



**ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS  
LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SE MOYOBAMBA NUEVA – SE INTERMEDIA –  
SE IQUITOS NUEVA EN 220 KV**

**INFORME FINAL DEL PROYECTO**

**ÍNDICE**

1.	ANTECEDENTES .....	5
2.	OBJETIVO.....	5
3.	ALCANCE DEL PROYECTO .....	6
4.	AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO.....	6
5.	ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO.....	7
5.1.	INTRODUCCIÓN .....	7
5.2.	CONFIGURACIÓN DEL ESQUEMA DE TRANSMISIÓN: .....	7
5.3.	ENERGIZACIÓN EN ESTADO ESTACIONARIO:.....	8
5.4.	OPERACIÓN NORMAL: .....	8
5.5.	OPERACIÓN EN CONTINGENCIA: .....	9
5.6.	CALCULO DE CORTOCIRCUITO:.....	10
5.7.	ESTABILIDAD TRANSITORIA:.....	10
5.8.	ESTABILIDAD DE TENSIÓN:.....	10
5.9.	PÉRDIDAS DE TRANSMISIÓN.....	10
6.	CRITERIOS DE DISEÑO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION 220 Y 60 KV.....	11
6.1.	SELECCIÓN DEL TRAZO DE RUTA .....	11
6.1.1.	CONSIDERACIONES GENERALES .....	11
6.1.2.	CONSIDERACIONES ADICIONALES.....	12
6.1.3.	FAJA DE SERVIDUMBRE .....	12
6.2.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DEL CONDUCTOR .....	12
6.3.	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE AISLAMIENTO.....	15
6.3.1	NIVELES DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEAS.....	15
6.3.2	DISEÑO DE AISLAMIENTO DE LA LÍNEA .....	16
6.4.	CRITERIOS PARA PUESTA A TIERRA.....	16
6.4.1.	CONSIDERACIONES DE PUESTA A TIERRA.....	16
6.4.2.	CONSIDERACIONES DE PUESTA A TIERRA.....	16
6.5.	PARÁMETROS ELÉCTRICOS .....	17
6.5.1.	GRADIENTE SUPERFICIAL.....	17
6.5.2.	PÉRDIDAS CORONA .....	17
6.6.	NIVELES DE INTERFERENCIA Y RADIACIÓN.....	17
6.7.	ESTÁNDARES DE LA CALIDAD AMBIENTAL DE LA CALIDAD AMBIENTAL PARA RUIDO.....	18
6.8	DISTANCIAS DE SEGURIDAD VERTICALES.....	18
6.9	SELECCIÓN DE ESTRUCTURAS .....	19
6.10	PÉRDIDAS DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	19
7.	CARACTERISTICAS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION S.E. MOYOBAMBA – S.E. INTERMEDIA- SE IQUITOS NUEVA 1X220KV Y S.E IQUITOS NUEVA – S.E. IQUITOS EXISTENTE 2X60KV .....	20
7.1.	CARACTERÍSTICAS PRINCIPALES.....	20
7.2.	UBICACIÓN Y CARACTERÍSTICAS DE LA ZONA .....	21
7.2.1	LÍNEAS DE TRANSMISIÓN EN 220KV.....	21
7.2.2	LÍNEA DE 60KV .....	23
7.3.	RUTA PRELIMINAR DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN.....	23
7.3.1.	TRAZO DE RUTA PRELIMINAR LT 1X220KV .....	23
7.3.2.	TRAZO DE RUTA PRELIMINAR LT 2X60KV.....	24
7.4.	FAJA DE SERVIDUMBRE .....	24
7.5.	CONDUCTOR DE LA LÍNEA .....	24
7.5.1.	CARACTERÍSTICAS TÉCNICAS DEL CONDUCTOR DE LA LÍNEA.....	24
7.5.2	CAPACIDAD DEL CONDUCTOR Y NIVEL DE PÉRDIDAS .....	25
7.6.	CABLE DE GUARDA .....	26
7.7.	AISLAMIENTO DE LA LÍNEA .....	27

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE  
Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV**

