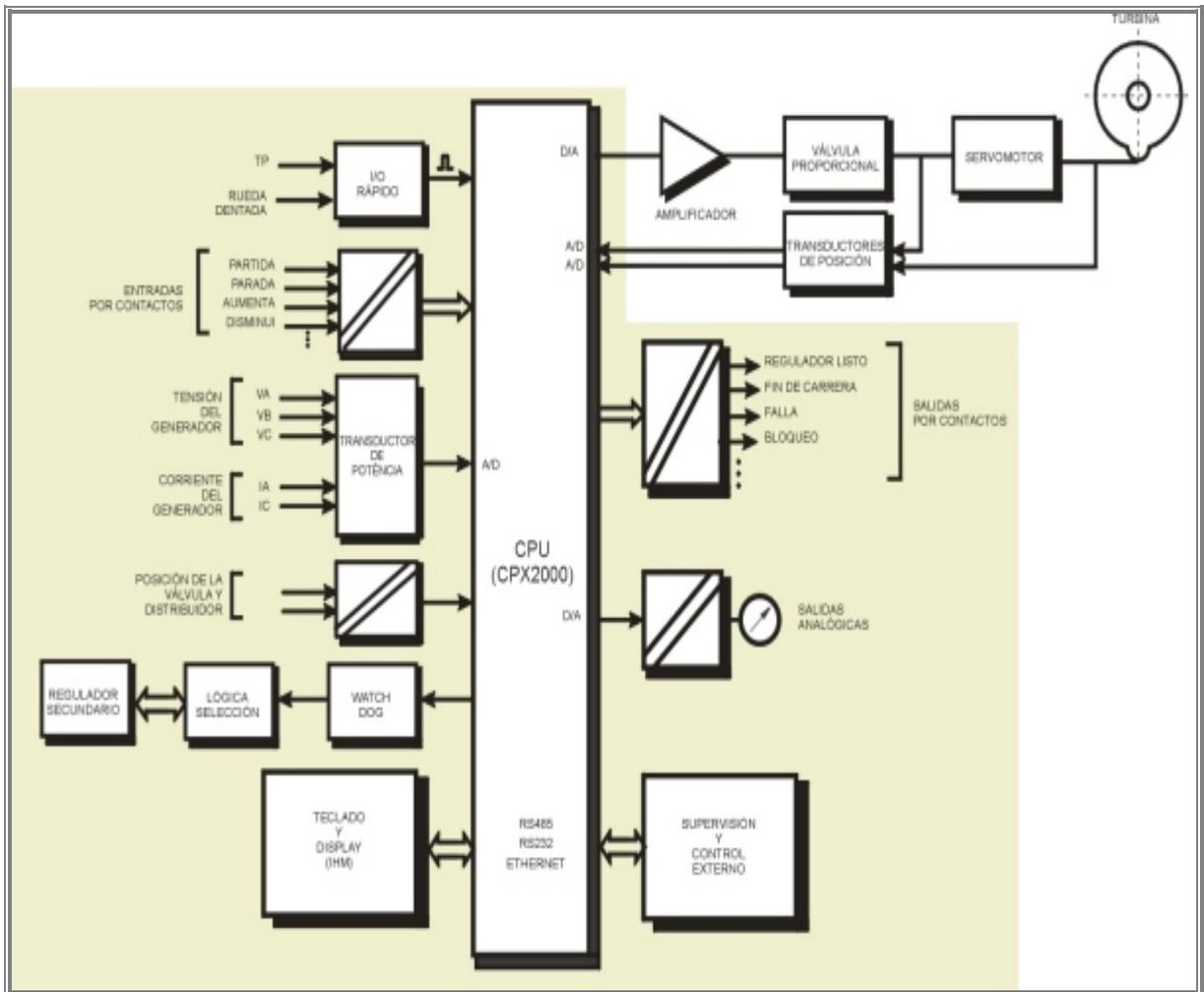
FUNCIONES BÁSICAS

- * Regulación automática de frecuencia / potencia;
- * Regulación manual para fines de ensayos y mantenimiento;
- * Ajustes hechos vía teclado/display con el sistema en operación;
- * Ajuste independiente para operación en vacío, y operación en carga interconectada o aislada, con cambio automático de los ajustes;
- * Limitador de apertura;
- * Parada parcial sin rechazo de carga;
- * Lógica de partida y parada automáticas;
- * Supervisión de velocidad con relés de salida ajustables de 0 a 200% de la velocidad nominal;
- * Señalizaciones locales por LED en el bastidor;
- * Funciones compensador en adelanto para optimización de los comandos de carga;
- * Indicadores de posición de los servomotores y de rotación en el cubículo;
- * Aceleración ajustable en la partida de la turbina;
- * Estatismo de potencia o de posición;
- * Comandos remotos a través de contactos externos;

- * Salidas por contactos para interfaz con circuitos de comando, alarma y protección;
- Ley de conjugación entre posición del Distribuidor y posición de los álabes (turbinas Kaplan).

FUNCIONES OPCIONALES

- * Programabilidad en ambiente PC/Windows;
- * Comunicación vía Ethernet o a través de puerta serial (RS485 o RS232);
- * Protocolos de comunicación estandarizados TCP/IP y Modbus;
- * Regulación con doble canal automático (redundancia);
- * Control conjunto de potencia activa;
- * Pré-sincronización y sincronización automática;
- * Dispositivo mecánico de sobrevelocidad;
- * Otros indicadores y salidas aisladas galvánicamente para indicadores externos;
- * Control de nivel del embalse;
- * Detector de desplazamiento (creep detector);
- * Detección de parada de presión del conducto y rendimiento de la Unidad Generadora.



Sistema Digital de Supervisión y Control

Incorpora en una Única Unidad los Reguladores Digital de Velocidad, de Tensión y el Automatismo para Aplicaciones en Centrales Eléctricas



- Solución basada en los Controladores Programables CPX2000, Reivax.
- Control, Automación y Supervisión para la operación con o sin el auxilio de operador.
- Operación segura y continua en condición aislada (individual) o interligada.
- Único fabricante Brasileño de Reguladores de Velocidad y de Tensión, asegurando con esto la solución integrada.
- Biblioteca de bloques permitiendo la síntesis de normas complejas de Control.
- Programable en base a la Norma [IEC 1131-3](#).
- Soluciones completas de acuerdo a la especificación o abiertas para aplicaciones por empresas de Ingeniería o por el cliente final.
- Conectividad con otros equipos, por medio de protocolos abiertos de comunicación.

CARACTERÍSTICAS GENERALES

El hardware básico de la Unidad de Supervisión y Control es el mismo de los Reguladores Digitales [RVX](#) y [RTX](#). Consta de Controladores Programables [CPX2000](#), REIVAX, con CPU de 32 bits, 48 entradas/salidas digitales, 16 entradas analógicas y 8 salidas analógicas, expansibles y programables.

El software de programación del Controlador CPX2000 obedece la norma [IEC 1131-3](#), con gran conectividad con los softwares de Supervisión In Touch, Elipse, etc.

Comunicación en serie (RS232 y RS485), Ethernet (fibra óptica o cable coaxial) y otros bajo consulta.

Protocolos abiertos de Comunicación, tales como TCP/IP y Modbus.

FUNCIONES

El sistema puede ejecutar las funciones siguientes:

Supervisión y Registro de eventos y grandezas de cada Unidad Generadora y de las Instalaciones tales como estado (status), temperaturas, presiones, niveles, flujos, posiciones, etc.

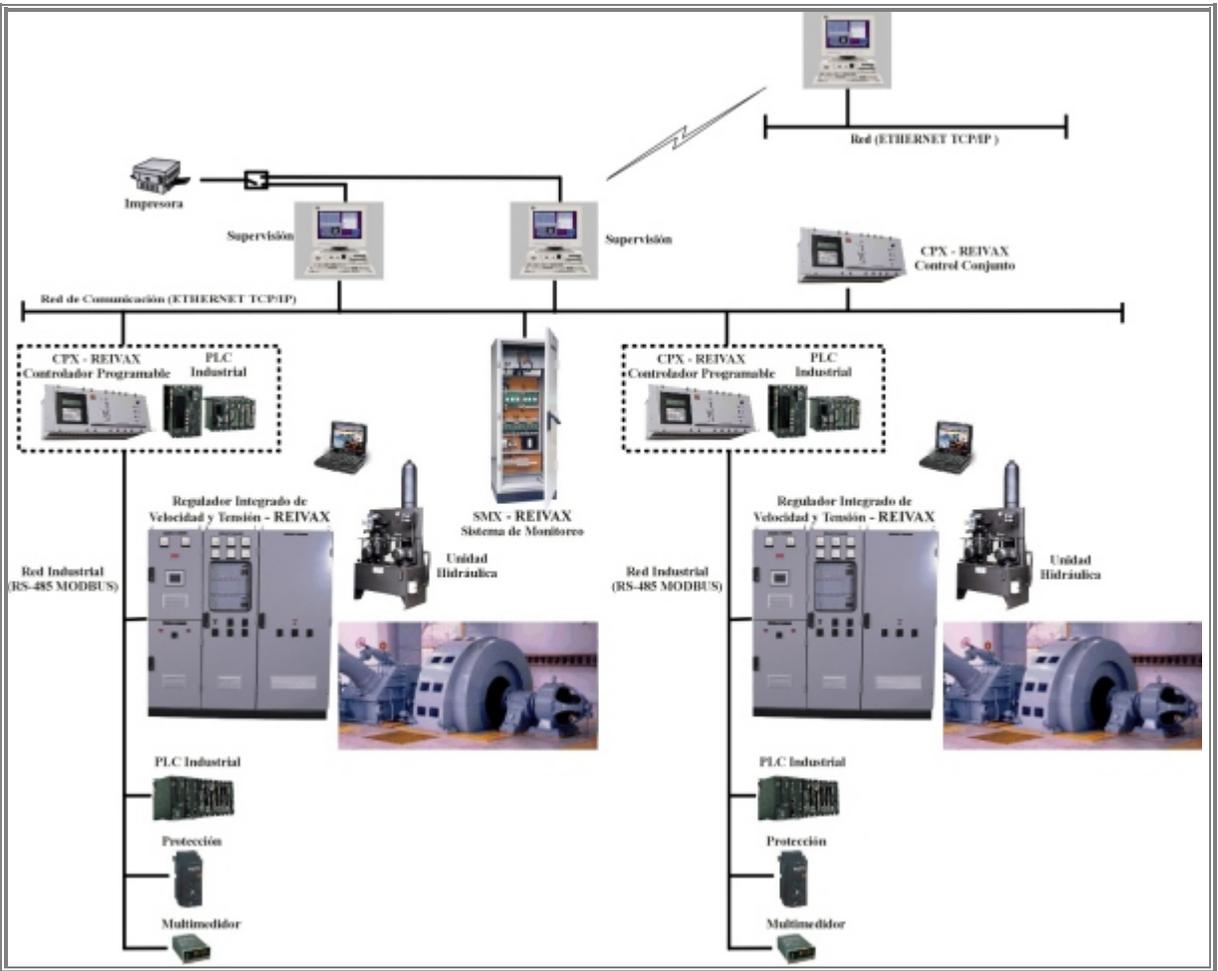
Secuencia automática de partida/parada, por comando o programación pre-definida hasta la carga total/parada total.

Secuencia de paradas de emergencia por actuación de protecciones.

Comunicación remota vía línea telefónica (o otra) entre la base local y la base remota.

Operación y Supervisión local, por medio de instrumentación convencional y/o por interfaz Hombre-Máquina inteligente.

Interfaz Hombre-Máquina amigable, para operación y supervisión, con telas de control, de eventos, mediciones, alarmas, etc.



SISTEMAS AUXILIARES DE CORRIENTE ALTERNA Y CONTINUA DE LA CENTRAL

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIMIENTOS DEL CONTRATO	PROPUESTA DEL OFERENTE
TABLERO DE DISTRIBUCIÓN	VOLTAJE NOMINAL	440/220/127 V	
	FRECUENCIA	60Hz	
	CERRADO	AUTOVENTILADO	
	FASES	TRIFÁSICO CON NEUTRO DEL SISTEMA DIRECTO A TIERRA	
	TENSIÓN DE ENSAYO	60 Hz. POR UN MINUTOS A 2.5KV	
	CORRIENTE DE CORTO CIRCUITO	SIMÉTRICA DE 1 SEG. 10 KA., ASIMÉTRICA 22 KA	
	GRADO DE PROTECCIÓN	IP42	
	NORMA	IEC-439	
TRASFORMADOR DE DISTRIBUCION	TIPO	SECO CON RESINA FUNDIDA	
	ENFRIAMIENTO	NATURAL DE AIRE TIPO "AN"	
	INCREMENTO MÁXIMO DE TEMPERATURA	DEVANADO DE AT (B) 80°C DEVANADO DE BT (F) 100 °C	
	TENSIÓN NOMINAL PRIMARIA	440 +/-2 X 2.5% V	
	TENSIÓN NOMINAL SECUNDARIA	220/127 V	
	FRECUENCIA	60 Hz	
	NUMERO DE FASES	3	
	CONEXIÓN	Dyn4	
	POTENCIA	POR DEFINIR	
	NORMAS DE FABRICACIÓN	IEC-726	
MOTOR DE INDUCCION	POTENCIA	POR DEFINIR	
	VOLTAJE NOMINAL	440 V	
	VELOCIDAD	1800 rpm	
	FRECUENCIA	60 Hz	
	NORMAS DE FABRICACIÓN	IEC-34	
	GRADO DE PROTECCIÓN	IP44	
	CLASE DE AISLAMIENTO	F	
	TEMPERATURA AMBIENTE	40 °C	
	FACTOR DE SERVICIO	1,15	
	ALTURA DE MONTAJE	1000 m.s.n.m.	

SISTEMA DE CORRIENTE CONTINUA

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIMIENTOS DEL CONTRATO	PROPUESTA DEL OFERENTE
TABLERO DE DISTRIBUCIÓN	TENSIÓN NOMINAL	110 VDC	
	CORRIENTE NOMINAL DE BARRA	DEFINE OFERENTE	
	INSTALACIÓN	INTERIOR	
	TENSIÓN DE PRUEBA 60 Hz. 1 MIN	2 KV	
	CORRIENTE DE CORTOCIRCUITO EN LAS BARRAS	10 KA	
BANCO DE BATERIAS	TIPO	PLOMO ACIDO	
	VOLTAJE	12 V	
	CAPACIDAD	135 Ah	
	CANTIDAD	19 PLACAS	
CARGADOR DE BATERIA	CORRIENTE NOMINAL CARAGADOR	20 A	
	TENSION NOMINAL DE ENTRADA	220 V +/- 10%	
	FRECUENCIA NOMINAL	60 Hz	
	TENSION NOMINAL DE CARGA DE IGUALACION	132 V	

TABLEROS DE CONTROL Y PROTECCIONES DE LA CENTRAL

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIMIENTOS DEL CONTRATO	PROPUESTA DEL OFERENTE
TABLERO DE CONTROL PRINCIPAL	AMPERÍMETRO		
	VATÍMETRO		
	VOLTÍMETRO		
	CONMUTADOR DE FASES	3 POSICIONES PARA EL CONTROL DE LAS CORRIENTES DE LINEA	
	MEDIDOR DE FACTOR DE POTENCIA	CON ESCALA PARA 360°	
	FRECUENCÍMETRO		
	CONMUTADOR DE FASES	3 POSICIONES PARA EL CONTROL DEL VOLTAJE DE GENERACIÓN	
	CONTADOR DE HORAS		
	CONTADOR DE ENERGÍA		
	3 TRANSFORMADORES DE CORRIENTE		
	1 POTENCIÓMETRO		
	CONMUTADOR	CONTROL DE VELOCIDAD/CARGA DEL REGULADOR DE VELOCIDAD	
	CONMUTADOR	CONTROL DE CARGA DE LA TURBINA	
	PULSADOR DE LLAVE	PARADA DE EMERGENCIA	
	PULSADOR DE LLAVE	ARRANQUE AUTOMÁTICO	
	SELECTOR	ARRANQUE MANUAL/AUTOMÁTICO	
	INTERRUPTOR DE MAQUINA DE CAJA MOLDEADA AUTOMATIC		
	INTERRUPTOR O DISYUNTOR	TRIFÁSICO, IG MOTORIZADO. CAJA MOLDEADA CON BOBINA DE DISPARO EN AC Y PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE Y TÉRMICA AJUSTABLES	
	2 PULSADORES	CONTROL ON/OFF DEL INTERRUPTOR GENERAL DE CARGA	
	PANEL DE ANUNCIADORES	ALARMAS Y SEÑALIZACIÓN	
	PULSADOR	PRUEBAS PARA ALARMAS	
	PULSADORES DE RECONOCIMIENTO Y REARME DE ALARMAS		
	ELEMENTOS AUXILIARES	CONTACTORES, FUSIBLES, INTERRUPTORES, ALAMBRADO INTERNO, REGLETAS TERMINALES Y OTROS	
DIAGRAMAS	MIMICOS E INSCRIPCIONES		
TABLERO DE PROTECCIONES	RELÉ DE PROTECCIÓN TÉRMICA DE SOBRECARGA DEL GENERADOR	49 G	
	RELÉ DE PROTECCIÓN DE SOBRECORRIENTE DEL GENERADOR	51 G	
	RELÉ DE ALTA Y BAJA VELOCIDAD	12/14	
	RELÉ DE SOBREVOLTAJE DEL GENERADOR	59 G	
	RELÉ DE BAJO VOLTAJE DEL GENERADOR	27 G	
	RELÉ DE FALLA A TIERRA DEL TRANSFORMADOR PRINCIPAL DE LA SUBESTACIÓN	51 N	
	RELÉ DE CONTROL DE NIVEL DE AGUA DEL RESERVORIO	CON SONDAS	
	RELÉ DE CONTROL DE FALLA DE OPERACIÓN DEL CARGADOR DE BATERÍAS		
	RELE MONITOR DE ROTURA DE PIN	SEGURIDAD DE ALABES DE LA TURBINA	
	RELÉ MONITOR DE ALTA Y BAJA PRESIÓN DE ACEITE TRANSFORMADOR TIPO SECO	DEL REGULADOR DE VELOCIDAD 440/220/110	
	LOTE DE RELÉS Y CONTACTORES AUXILIARES		
	PANEL DE ANUNCIADORES	ALARMAS Y SEÑALIZACIÓN	
	BOTONES DE RECONOCIMIENTO Y REARME DE ALARMAS		
	DIAGRAMAS	MIMICOS E INSCRIPCIONES	

ESPECIFICACIONES TECNICAS DEL EQUIPAMIENTO DE LA SUBESTACION

ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIMIENTOS DEL CONTRATO	PROPUESTA DEL OFERENTE
TRANSFORMADOR DE ELEVACION	TIPO	Intemperie	
	POTENCIA NOMINAL	2.500 / 3.000 KVA	
	NUMERO DE FASES	3 Fases	
	FRECUENCIA	60 Hz	
	CONEXIÓN EN A.T.	d	
	CONEXIÓN EN B.T.	y	
	DIAGRAMA VECTORIAL	YNd5	
	VOLTAJE NOMINAL SECUNDARIO	34,5 Kv	
	VOLTAJE NOMINAL PRIMARIO	6,3kV	
	CORRIENTE NOMINAL PRIMARIA	230 A	
	CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIA	45A	
	FACTOR DE POTENCIA	0,85	
	IMPEDANCIA	VALOR MÁXIMO 6%	
	MEDIO AISLANTE	ACEITE MINERAL	
	SISTEMA DE REFRIGERACIÓN	AUTOREFRIGERADO POR CUBA DE CHAPA ONDULADA	
	TAPS EN A.T., CONMUTACIÓN SIN CARGA	+/- 2 X 2.5%	
	TENSIÓN DE PRUEBA A IMPULSO	95 KV	
	TIPO DE SERVICIO	CONTINUO	
	TIPO DE INSTALACIÓN	A LA INTERPERIE	
	ALTURA DEL SITIO DE MONTAJE	1000 m.s.n.m	
	TEMPERATURA AMBIENTE	27 °C	
ACCESORIOS	DEPOSITO CONSERVADOR DE ACEITE, INDICADOR DE NIVEL. DESECADOR DE AIRE, TERMÓMETRO CON CONTACTOS ELÉCTRICOS, VÁLVULAS DE LLENADO Y VACIADO DE ACEITE, VÁLVULA DE PURGA. ARGOLLAS DE IZAJE. RUEDAS ORIENTABLES. ETC.		
REPUESTOS	UN LOTE DE AISLADORES PASA TAPAS (BUSHINGS), UNO COMPLETO DE CADA TIPO USADO		
	JUEGO DE EMPAQUES Y SELLOS DE ACEITE PARA TODOS LOS COMPONENTES DESMONTABLES		
	UN JUEGO COMPLETO DE ELEMENTOS DE CONTROL COMO: TERMÓMETRO CON CONTACTOS ELÉCTRICOS		
INTERRUPTOR	CANTIDAD	1	
TERMOMAGNETICO	TIPO	TERMOMAGNETICO EN CAJA MOLDEADA	
	No. DE POLOS	3	
	VOLTAJE DE TRABAJO	440 V AC	
	CORRIENTE NOMINAL	656 A	
	TENSIÓN DE AISLAMIENTO	600 V	
	CAPACIDAD DEL MARCO	630 A	
	DISPARADORES	TÉRMICOS Y MAGNÉTICOS AJUSTABLES	
	BOBINA MÍNIMA TENSIÓN	110 V AC	
	CAPACIDAD INTERRUPTIVA	NORMAL A 440 V AC	
	FRECUENCIA	60 Hz	
	GRADO DE PROTECCIÓN DE LA CAJA	IP20	
	TIEMPO TOTAL DE INTERRUPCIÓN	10- 20 MILLISEG.	
	CONTACTOS AUXILIARES	2 NA + 2 NC	
	OTROS	BOTÓN DE PRUEBA DE DISPARO	
	OPERACIÓN DE CONEXIÓN	MOTORIZADO	
	TIPO DE SERVICIO	CONTINUO	
	POSICIÓN DE MONTAJE	VERTICAL	
TEMPERATURA i AMBIENTE	27 °C		
SECCIONADOR FUSIBLE	TIPO	UNIPOLAR ABIERTO	
	TENSIÓN NOMINAL	6,3KV	
	TENSIÓN MÁXIMA	7.2 KV	
	ICORRIENTE NOMINAL	500 A	
	CAPACIDAD DE INTERRUPCIÓN	5.000 A	
	TENSIÓN DE PRUEBA DE IMPULSO (BIL)	110 KV	
	ACCESORIOS DE SUJECIÓN	PARA MONTAJE EN CRUCETA DE MADERA	
	MONTAJE	EXTERIOR	
CANTIDAD	4		

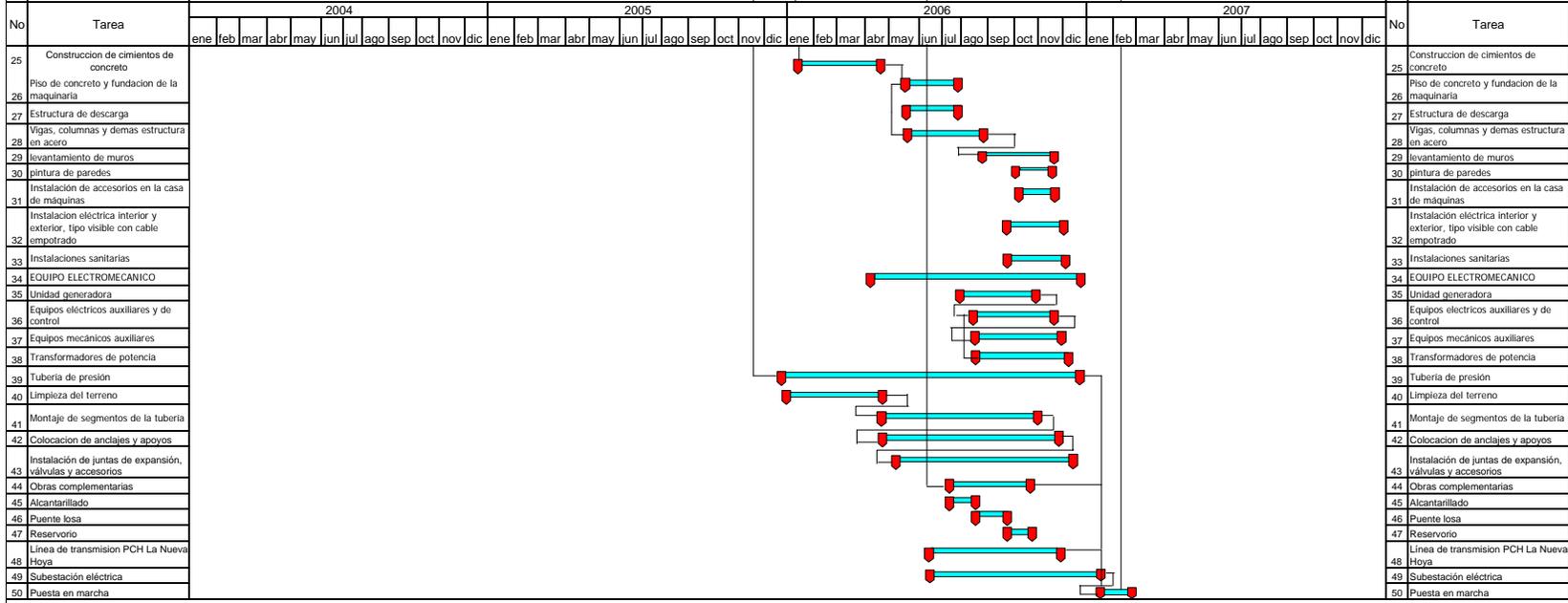
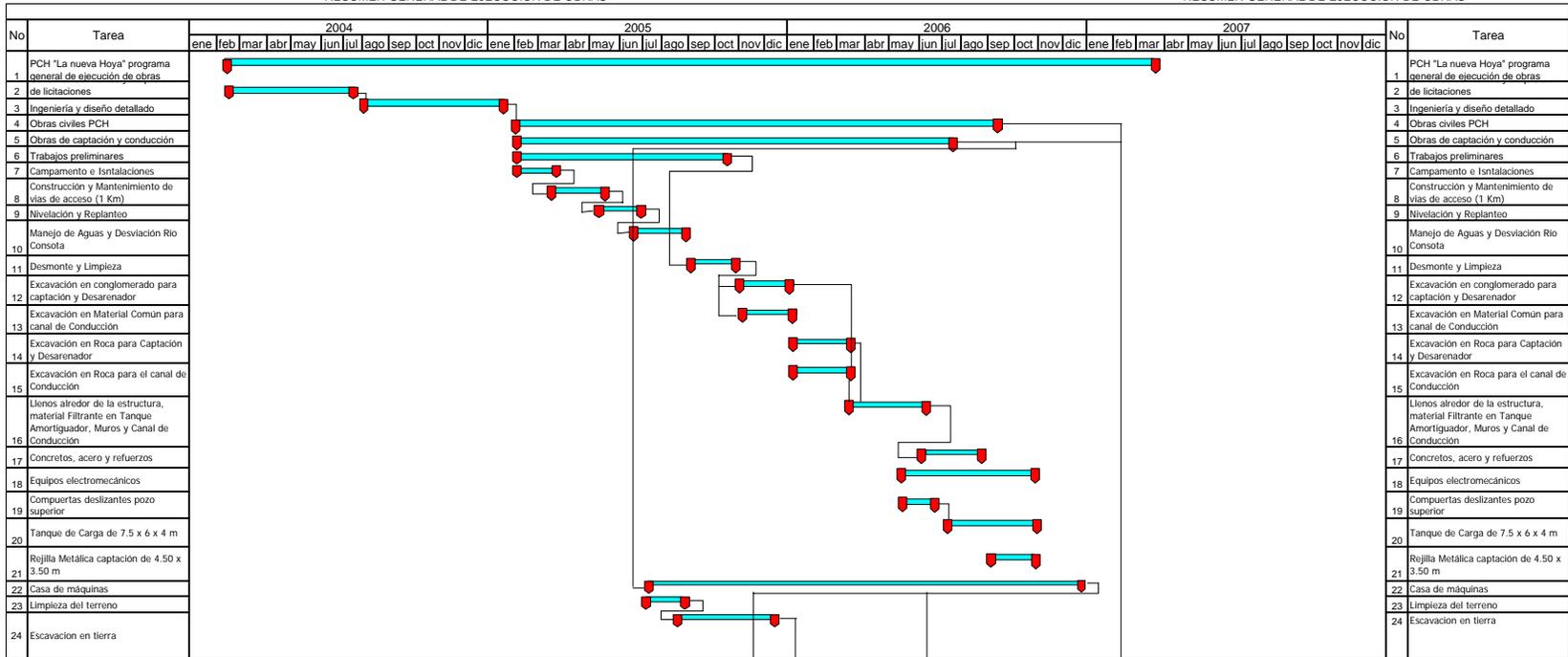
RELE DE SOBRECORRIENTE PARA FALLAS A TIERRA 51 N	CONSTRUCCION	ESTADO SOLIDO	
	CARACTERISTICAS TIEMPO-CORRIENTE	INVERSO Y MUY INVERSO	
	CORRIENTE NOMINAL SECUNDARIA	5 A	
	CONTROL	MONOFASICO	
	FRECUENCIA	60 Hz	
	VOLTAJE AUXILIAR	110 VC	
	CONTACTOS AUXILIARES	2 NA	
	CAPACIDAD DE CONTACTOS	10 A	
	RANGO DE CALIBRACION DE CORRIENTE	0.5 - 5 A	
CANTIDAD	1		
TRANSFORMADOR DE CORRIENTE	TIPO	CON DEVANADO PRIMARIO	
	CORRIENTE SECUNDARIA	5 A	
	CORRIENTE PRIMARIA	300A	
	TENSIÓN MAX. DE SERVICIO	6.3 KV	
	CLASE	10 P (IEC)	
	POTENCIA NOMINAL	15 VA	
	ACCESORIOS	CAJA DE TERMINALES SECUNDARIOS - BASE DE SUJECION	
	ALTURA DEL SITIO DE MONTAJE	1000 m.s.n.m.	
TIPO DE MONTAJE	SOBRE CUBIERTA FUERA DE GABINETE		
CANTIDAD	1		
DESCARGADOR DE SOBRETENSIONES	TIPO	AUTOVALVULAR	
	CLASE	DISTRIBUCION	
	TENSION PRIMARIA	6.3 KV	
	TENSION NOMINAL	6 KV	
	FRECUENCIA	60 Hz	
	ONDA DE CORRIENTE	10/20 micro segundos	
	ALTURA DEL SITIO DE MONTAJE	1000 m.s.n.m.	
	ACCESORIOS DE SUJECIÓN	PARA MONTAJE EN CRUCETA DE MADERA	
	CANTIDAD	3	
	COMPONENTES ADICIONALES	POSTES. CRUCETAS, HERRAJES GALVANIZADOS Y CONECTORES. AISLADORES, CONDUCTORES DESNUDOS Y AISLADOS. LUMINARIAS, CONDUCTOR. ETC.	

MALLA DE TIERRA

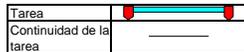
ÍTEM	DESCRIPCIÓN	REQUERIMIENTOS DEL CONTRATO	PROPUESTA DEL OFERENTE
CONDUCTOR	TIPO	COBRE DESNUDO. CABLEADO	
	CALIBRE	No. 2/0AWG	
VARILLAS	TIPO	CADWELD CON MATERIAL DE IGNICIÓN Y ACCESORIOS COMPLEMENTARIOS	
CONECTOR	TIPO	COBRE. TIPO PERNO HENDIDO. PARA UNIR CONDUCTORES 2/0 AWG	
PERNOS	TIPO	BRONCE, SILICIO DE 1/2" X 2" CON TUERCA, ARANDELA PLANA Y DE PRESIÓN	
NORMAS		ASTM, ANSÍ, NEMA, IEEE80	

PEQUEÑA CENTRAL HIDROELECTRICA LA NUEVA HOYA
RESUMEN GENERAL DE EJECUCION DE OBRAS

CENTRAL HIDROELECTRICA LA NUEVA HOYA
RESUMEN GENERAL DE EJECUCION DE OBRAS

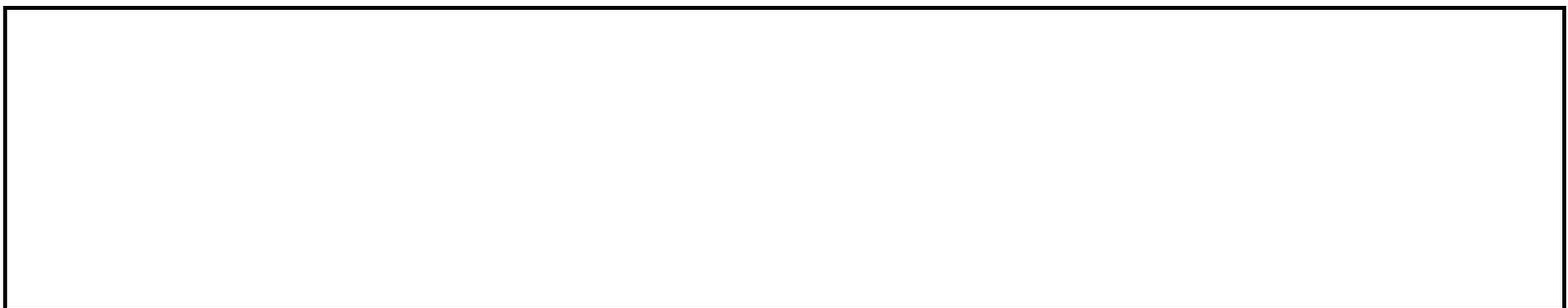


PROYECTO: PCH "LA NUEVA HOYA"
Documento: Informe ejecutivo de estudios de prefactibilidad



PROYECTO: PCH "LA NUEVA HOYA"
Documento: Informe ejecutivo de estudios de prefactibilidad





7	cKOUM 1006-97	2500	2970	1680	1850	2325		1615	3	170	2	400	1850	1300	3800				3 x DT 30 f/200	4 x DT 1,2/3150	1300	3150	5350
6	cKOUM 956-97	2000	2930	1545	1710	2185		1480	3	160	2	400	1710	1150	3500				3 x DT 30 f/200	4 x DT 1,2/2000	1385	2600	4960
5	cKOUM 906-97	1600	2680	1495	1690	2165		1425	3	160	2	400	1690	1200	3450				3 x DT 30 f/200	4 x DT 1,2/2000	1100	2245	4250
4	cKOUM 856-97	1250	2590	1445	1640	2115		1405	3	160	2	400	1640	1100	3350				3 x DT 30 f/200	4 x DT 1,2/2000	1080	2100	3600
3	cKOUM 806-97	1000	1870	1450	1570	2045		1350	3	140	2	400	1570	1000	3200				3 x DT 30 f/200	4 x DT 1,2/1000	950	1640	3230
2	cKOUM 756-97	800	1790	1300	1420	1895		1190	3	140	2	400	1420	950	3000				3 x DT 30 f/200	4 x DT 1,2/1000	800	1340	2680
1	cKOUM 706-97	630	1790	1220	1420	1895		1190	3	140	2	400	1420	930	2980				3 x DT 30 f/200	4 x DT 1,2/800	780	1250	2590

EJEC	TIPO S/30-1	POTENCIA (KVA)	A	B	C	D	E	F	G	H	I	J	K	L	M	N	O	P	PASATAPAS AT	PASATAPAS BT	LTS VOL. ACIT.	KGS PESO P.A.	KGS PESO kg.
------	-------------	----------------	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	---	-----------------	-----------------	----------------------	---------------------	--------------------



FECHA	DIBUJO: BENITEZ		TRANSFORMADOR Ø 3
97-10-28	REVISO: AMAYA		
			Tipo cKOUM 706/1006 s/30-1
s ESTANDAR 97 S/30-1		SAT	3T706/1006-30-000
			HOJA 2 DE 2

	ALSTOM	
	SOLICITUD DE COTIZACIÓN	
	Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 6.3/34.5 kV.	PROPUESTA ABB No 03.TP.022

Preparado por:
Ing. Ana María Vinasco M.

Fecha:
Junio 26 de 2003

Referencia:
03.TP.022

Para:
ALSTOM
Atn: Ing. Humberto Zambrano

REF: INVITACIÓN A COTIZAR Compra Transformador de potencia 3.0 MVA, Niveles de tensión 6.3/34.5 kV.”

PROPUESTA TECNICA Y COMERCIAL

Atendiendo su invitación para cotizar el suministro del transformador de potencia, requerido según la invitación de la referencia, con todo gusto adjuntamos para su consideración nuestra mejor propuesta técnica y comercial.

La presente propuesta contiene las siguientes partes:

1. Alcance del suministro y datos técnicos de los equipos.
2. Condiciones comerciales y precios.
3. Documento ACCS03
4. Certificaciones ISO 9001 e ISO 14001

Cualquier inquietud o aclaración que se presente, con todo gusto la atenderemos a través de las siguientes personas.

Ing. Mario Alberto Arbeláez / Ana María Vinasco M.
Tel. 00 57 63 307424 / 301077
Fax. 00 57 63 301099
e-mail: ana.m.vinasco@co.abb.com/ marioalberto.arbelaez@co.abb.com

Agradecemos la amable consideración que tengan con la presente oferta y manifestamos nuestra disponibilidad para atender sus comentarios a la misma y estudiar otras posibles formas de negociación que hagan viable la realización del suministro por parte de ABB.

Reciban un cordial saludo.

MARIO ALBERTO ARBELAEZ
COORDINADOR MERCADEO Y VENTAS
ABB TRANSFORMADORES

ANA MARIA VINASCO M.
MERCADEO Y VENTAS
ABB TRANSFORMADORES

	ALSTOM	
	SOLICITUD DE COTIZACIÓN	PROPUESTA ABB
	Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 6.3/34.5 kV.	No 20030188

1. DESCRIPCION GENERAL Y ALCANCE DEL SUMINISTRO

1.1 DESCRIPCION GENERAL

Fabricante:	ABB
Cantidad:	Uno (1)
Tipo:	Transformador de Potencia
Potencia (MVA):	3.0
Numero de fases:	3
Instalación:	Intemperie
Frecuencia:	60 Hz
Devanado de Alta Tensión	
KV:	34.5 kV
Conexión:	Delta
BIL, kV:	170 kV
NLTC:	Si
Devanado de Baja Tensión	
KV:	6.3 kV
Conexión:	Y
BIL, kV:	95 kV
NLTC:	No
Pérdidas:	
En vacío (Po) (kw)	4.5
Bajo Carga (Pcu) (kw) A 75°C	21.5 a 3 MVA
Método de enfriamiento:	ONAN
Líquido de Aislamiento:	Aceite Dieléctrico

1.2 ACCESORIOS PARA EL TRANSFORMADOR

El transformador ofrecido considera el suministro de los siguientes accesorios:

- Válvulas y grifos
- Placa de características según norma ICONTEC
- Dispositivos para izaje y movimientos
- Ruedas orientables tipo Riel
- Terminales de tierra
- Bujes AT y BT tipo convencional según normas ubicados en la tapa del tanque
- Indicador de nivel de aceite sin contactos
- Válvula de sobrepresión sin contactos tipo 80 T
- Termómetro de aceite sin contactos tipo ORTO 021 ST o similar
- Radiadores fijos
- Tanque conservador
- Caja Bornera para conexión de instrumentos
- Filtro de Silicagel
- Aceite mineral Aislante

	ALSTOM	
	SOLICITUD DE COTIZACIÓN	PROPUESTA ABB
	Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 6.3/34.5 kV.	No 20030188

1.3 PRUEBAS

1.3.1 RUTINA

Todas las pruebas de rutina consideradas en las normas nacionales ICONTEC y descritas en sus términos de referencia, se encuentran incluidas en el precio del transformador.

1.3.2 TIPO Y ESPECIALES

Otras pruebas consideradas como pruebas tipo o especiales según las normas mencionadas, no fueron incluidas dentro del precio cotizado, a continuación presentamos los precios para su ejecución.

No	DESCRIPCION DE LA PRUEBA	PRECIO UNITARIO (USD)
1	Prueba de calentamiento	1,000.00
2	Nivel de ruido	800.00
4	Análisis de gases disueltos en el aceite	Incluida

La ejecución de la prueba de cortocircuito no ha sido incluida en los precios cotizados. En caso de requerirse, será necesario recibir su confirmación con el objeto de solicitar la cotización de la misma, pues debe ser realizada en laboratorios externos a ABB.

1.4 MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO

ABB ofrece su disponibilidad para realizar los servicios de Supervisión, Montaje, pruebas o entrenamiento del personal del cliente en el sitio. Los precios para la realización de dichos servicios se establecerán a solicitud del cliente

1.5 EMPAQUE

El transformador(s) de Potencia, se despacharán presurizados con Nitrógeno y el aceite necesario para completar el nivel se enviará por separado en canecas de 55 Galones. Las partes desmontables, tales como Bujes, radiadores, tanque conservador, etc., serán enviados en Guacales de madera resistente con dimensiones y marcación apropiada para las partes que transportan debidamente protegidos contra la humedad y la corrosión durante su transporte y almacenamiento.

1.6 PLANTA DE FABRICACION

ABB manifiesta que las unidades objeto de la presente propuesta, serán fabricadas en la Planta ubicada en Pereira, Colombia, la cual al igual que las demás plantas ABB alrededor del mundo poseen Certificaciones internacionales ISO 9001 e ISO 14001, a su sistema de calidad y ambiental, adjuntos a la presente propuesta.



ALSTOM

SOLICITUD DE COTIZACIÓN

PROPUESTA ABB

Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 6.3/34.5 kV.

No
20030188



	ALSTOM	
	SOLICITUD DE COTIZACIÓN	PROPUESTA ABB No 20030188
	Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 6.3/34.5 kV.	

2. CONDICIONES COMERCIALES Y PRECIOS

2.1 PRECIOS

Los precios de nuestra propuesta son firmes en Dólares de los estados Unidos de América pagaderos en Pesos Colombianos a la Tasa representativa del día de pago.

El valor del IVA se encuentra discriminado según la legislación actual (16%), sin embargo se pagará según la legislación vigente en la fecha de facturación.

Item	DESCRIPCION	CANT	PRECIOS -USD-	
			UNITARIO	TOTAL
1	Transformador ABB trifásico convencional de potencia 3.0 MVA, ONAN, tensión primaria 6.3 kV conexión Ynd1, tensión secundaria 34.5 kV, con NLTC en AT y en general de acuerdo con la descripción general de la propuesta.	1	24,300.00	24,300.00
			IVA 16%	3.888.00
			TOTAL	28.188.00

2.2 FORMA DE PAGO.

- Cincuenta por ciento (50%) como anticipo.
- Cincuenta por ciento (50%) antes del envío del equipo..

Notas: Si los pagos no son realizados dentro del tiempo previsto, el cliente deberá pagar un interés de mora igual a 1 ½ % por mes.

2.3 PLAZO Y SITIO DE ENTREGA.

El transformador se entregará en un plazo de 60 días sobre plataforma de camión en el punto más accesible a las instalaciones del cliente en la ciudad de Bogotá.