7.8.	ESTRUCTURAS DE LA LÍNEA .....	27
7.9.	PUESTAS A TIERRA .....	28
7.10.	TASA DE SALIDAS DE LA LÍNEA .....	28
8.	CRITERIO DE DISEÑO DE SUBESTACIONES .....	29
8.1.	CARACTERÍSTICAS GENERALES .....	29
8.2.	UBICACIONES DE SUBESTACIONES .....	29
8.2.1.	AMPLIACIÓN DE LAS SUBESTACIONES EXISTENTES .....	29
8.2.2.	SUBESTACIONES NUEVAS .....	29
8.3.	NIVELES DE TENSIÓN .....	29
8.4.	NIVELES DE CORRIENTE .....	30
8.5.	REQUERIMIENTOS SÍSMICOS .....	30
8.6.	TRANSFORMADOR, REACTORES, EQUIPOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA PARALELA Y COMPENSACIÓN SERIE .....	31
8.6.1.	TRANSFORMADORES .....	31
8.6.2.	REACTORES .....	31
8.6.3.	PÉRDIDAS .....	32
8.6.4.	PROTECCIÓN CONTRA INCENDIOS .....	32
8.6.5.	RECUPERACIÓN DE ACEITE .....	32
8.6.6.	MURO CORTAFUEGO .....	33
8.6.7.	COMPENSACIÓN SERIE .....	33
8.6.8.	EQUIPOS ESTÁTICOS DE COMPENSACIÓN REACTIVA (SVC) .....	34
8.6.9.	COMPENSADOR SÍNCRONO .....	34
8.7.	EQUIPAMIENTO DE ALTA TENSIÓN DE LAS SUBESTACIONES .....	34
8.7.1.	EQUIPAMIENTO EN 220KV .....	34
8.7.2.	EQUIPOS DE 60KV .....	34
8.7.3.	INTERRUPTORES .....	35
8.7.4.	PARARRAYOS .....	35
8.7.5.	SECCIONADORES .....	35
8.7.6.	TRANSFORMADORES DE TENSIÓN .....	36
8.7.7.	TRANSFORMADORES DE CORRIENTE .....	36
8.8.	PROTECCIÓN Y MEDICIÓN .....	36
8.8.1.	PROTECCIÓN LÍNEAS DE TRANSMISIÓN .....	36
8.8.2.	PROTECCIÓN DE TRANSFORMADORES Y REACTORES .....	37
8.9.	SISTEMA DE TELECOMUNICACIONES .....	37
8.9.1.	CABLE OPGW .....	37
8.9.2.	TELEFONÍA .....	37
8.9.3.	CAPACIDAD DEL CANAL DE COMUNICACIÓN .....	37
8.9.4.	VIDEO VIGILANCIA .....	38
8.9.5.	TELE PROTECCIÓN .....	39
8.9.6.	CRITERIO DE SELECCIÓN DE EQUIPOS .....	39
8.9.7.	COES .....	39
8.9.8.	SISTEMA DE RESPALDO .....	39
8.10.	SERVICIOS AUXILIARES .....	39
8.10.1.	S.E. IQUITOS NUEVA .....	40
8.10.2.	S.E. INTERMEDIA .....	40
8.11.	SISTEMA DE CONTROL .....	40
8.12.	RED DE TIERRA .....	41
8.13.	OBRAS CIVILES .....	41
9.	CARACTERISTICAS DE LAS SUBESTACIONES .....	42
9.1.	AMPLIACIÓN DE LA S.E. MOYOBAMBA NUEVA 220/138/22,9KV .....	42
9.1.1.	UBICACIÓN .....	42
9.1.2.	CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA .....	42
9.1.3.	EQUIPAMIENTO DE LA AMPLIACIÓN S.E. MOYOBAMBA NUEVA 220KV .....	42
9.2.	S.E. INTERMEDIA 220KV .....	43
9.2.1.	UBICACIÓN .....	43
9.2.2.	CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA .....	43
9.2.3.	EQUIPAMIENTO .....	43
9.3.	S.E. IQUITOS NUEVA 220/60KV .....	45
9.3.1.	UBICACIÓN .....	45
9.3.2.	CONFIGURACIÓN ELÉCTRICA .....	45
9.3.3.	EQUIPAMIENTO .....	45

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE  
Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV**