Los plazos se contarán a partir de la fecha de la legalización del contrato previamente aclarado técnica y comercialmente, pago del anticipo y/o fecha de la firma del acta de iniciación de los trabajos.

2.4 VALIDEZ

Treinta (30) días a partir de la presentación de la oferta.

2.5 CAMBIOS EN LAS CONDICIONES DE LA ORDEN DE COMPRA O CONTRATO.

	ALSTOM	
	SOLICITUD DE COTIZACIÓN	PROPUESTA ABB
	Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 6.3/34.5 kV.	No 20030188

En caso que las especificaciones del cliente no sean lo suficientemente detalladas, ABB se reserva el derecho de diseñar y fabricar el producto de acuerdo con sus prácticas usuales internacionalmente reconocidas. Si el comprador desea hacer cambios a la misma, el contrato suscrito será sujeto a una renegociación razonable en términos de precio y plazo de entrega.

2.6 MULTAS O DAÑOS LIQUIDADOS

Sugerimos establecer multas por incumplimiento hasta de 0.5% por semana de retraso en la entrega, no obstante, dichas multas tendrán un tope máximo de 10% del valor del ítem retrasado.

2.7 CANCELACION

En caso de cancelación, ABB emitirá una factura incluyendo todos los gastos incurridos hasta la fecha de cancelación con la deducción correspondiente por los valores recibidos.

2.8 LIMITE DE RESPONSABILIDAD

ABB no será responsable por cualquier daño especial, indirecto o consecuente, o por pérdidas tales como, pero no limitadas a, pérdidas de ganancias, pérdidas de uso, pérdidas de potencia, pérdidas de capital o costos por reemplazo de potencia.

No obstante cualquier estipulación contraria contenida en el Contrato u Orden de Compra, la responsabilidad total de ABB, sus directores, agentes, empleados y accionistas frente al Cliente por los daños y perjuicios que surjan, se relacionen o resulten del Contrato u Orden de Compra o de su cumplimiento o de la violación del mismo durante su vigencia, tendrá como límite máximo (incluyendo las penalidades) el 20% del valor total del Contrato u Orden de Compra.

ABB, sus directores, agentes, empleados y accionistas no serán responsables frente al Cliente por ninguna clase de daño o pérdida indirecta derivado del Contrato u Orden de Compra, su cumplimiento o incumplimiento, ni el Cliente podrá reclamar, especialmente por daños derivados de la falta de producción, pérdidas de explotación, pérdidas de pedidos, ganancias no realizadas, pérdidas de uso, pérdidas de energía, el costo del capital, el costo de reemplazo de energía u otros daños indirectos, ni lucro cesante. Estas limitaciones no aplican en caso de dolo o culpa grave, pero si aplican en caso de dolo o culpa grave de colaboradores o Sub - Proveedores de ABB.

2.9 GARANTÍA

Asea Brown Boveri Ltda (ABB), garantiza cualquier defecto de ingeniería, materiales o manufactura del equipo suministrado, durante 12 meses a partir de la fecha de entrega en nuestra fábrica, como se establece en sus términos de referencia.

ABB, se compromete únicamente a reparar y/o reemplazar en el más breve plazo el ó los componentes dañados, previa notificación por escrito por parte del Comprador del defecto hallado. Todos los gastos que ocasione la eliminación de los defectos, incluyendo diseño, materiales y mano de obra será por cuenta de ABB. Las partes defectuosas que hayan sido sustituidas deberán ser puestas a disposición de ABB y serán de su propiedad. La responsabilidad de ABB será hasta por un valor máximo igual al valor de venta de los equipos. Los gastos de desmontaje y montaje en el sitio, así como los gastos de transporte y alojamiento de

	ALSTOM	
	SOLICITUD DE COTIZACIÓN	PROPUESTA ABB
	Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 6.3/34.5 kV.	No 20030188

nuestro personal especializado en el sitio de ubicación de los equipos serán asumidos por el Cliente. Los eventuales gastos de acceso a los equipos, al igual que los del transporte del equipo desde y hacia las instalaciones de ABB para su reparación, serán responsabilidad del cliente.

A la unidad o parte reparada o remplazada se le otorgará, en los mismos términos y condiciones originales, un periodo de garantía igual al tiempo faltante por vencer del periodo de la garantía original en el momento de presentarse la falla, con un mínimo de seis meses. Este nuevo periodo no aplicará a las demás componentes de los equipos que no hayan presentado defectos. Para las partes restantes (no falladas), el plazo de la garantía se extenderá por un periodo igual al plazo durante el cual el equipo estuvo fuera de servicio como resultado de la falla.

Para obtener el servicio de garantía, el usuario debe cumplir los siguientes requisitos (1) Notificación por escrito, presentando el correspondiente certificado de la garantía; Carta o Póliza de garantía dentro de los 5 días siguientes a la ocurrencia de la falla, so pena de caducidad. (2) Deberá notificar por escrito a ABB, la fecha de la puesta en servicio. (3) Presentación de un reporte de campo, indicando las características de la unidad fallada. (4) No adeudar suma alguna a ABB por concepto del equipo en Garantía. (5) Realización de un análisis de diagnóstico de la falla con la respectiva presentación del informe técnico correspondiente.

En el evento se defina que las fallas corresponden a causas no cubierta por la garantía, ABB Procederá a establecer una cotización para la reparación del equipo. El Cliente definirá la aceptación de la misma dentro de los 60 días siguientes a la fecha del envío. En caso contrario se procederá a retornar el equipo fallado, corriendo por cuenta del cliente los correspondientes costos de transporte y seguros.

Las siguientes son causa de la invalidez de la garantía: (1) Terminación del periodo de validez de la misma. (2) Intervención del equipo o reparaciones sin la autorización previa y expresa de la fabrica. (3) Instalación, operación y protección eléctrica indebida, así como mantenimiento sin seguir las instrucciones del fabricante, los estándares de la industria y/o las disposiciones legales de la localidad. (4) Instalación, alimentación o servicio en condiciones o fines diferentes para cuales fue especificado y fabricado el equipo. (5) Cuando se hayan alterado alguna de las partes originales del diseño de la unidad, sin aprobación previa y escrita de la fabrica. (6) La comprobación de daños en el transformador externos, causados por factores externos. (7) Montaje e instalación electro-mecánica incorrecta, en caso de estas actividades no sean efectuados por ABB Ltda. (8) Almacenaje inapropiado y obra civil defectuosa. (9) Ensamble y llenado del transformador después de 6 meses del embarque. (10) Reparación o manipuleo por terceros o el mismo Cliente dentro del periodo de garantía. (11) Ocurrencia de defectos provocados por los materiales suministrados por el cliente, o como resultado de un diseño estipulado o especificado por el cliente. (12) Desgaste natural de los componentes. (13) Defectos provocados por caso fortuito o fuerza mayor y acción del tiempo. (14) Daños provocados por descargas eléctricas, incendios y actos de la naturaleza. (15) Daños provocados por alteración del voltaje, frecuencia de energía eléctrica en la localidad de la instalación. (16) Siniestros ocurridos por efecto de transporte/ descarga o estiba defectuosos. (17) Factores externos al suministro. (18) Accidentes y (19) Daños provocados por acciones de terceros, incluyendo terrorismo, vandalismo, asonada, huelga.

	ALSTOM	
	SOLICITUD DE COTIZACIÓN	PROPUESTA ABB
	Compra de Transformador de potencia 3.0 MVA, con niveles de tensión 6.3/34.5 kV.	No 20030188

ABB no acepta responsabilidad por daños consecuenciales, tales como pérdida de Producción, lucro cesante o cualquier otra pérdida emergente, como tampoco el pago de penalidades o daños liquidados como consecuencia de la falla.

2.10 COMENTARIOS GENERALES

- Fluctuación Dramática en los costos de materia prima: Es importante mencionar que nuestros precios no contemplan la incertidumbre que generan las condiciones actuales del mercado mundial, sobre el precio de los materiales básicos para la fabricación de transformadores, tales como Cobre, Silicio, Aceite y Láminas HR y CR. Para el caso en que se presenten aumentos súbitos en los precios de los materiales básicos usados como base para el cálculo de nuestra oferta, los precios finales de la misma deberán ser ajustados de común acuerdo entre las partes, con el objeto de mantener el equilibrio económico del contrato. En el evento no pueda ser acordado un nuevo precio, conjuntamente se definirá la cancelación de la parte pendiente del contrato sin aplicación de multas.
- Estimamos 2/3 días adicionales como mínimo como duración de la realización de los servicios de montaje y pruebas de los equipos cotizados.
- Entrega de los equipos: En el evento que el comprador no pueda aceptar la entrega de los equipos, cuando el vendedor esté listo para despacho de acuerdo con el programa de entregas establecido, ABB se reserva el derecho de cobrar los costos de almacenaje ocasionados por dicha situación.
Especificaciones técnicas: Todos los datos técnicos no cubiertos en su especificación técnica, serán asumidos como estándar del fabricante.
- Todos los Instrumentos, relés, válvulas, Bujes, motores, conexiones eléctricas, tornillos, tuercas, equipo pesado, partes compradas y materiales usados en la fabricación de los transformadores deberán ser hechos de un modelo y tipo usualmente utilizado en este tipo de equipos y serán obtenidos de proveedores calificados y aprobados por ABB.

2.11 VALOR DE ABB

ABB es una compañía mundialmente reconocida y con mas de 100 años de experiencia en la fabricación de Transformadores, con 25 Plantas de fabricación de Transformadores de Potencia, 33 plantas de fabricación de equipos de distribución, 7000 empleados y 90.000 MVA como capacidad anual, ABB es el mayor fabricante de Transformadores en el mundo, lo que ofrece a nuestros clientes, una gran flexibilidad de múltiples plantas alrededor del mundo, las cuales producen el mismo diseño bajo los mismos parámetros de calidad.

MiCOM P342 and P343 Generator Protection Relay

The MiCOM P342 and P343 integrate the protection, control and monitoring requirements for all sizes of generator through extensive integration, in a compact, cost effective format.

The MiCOM P342 provides the protection functions required for more cost-sensitive applications and provides extensive protection for smaller units or for those which are used at lower voltage levels. The P343 adds to the P342 functionality, providing generator differential, 100% stator earth fault, pole slipping and unintentional energisation at standstill, thus offering cost effective high quality protection in a single unit for any generator. This high degree of integration makes it viable to apply duplicate protection to all machines, to provide protection redundancy.

In addition, the relays offer the following benefits:

- Standardised relay selection for all applications
- Simplified spares holding with dual rated CT inputs
- Compact design and functional integration minimises panel space
- Simple system integration through a choice of communication protocols, including Courier, Modbus, IEC 60870-5-103 and DNP3.0



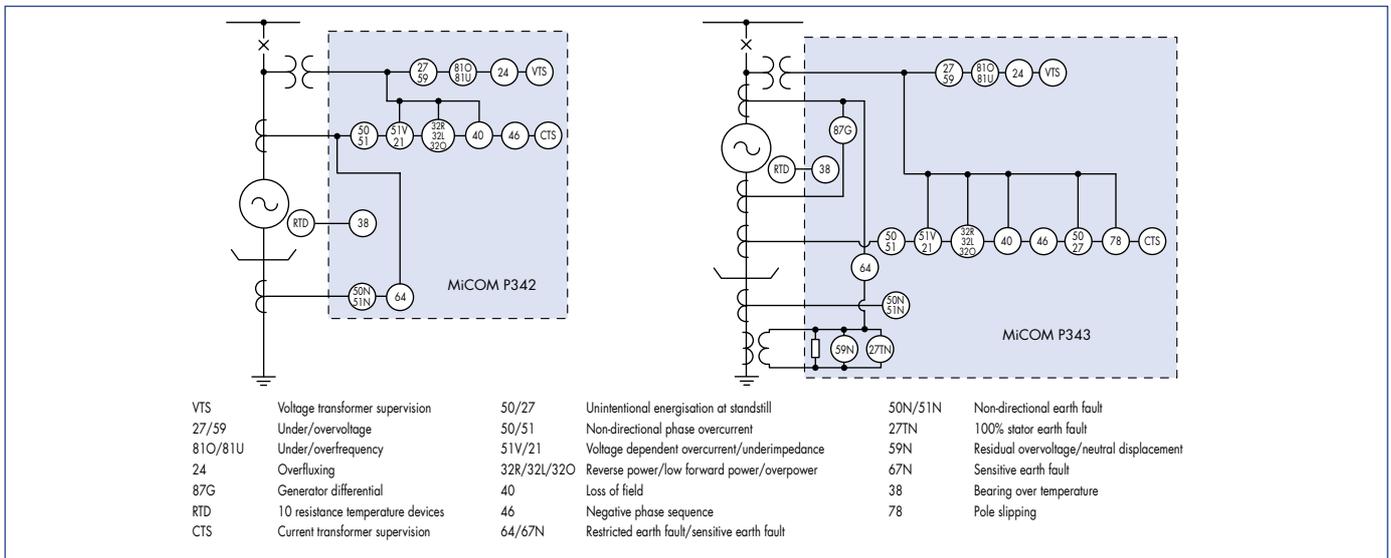
- Fast fault diagnosis utilising integral fault information, disturbance and event records
- Maximise protection availability through extensive self-monitoring and system supervision

The software tools (MiCOM S1) allow intuitive interface to the relay and greatly lessen training and documentation requirements for the user.

Powerful and easily implemented scheme logic with a large choice of gates and timers makes the relay completely customisable, to meet the needs of a wide range of power system and user preferences.

Protection

- Generator differential (P343 only)
- 100% stator earth fault (P343 only)
- Non-directional phase overcurrent
- Non-directional earth fault
- Neutral displacement/residual overvoltage
- Sensitive directional earth fault
- Restricted earth fault
- Voltage dependent overcurrent/underimpedance
- Under/overvoltage
- Under/overfrequency
- Reverse power/low forward power/overpower
- Loss of field
- Negative phase sequence thermal
- Overfluxing
- Unintentional energisation at standstill (P343 only)
- Pole slipping (P343 only)
- 10 RTDs (option)
- Circuit breaker failure
- Voltage transformer supervision
- Current transformer supervision



Measurement and recording facilities

All records are time tagged to a resolution of 1ms.

Measurement and display of all analogue and calculated quantities.

Post fault analysis

Event records

Up to 250 time-tagged event records in battery backed memory.

Fault records

Last 5 faults stored in battery backed memory.

- Indication of faulted phase
- Protection operation
- Active setting group
- Relay and CB operating time
- Currents, voltage, power and frequency
- Fault duration
- Temperatures

Disturbance records

At least 20 disturbance records in battery backed memory:

- 8 analogue channels
- 32 digital channels
- 1 time channel
- Data is sampled 12 times a cycle
- Maximum duration of each record 10.5 seconds
- All channels and trigger sources user configured

Plant supervision

Trip circuit supervision

Supervision of the trip circuit in both breaker open and closed states.

Circuit breaker state monitoring

Alarm generated in case of discrepancy between the open and closed contacts of the circuit breaker.

Circuit breaker condition monitoring

The circuit breaker condition monitoring feature includes:

- Monitoring the number of breaker operations and operation time
- Recording the sum of the broken current quantity

Communications

- Rear port providing remote communications (Courier/K Bus, Modbus or IEC 60870-5-103)
- Front port providing local communications

Password protection

- Two levels of password available
- Password protection independently applied to front user interface, front and rear communications ports

Hardware description

- A back-lit liquid crystal display
- 12 LEDs
- RS232 port
- RS485 port
- Download/monitor port
- Battery (supervised)
- N/O and N/C watchdog contacts
- Supervised 48V field voltage
- 1A/5A dual rated CTs
- 10 RTDs (optional)

P342:

- 8 optically isolated inputs
- 3 N/O and 4 C/O trip rated outputs

P343:

- 16 optically isolated inputs
- 6 N/O and 8 C/O trip rated outputs
- IRIG-B connector
- Optional fibre optic connector

Ratings

Inputs

- AC voltage 100 – 120V or 380 – 480V rms nominal phase to phase
- Operative range 45Hz to 65Hz
- Rated frequency 50/60Hz
- Auxiliary voltage:

Nominal (V) dc	Operative range (V)	
	dc	ac
24 - 48	19 - 65	-
48 - 110	37 - 150	24 - 110
110 - 250	87 - 300	80 - 265

Outputs

- Field voltage supply 48V dc (current limit 112mA)

ALSTOM

MiCOM P631, P632, P633 and P634

Transformer Differential Protection Devices

Application and scope

The MiCOM P63x series differential protection devices are intended for fast and selective short-circuit protection of transformers, motors, generators and other installations with two, three or four windings respectively.

Functions

The differential protection devices have the following main functions (with differences between the models as shown in the table on page 3):

- Three-phase differential protection
 - Amplitude and vector group matching
 - Zero-sequence current filtering for each winding, may be deactivated individually for each end
 - Triple-slope tripping characteristics
 - Harmonic restraint with second harmonic component, optionally with or without cross blocking; may be deactivated
 - Overfluxing restraint with fifth harmonic component, may be deactivated
 - Through-stabilization with saturation discriminator
- Ground differential protection (UK: Restricted earth fault protection, REF)
- Definite-time overcurrent protection, three stages, phase-selective, separate measuring systems for phase currents, negative-sequence current and residual current

- Inverse-time overcurrent protection, single-stage, phase-selective, separate measuring systems for phase currents, negative-sequence current and residual current
- Thermal overload protection, choice of relative or absolute thermal replica
- Over/underfrequency protection
- Over/undervoltage protection
- Limit value monitoring
- Programmable logic

All main functions are individually configurable and can be disabled or enabled by the user as desired. By means of a straight-forward configuration procedure, the user can adapt the device flexibly to the scope of protection required in each particular application. Due to the powerful, freely configurable logic of the device, special applications can be accommodated.

In addition to the features listed above, as well as comprehensive self-monitoring, the following global functions are available in the MiCOM P63x series differential protection devices:

- Parameter subset selection
- Measured operating data to support the user during commissioning, testing and operation
- Operating data recording (time-tagged signal logging)
- Overload data acquisition
- Overload recording (time-tagged signal logging)
- Fault data acquisition

- Fault recording (time-tagged signal logging with fault value recording of the phase currents of each winding and, depending on the design version, of the neutral-point current of each winding and of the voltage)

The MiCOM P63x series differential protection devices are of modular design. The plug-in modules are housed in a robust aluminium case and electrically connected via an analogue and a digital bus printed circuit board.

The nominal currents or the nominal voltage, respectively, of the measuring inputs can be set with the help of function parameters.

The nominal voltage range of the optical coupler inputs is 24 to 250 V DC without internal switching.

The auxiliary voltage input for the power supply is a wide-range design with a nominal voltage range of 48 to 250 V DC and 100 to 230 V AC. An additional version is available for the lower nominal voltage range of 24 to 36 V DC.

All output relays are suitable for both signals and trip duties.

The optional PT 100 input is lead-compensated, balanced and linearized for PT 100 resistance thermometers per IEC 60751.

The optional 0 to 20 mA input provides open-circuit and overload monitoring, zero suppression defined by a setting, plus the option of linearizing the input variable via 20 adjustable interpolation points.

Two freely selected measured signals (cyclically updated measured operating data and stored measured fault data) can be output as a load-independent direct current via the two optional 0 to 20 mA outputs. The characteristics are defined via 3 adjustable interpolation points allowing a minimum output current (4 mA, for example) for receiver-side open-circuit monitoring, knee-point definition for fine scaling and a limitation to lower nominal currents (10 mA, for example). Where sufficient output relays are available, a freely selected measured variable can be output in BCD-coded form via contacts.

Control and display

- Local control panel
- 17 LED indicators, 12 of which allow freely configurable function assignment
- PC interface
- Communication interface (optional)

Information exchange is via the local control panel, the PC interface and the optional communication interface. Using this information interface, the MiCOM P63x series differential protection devices can be integrated with substation control systems or telecontrol systems.

Models available

The main functions and the inputs and outputs available for the P63x series design types are listed in the table below. Where a main function is available more than once for a particular design type, the user can assign these functions to the individual windings as required.

For 1 1/2 switched and ring-busbar systems, the devices allow the definition of a virtual winding. The currents processed by the device for this winding are a summation of the inputs from the two appropriate sets of CT inputs.

Models available

		P631	P632	P633	P634
Main functions	ANSI Device Number				
• Differential protection	87	2 wind.	2 wind.	3 wind.	4 wind.
• Ground differential protection	87G	–	2	3	3
• Definite-time overcurrent protection	50P, 50Q, 50N/G	2	2	3	3
• Inverse-time overcurrent protection	51P, 51Q, 51N/G	2	2	3	3
• Thermal overload protection	49	1	1	2	2
• Over/underfrequency protection	81O, 81U, 81U-R	–	1	1	1
• Over/undervoltage protection	27, 59	–	1	1	1
• Limit value monitoring		2	2	3	3
• Programmable logic		1	1	1	1
Measuring inputs					
• Phase current		2 x 3	2 x 3	3 x 3	4 x 3
• Residual current or neutral-point current		–	2	3	3
• Voltage		–	1	1	1
Binary inputs and outputs					
• Optical coupler inputs (per order)		4	4 to 34	4 to 40	4 to 34
• Output relays (per order)		8 to 14	8 to 22	8 to 30	8 to 22
Analogue inputs & outputs (optional)					
• 0 to 20 mA input		–	1	1	1
• PT 100 input		–	1	1	1
• 0 to 20 mA outputs		–	2	2	2

Main functions

Main functions are autonomous function groups and can be individually configured or disabled to suit a particular application. Function groups that are not required and have been disabled by the user are masked completely (except for the configuration parameter) and functional support is withdrawn from such groups. This concept permits an extensive scope of functions and universal application of the protection device in a single design version, while at the same time providing for a clear and straight-forward setting procedure and adaptation to the protection task under consideration.

Differential protection

Amplitude matching

On the basis of the primary transformer currents, the MiCOM P63x series differential protection devices can be flexibly adapted to the reference currents of the protected object. Amplitude matching is by means of a straight-forward input of the reference power common to all windings, plus the nominal voltages and the nominal transformer currents for each winding. The resulting reference currents and matching factors are automatically deduced by the device and checked for compatibility with the internally allowed value ranges.

Vector group matching and zero-sequence filtering

Matching of the MiCOM P63x series differential protection devices to the vector group of the protected object is via a straight-forward input of the relevant vector group identification number. The mathematical formula to be applied to the measured currents is automatically selected internally according to the relevant vector group and zero-sequence filtering is taken into account simultaneously. For special applications, zero-sequence filtering may be deactivated separately for each winding.

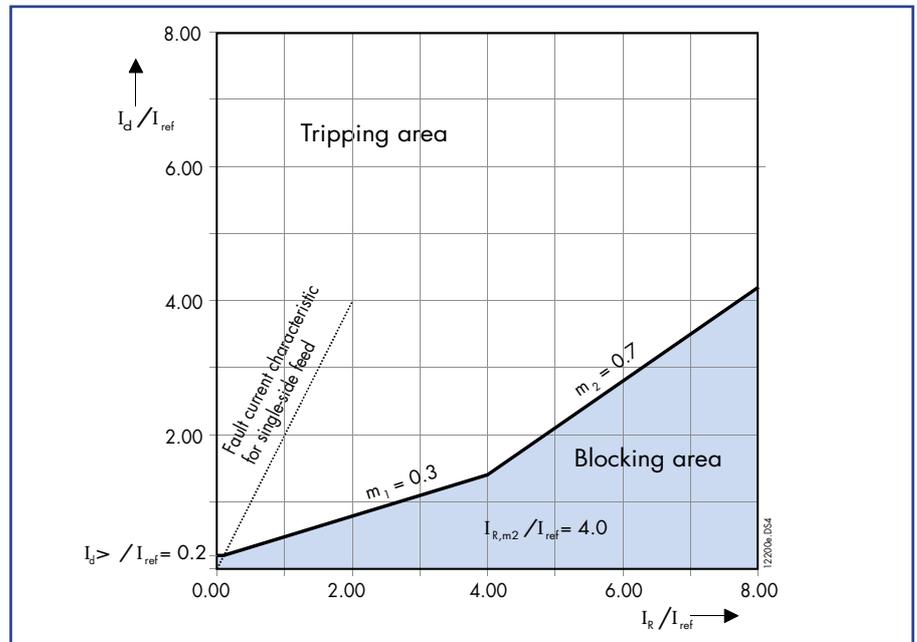


Figure 1: Tripping characteristics of differential protection for three-phase symmetrical infeed

Tripping characteristics

The tripping characteristics of the differential protection device has two knees (see Figure 1). The first knee is dependent on the setting of the basic threshold value $I_{d>}$ and is on the fault line for single-side feed. The second knee of the tripping characteristic is defined by a setting. Above the user-selected differential current level $I_{d>>>}$, the restraining current is no longer taken into account.

Harmonic restraint

Stabilization under inrush conditions is based on the presence of second harmonic components in the differential currents. The ratio of the second harmonic component to the fundamental wave for the differential currents of the measuring system serves as the criterion. Optionally, tripping is blocked either across all three measuring systems or selectively for one measuring system. However, from a user-selected differential current level $I_{d>>}$, the blocking criterion is no longer taken into account. For application as a differential protection device for motors or generators, the harmonic restraint can be deactivated.

Overfluxing restraint

For stabilization under overfluxing conditions, the ratio of the fifth harmonic to the fundamental for the differential currents is used. Tripping is blocked on a per measuring system basis. For differential current levels of $4 \cdot I_{ref}$ or higher, the blocking criterion is no longer taken into account. The overfluxing restraint function may be deactivated.

Through stabilization

Up to a certain limit, stability in the event of external faults is ensured by means of the bias. Due to the triple-slope tripping characteristic, the stabilization is particularly effective for high currents. However, as an additional safeguard for through-currents with transformer saturation, the MiCOM P63x series differential protection devices are provided with a saturation detector. Particularly the start-up of direct on-line starting induction motors represents a problem in differential protection due to transient transformer saturation caused by a displacement of the start-up current for relatively high primary time constants. Even under such unfavorable measurement conditions, the MiCOM P63x series differential protection devices perform with excellent stability.

Ground differential protection

The ground differential protection (UK: Restricted earth fault protection, REF) mode can be applied to transformer windings with grounded neutral point where the neutral point/ground connection is fitted with a current transformer.

Ground differential protection (UK: Restricted earth fault protection, REF) is based on comparing the vector sum of the phase currents of the relevant transformer winding to the neutral point current. The vector sum of the phase currents can be generated, for example, by residual connection of the three main current transformers.

The advantage of ground differential protection (UK: Restricted earth fault protection, REF) resides in the linear dependence of the sensitivity on the distance between the fault and the neutral point.

(Notes : REF is applicable for wye-connected windings. Balanced REF for delta windings is in development).

Definite-time overcurrent protection

The definite-time overcurrent protection function operates with separate measuring systems for the evaluation of the three phase currents, the negative-sequence current and the residual current. The negative-sequence current is determined from the filtered fundamental component of the three phase currents. The residual current is obtained either from the fourth current input or from the internal vector addition of the three phase currents, depending on the user's choice. Three stages each are provided for the three phases. Each stage of the phase current-related measuring system operates with phase-selective starting. The effect on the general starting signal of the stages measuring in the negative-sequence system and in the residual path, respectively, can be suppressed if preferred.

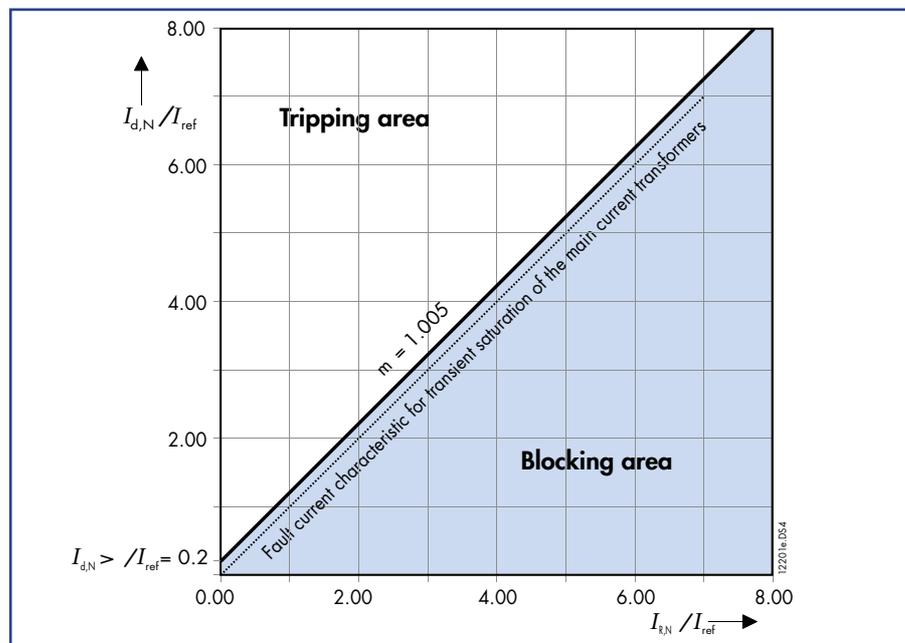


Figure 2: Tripping characteristics of ground differential protection (UK: Restricted earth fault protection, REF)

For the optimum performance of the differential protection function under inrush conditions of the protected transformer, starting of the phase current stage $I>$ and the negative-sequence current stage $I_{neg}>$ can be stabilized, if desired.

The blocking signals of the inrush stabilization function of differential protection are selective to the measuring system. These signals are linked by OR operators to obtain the criterion for stabilization. As a consequence, stabilization is always effective across all three phases. Neither the phase current stages $I>>$ and $I>>>$ nor the negative-sequence current stages $I_{neg}>>$ and $I_{neg}>>>$ are affected by the stabilization.

Additionally, the operate values of all overcurrent stages can be set as dynamic parameters. For a settable hold time, switching to the dynamic operate values can be done via an external signal.

The hold time is selected to implement a cold load pick-up function, assuring stability when increased loading is present. Once the hold time has elapsed, the static operate values are reinstated.

Inverse-time overcurrent protection

The inverse-time overcurrent protection operates on the basis of one measuring system each for the three phase currents, the negative-sequence current and the residual current just as the definite-time overcurrent protection does. However, the three measuring systems operate with single-stage evaluation for this function. The timer stage of the phase-current-related measuring system operates with phase-selective starting. The effect on the general starting signal of the stages measuring in the residual path and in the negative-sequence system respectively, can be suppressed if desired.

For the individual measuring systems, the user can select from a multitude of tripping characteristics (see Table 1, page 6).

Starting of the phase current stage can be stabilized under inrush conditions if desired. The blocking signals from the harmonic restraint function of differential protection, formed selectively for each measuring system, are linked by an OR operator to serve as the criterion. Consequently, this stabilization is always effective across all three phases.

No. Tripping time characteristic (k = 0.01 to 10.00)	Constants and formulae (t in s)			
	a	b	c	R
0 Definite time	$t = k$			
Per IEC 60255-3				
1 Normally inverse	0.14	0.02	$t = k \cdot \frac{a}{\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)^b - 1}$	
2 Very inverse	13.5	1.00		
2 Extremely inverse	80	2.00		
4 Long time inverse	120	1.00		
Per ANSI/IEEE C37.112				
	Trip			Release
5 Moderately inverse	0.0515	0.0200	0.1140	4.85
6 Very inverse	19.6100	2.0000	0.4910	21.60
7 Extremely inverse	28.2000	2.0000	0.1217	29.10
Per ANSI				
	Trip			Release
8 Normally inverse	8.9341	2.0938	0.17966	9.00
9 Short time inverse	0.2663	1.2969	0.03393	0.50
10 Long time inverse	5.6143	1.0000	2.18592	15.75
$t = k \cdot \left[\frac{a}{\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)^b - 1} + c \right]$ $t_r = k \cdot \frac{R}{\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)^2 - 1}$				
Not per standard				
11 RI type inverse	$t = k \cdot \frac{1}{0.339 - \frac{0.236}{\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)}}$			
Not per standard				
12 RXIDG type inverse	$t = k \cdot \left(5.8 - 1.35 \cdot \ln \frac{I}{I_{ref}} \right)$			

Table 1: Tripping time characteristics of inverse-time overcurrent protection

Intermittent startings of the phase, negative sequence or residual current stage can be accumulated on the basis of the set tripping characteristic by means of a settable hold time. Tripping is also performed in accordance with the relevant tripping characteristic.

Additionally, the operate values of all overcurrent stages can be set as dynamic parameters. For a settable hold time, switching to the dynamic operate values can be done via an external signal. The hold time is selected to implement a cold load pick-up function, assuring stability when increased loading is present. Once the hold time has elapsed, the static operate values are reinstated.

Thermal overload protection

Using this function, thermal overload protection can be realized. The highest of the three phase currents serves to track a first-order thermal replica according to IEC 60255-8.

The tripping time is determined by the set thermal time constant τ of the protected object, the set tripping

level $\Delta\vartheta_{trip}$ and depends on the accumulated thermal load $\Delta\vartheta_0$:

$$t = \tau \cdot \ln \frac{\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)^2 - \Delta\vartheta_0}{\left(\frac{I}{I_{ref}}\right)^2 - \Delta\vartheta_{trip}}$$

The temperature of the cooling medium can be taken into account in the thermal replica using the optional PT 100 input or the 0 to 20 mA input. The user has a choice of using a thermal replica on the basis of either absolute or relative temperature.

An alarm signal can be issued in accordance with the set warning level $\Delta\vartheta_{warning}$. As an alternative method of generating an alarm, the cyclically updated measured operating value of the predicted time remaining before tripping is monitored to check whether it is falling below a set threshold.

Over/underfrequency protection

Over/underfrequency protection has four stages. Each of these can be operated in one of the following modes:

- Over/underfrequency monitoring
- Over/underfrequency monitoring combined with differential frequency gradient monitoring (df/dt) for system decoupling applications
- Over/underfrequency monitoring combined with medium frequency gradient monitoring ($\Delta f/\Delta t$) for load shedding applications.

Over/undervoltage protection

The over/undervoltage protection function evaluates the fundamental component of the voltage by way of two definite-time overvoltage and undervoltage stages each.

Limit value monitoring

The highest of the three phase currents is the basis of evaluation by a definite-time overcurrent stage with adjustable operate value and time delay. Thereby these measured values are monitored for exceeding the set limit.

Programmable logic

User-configurable logic enables the user to set up logic operations on binary signals within a framework of Boolean equations. By means of a straightforward configuration procedure, any of the signals of the

protection device can be linked by logic 'OR' or 'AND' operations with the possibility of additional negation operations.

The output signal of an equation can be fed into a further, higher-order equation as an input signal, thus leading to a set of interlinked Boolean equations.

The output signal of each equation is fed to a separate timer stage with two timer elements each and a choice of operating modes. Thus the output signal of each equation can be assigned a freely configurable time characteristic.

The two output signals of each equation can be configured to each available input signal after logic OR linking. The user-configurable logic function is then able to influence the individual functions without external wiring (block, reset, trigger, for example).

Via non-storable continuous signals, monostable trigger signals and bistable setting/resetting signals, the Boolean equations can be controlled externally via any of the device's interfaces.

Global functions

Functions operating globally allow the adaptation of the device's interfaces to the protected power system, offer support during commissioning and testing, provide continuously updated information on the operation, as well as valuable analysis results following events in the protected system.

Clock synchronization

The device incorporates an internal clock with a resolution of 1 ms. All events are time-tagged based on this clock, entered in the recording memory appropriate to their significance and signaled via the communication interface. Alternatively two external synchronisation signals can be used according to the selected communication protocol: using one of the protocols Modbus, DNP3, IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-101 the device will be synchronized by a time telegram from a higher-level substation control system or in any other case it will be synchronized using the IRIG-B signal input. The internal clock will then be adjusted accordingly and operate with an accuracy of ± 10 ms if synchronized via protocol and ± 1 ms if synchronized via IRIG-B signal.

Parameter subset selection

The function parameters for setting the protection functions are, to a large extent, stored in four parameter subsets. Switching between these subsets is readily achieved via local control or binary input.

Operating data recording

For the continuous recording of processes in system operation or of events, a non-volatile ring memory is provided. The relevant signals, each fully tagged with date and time at signal start and end, are entered in chronological sequence. Included are control actions such as the enabling or disabling of functions as well as local control triggering for testing and resetting. The onset and end of events in the network, as far as these represent a deviation from normal operation (overload, ground fault or short-circuit, for example) are recorded.

Overload data acquisition

Overload situations in the network represent a deviation from normal system operation and can be permitted for a brief period only. The overload protection functions enabled in the protective devices recognize overload situations in the system and provide for acquisition of overload data such as the magnitude of the overload current, the relative heating during the overload situation and its duration.

Overload recording

While an overload condition persists in the network, the relevant signals, each fully tagged with date and time at signal start and end, are entered into a non-volatile memory in chronological sequence. The measured overload data, fully tagged with the date and time of acquisition, are also entered.

Up to 8 overload situations can be recorded. If more than 8 overload situations occur without interim memory clearance then the oldest overload recording is overwritten.

Fault data acquisition

A short-circuit within the network is described as a fault. The short-circuit protection functions enabled in the devices recognize short-circuits within the system and trigger acquisition of the associated measured fault data such as the magnitude of the short-circuit current and the fault duration.

Fault recording

While a fault condition persists in the power system, the relevant signals, each fully tagged with date and time at signal start and end, are entered into a non-volatile memory in chronological sequence. The measured fault data, fully tagged with the date and time of acquisition, are also entered.

Furthermore, the sampled values of all analogue input variables, such as phase currents and neutral-point currents, are recorded during a fault.

Up to 8 faults can be recorded. If more than 8 faults occur without interim memory clearance then the oldest fault recording is overwritten.

Self-monitoring

Comprehensive self-monitoring procedures within the devices ensure that internal hardware or software errors are detected and do not cause malfunctions of the protective devices.

As the auxiliary voltage is turned on, a functional test is carried out. Cyclic self-monitoring tests are run during operation. If test results deviate from the default value then the corresponding signal is entered into the non-volatile monitoring signal memory. The result of the fault diagnosis determines whether a blocking of the protection device will occur or whether a warning only is issued.



Figure 3: Local control panel

Control

All data required for operation of the protection and control unit are entered from the integrated local control panel. Data important for system management is also read out from here. The following tasks can be handled via the local control panel:

- Readout and modification of settings
- Readout of cyclically updated measured operating data and state signals
- Readout of operating data logs and monitoring signal logs
- Readout of event logs (after overload situations, ground faults or short-circuits in the power system)
- Resetting of the unit and triggering of further control functions designed to support testing and commissioning tasks

The local control panel shown in Figure 3 comprises the local control elements and functions described below.

Measured value panels

The configuration of the local control panel allows the installation of measured value 'Panels' on the LCD display. The Panels are automatically displayed for certain operation conditions of the system. Priority increases from normal operation to operation under overload conditions and finally to operation following a short-circuit in the system. The protection device thus provides the measured value data relevant for the prevailing conditions.

Password protection

Access barriers protect the enter mode in order to guard against inadvertent or unauthorized changing of parameters or triggering of control functions.

Display

- (1) The integrated local control panel has an LCD display with 4x20 alphanumeric characters. 17 LED indicators are provided for signal display.
- (2) 5 LED indicators are permanently assigned to signals.
- (3) The remaining 12 LED indicators are available for free assignment by the user. A separate adhesive label is provided for user-defined labeling of these LED indicators according to the chosen configuration.

Menu tree

- (4) By pressing the  cursor keys and guided by the LCD display, the user moves within a plain text menu. All setting parameters and measured variables as well as all local control functions are arranged in this menu which is standardized for all devices of the system. Changes to the settings can be prepared and confirmed by means of the ENTER key  which also serves to trigger local control functions. In the event of erroneous entries, exit from the EDIT MODE with rejection of the entries is possible at any time by means of the CLEAR key . When the EDIT MODE is not activated, pressing the CLEAR key has the effect of resetting the indications. Pressing the READ key  provides direct access to a preselected point in the menu.

Type label and PC interface

- (5) The upper covering flap is labelled with the device type designation. Located under the flap is the type identification label with information of order number, serial number and the nominal electrical values.
- (6) Located under the lower covering flap is the serial interface for connecting a PC.
- (7) To prevent unauthorized opening of the lower flap, the attached eyelets can be sealed.

Mechanical design

The devices are supplied in two case designs.

- Surface-mounted
- Flush-mounted

With both case designs, connection is via threaded terminal ends with the option of either pin or ring-terminal connections.

Two 40TE flush mounted cases can be combined to form a complete 19" mounting rack.

Figure 4 shows the modular hardware structure of the devices. The plug-in modules can be combined to suit individual requirements. The device itself can identify the fitted modules. During each startup, the number and type of fitted modules are identified and checked for compliance with the permissible configurations. As a function of the components actually fitted, the corresponding configuration parameters are then enabled for application.

Transformer module T

The transformer modules convert the measured currents and voltages to the internal processing levels and provides for electrical isolation.

Processor module P

The processor module performs the analogue/digital conversion of the measured variables as well as all digital processing tasks.

Local control module L

The local control module encompasses all control and display elements as well as a PC interface. The local control module is located behind the front panel and connected to the processor module via a ribbon cable.

Communication module A

The optional communication module provides a serial information interface for the integration of the protection device into a substation control system.

The communication module is plugged into the processor module.

Bus modules B

Bus modules are printed circuit boards (PCBs), providing the electrical connection between the other modules. Two types of bus modules are used, namely the analogue and digital-bus PCB.

Binary modules X

The binary modules are equipped with optical couplers for binary signal input and/or output relays for the output of signals and commands.

Analogue module Y

The analogue module is fitted with a PT 100 input, a 20 mA input and two 20 mA outputs. One output relay each is assigned to two 20 mA outputs. Additionally, four optical coupler inputs are available.

Power Supply module V

The power supply module ensures the electrical isolation of the device as well as providing the power supply. Depending on the chosen design version, optical coupler inputs and output relays are provided in addition.