9.4.	AMPLIACIÓN S.E. IQUITOS EXISTENTE 60KV .....	46
10.	ESPECIFICACIONES TECNICAS GENERALES.....	47
10.1.	LÍNEA DE TRANSMISIÓN .....	47
10.1.1.	CONFIGURACIÓN DE LOS SOPORTES .....	47
10.1.2.	ESTRUCTURA DE LA LÍNEA.....	47
10.1.3.	CONDUCTORES DE FASE.....	48
10.1.4.	CABLE DE GUARDA CONVENCIONAL .....	49
10.1.5.	CABLE DE GUARDA OPGW.....	50
10.1.6.	AISLADORES .....	52
10.1.7.	ACCESORIOS DEL CONDUCTOR.....	53
10.1.8.	ACCESORIOS PARA LAS CADENAS DE AISLADORES .....	54
10.1.9.	PUESTA A TIERRA .....	55
10.2.	SUBESTACIONES ELÉCTRICAS .....	56
10.2.1.	INTERRUPTORES DE POTENCIA.....	56
10.2.2.	SECCIONADORES Y AISLADORES .....	57
10.2.3.	TRANSFORMADORES DE MEDIDA .....	58
10.2.4.	TRANSFORMADOR DE POTENCIA.....	60
10.2.5.	REACTORES .....	63
10.2.6.	REACTANCIAS DEL NEUTRO .....	64
10.2.7.	PARARRAYOS .....	65
11.	MANTENIMIENTO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION .....	65
11.1.	INSPECCIONES VISUALES PERIÓDICAS Y OTROS.....	66
11.2.	MANTENIMIENTO VARIOS .....	66
11.3.	REPARACIONES Y MEJORAMIENTO .....	66
11.4.	ANTICIPACIÓN DE FALLAS .....	67
11.5.	NUEVAS TECNOLOGÍAS.....	67
12.	RECOMENDACIONES PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO.....	67
13.	PRESUPUESTOS DE LA INVERSIONES ESTIMADAS.....	68
13.1.	PRESUPUESTO DE INVERSIÓN .....	68
13.1.1.	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 1X220KV SE MOYOBAMBA NUEVA -SE INTERMEDIA-SE IQUITOS NUEVA .....	68
13.1.2.	LÍNEA DE TRANSMISIÓN 2X60KV SE IQUITOS – CENTRAL TÉRMICA IQUITOS.....	70
13.1.3.	AMPLIACIÓN S.E. MOYOBAMBA NUEVA 220KV, S.E. INTERMEDIA 220KV, S.E. IQUITOS NUEVA 220KV Y AMPLIACIÓN S.E. IQUITOS EXISTENTE 60KV.....	71
13.1.4.	RESUMEN DE LOS PRESUPUESTOS ESTIMADOS DE INVERSIÓN .....	72
14.	CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO .....	72

**ANEXOS**

- ANEXO 01: TRAZO DE RUTA PRELIMINAR
- ANEXO 02: SELECCIÓN PRELIMINAR DEL CONDUCTOR Y CABLES DE GUARDA
- ANEXO 03: SELECCIÓN PRELIMAR DE AISLAMIENTO
- ANEXO 04: ESTRUCTURA TÍPICAS DE LINEAS DE TRANSMISION
- ANEXO 05: DIAGRAMA UNIFILAR GENERAL DEL PROYECTO
- ANEXO 06: DIAGRAMAS UNIFILARES DE LAS SUBESTACIONES
- ANEXO 07: DISPOSICION DE EQUIPOS DE LA SUBESTACION INTERMEDIA
- ANEXO 08: PRESUPUESTO
- ANEXO 09: CRONOGRAMA
- ANEXO 10: PROYECTO CON ALIMENTACION A LAS CARGAS DE PLUSPETROL

## ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LAS LÍNEAS DE TRANSMISIÓN SE MOYOBAMBA NUEVA – SE INTERMEDIA – SE IQUITOS NUEVA EN 220 KV

### MEMORIA DESCRIPTIVA

#### 1. ANTECEDENTES

Por lo indicado en la Resolución Ministerial N°213-2011 –MEM/DM, del 29 de abril del 2011, en donde se aprueba el Primer Plan de Transmisión 2016-2020, en cuyo segundo artículo incluye al proyecto vinculante: “**LT 220kV Moyobamba Nueva - Iquitos y Subestaciones asociadas**”, que busca interconectar el sistema aislado Iquitos con el Sistema Interconectado Nacional (SEIN), con la finalidad que la demanda de esta zona se abastecida por el mencionado sistema.

El estudio de viabilidad técnica efectuado, recomendó la implementación de una línea de transmisión 220kV, simple terna (torres de doble circuito), de aproximadamente 613km de longitud; la cual debe de contar con una compensación capacitiva serie equivalente al 60% de la reactancia inductiva de la línea.

Esta línea de transmisión aérea en 220kV - 60Hz, comenzara su recorrido desde las barras de 220kV de la Subestación Moyobamba Nueva 220/138/22,9kV hasta la Subestación Iquitos Nueva 220/60/13,8kV.

Debido a las dificultades de acceso a lo largo de la ruta de la línea, se recomendó ubicar la compensación serie en los extremos de la línea, en las subestaciones de 220 kV Moyobamba e Iquitos.

Sin embargo, consideramos que es conveniente tomar en cuenta, que una línea de transmisión de gran longitud, normalmente debe tener una subestación intermedia, donde se instalen los equipos de compensación serie (Series Compensation of Power Systems- P.M. Andreson, R.G. Farmer), para dar flexibilidad a la operación del sistema eléctrico, tener mayor facilidad de maniobrar los equipos en el proceso de energización y obtener resultados más confiables en el comportamiento del sistema eléctrico.