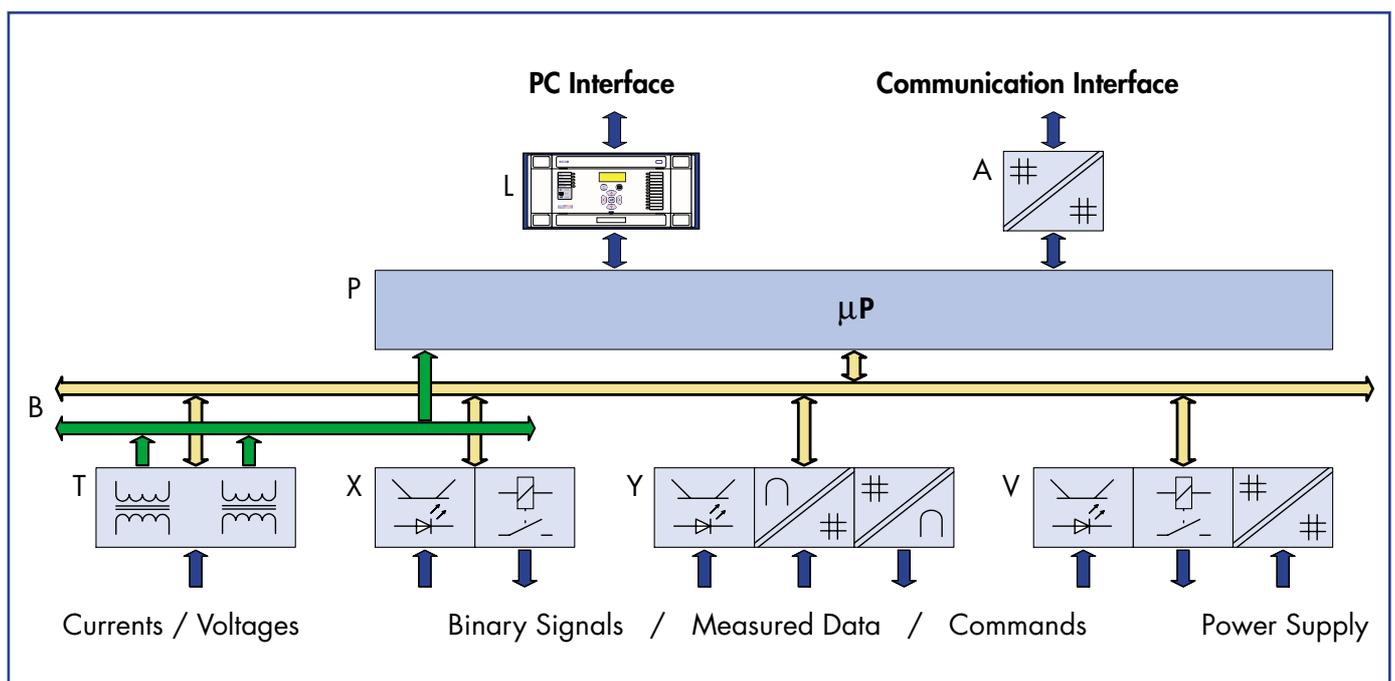


Figure 4: Hardware structure

Technical Data

General Data

Case Design

Surface-mounted case suitable for wall installation or flush-mounted case for 19" cabinets and control panels

Installation Position

Vertical $\pm 30^\circ$

Degree of Protection

Per DIN VDE 0470 and EN 60529 or IEC 60529.

IP 52; IP 20 for the rear connection area of the flush-mounted case.

Weight

- Case 40 TE: approx. 7 kg
- Case 84 TE: approx. 11 kg

Dimensions

See: Dimensions

Terminal connection diagrams

See: Location and Connections

Terminals

PC Interface (X6)

DIN 41652 connector, type D-Sub, 9pin.

Communication Interface

Optical fibre (X7 and X8):

- F-SMA connector per IEC 60874-2 or DIN 47258 for plastic fibre connection or
- BFOC (ST®) connector 2.5 per DIN 47254-1 or IEC 60874-10 for glass fibre connection or

Leads (X9, X10):

- Threaded terminal ends M2 for wire cross-sections up to 1.5 mm²

IRIG-B Interface (X11)

BNC plug

Current-Measuring Inputs

Threaded terminals for pin-terminal connection:

- Threaded terminal ends M5, self-centering with wire protection for conductor cross sections of ≤ 4 mm² or

Threaded terminals for ring-terminal connection:

- In preparation

Other Inputs and Outputs

Threaded terminals for pin-terminal connection:

- Threaded terminal ends M3, self-centering with wire protection for conductor cross sections of 0.2 to 2.5 mm² or

Threaded terminals for ring-terminal connection:

- In preparation

Creepage Distances and Clearances

Per EN 61010-1 and IEC 60664-1

- Pollution degree 3,
- Working voltage 250 V,
- Overvoltage category III,
- Impulse test voltage 5 kV

Tests

Type Test

Tests according to EN 60255-6 or IEC 60255-6

EMC

Interference Suppression

Per EN 55022 or IEC CISPR 22, Class A

1 MHz Burst Disturbance Test

Per IEC 60255-22-1, Class III,

- Common-mode test voltage: 2.5 kV,
- Differential test voltage: 1.0 kV,
- Test duration: > 2 s,
- Source impedance: 200 Ω

Immunity to Electrostatic Discharge

Per EN 60255-22-2 or IEC 60255-22-2, Level 3,

- Contact discharge, single discharges: > 10 ,
- Holding time: > 5 s,
- Test voltage: 6 kV,
- Test generator: 50 to 100 M Ω , 150 pF / 330 Ω

Immunity to Radiated Electromagnetic Energy

Per EN 61000-4-3 and ENV 50204, Level 3,

- Antenna distance to tested device: > 1 m on all sides,
- Test field strength, frequ. band 80 to 1000 MHz: 10 V/m,
- Test using AM: 1 kHz / 80%,
- Single test at 900 MHz: AM 200 Hz / 100%

Electrical Fast Transient or Burst Requirements

Per IEC 60255-22-4, Test severity levels 4,

- Rise time of one pulse: 5 ns,
- Impulse duration (50% value): 50 ns,
- Amplitude: 4 kV / 2 kV, resp.,
- Burst duration: 15 ms,
- Burst period: 300 ms,
- Burst frequency: 2.5 kHz,
- Source impedance: 50 Ω

Surge Immunity Test

Per EN 61000-4-5 or IEC 61000-4-5, Level 4, Testing of power supply circuits, unsymmetrically/ symmetrically operated lines,

- Open-circuit voltage front time/time to half-value: 1.2 / 50 μ s,
- Short-circuit current front time/time to half-value: 8 / 20 μ s,
- Amplitude: 4 / 2 kV,
- Pulse frequency: > 5 /min,
- Source impedance: 12 / 42 Ω

Immunity to Conducted Disturbances Induced by Radio Frequency Fields

Per EN 61000-4-6 or IEC 61000-4-6, Level 3,

- Disturbing test voltage: 10 V

Power Frequency Magnetic Field Immunity

Per EN 61000-4-8 or IEC 61000-4-8, Level 4,

- Frequency: 50 Hz,
- Test field strength: 30 A/m

Alternating Component (Ripple) in DC Auxiliary Energizing Quantity

Per IEC 60255-11, 12 %

Insulation

Voltage Test

Per IEC 60255-5 or EN 61010, 2 kV AC, 60 s
For the voltage test of the power supply inputs, direct voltage (2.8 kV DC) must be used. The PC interface must not be subjected to the voltage test.

Impulse Voltage Withstand Test

Per IEC 60255-5,

- Front time: 1.2 μ s,
- Time to half-value: 50 μ s,
- Peak value: 5 kV,

Source impedance: 500 Ω

Mechanical Robustness

Vibration Test

Per EN 60255-21-1 or IEC 60255-21-1, Test severity class 1,

- Frequency range in operation: 10 to 60 Hz, 0.035 mm, 60 to 150 Hz, 0.5 g,
- Frequency range during transport: 10 to 150 Hz, 1 g

Shock Response and

Withstand Test, Bump Test

Per EN 60255-21-2 or IEC 60255-21-2, Test severity class 1,

- Acceleration: 5 g/15 g,
- Pulse duration: 11 ms

Seismic Test

Per EN 60255-21-3 or IEC 60255-21-3, Test procedure A, Class 1,

- Frequency range: 5 to 8 Hz, 3.5 mm / 1.5 mm 8 to 35 Hz, 10/5 m/s²,
- 3 x 1 cycle

Routine Test

Tests per EN 60255-6 or IEC 60255-6

Voltage Test

Per IEC 60255-5, 2.2 kV AC, 1 s
For the voltage test of the power supply inputs, direct voltage (2.8 kV DC) must be used. The PC interface must not be subjected to the voltage test.

Additional Thermal Test

100% controlled thermal endurance test, inputs loaded

Environmental Conditions

Ambient Temperature Range

- Recommended temperature range: -5°C to +55°C or +23°F to +131°F
- Limit temperature range: -25°C to +70°C or -13°F to +158°F

Ambient Humidity Range

≤ 75 % relative humidity (annual mean), up to 56 days at ≤ 95% relative humidity and 40 °C, condensation not permissible

Solar Radiation

Avoid exposure of the front panel to direct solar radiation.

Ratings

Measurement Inputs

- Nominal frequency from: 50 and 60 Hz (settable)
- Operating range: 0.95 to 1.05 from
- Over/Underfrequency Protection: 40...70 Hz

Current

- Nominal current I_{nom} : 1 and 5 A (settable)
- Nominal consumption per phase: < 0.1 VA at I_{nom}
- Load rating: continuous 4 I_{nom} for 10 s; 30 I_{nom} for 1 s; 100 I_{nom}
- Nominal surge current: 250 I_{nom}

Voltage

- Nominal voltage V_{nom} : 50 to 130 V AC (settable)
- Nominal consumption per phase: < 0.3 VA at $V_{nom} = 130$ V AC
- Load rating: continuous 150 V AC

Binary Signal Inputs

- Nominal auxiliary voltage $V_{in,nom}$: 24 to 250 V DC
- Operating range: 0.8 to 1.1 $V_{in,nom}$ with a residual ripple of up to 12% of $V_{in,nom}$
- Power consumption per input: $V_{in} = 19$ to 110 V DC: 0.5 W ± 30% $V_{in} > 110$ V DC: $V_{in} \times 5$ mA ± 30%

Output Relays

- Rated voltage: 250 V DC, 250 V AC
- Continuous current: 5 A
- Short-duration current: 30 A for 0.5 s
- Making capacity: 1000 W (VA) at L/R = 40 ms
- Breaking capacity: 0.2 A at 220 V DC and L/R = 40 ms 4 A at 230 V AC and $\cos \phi = 0.4$

Analogue inputs and outputs

Direct current input

- Input current: 0 to 26 mA
- Value range: 0.00 to 1.20 $I_{dc,nom}$ ($I_{dc,nom} = 20$ mA)
- Maximum permissible continuous current: 50 mA
- Maximum permissible input voltage: 17V
- Input load: 100 Ω
- Open circuit monitoring: 0 to 10 mA (adjustable)
- Overload monitoring: > 24.8 mA
- Zero suppression: 0.000 to 0.200 $I_{dc,nom}$ (adjustable)

Resistance thermometer:

- Only PT 100 permitted, mapping curve per IEC 60751
- Value range: -40 to +215 °C (equivalent to -40 to +419 °F)
- 3 wire configuration: max. 20 Ω per conductor.
- Open and short circuited input permitted.
- Open circuit monitoring: $\Theta > +215$ °C (or $\Theta > +419$ °F) and $\Theta < -40$ °C (or $\Theta < -40$ °F)

Direct current output

- Output current: 0 to 20 mA
- Maximum permissible load: 500 Ω
- Maximum output voltage: 1.5 V

Power Supply

Nominal Auxiliary Voltage

- $V_{A,nom}$: 48 to 250 V DC and 100 to 230 V AC, or
- $V_{A,nom}$: 24 to 36 V DC (per order)

Operating Range

- for direct voltage: 0.8 to 1.1 $V_{A,nom}$ with a residual ripple of up to 12% of $V_{A,nom}$
- for alternating voltage: 0.9 to 1.1 $V_{A,nom}$

Nominal Burden

- At $V_A = 220$ V DC / maximum number of modules fitted:
- In case 40TE: Initial position approx.: 12.6 W Active position approx.: 34.1 W
- In case 84TE: Initial position approx.: 14.5 W Active position approx.: 42.3 W

Start-Up Peak Current

- < 3 A, duration 0.25 ms

Stored-Energy Time

- \varnothing 50 ms for interruption of V_A \varnothing 220 DC

PC Interface

- Transmission rate: 300 to 115,200 baud (settable)

Communication Interface

- Protocol can be switched between: IEC 60870-5-103, IEC 60870-5-101, Modbus, DNP 3.0
- Transmission rate: 300 to 64000 baud (settable)

Wire Leads

Per RS 485 or RS 422, 2kV-isolation, Distance to be bridged:

- peer-to-peer link: max. 1200 m
- multi-endpoint link: max. 100 m

Plastic Fibre Connection

- Optical wavelength: typ. 660 nm
- Optical output: min. -7.5 dBm
- Optical sensitivity: min. -20 dBm
- Optical input: max. -5 dBm
- Distance to be bridged: max. 45 m (1)

Glass Fibre Connection G 50/125

- Optical wavelength: typ. 820 nm
- Optical output: min. -19.8 dBm
- Optical sensitivity: min. -24 dBm
- Optical input: max. -10 dBm
- Distance to be bridged: max. 400 m (1)

Glass Fibre Connection G 62,5/125

- Optical wavelength: typ. 820 nm
- Optical output: min. -16 dBm
- Optical sensitivity: min. -24 dBm
- Optical input: max. -10 dBm
- Distance to be bridged: max. 1400 m (1)

IRIG-B Interface

- Format B122,
- Amplitude modulated, 1 kHz carrier signal,
- BCD time-of-year code

(1) Distance to be bridged for optical outputs and inputs that are equal on both ends, taking into account a system reserve of 3 dB and typical fiber attenuation.

Typical Characteristic Data

Main Function

- Minimum output pulse for a trip command: 0.1 to 10 s (settable)
- Output pulse for a close command: 0.1 to 10 s (settable)

Differential Protection

- Shortest tripping time: approx. 19 ms

Overcurrent-Time Protection

- Operate time inclusive of output relay (measured variable from 0 to 2-fold operate value): ≤ 40 ms, approx. 30 ms
- Reset time (measured variable from 2-fold operate value to 0): ≤ 40 ms, approx. 30 ms
- Starting resetting ratio: ca. 0.95

Deviations of the Operate Values

Reference Conditions

- Sinusoidal signals with nominal frequency f_{nom} , total harmonic distortion $\leq 2\%$,
- ambient temperature $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ and
- nominal auxiliary voltage $V_{A,nom}$

Deviation

Deviation relative to the set value under reference conditions

Differential Protection

- Measuring system: $\pm 5\%$ at $I_d \approx 0.2 I_{ref}$
- Harmonic restraint: $\pm 10\%$

Ground Differential Protection

Measuring system:
 $\pm 5\%$ at $I_d \approx 0.2 I_{ref}$

Overcurrent-Time Protection

Operate values: $\pm 5\%$

Thermal Overload Protection

Operate value Θ : $\pm 5\%$

Over/Underfrequency Protection

Operate values: $\pm 3\%$

Over/Undervoltage Protection

Operate values: $\pm 3\%$

Deviations of the Timer Stages

Reference Conditions

- Sinusoidal signals with nominal frequency f_{nom} , total harmonic distortion $\leq 2\%$,
- ambient temperature $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ and
- nominal auxiliary voltage $V_{A,nom}$

Deviation

Deviation relative to the setting under reference conditions

Definite-Time Stages

$\pm 1\% + 20$ to 40 ms

Inverse-Time Stages

- $\pm 5\% + 10$ to 25 ms (measured variable greater than $2 I_{ref}$) for IEC characteristic extremely inverse and
- for thermal overload protection: $\pm 7.5\% + 10$ to 20 ms

Deviations in Measured Data Acquisition

Reference Conditions

- Sinusoidal signals with nominal frequency f_{nom} , total harmonic distortion $\leq 2\%$,
- ambient temperature $20\text{ }^{\circ}\text{C}$ and
- nominal auxiliary voltage $V_{A,nom}$

Deviation'

Deviation relative to the relevant nominal value under reference conditions

Operating Data

- Currents / measuring inputs: $\pm 1\%$
- Voltages / measuring input: $\pm 0.5\%$
- Currents formed internally (restraining and differential currents): $\pm 2\%$
- Frequency: ± 10 mHz

Fault Data

- Short-circuit current and voltage: $\pm 3\%$
- Restraining and differential currents: $\pm 5\%$

Internal Clock

With free running internal clock:

- < 1 min. / month

With external synchronization,

- via protocol, synch. interval ≤ 1 min: < 10 ms
- via IRIG-B signal input: ± 1 ms

Resolution in Fault Data Acquisition

Time Resolution

20 sampled values per period

Phase Currents and Residual Currents or Neutral-Point Currents resp.

- Dynamic range: $33 I_{nom}$
- Amplitude resolution at $I_{nom} = 1$ A: 2.0 mA r.m.s.
at $I_{nom} = 5$ A: 10.1 mA r.m.s.

Voltage

- Dynamic range: 150 V
- Amplitude resolution: 9.2 mV r.m.s.

Address List - Function Parameters

Global Functions

PC Link (PC):

- Command blocking: No/Yes
- Sig./meas.val.block.: No/Yes

Communication Link 1 (COMM1):

- Command block. USER: No/Yes
- Sig./meas.block.USER: No/Yes

Binary Output (OUTP):

- Outp.rel.block USER: No/Yes

Main Function (MAIN):

- Protection enabled:
No (= off)/Yes (= on)
- Test mode USER: No/Yes
- Nominal frequ. fnom: 50 Hz/60 Hz
- Rotary field: Clockwise rotation/Anti-clockwise rot.
- Inom C.T.prim.,end a: 1...50000 A
- Inom C.T.prim.,end b: 1...50000 A
- Inom C.T.prim.,end c: 1...50000 A
- Inom C.T.prim.,end d: 1...50000 A
- Inom C.T.Yprim,end a: 1...50000 A
- Inom C.T.Yprim,end b: 1...50000 A
- Inom C.T.Yprim,end c: 1...50000 A
- Vnom V.T. prim.: 0.1...1500.0 kV
- Inom device, end a: 1.0 A/5.0 A
- Inom device, end b: 1.0 A/5.0 A
- Inom device, end c: 1.0 A/5.0 A
- Inom device, end d: 1.0 A/5.0 A
- Vnom V.T. sec.: 50...130 V
- Meas. value rel. IP: 0.00...0.20 Inom
- Meas. value rel. IN: 0.000...0.200 Inom
- Meas. value rel. IY: 0.000...0.200 IN,nom
- Meas. value rel. V: 0.00...0.20 Vnom
- Fct.assign. block. 1: see selection table
- Fct.assign. block. 2: see selection table
- Fct.assign. block. 3: see selection table
- Fct.assign. block. 4: see selection table
- Trip cmd.block. USER: No/Yes
- Fct.assig.trip cmd.1: see selection table
- Fct.assig.trip cmd.2: see selection table
- Fct.assig.trip cmd.3: see selection table
- Fct.assig.trip cmd.4: see selection table
- Min.dur. trip cmd. 1: 0.10...10.00 s
- Min.dur. trip cmd. 2: 0.10...10.00 s
- Min.dur. trip cmd. 3: 0.10...10.00 s
- Min.dur. trip cmd. 4: 0.10...10.00 s
- Latching trip cmd. 1: No/Yes
- Latching trip cmd. 2: No/Yes
- Latching trip cmd. 3: No/Yes
- Latching trip cmd. 4: No/Yes
- Fct. assign. fault: see selection table

Parameter Subset Selection (PSS):

- Control via USER: No/Yes
- Param.subs.sel. USER:
Parameter subset 1
Parameter subset 2
Parameter subset 3
Parameter subset 4
- Keep time: 0.000...65.000 s /Blocked

Self-Monitoring (SFMON):

Fct. assign. warning: see selection table

Fault Recording (FT_RC):

- Fct. assign. trigger: see selection table
- Id>: 0.01...30.00 Iref / Blocked
- IR>: 0.01...30.00 Iref /Blocked
- Pre-fault time: 1...50 Periods
- Post-fault time: 1...50 Periods
- Max. recording time: 5...300 Periods

Main Functions

Main Function (MAIN):

- Vnom prim., end a: 0.1...1500.0 kV
- Vnom prim., end b: 0.1...1500.0 kV
- Vnom prim., end c: 0.1...1500.0 kV
- Vnom prim., end d: 0.1...1500.0 kV
- Evaluation IN, end a: Calculated/Measured
- Evaluation IN, end b: Calculated/Measured
- Evaluation IN, end c: Calculated/Measured
- Current summation:
Without
End a + end b
End a + end c
End a + end d
End b + end c
End b + end d
- Hold time dyn.param.: 0.00...100.00 s /Blocked

Differential Protection (DIFF):

- Enabled USER: No/Yes
- Reference power Sref: 0.1...5000.0 MVA
- Ref. curr. Iref,a: 0.000...50.000 kA /Not measured
- Ref. curr. Iref,b: 0.000...50.000 kA /Not measured
- Ref. curr. Iref,c: 0.000...50.000 kA /Not measured
- Ref. curr. Iref,d: 0.000...50.000 kA /Not measured
- Matching fact. kam,a: 0.0000...5.0000

- Matching fact. kam,b: 0.0000...5.0000
- Matching fact. kam,c: 0.0000...5.0000
- Matching fact. kam,d: 0.0000...5.0000
- Vector grp. ends a-b: 0...11
- Vector grp. ends a-c: 0...11
- Vector grp. ends a-d: 0...11
- Meas. value rel. Id: 0.00...0.20 Iref
- Meas. value rel. IR: 0.00...0.20 Iref

Ground Differential Protection (REF_1, REF_2, REF_3):

- Enabled USER: No/Yes
- Select. meas. input:
End a
End b
End c
- Reference power Sref: 0.1...5000.0 MVA
- Ref. curr. Iref: 0.000...50.000 kA
- Matching fact. kam,N: 0.0000...5.0000
- Matching fact.kam,Y: 0.0000...5.0000
- Meas. value rel. Id: 0.00...0.20 Iref
- Meas. value rel. IR: 0.00...0.20 Iref

Definite-Time

Overcurrent Protection (DTC1, DTC2, DTC3):

- Enabled USER: No/Yes
- Select. meas. input:
End a
End b
End c
End d
Current summation

Inverse-Time Overcurrent Protection (IDMT1, IDMT2, IDMT3):

- Enabled USER: No/Yes
- Select. meas. input:
End a
End b
End c
End d
Current summation

Thermal Overload Protection (THRM1, THRM2):

- Enabled USER: No/Yes
- Select. meas. input:
End a
End b
End c
End d
Current summation
- Operating mode:
Absolute replica/Relative replica

Over/Underfrequency Protection (f<->):

- Enabled USER: No/Yes
- Evaluation time: 3...6 Periods
- Undervolt. block.
V<: 0.20...1.00 Vnom(/3)

Over/Undervoltage Protection (V<->) : Enabled USER: No/Yes

Limit Value Monitoring

(LIMIT):

- Enabled USER: No/Yes
- IDC,Iin>:
0.100...1.100 IDC,nom /Blocked
- IDC,Iin>>:
0.100...1.100 IDC,nom /Blocked
- tIDC,Iin>: 0.00...20.00 s /Blocked
- tIDC,Iin>>: 0.00...20.00 s/Blocked
- IDC,Iin<:
0.100...1.100 IDC,nom /Blocked
- IDC,Iin<<:
0.100...1.100 IDC,nom /Blocked
- tIDC,Iin<: 0.00...20.00 s /Blocked
- tIDC,Iin<<: 0.00...20.00 s /Blocked
- T>: -20...200 °C
- T>>: -20...200 °C
- tT>: 0...1000 s /Blocked
- tT>>: 0...1000 s /Blocked
- T<: -20...200 °C
- T<<: -20...200 °C
- tT<: 0...1000 s /Blocked
- tT<<: 0...1000 s /Blocked

Limit Value Monitoring

(LIM_1, LIM_2, LIM_3):

- Enabled USER: No/Yes
- Select. meas. input:
End a
End b
End c
End d
Current summation
- I>: 0.10...5.00 Inom /Blocked
- I>>: 0.10...5.00 Inom /Blocked
- tI>: 0.5...1000.0 s /Blocked
- tI>>: 0.5...1000.0 s /Blocked

Programmable Logic (LOGIC):

- Enabled USER: No/Yes
 - Set 1 USER: No/Yes
to
Set 8 USER: No/Yes
- valid for y = ,1' to ,32':
- Fct.assignm. outp. y: see selection table
 - Op. mode t output y:
Without timer stage
Oper./releas.delay
Oper.del./puls.dur.
Op./rel.delay, retrig
Op.del./puls.dur.,rt
Minimum time
 - Time t1 output y: 0.00...600.00 s
 - Time t2 output y: 0.00...600.00 s
 - Sig.assign. outp. y:
see selection table
 - Sig.assign.outp. y(t):
see selection table

Parameter Subset

valid for parameter subsets x = '1' to '4'

Differential Protection (DIFF):

- Enable PSx: No/Yes
- Idiff> PSx: 0.10...2.50 Iref
- Idiff>> PSx: 5...30 Iref
- Idiff>>> PSx: 5...30 Iref
- m1 PSx: 0.2...1.5
- m2 PSx: 0.4...1.5
- IR,m2 PSx: 1.5...10.0 Iref
- Op.mode harm.bl. PSx:
Without
Not phase-selective
Phase-selective
- RushI(2f0)/I(f0) PSx: 10...50 %
- 0-seq. filt.a en.PSx: No/Yes
- 0-seq. filt.b en.PSx: No/Yes
- 0-seq. filt.c en.PSx: No/Yes
- 0-seq. filt.d en.PSx: No/Yes
- Overflux.bl. en. PSx: No/Yes
- Over I(5f0)/(f0) PSx: 10...80 %

Ground Differential Protection

(REF_1, REF_2, REF_3):

- Enable PSx: No/Yes
- Idiff> PSx: 0.10...1.00 Iref
- Idiff>>> PSx: 5...10 Iref

Definite-Time Overcurrent

Protection

(DTC1, DTC2, DTC3):

- Enable PSx: No/Yes
 - Bl. tim.st. IN,n PSx:
Without
For single-ph. start
For multi-ph. start.
 - Gen.starting modePSx: W/o start.
IN, Ineg/With starting IN, Ineg
 - tGS PSx: 0.00 ... 100.00 s/Blocked
 - Rush restr.enabl PSx: No/Yes
 - I> PSx: 0.10...30.00 Inom /Blocked
 - I>> PSx: 0.10...30.00 Inom /Blocked
 - I>>> PSx: 0.10...30.00 Inom/Blocked
 - I> dynamic PSx:
0.10...30.00 Inom /Blocked
 - I>> dynamic PSx:
0.10...30.00 Inom /Blocked
 - I>>> dynamic PSx:
0.10...30.00 Inom /Blocked
 - tI> PSx: 0.00...100.00 s /Blocked
 - tI>> PSx: 0.00...100.00 s /Blocked
 - tI>>> PSx: 0.00...100.00 s /Blocked
- valid for y = ,neg' or ,N':

- Iy> PSx:
0.10...8.00 Inom /Blocked
- Iy>> PSx:
0.10...8.00 Inom /Blocked
- Iy>>> PSx:
0.10...8.00 Inom /Blocked
- Iy> dynamic PSx:
0.10...8.00 Inom /Blocked
- Iy>> dynamic PSx:
0.10...8.00 Inom /Blocked
- Iy>>> dynamic PSx:
0.10...8.00 Inom /Blocked
- tIy> PSx:
0.00...100.00 s /Blocked
- tIy>> PSx:
0.00...100.00 s /Blocked
- tIy>>> PSx:
0.00...100.00 s /Blocked

Inverse-Time Overcurrent

Protection

(IDMT1, IDMT2, IDMT3):

- Enable PSx: No/Yes
- Bl. tim.st. IN,n PSx:
Without
For single-ph. start
For multi-ph. start.
- Gen.starting modePSx:
W/o start. IN, Ineg/With starting
IN, Ineg
- tGS PSx: 0.00 ... 100.00 s/Blocked
- Rush restr.enabl PSx: No/Yes
- Iref,P PSx: 0.10...4.00 Inom
/Blocked
- Iref,P dynamic PSx:
0.10...4.00 Inom /Blocked
- Characteristic P PSx:
Definite Time
IEC Standard Inverse
IEC Very Inverse
IEC Extr. Inverse
IEC Long Time Inv.
IEEE Moderately Inv.
IEEE Very Inverse
IEEE Extremely Inv.
ANSI Normally Inv.
ANSI Short Time Inv.
ANSI Long Time Inv.
RI-Type Inverse
RXIDG-Type Inverse
- Factor kt,P PSx: 0.05...10.00
- Min. trip t. P PSx: 0.00...10.00 s
- Hold time P PSx: 0.00...600.00 s
- Reset P PSx: Without delay/Delayed
as per char.

valid for y = ,neg' or ,N':

- Iref,y PSx:
0.01...0.80 Inom /Blocked
- Iref,y dynamic PSx:
0.01...0.80 Inom /Blocked
- Characteristic y PSx:
Definite Time
IEC Standard Inverse
IEC Very Inverse
IEC Extr. Inverse
IEC Long Time Inv.
IEEE Moderately Inv.
IEEE Very Inverse
IEEE Extremely Inv.
ANSI Normally Inv.
ANSI Short Time Inv.
ANSI Long Time Inv.
RI-Type Inverse
RXIDG-Type Inverse
- Factor kt,y PSx: 0.05...10.00
- Min. trip t. y PSx: 0.00...10.00 s
- Hold time y PSx: 0.00...600.00 s
- Reset y PSx:
Without delay/Delayed as per char.

Thermal Overload Protection (THRM1, THRM2):

- Enable PSx: No/Yes
- Iref PSx: 0.10...4.00 Inom
- Factor kP PSx: 1.05...1.50
- Tim.const.1,>Ibl PSx: 1.0...1000.0 min
- Tim.const.2,<Ibl PSx: 1.0...1000.0 min
- Max.object temp. PSx: 0...300 °C
- Max. cool. temp. PSx: 0...70 °C
- Select CTA PSx:
Default temp. value
From PT100
From 20 mA input
- Coolant temp. PSx: -40...70 °C
- Bl. f. CTA fault PSx: No/Yes
- Δθ warning PSx: 50...200 %
- Δθ trip PSx: 50...200 %
- Hysteres. Δθ,trip PSx: 2...30 %
- Warning pre-trip PSx: 0.0...1000.0 min /Blocked

Over/Underfrequency Protection (f<>):

- Enable PSx: No/Yes
- Oper. mode f1 PSx:
f
f with df/dt
f w. Delta f/Delta t
- f1 PSx: 40.00...70.00 Hz /Blocked
- tf1 PSx: 0.00...10.00 s /Blocked
- df1/dt PSx: 0.1...10.0 Hz/s /Blocked
- Delta f1 PSx: 0.01...5.00 Hz /Blocked
- Delta t1 PSx: 0.04...3.00 s
to
- Oper. mode f4 PSx:
f
f with df/dt
f w. Delta f/Delta t
- f4 PSx: 40.00...70.00 Hz /Blocked
- tf4 PSx: 0.00...10.00 s /Blocked
- df4/dt PSx: 0.1...10.0 Hz/s /Blocked
- Delta f4 PSx: 0.01...5.00 Hz /Blocked
- Delta t4 PSx: 0.04...3.00 s

Over/Undervoltage Protection (V<>):

- Enable PSx: No/Yes
- V> PSx:
0.20...1.50 Vnom /Blocked
- V>> PSx:
0.20...1.50 Vnom /Blocked
- tV> PSx:
0.00...100.00 s /Blocked
- tV>> PSx:
0.00...100.00 s /Blocked
- V< PSx:
0.20...1.50 Vnom /Blocked
- V<< PSx:
0.20...1.50 Vnom /Blocked
- Vmin> PSx:
0.00...0.60 Vnom /Blocked
- tV< PSx:
0.00...100.00 s /Blocked
- tV<< PSx:
0.00...100.00 s /Blocked
- fTransient PSx:
0.00...100.00 s /Blocked
- Hyst. V<> meas. PSx: 1...10 %

Measured Operating Data

Measured Data Input (MEASI):

- Current IDC: 0.00...24.00 mA
- Current IDC p.u.: 0.00...1.20 IDC,nom
- Curr. IDC,Iin. p.u.: 0.00...1.20 IDC,nom
- Scaled value IDC, Iin: -32000...32000
- Temperature: -40.0...215.0 °C

Measured Data Output (MEASO):

- Current A-1: 0.00...20.00 mA
- Current A-2: 0.00...20.00 mA

Main Function (MAIN):

Date:01.01.1997...31.12.2096 dd.mm.yy
Time: 00:00:00...23:59:59 hh:mm:ss

Time switching:

Standard time/Daylight saving time

Frequency f: 40.00...70.00 Hz

Current I_{max,a} prim.: 0...25000 A

Current I_{max,b} prim.: 0...25000 A

Current I_{max,c} prim.: 0...25000 A

Current I_{max,d} prim.: 0...25000 A

Current I_{A,a} prim.: 0...25000 A

Current I_{B,a} prim.: 0...25000 A

Current I_{C,a} prim.: 0...25000 A

Current I_{A,b} prim.: 0...25000 A

Current I_{B,b} prim.: 0...25000 A

Current I_{C,b} prim.: 0...25000 A

Current I_{A,c} prim.: 0...25000 A

Current I_{B,c} prim.: 0...25000 A

Current I_{C,c} prim.: 0...25000 A

Current I_{A,d} prim.: 0...25000 A

Current I_{B,d} prim.: 0...25000 A

Current I_{C,d} prim.: 0...25000 A

Current I_{N,a} prim.: 0...25000 A

Current I_{Y,a} prim.: 0...25000 A

Current I_{N,b} prim.: 0...25000 A

Current I_{Y,b} prim.: 0...25000 A

Current I_{N,c} prim.: 0...25000 A

Current I_{Y,c} prim.: 0...25000 A

Current I_{N,d} prim.: 0...25000 A

Voltage V prim.: 0.0...2500.0 kV

Current I_{max,a} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{max,b} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{max,c} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{max,d} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{A,a} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{B,a} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{C,a} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{A,b} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{B,b} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{C,b} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{A,c} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{B,c} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{C,c} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{A,d} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{B,d} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{C,d} p.u.: 0.00...25.00 Inom

Current I_{N,a} p.u.: 0.000...25.000 Inom

Current I_{Y,a} p.u.: 0.000...25.000 Inom

Current I_{N,b} p.u.: 0.000...25.000 Inom

Current I_{Y,b} p.u.: 0.000...25.000 Inom

Current I_{N,c} p.u.: 0.000...25.000 Inom

Current I_{Y,c} p.u.: 0.000...25.000 Inom

Current I_{N,d} p.u.: 0.000...25.000 Inom

Voltage V p.u.: 0.00...25.00 Vnom

Angle phi AB, end a: -180...180 °

Angle phi BC, end a: -180...180 °

Angle phi CA, end a: -180...180 °

Angle phi AB, end b: -180...180 °

Angle phi BC, end b: -180...180 °

Angle phi CA, end b: -180...180 °

Angle phi AB, end c: -180...180 °

Angle phi BC, end c: -180...180 °

Angle phi CA, end c: -180...180 °

Angle phi AB, end d: -180...180 °

Angle phi BC, end d: -180...180 °

Angle phi CA, end d: -180...180 °

Angle phi NY, end a: -180...180 °

Angle phi NY, end b: -180...180 °

Angle phi NY, end c: -180...180 °

Angle phi A, end a-b: -180...180 °

Angle phi B, end a-b: -180...180 °

Angle phi C, end a-b: -180...180 °

Angle phi A, end a-c: -180...180 °

Angle phi B, end a-c: -180...180 °

Angle phi C, end a-c: -180...180 °

Angle phi A, end a-d: -180...180 °

Angle phi B, end a-d: -180...180 °

Angle phi C, end a-d: -180...180 °

Differential Protection (DIFF):

Diff. current 1:

0.000...40.000 Iref

Restrain. current 1:

0.000...40.000 Iref

Diff. current 2:

0.000...40.000 Iref

Restrain. current 2:

0.000...40.000 Iref

Diff. current 3:

0.000...40.000 Iref

Restrain. current 3:

0.000...40.000 Iref

Ground Differential Protection (REF_1, REF_2, REF_3):

Diff. current: 0.00...20.00 Iref

Restrain.current: 0.00...20.00 Iref

Thermal Overload Protection (THRM1, THRM2):

Object temperature: -40...300 °C

Coolant temperature: -40...200 °C

Pre-trip time left: 0.0...1000.0 min

Therm. replica vers.:

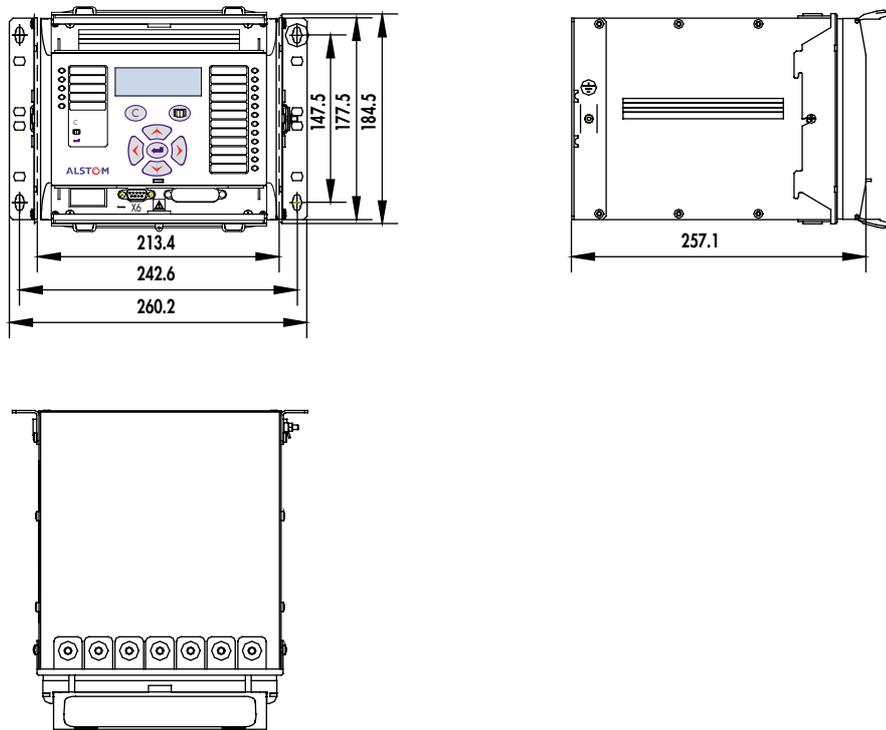
-25000...25000 %

Temp. offset replica:

-25000...25000 %

Dimensions

Surface-mounted case 40 TE



Flush-mounted case 40 TE with panel cutout

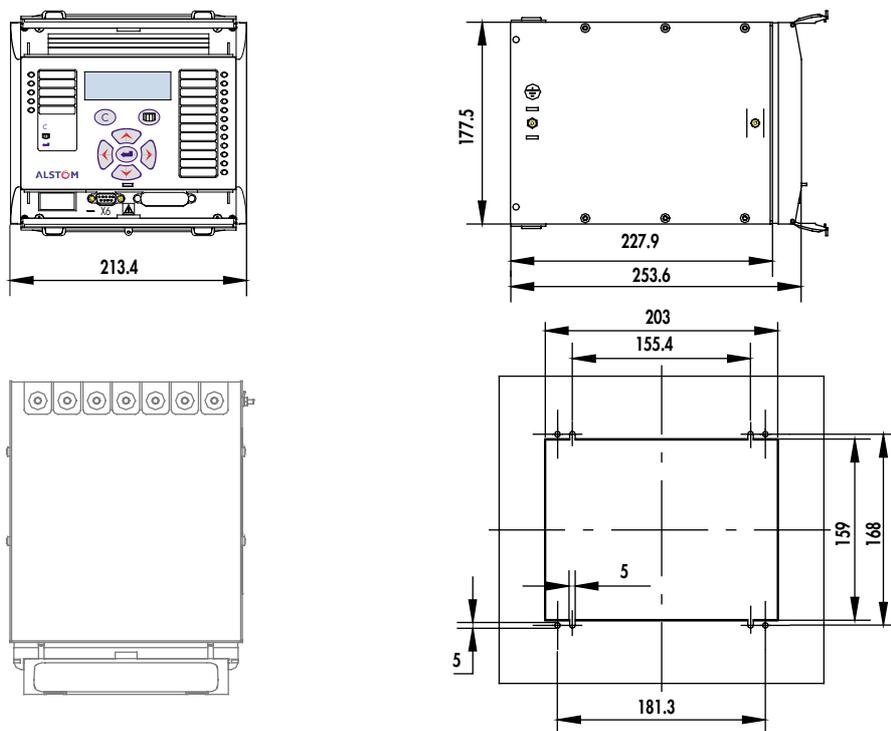
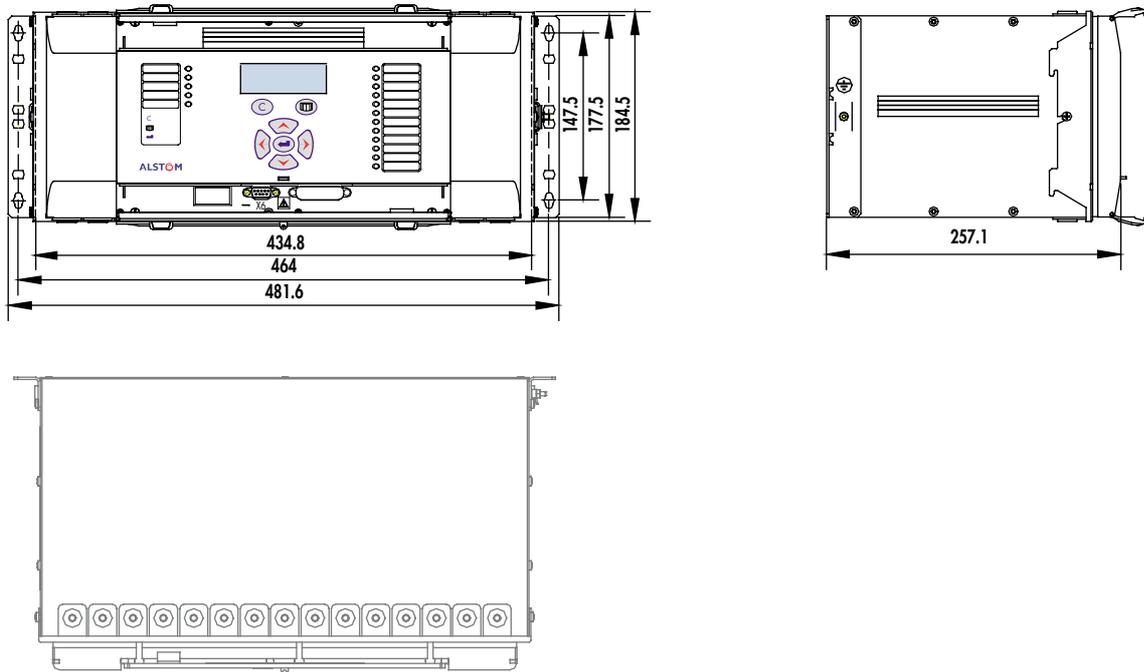