Por lo cual, se realizó inspecciones alrededor del punto medio del trazo de ruta de la línea y se seleccionó un terreno para esta subestación, aledaño a las instalaciones de una empresa petrolera (PLUSPETROL) considerando principalmente la consistencia del terreno y las facilidades existentes para los accesos y transporte de equipos y materiales, necesarios para su implementación y posterior mantenimiento.

Esta SEI podría ser interés de esta empresa, como punto de conexión con su sistema eléctrico, pero serán los responsables de la instalación de otros equipamientos necesarios a efectos de garantizar la adecuada operación del SEIN.

#### 2. OBJETIVO

El estudio de viabilidad tiene por objetivo principal la integración de la Subestación Intermedia en 220kV (SEI) al Proyecto “Estudios de Viabilidad Técnica para la Construcción de la Línea de Transmisión SE Moyobamba Nueva – SE Iquitos Nueva en 220kV y Subestaciones Eléctricas asociadas.

En el análisis del estudio se realizara hasta el año 2025, considerando la evaluación económica de la SEI y las instalaciones eléctricas necesarias para su integración al SEIN.

El estudio presentara criterios de diseño, especificaciones técnicas generales, planos, descripción técnicas de equipos y un cronograma de ejecución de obra.

### **3. ALCANCE DEL PROYECTO**

El Proyecto de la “Línea de Transmisión SE Moyobamba – SE Intermedia – SE Iquitos en 220kV”, permitirá interconectar el Sistema Aislado Iquitos al SEIN con la finalidad que el suministro de energía eléctrica a las cargas de la zona de Iquitos sea abastecida desde el SEIN, sistema que cuenta con unidades de generación más eficientes y de menor costo de generación que el sistema aislado de Iquitos.

El Proyecto tiene por alcance la implementación de las siguientes instalaciones:

- Ampliación de la subestación Moyobamba Nueva 220kV.
- Construcción de la Línea de transmisión SE Moyobamba Nueva – SE Intermedia- SE Iquitos en 220kV.
- Construcción de la SE Intermedia 220kV.
- Construcción de la SE Iquitos Nueva 220/60/13,8 kV.
- Implementación del enlace LT 60kV Iquitos- Iquitos existente.
- Ampliación de la SE Iquitos existente.

El Proyecto comprende la construcción de una línea de transmisión aérea en 1x220kV - 60Hz, subestaciones e instalaciones complementarias, desde las barras de la Subestación Moyobamba Nueva en 220kV – Subestación Intermedia 220kV - Subestación Iquitos Nueva 220/60/22,9kV; y una línea de transmisión 2x60kV - 60Hz, que va desde la Subestación Iquitos Nueva desde la barra de 60kV, hasta la subestación Iquitos Existente 60kV.

La Sociedad Concesionaria será responsable de incluir otros elementos o componentes no descritos en el presente documento, dimensionar, modificar o adecuar lo que fuera necesario, a efectos de garantizar la correcta operación de las instalaciones del Proyecto y la presentación del servicio según las normas de calidad aplicables al SEIN.

### **4. AREA DE INFLUENCIA DEL PROYECTO**

La Línea de Transmisión de 220kV tiene su recorrido por el nor este del país, desde la SE Moyobamba Nueva hasta la SE Iquitos Nueva, la Línea de transmisión de 2x60kV recorre desde la SE Iquitos Nueva hasta la SE Iquitos existente.

La SE Moyobamba Nueva se ubica en la ciudad de Moyobamba, en la región Amazónica, del departamento de San Martín.

La Subestación Eléctrica Intermedia se ubica en el Lote 8, en la margen derecha (aguas abajo) del Río Corrientes, adyacente al pueblo de Trompeteros, al Oeste de la ciudad de Iquitos, Provincia de Maynas, Departamento de Loreto.

La SE Iquitos Nueva y la SE Iquitos existente, se ubican en la Provincia de Maynas, del Departamento de Loreto.