Figure 5: Dimensional drawings for case 40 TE

Surface-mounted case 84 TE



Flush-mounted case 84 TE with panel cutout

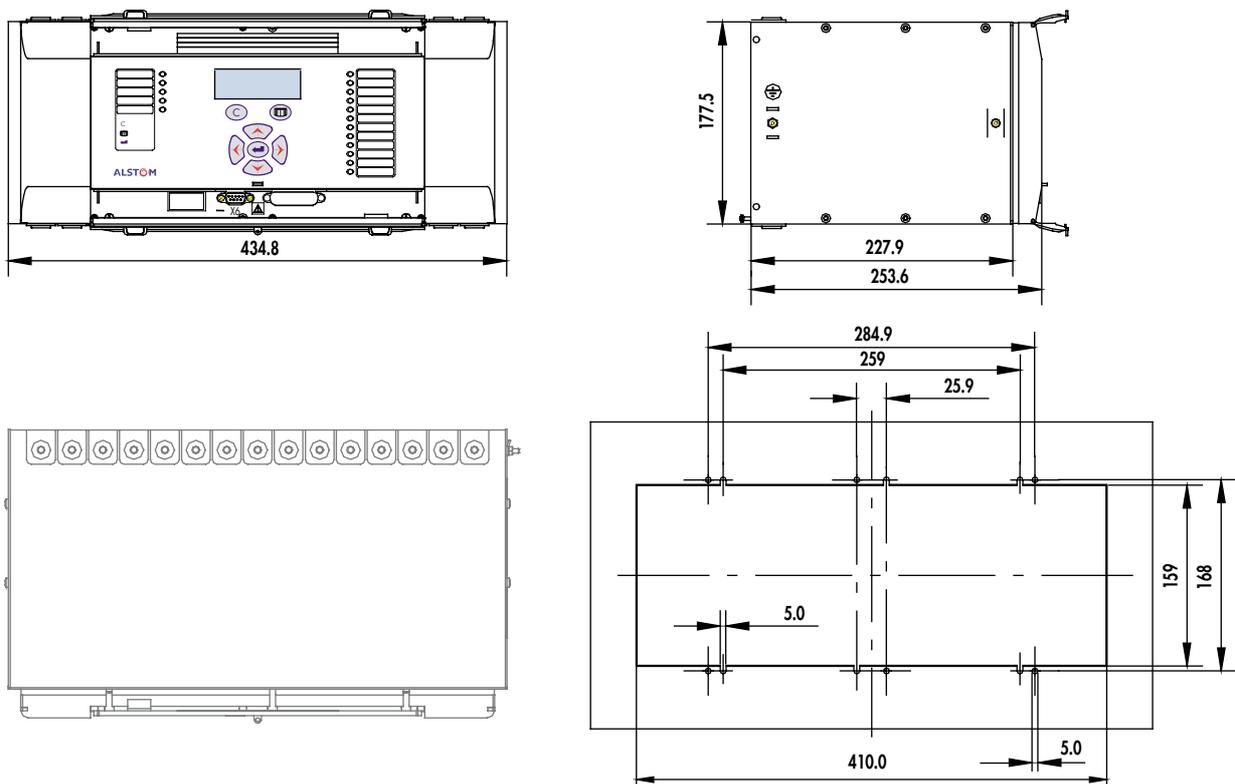


Figure 6: Dimensional drawings for case 84 TE

Location and Connections

P631 in case 40 TE for ring-terminal connection

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
P	A	T			X	V			
		6J			6O	4I			
						8O			
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10

P631 in case 40 TE for pin-terminal connection

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
P	A	T				X	V		
		6J				6O	4I		
							8O		
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10

P632 in case 84 TE for ring-terminal connection

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
P	A	T	T			X								X	X	V					
		4J	4J			24I								6I	6O	4I					
		1U				alt.								8O		8O					
						Y															
						4I															
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	

P632 in case 40 TE for pin-terminal connection

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
P	A	T	T			X	X	V	X
		4J	4J			6I	24I	4I	
		1U				8O	alt.	8O	6O
							Y		
							4I		
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10

P633 in case 40 TE for pin-terminal connection

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10
P	A	T	T			T	V	X	
		4J	4J			4J	4I		
		1U					8O	6O	
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10

P633 in case 84 TE for ring-terminal connection

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
P	A	T	T	T		X	Y	X	X	X							V				
		4J	4J	4J		6I	4I	24I	6I	6O							4I				
		1U				8O			8O	6O							8O				
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	

P633 in case 84 TE for pin-terminal connection

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
P	A	T	T	T		X	Y	X	X	X							V				
		4J	4J	4J		6I	4I	24I	6I	6O							4I				
		1U				8O			8O	6O							8O				
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	

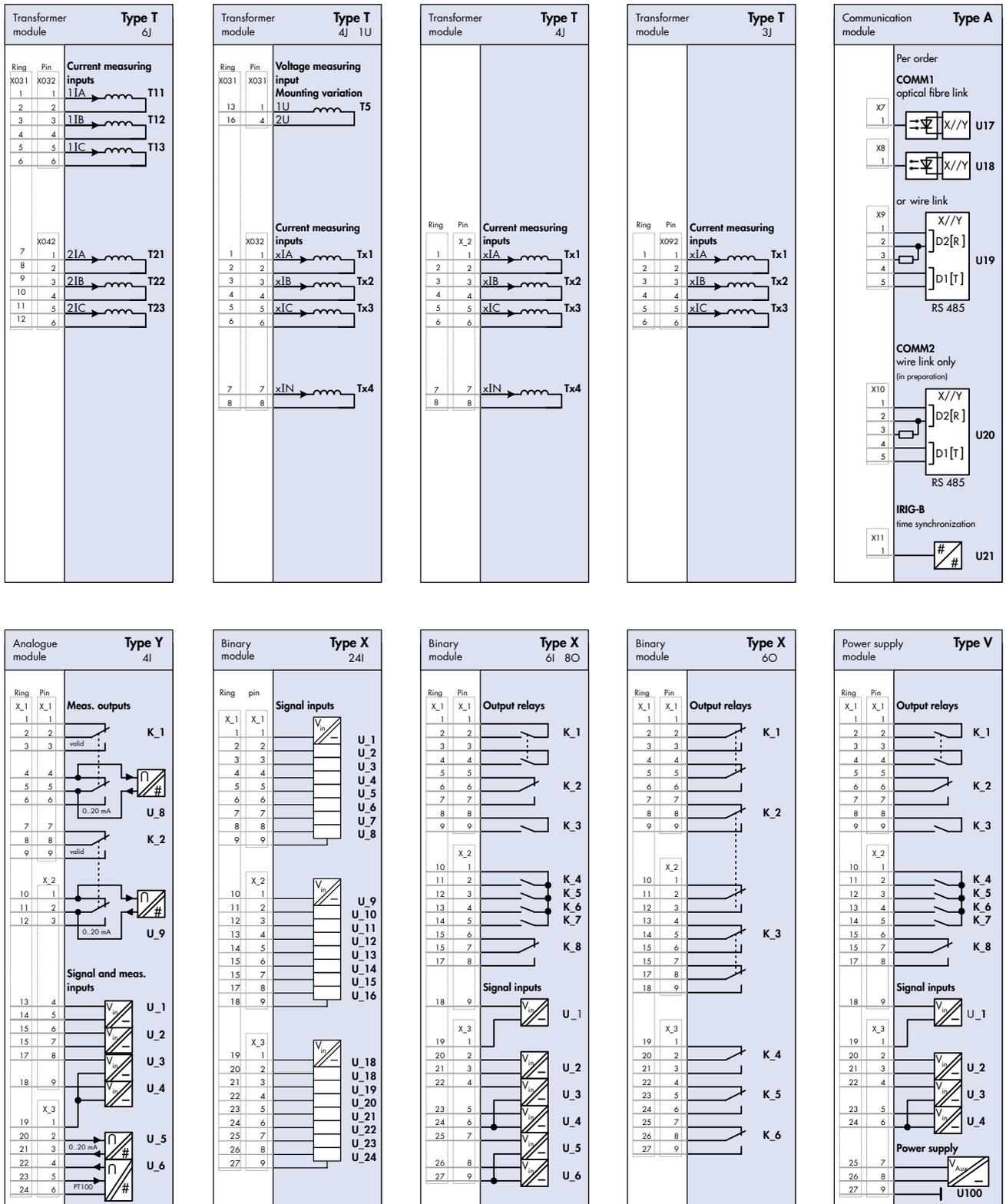
P634 in case 84 TE for ring-terminal connection

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
P	A	T	T	T		Y	X	X	X	V											
		4J	4J	4J		4I	24I	6I	6O	4I											
		1U						8O		8O											
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	

P634 in case 84 TE for pin-terminal connection

01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	
P	A	T	T	T		Y	X	X	X	V											
		4J	4J	4J		4I	24I	6I	6O	4I											
		1U						8O		8O											
01	02	03	04	05	06	07	08	09	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	

Figure 7: Location diagrams



'_' is used as a wildcard for the location according to figure 7

Figure 8: Terminal connection diagrams of the modules

Connection Examples

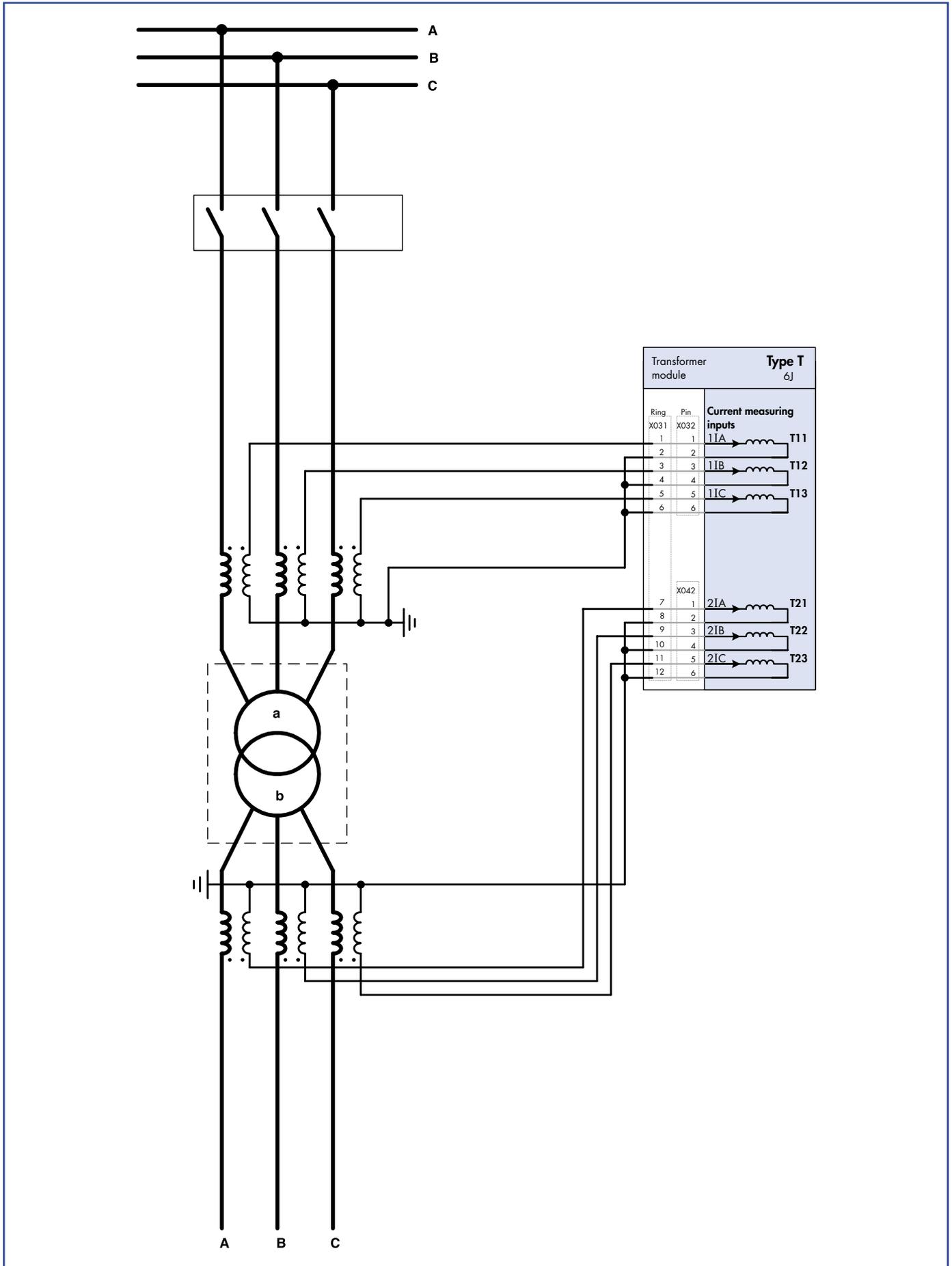


Figure 9: Connection example for P631

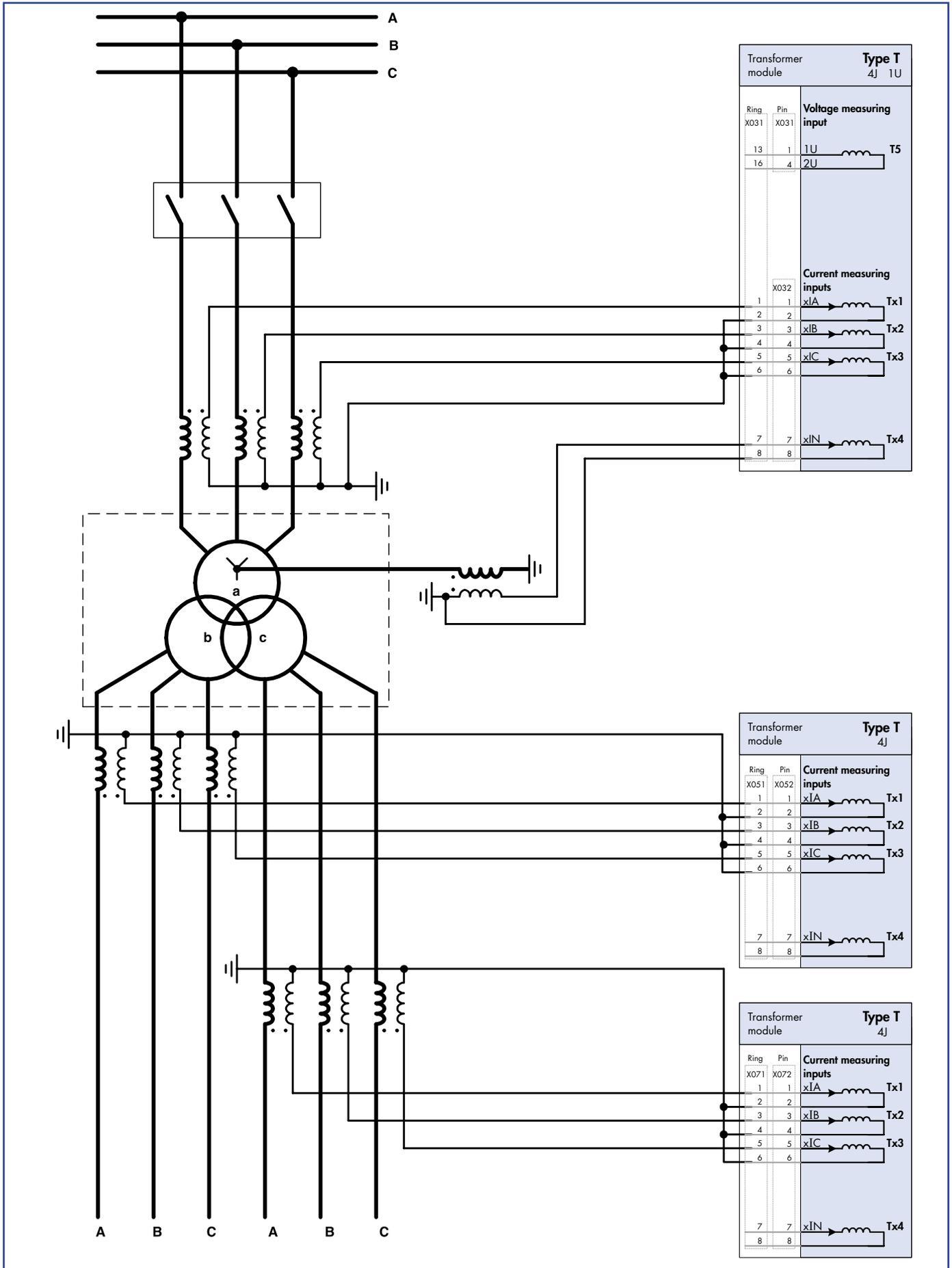
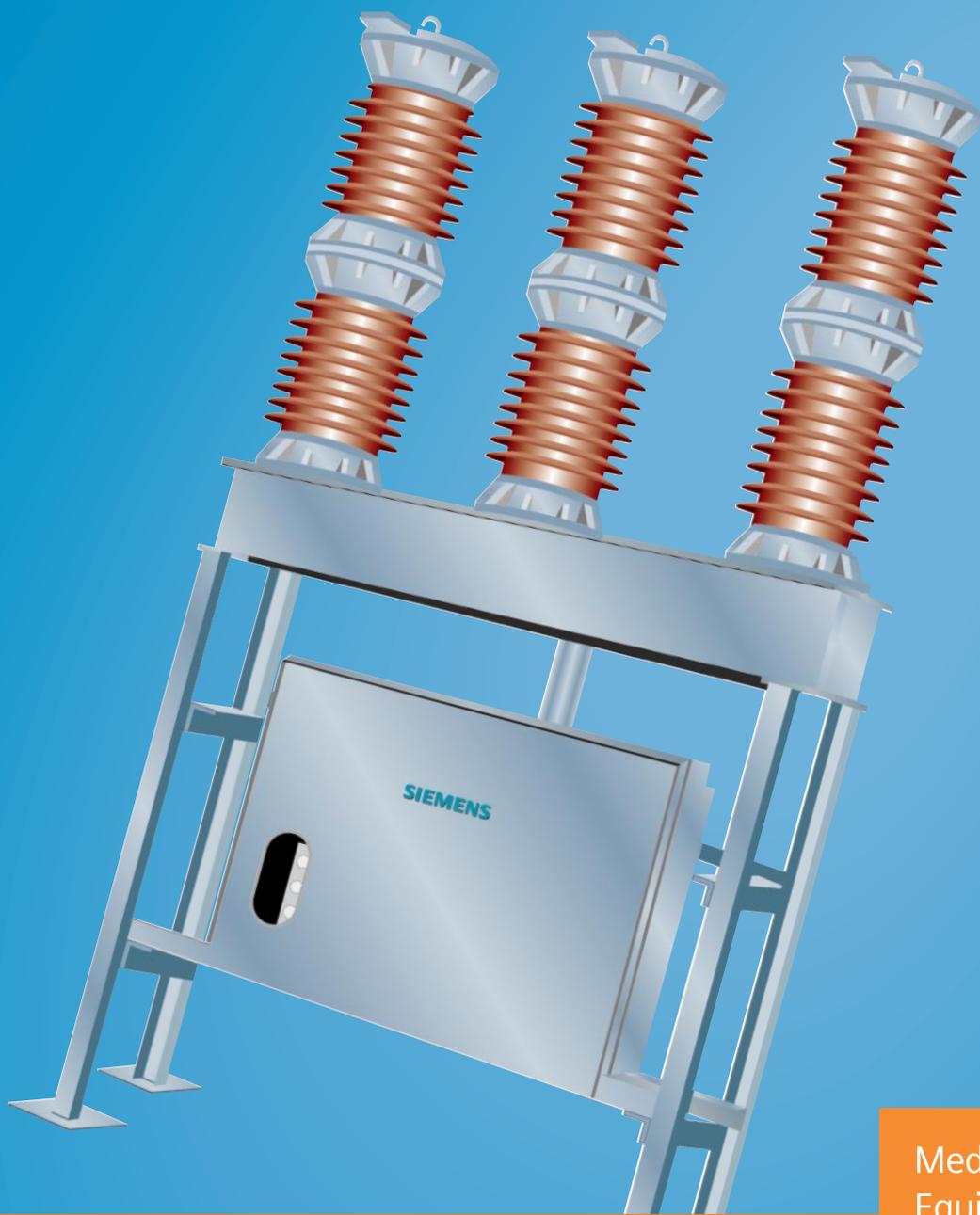


Figure 10: Connection example for P633

Information required with order:

Variants	Order No.								
P631 Differential protection Basic device 40TE, pin terminal connection Basic device 40TE, ring terminal connection Basic complement 4 binary inputs and 8 output relays	P631- <table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"><tr><td></td><td></td><td>9</td><td>0</td><td>0</td><td>0</td><td></td><td></td></tr></table> 3 -401 4 -402			9	0	0	0		
		9	0	0	0				
P632 Differential protection Basic device 40TE, pin terminal connection Basic device 84TE, ring terminal connection Basic complement 4 binary inputs and 8 output relays	P632- <table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"><tr><td></td><td></td><td>9</td><td>0</td><td>1</td><td></td><td></td><td></td></tr></table> 3 -401 8 -402			9	0	1			
		9	0	1					
P633 Differential protection Basic device 40TE, pin terminal connection Basic device 84TE, pin terminal connection Basic device 84TE, ring terminal connection Basic complement 4 binary inputs and 8 output relays	P633- <table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"><tr><td></td><td></td><td>9</td><td>9</td><td>1</td><td></td><td></td><td></td></tr></table> 3 0 -401 7 -402 8 -403			9	9	1			
		9	9	1					
P634 Differential protection Basic device 84TE, pin terminal connection Basic device 84TE, ring terminal connection Basic complement 4 binary inputs and 8 output relays	P634- <table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"><tr><td></td><td></td><td>9</td><td>9</td><td>1</td><td></td><td></td><td></td></tr></table> -401 -402			9	9	1			
		9	9	1					
Case design: Surface mounted, local control panel with text display Flush mounted, local control panel with text display	3 4								
Additional options: [not possible for P633 40TE] Without With 1 binary module (6 binary inputs/8 output relays) [P632/P633/P634 only] With 2 binary modules (12 binary inputs/16 output relays) [P633 only]	0 1 2								
Power supply and additional option: VA,nom = 24 to 36 VDC VA,nom = 48 to 250VDC/100 to 230VAC VA,nom = 24 to 36 VDC and binary module (6 output relays) VA,nom = 48 to 250VDC/100 to 230VAC and binary module (6 output relays)	3 4 8 9								
Additional options: [not possible for P633 40TE] Without With analogue module [P632/P633/P634 only] With binary module (24 binary inputs) [P632/P633/P634 only] With binary module (24 binary inputs) and analogue module [P633 only]	0 2 4 6								
Interfaces: With communication interface protocol: IEC 60870-5-103 With communication interface only IRIG-B input for clock synchronisation protocol can be switched between: IEC 60870-5-101/-103, MODBUS, DNP 3.0 and IRIG-B input for clock synchronisation for connection to wire, RS485, isolated for connection to plastic fibre, FSMA connector for connection to glass fibre, ST connector	-451 <table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"><tr><td>9</td><td>1</td><td></td></tr></table> -456 <table border="1" style="display: inline-table; vertical-align: middle;"><tr><td>9</td><td></td><td></td></tr></table> 0 0 2 1 2 4	9	1		9				
9	1								
9									
Language: English (German) German (English) French (English) Spanish (English)	-801 -802 -803								



3AG01 / 3AF01
Outdoor Vacuum Circuit-Breakers
up to 40.5 kV

Medium-Voltage
Equipment

Catalog HG 11.41
2002

SIEMENS



Application	
Introduction	3
Typical uses	3
Features	3
Technical Data	
3AG01	
Dimensions	4
Product range	5
Technical Data	
3AF01	
Dimensions	5
Product range	5
Secondary Equipment	
Operation	6
Accessories	6
Construction	
General description	7
Maintenance, tests	7

Introduction

The Siemens outdoor vacuum circuit-breaker types 3AG01/3AF01 are structure-mounted, easy-to-install outdoor vacuum circuit-breaker for use in 12/36/40.5 kV systems. They are a porcelain-clad, three-pole circuit-breakers fitted with reliable and well-proven vacuum interrupters from Siemens. Adequate phase clearances and heights have been provided to meet the standard safety requirements. They are suitable for direct connection to overhead lines.