## 5. ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO

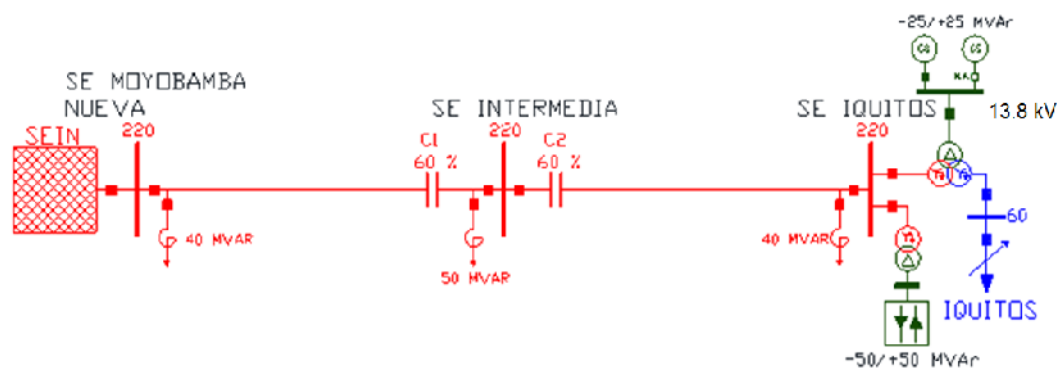
### 5.1. Introducción

El proyecto, el cual comprende la instalación de una línea de transmisión, una subestación intermedia, ampliación de subestaciones y equipos de compensación reactiva, tiene la finalidad de interconectar el sistema eléctrico aislado de Iquitos con el sistema interconectado nacional para abastecer de energía eléctrica a la ciudad de Iquitos. Por consiguiente, para evaluar el impacto que tendrá la conexión del proyecto en el SEIN se ha realizado los estudios del sistema eléctrico.

Para realizar el estudio se ha considerado refuerzos de transmisión en el sistema eléctrico aledaños a la zona del proyecto, los cuales son referenciales y corresponderá a las empresas concesionarias propietarias de esas redes determinar con más detalle los refuerzos necesarios para garantizar la correcta operación del sistema eléctrico.

### 5.2. Configuración del Esquema de Transmisión:

En la siguiente figura se muestran los equipos asociados al Proyecto de la LT 220 kV Moyobamba Nueva – SE Intermedia – Iquitos.



Se ha definido el esquema de transmisión que permite un correcto desempeño operativo en el sistema interconectado que asegure el suministro de energía a la ciudad de Iquitos durante el periodo de estudio (2017 - 2025), el cual considera una subestación intermedia cerca del punto medio de la LT 220 kV Moyobamba – Iquitos y alrededor de una empresa petrolera.

Las principales características del equipamiento asociado a la línea de transmisión Moyobamba – Iquitos 220kV, son:

SUBSTACION	REACTOR DE LINEA [MVAR]	COMENTARIOS
SE Moyobamba Nueva	40	Reactores utilizados para evitar problemas de sobretensiones inadmisibles durante la energización de la línea y en condiciones de operación en mínima demanda.
SE Intermedia	50	
SE Iquitos	40	

Cuadro 1: Reactores de Línea

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE  
Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV**

CAPACITOR SERIE EN LA SE INTERMEDIA				COMENTARIOS
Línea de transmisión	Grado de compensación n [%]	$X_c$	$Q_r$ MVAR	
Moyobamba Nueva - SE Intermedia	60%	95.7	45	Para obtener diferencias angulares menores a 30°.
SE Intermedia – Iquitos	60%	45.1	21	Mayor capacidad de transmisión y pérdidas de transmisión menores de 10%.

Cuadro 2: Bancos de Capacitores Serie

SE IQUITOS		COMENTARIOS
Equipos de Compensación Reactiva	MVAR	
SVC (Static Var Compensator)	+50 /- 50	Para lograr fijar la tensión en la barra de Iquitos con tiempos de respuesta rápidos, ya que frente a ligeros cambios en la demanda de Iquitos la tensión variaría significativamente sin este equipo.
Dos Compensadores síncronos	+25 /- 25	Para incrementar el nivel del cortocircuito, en caso de caída de tensión por un fallo en la red.

Nota: (+) Capacitivo/ (-) Inductivo

Cuadro 3: Equipos de Compensación Reactiva

Con las capacidades de estos equipos, se puede extraer potencia del SEIN hasta 150 MW, que cubre la demanda de Iquitos en el 2025 (143 MW); a pesar que la capacidad por ampacidad de la LT Moyobamba Nueva – Iquitos es 260 MVA a 58 °C.

### 5.3. Energización en estado estacionario:

Durante la energización de la LT Moyobamba Nueva – SE Intermedia, se deberá by pasear el capacitor serie (C1) que compensa dicha línea, para evitar problemas de sobretensión en los extremos del capacitor.

Los reactores propuestos permitirán minimizar el efecto capacitivo de la LT Moyobamba Nueva – SE Intermedia al energizarla evitando problemas de sobretensión.

### 5.4. Operación Normal:

La inclusión de la LT Moyobamba Nueva – SE Intermedia – Iquitos al SEIN, con los equipamientos seleccionados, muestra un perfil de tensión dentro del rango de operación normal, en el horizonte de análisis 2017 – 2025 garantizando el suministro de energía a la ciudad de Iquitos.



## Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV

La tensión de operación en la subestación Intermedia deberá ser establecida en 1.03 p.u. (226.6kV) de la tensión nominal, debido a la longitud de la línea de transmisión, con más de 600 km. Este valor debe ser considerado para la etapa de diseño de la subestación.

El SVC de  $\pm 50$  MVAR instalado en la SE Iquitos controla la tensión en la barra de 220kV de SE Iquitos a 1.00 p.u. Este control permite una adecuada operación en la toma de carga y operación normal.

Con la implementación de la compensación serie capacitiva la diferencia angular entre las barras de 220kV de la SE Moyobamba Nueva y SE Iquitos es menor a  $30^\circ$ , tal como se muestra a continuación:

Sin Compensación serie				Con Compensación serie 60%			
AÑOS DE OPERACIÓN	ÁNGULO EN LAS BARRAS $V_1 ( \ 1^\circ ) \longrightarrow V_2 ( \ 2^\circ )$			AÑOS DE OPERACIÓN	ÁNGULO EN LAS BARRAS $V_1 ( \ 1^\circ ) \longrightarrow V_2 ( \ 2^\circ )$		
	Moyobamba $1^\circ$	Iquitos $2^\circ$	$( \ 1^\circ ) - ( \ 2^\circ )$		Moyobamba $1^\circ$	Iquitos $2^\circ$	$( \ 1^\circ ) - ( \ 2^\circ )$
2017	106.44	84.10	22.34	2017	106.34	96.97	9.37
2019	103.19	77.00	26.19	2019	103.08	92.22	10.86
2021	102.56	71.66	30.90	2021	102.53	89.86	12.67
2025	84.34	34.42	49.92	2025	83.61	65.01	18.60

Cuadro 4: Diferencia angular entre barras

(1) De acuerdo al procedimiento PR-20 del COES se estipula: No se permitirá el seccionamiento de una línea con compensación serie si la diferencia angular entre las barras es mayor al  $30^\circ$ .  
 (1) De acuerdo al procedimiento PR-20 del COES se estipula: No se permitirá el seccionamiento de una línea con compensación serie si la diferencia angular entre las barras es mayor al  $30^\circ$ .

A continuación se muestra en el cuadro 5 y 6, el resumen del flujo de potencia y el nivel de carga de la línea de transmisión 220 kV Moyobamba Nueva – Iquitos.

Flujo de Potencia (MVA) en la LT en Máxima Demanda				
Líneas de Transmisión	2017	2019	2021	2025
Moyobamba Nueva – SE Intermedia	85	98	113	157
SE Intermedia – Iquitos	80	93	108	146

Cuadro 5: Potencia de Transmisión

Nivel de Carga (%) en la LT en Máxima Demanda				
Líneas de Transmisión	2017	2019	2021	2025
Moyobamba Nueva – SE Intermedia	34	39	44	60
SE Intermedia – Iquitos	31	36	41	56

Cuadro 6: Nivel de Carga en LT

Nota: La capacidad de la LT 220 kV Moyobamba Nueva – SE Intermedia – Iquitos en operación normal es 260 MVA.

### 5.5. Operación en Contingencia:

Se ha analizado contingencias que corresponden a escenarios operativos de mayor exigencia al sistema eléctrico en estudio: fuera de servicio SVC y fuera de servicio compensador síncrono.

Los resultados muestran que ante estas contingencias, debido al equipamiento propuesto, el sistema opera de manera satisfactoria

#### **5.6. Cálculo de Cortocircuito:**

En las barras de 220kV de la SE Moyobamba Nueva y SE Iquitos se ha obtenido una máxima corriente de cortocircuito de alrededor de 2 kA y en la barra de 60kV de la SE Iquitos la máxima corriente de cortocircuito es 6 kA, por tanto se recomienda utilizar interruptores de mayor capacidad a los valores de cortocircuito encontrado.

#### **5.7. Estabilidad Transitoria:**

Ante los eventos de fallas realizadas, tales como falla monofásica con recierre exitoso en las líneas de transmisión en 220kV SE Moyobamba Nueva – SE Intermedia y Línea de transmisión en 220kV SE Intermedia – SE Iquitos, el sistema eléctrico permanece estable, recuperándose a valores aceptables de tensión y amortiguando las oscilaciones de potencia.

Ante las fallas realizadas el SVC controla la tensión suministrando potencia reactiva para mantener estable la operación del SEIN.

Por tanto, la inclusión del proyecto de la Línea de Transmisión SE Moyobamba Nueva – SE Intermedia – SE Iquitos, en 220kV, tiene un comportamiento aceptable en la respuesta dinámica del sistema eléctrico.