The design of 3AG01/3AF01 incorporates a minimum number of moving parts and a simple assembly which ensures a long electrical and mechanical service life. It has all the advantages inherent to the use of vacuum interrupters like low drive and arc energy, light weight, shock-proof performance and many more.

Typical uses

Transformer substations and switching substations operated by:

- Automobile industry
- Cement industry
- Chemical industry
- Electrochemical plants
- Iron and steel works
- Lignite open-cast mines
- Mining industry
- Petrochemical plants
- Petroleum industry
- Pipeline installations
- Power supply utilities
- Rolling mills
- Distribution network
- Shipbuilding industry
- Textile, paper and food industries

Features

- Fully type-tested
- Conforms to IEC standards
- High electrical and mechanical service life
- No fire hazard
- Suitable for auto-reclosing duty
- Negligible maintenance
- High reliability
- Perfect harmony between vacuum interrupter and operating mechanism



3AG01

Maximum ratings
12 kV/25 kA/1600 A



3AF01

Maximum ratings
40.5 kV/31.5 kA/2000 A

Technical Data

Type	3AG0144	3AF0143	3AF0144	3AF0153	3AF0154
Rated voltage, frequency	12 kV, 50 or 60 Hz	36 kV ¹⁾ , 50 or 60 Hz	36 kV ¹⁾ , 50 or 60 Hz	36 kV ¹⁾ , 50 or 60 Hz	36 kV ¹⁾ , 50 or 60 Hz
Rated current	1600 A	1600 A	2000 A	1600 A	2000 A
Rated power-frequency withstand voltage	28 kV	70 kV	70 kV	70 kV	70 kV
Rated lightning impulse withstand voltage (peak)	75 kV	170 kV ²⁾	170 kV ²⁾	170 kV ²⁾	170 kV ²⁾
Rated short-circuit breaking current	25 kA	25 kA ¹⁾	25 kA ¹⁾	31.5 kA ¹⁾	31.5 kA ¹⁾
Rated short-circuit making current (peak)	63 kA	62.5 kA	62.5 kA	80 kA	80 kA
Rated short-time withstand current	25 kA, 3 s	25 kA, 3 s	25 kA, 3 s	31.5 kA, 3 s	31.5 kA, 3 s
Rated operating sequence	O-0.3 s-CO-3 min-CO	O-0.3 s-CO-3 min-CO O-0.3 s-CO-15 s-CO			
Service conditions	- 25 °C to + 55 °C ³⁾	- 25 °C to + 55 °C ³⁾	- 25 °C to + 55 °C ³⁾	- 25 °C to + 55 °C ³⁾	- 25 °C to + 55 °C ³⁾
Degree of protection	IP 55	IP 55	IP 55	IP 55	IP 55
Approx. total weight	515 kg	880 kg	880 kg	880 kg	880 kg

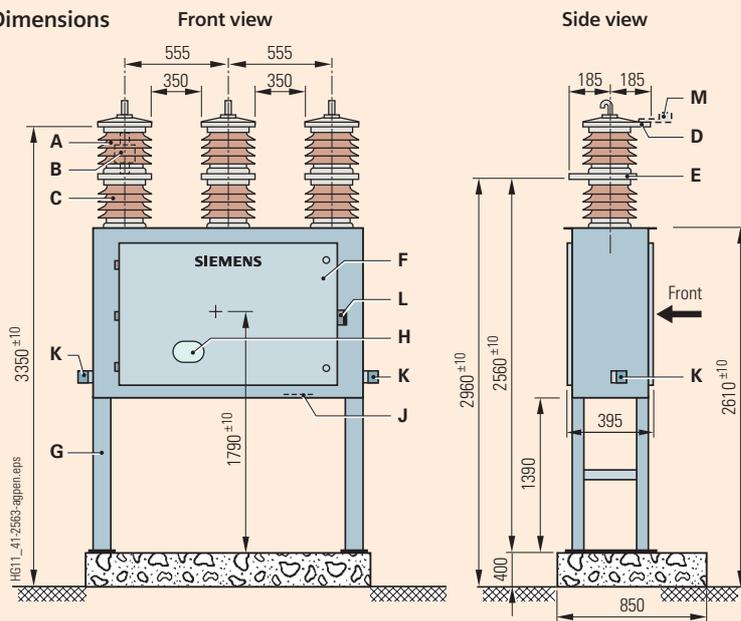
Notes: 1) 40.5 kV, 31.5 kA, 4 s on request.

2) Higher withstand voltages on request.

3) - 40 °C on request.

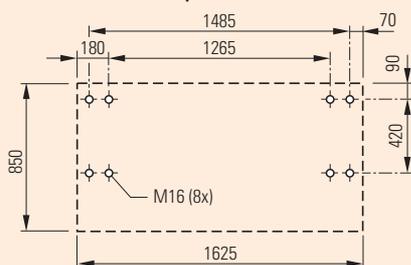
3AG01

Dimensions

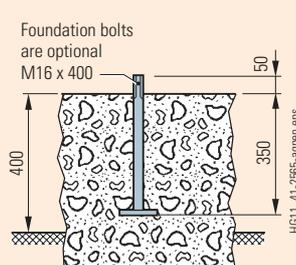


Item	Description
A	Interrupter assembly
B	Vacuum interrupter
C	Support insulator
D	Top terminal
E	Bottom terminal
F	Operating mechanism housing
G	Steel structure
H	Plexiglass for mechanical indications (ON-OFF indicator, spring charged indicator, operation counter)
J	Gland plate for control cable
K	Earthing terminal
L	Facility for padlock
M	Terminal connector (optional)

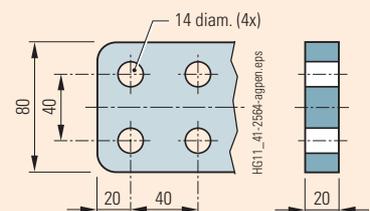
Foundation plan



Foundation detail



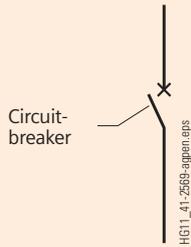
Top/bottom terminal aluminium (D,E)



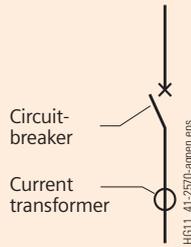
Note: Extended structure for mounting instrument transformers can be provided as an option.

Product range

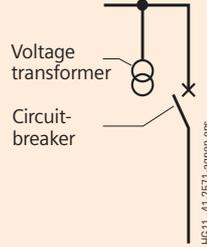
Circuit-breaker



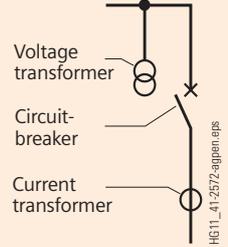
Circuit-breaker with current transformer



Circuit-breaker with voltage transformer

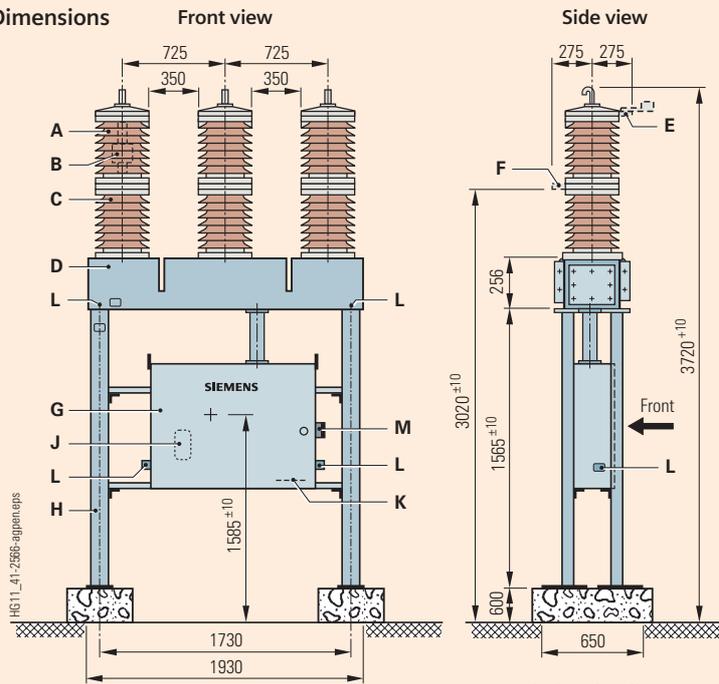


Circuit-breaker with current transformer and voltage transformer



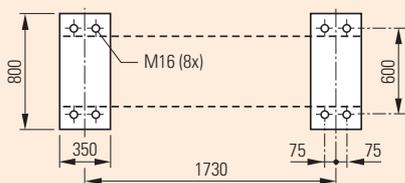
3AF01

Dimensions

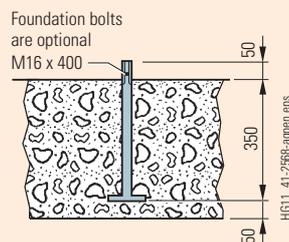


Item	Description
A	Interrupter assembly
B	Vacuum interrupter
C	Support insulator
D	Base frame
E	Top terminal
F	Bottom terminal
G	Operating mechanism housing
H	Steel structure
J	Plexiglass for mechanical indications (ON-OFF indicator, spring charged indicator, operation counter)
K	Gland plate for control cable
L	Earthing terminal
M	Facility for padlock

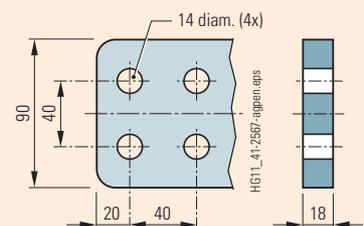
Foundation plan



Foundation detail



Top/bottom terminal aluminium (E,F)



Note: Extended structure for mounting instrument transformers can be provided as an option.

Secondary Equipment

Operation, accessories

Operating mechanism

The well-proven operating mechanism of indoor vacuum circuit-breakers 3AG01/3AF01 have been incorporated in the outdoor vacuum circuit-breaker. They are equipped with a motor spring stored-energy operating mechanism. The motor can be operated either by AC or DC standard supply voltages.

Features

- Integrated mechanical breaker position indication CLOSED/OPEN, spring charged indication and mechanical counter
- Unambiguous assignment of actuating openings and control elements to corresponding breaker position indications
- All switching operations are from front including cable termination
- Ergonomically favorable height of all control elements from ground

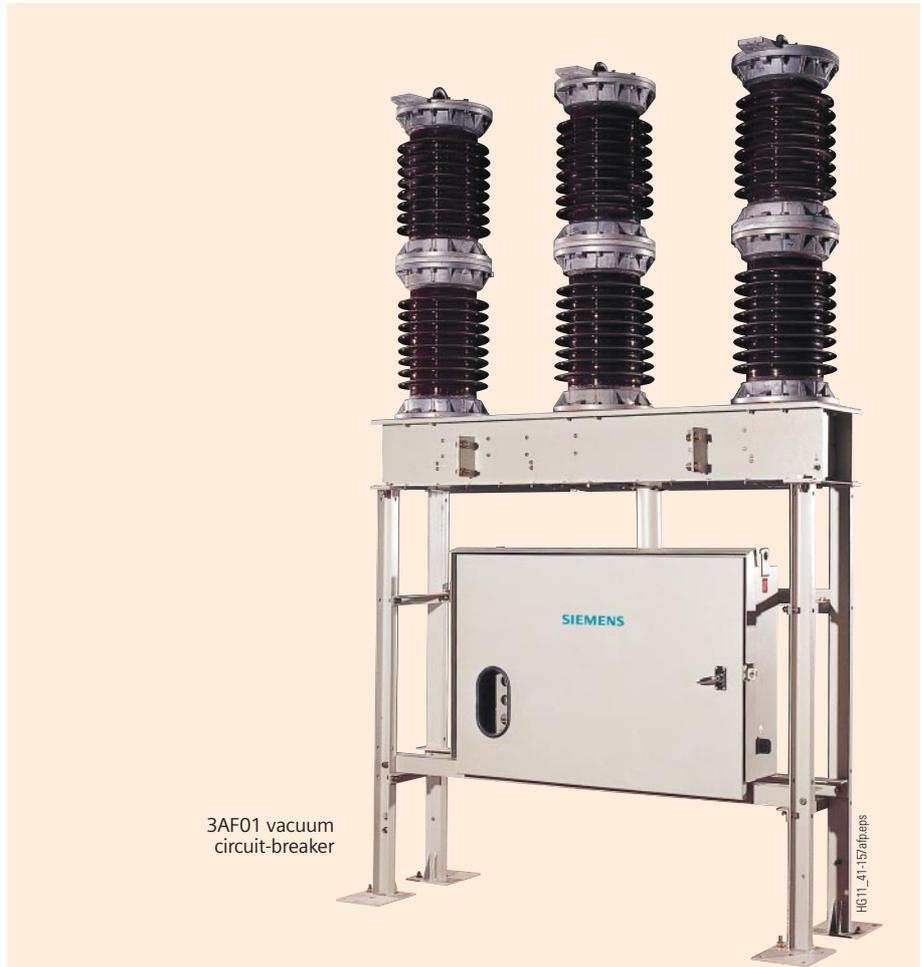
Instrument transformers

On client's requirement the breakers can be supplied with an extended structure for mounting outdoor current and voltage transformers on the incoming and outgoing supply sides, respectively.

Accessories

The following accessories can be provided:

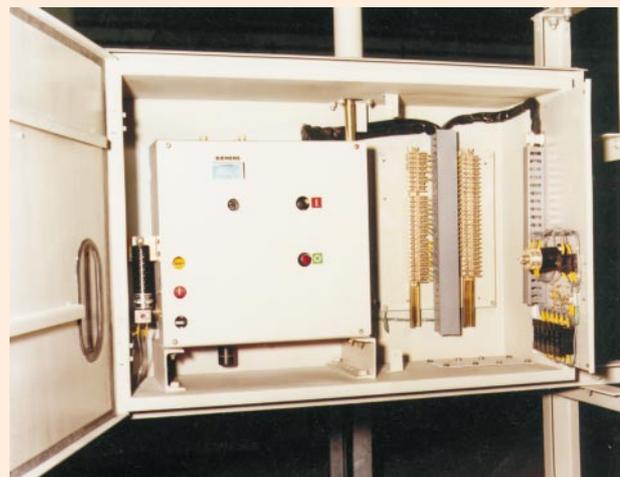
- Auxiliary switch (5 NO+5 NC or 11 NO+11 NC)
- Closing solenoid (AC/DC voltages)
- Tripping solenoid (AC/DC voltages)



3AF01 vacuum circuit-breaker

HG11_41-157/af/eps

Operating mechanism chamber of 3AF01



HG11_41-158/af/eps



HG11_41-159/af/eps

Emergency manual spring charging in the event of loss of control supply

General description

Suitability

Siemens outdoor vacuum circuit-breakers are designed to handle all switching duties that occur in primary distribution systems including rapid auto-reclosing. The breakers are extremely reliable in service, require minimum maintenance and have a long service life due to the use of vacuum interrupters. They can be used in all kinds of environments by virtue of their small size and weight, low vibration operation and they are unaffected by temperature or fire risks.

Construction

The vacuum interrupter is mounted in a porcelain insulator to form an interrupter assembly. For a cross-sectional view of a typical interrupter assembly of 36 kV, see below. Three such assemblies along with the bottom insulators are mounted on a baseframe which has a common operating shaft. This assembly is mounted on a steel structure, intended to locate the power terminals at a safe distance above the ground. The structure also encloses the operating mechanism. All the control and actuating devices are installed in this mechanism housing. The circuit-breaker can be either operated electrically from a remote control room or locally by hand. The necessary mechanical indicating devices for ON/OFF indication, spring charged indication and operation counter are provided in the mechanism housing. Also mounted in the mechanism housing are the special cage clamp type terminal blocks for control cables when required.

Arc quenching principle

When the contacts separate, the current to be interrupted initiates a metal-vapour arc discharge. Current continues flowing through the metal-vapour plasma until the next current zero. The arc is then extinguished and the conductive metal vapour condenses on the metal surfaces within a few microseconds. As a result, the dielectric strength between the contacts builds up very rapidly.

The contacts are so designed that the self generated axial field causes the arc to remain diffuse even at high currents. This keeps the stress on the contact surfaces uniform and any local melting is avoided when interrupting large currents.

The use of special copper chromium contacts ensures that the chopping current is less than 5 A.

Maintenance, tests

Maintenance

The Siemens outdoor vacuum circuit-breakers are practically maintenance-free and need minimum attention of operating personnel. Maintenance is confined to merely cleaning and lubricating of the operating mechanism. Change of vacuum interrupter is not foreseen throughout the normal life of a circuit-breaker in a distribution system. Vacuum interrupters are designed for 30,000 operations at rated current. Necessary mechanical arrangement is also provided to check the presence of vacuum as a precommissioning and in service check.

Tests/Standards

Siemens outdoor vacuum circuit-breakers 3AG01/3AF01 have been fully type tested and conform to the latest IEC/IS standards.

Seismic capacity

The outdoor vacuum circuit-breakers are designed in accordance with internationally accepted requirements. Specific confirmations on request.

Notes

If not stated otherwise on the individual pages of this catalog, we reserve the right to include modifications, especially regarding dimensions and weights.

Drawings and photographs are not binding.

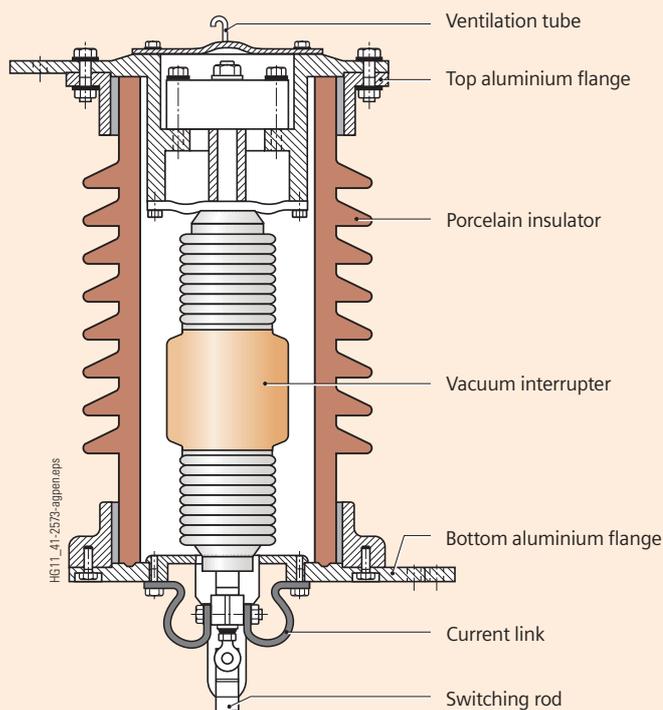
All product designations used are trademarks or product names of Siemens AG or of other suppliers.

If not stated otherwise, all dimensions in this catalog are given in mm.

Responsible for:

Technical contents:

Siemens Ltd.
Kalwa Switchboard Works
PTD/M-PM
Thane 400602
India



Typical cross-sectional view
of a 36 kV/40.5 kV pole

For further details, please contact:

Siemens AG

Power Transmission and Distribution
Medium Voltage Division
Department PTD M C S
Postfach 32 20

91050 Erlangen

Germany

Tel.: +49 9131 7 33678

Fax: +49 9131 7 34654

www.siemens.com/ptd

Siemens Ltd.

Power Transmission and Distribution
Medium Voltage Division
Kalwa Business Centre, PTD/EXP (International Sales)
Thane Belapur Road

Thane 400 601

India

Tel.: +91 22 27623635

Fax: +91 22 27623723