#### **5.8. Estabilidad de Tensión:**

El análisis de estabilidad de tensión se ha realizado utilizando los escenarios establecido en el estado estacionario, es decir considerando la topología y operación de los reactores para cada año.

En los años 2017 y 2025 la potencia activa adicional a extraer de la SE Iquitos es aproximadamente 39 MW y 6 MW respectivamente, estas magnitudes no deterioran el perfil de tensión en la zona del proyecto, manteniendo una adecuada operación del SEIN.

A continuación se muestra un cuadro de resumen de la potencia a extraer de la barra de 60kV la SE Iquitos:

<b>AÑOS</b>	<b>Demanda Iquitos (MW)</b>	<b>Potencia Adicional a extraer (MW)</b>	<b>Potencia Total (MW)</b>
2017	78	39	118
2025	143	6	149

Cuadro 7: Resumen de potencia a extraer

#### **5.9. Pérdidas de transmisión**

Las pérdidas de la LT 220 kV Moyobamba Nueva – Iquitos se incrementa conforme la carga de la ciudad de Iquitos aumenta del año 2017 al 2025. Los resultados muestran que en el último año las pérdidas esta alrededor del 8 %, tal como se muestra en el siguiente cuadro:

AÑOS DE OPERACIÓN	Perdidas en LT 220 kV Moyobamba Nueva – Iquitos	
	MW	%
2017	3.70	4.52
2019	4.92	5.13
2021	6.58	5.85
2025	12.44	8.00

Cuadro 8: Perdidas en Transmisión en L.T.

Adicionalmente en el Anexo A1, se muestra un caso de sensibilidad, en el cual se incluye la operación de la carga petrolera en la subestación intermedia, con una demanda de 50 MW.

## 6. CRITERIOS DE DISEÑO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION 220 y 60 KV

### 6.1. Selección del Trazo de Ruta

#### 6.1.1. Consideraciones Generales

La Sociedad Concesionaria será responsable de la selección de las rutas y recorridos de la línea de transmisión.

Para el planteamiento de alternativas de trazo de ruta de la línea de transmisión de 1x220kV y 2x60kV en estudio, se tienen los siguientes criterios:

- Se tratará de reducir la longitud de la línea de transmisión, pero evitando pasar por zonas pobladas o de futuros asentamientos.
- Se deberá escoger una poligonal que tenga el menor número de vértices y tramos rectos de gran longitud.
- Describir las condiciones existentes dentro de influencia del proyecto, indicando las posibles afectaciones ambientales por donde pasará el trazo.
- Ubicar las zonas protegidas y comunidades que se pudiesen verse afectadas por el trazo.
- Se evitará pasar por zonas de reserva natural.
- Se evitará pasar por zonas de napa freática elevada o pantanos.
- Se respetará las especies endémicas de la flora en los desbosques de la faja de servidumbre.
- Se evitará el cruce de aeródromos.
- Se evitará proximidad con zonas arqueológicas.

En el anteproyecto de ingeniería se muestra el trazo preliminar seleccionado para la línea de transmisión. Estos trazos serán evaluados por la Sociedad Concesionaria, quien definirá los trazos definitivos.

### **6.1.2. Consideraciones Adicionales**

La Sociedad Concesionaria será responsable en todo lo relacionado a la construcción de accesos y el reconocimiento de costos respectivos a sus poseionarios, para lo cual deberá ceñirse a las normas vigentes que corresponden.

Entre otras, la Sociedad Concesionaria será responsable de las siguientes actividades:

- Gestión de los derechos de servidumbre y el pago de las compensaciones a los propietarios o poseionarios de los terrenos de la faja de servidumbre y de las vías de acceso. Incluye obtención de la resolución MEM del otorgamiento de la servidumbre de la línea.
- Obtención del CIRA (Certificación del Instituto Nacional de Cultura) – INC sobre afectación superficial a restos arqueológicos)
- Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental (EIA) y la aplicación del plan de monitoreo ambiental durante la ejecución de la obra, el mismo que será desarrollado dentro del marco legal vigente, además deberá tener la conformidad de las entidades públicas correspondientes en ambos casos.
- Elaboración de todos los estudios de ingeniería de gabinete y campo en todos los niveles requeridos y con aplicación de normas vigentes.
- Elaboración del Estudio de Impacto Ambiental de Desbosque (desbosque de la faja de servidumbre) hasta su conformidad regional y compensación económica y reforestación según lo señale la autoridad competente.
- Obtención de la Concesión Provisional y Definitiva de Transmisión Eléctrica.
- Coordinar con las empresas concesionarias que estén desarrollando algún proyecto o que cuenten con instalaciones dentro del recorrido de la línea, o donde sea necesario realizar trabajos para la conexión a las subestaciones que forman parte del alcance del presente proyecto.
- Coordinar con las empresas concesionarias de transmisión y/o distribución, comunicaciones u otros servicios y con todas aquellas que producto del trazo ocasiona cruces indeseados por encima.

### **6.1.3. Faja de Servidumbre**

La faja de servidumbre de la línea de 220kV será de 25m como mínimo (12,5m a cada lado del eje de la línea) y 16m para LT 60kV. Adicionalmente, en áreas con presencia de árboles u objetos que por su altura y cercanía a la línea presenten un peligro potencial para personas que circulen en la zona o para la misma línea (en el caso que ocurrieran acercamientos peligrosos o ante una eventual caída de estos árboles sobre la línea), se deberá prever las medidas que correspondan para eliminar o minimizar estos riesgos como, por ejemplo, la remoción o el corte de tales árboles. Además, debe verificarse el cumplimiento de las Reglas 218 y 219 del Código Nacional de Electricidad – Suministro 2011.

## **6.2. Criterios de Selección del Conductor**

Los principales criterios que deben orientar la elección de los conductores de la línea de 220kV son:

### **6.2.1 Material del Conductor**

El material a analizar en esta línea será de tipo AAAC, ACAR y ACSR.

El conductor de aleación de aluminio AAAC tiene ventajas tales como alta resistencia, inexistencia de corrosión electroquímica, larga duración, conducción de sonido eléctrico, etc. Es usado para transmitir corrientes y está hecho con cables de aleación de aluminio en vez de alambres de aluminio en forma de espiral y de acuerdo a una regla determinada.

El ACAR Conductor de aluminio con refuerzo de aleación de aluminio ofrece excelente balance entre sus propiedades eléctricas y mecánicas. Tiene excelente resistencia a la corrosión, debido a los materiales compatibles que tiene en el centro y las capas externas. Es una opción excelente en cuanto a conductores donde se necesita capacidad de carga de corriente, alta resistencia y conductor de menor peso, ya que son fundamentales para el diseño de la línea.

El conductor tipo ACSR se caracteriza por estar compuesto por hilos interiores de acero e hilos exteriores de aluminio y presenta un buen comportamiento mecánico ante vientos y hielo.

El factor que diferencia los tres cables es su resistencia a la corrosión, lo cual es importante para la longevidad del cable. ACSR tiene una pobre resistencia a la corrosión, ya que contiene acero, que es propenso a la oxidación. AAAC y ACAR tienen una mejor resistencia a la corrosión, debido al hecho de que son en gran parte o completamente de aluminio.

Se puede comparar para una misma sección de conductor las características de cada tipo de conductor, se tiene que el ACAR presenta un menor tiro de rotura que los demás conductores, que significa un menor esfuerzo a las estructuras por ende menor peso. También presenta una menor resistencia que los otros conductores y menor pérdidas joule. Además el peso del conductor ACAR es menor que el ACSR siendo más económico el costo por km de conductor.

El conductor de aluminio ACAR tiene las características de poseer menor flecha y una menor tensión de rotura y cuyo uso actualmente está siendo requerido en las construcciones de líneas de transmisión.

De todo lo mencionado el conductor ACAR presenta mayores ventajas respecto a los demás tipos de conductores es por ello que elige al conductor ACAR como el más apropiado.

### **6.2.2 Selección de la Sección del Conductor**

La selección de la sección económica del conductor se efectúa mediante el siguiente procedimiento:

- Se calculan los costos totales de construcción de línea para cada sección del conductor (se deben tener presente que a mayor sección, son mayores requerimientos de los soportes).
- Se proyectan las pérdidas por efecto Joule, potencia y energía, según las proyecciones de la demanda.
- Se calculan las pérdidas corona, potencia máxima y energía promedio anual.
- Se valorizan de manera aproximada las pérdidas de potencia y energía (Joule + Corona) y se aplican los precios de barra de salida de 220kV (utilizando la información suministrada por OSINERGMIN).

- La comparación económica se efectúa por el método del valor presente del flujo de costos totales: Inversión + Pérdidas + Valor de las instalaciones, para un periodo de 30 años, a la tasa de descuento de 12% anual.

#### **6.2.3 Cálculos de Pérdida Corona**

Las pérdidas por efecto corona para las líneas en zona de selva, con mediana polución se calculan usando la fórmula de Peek.

#### **6.2.4 Evaluación de Costos de Pérdidas en Conductores**

Los costos de pérdidas de energía por Joule y por efecto Corona para los diferentes conductores analizados, se evalúan mediante los Precios a Nivel de Generación en Subestaciones Base vigentes.

#### **6.2.5 Costos de Líneas de Transmisión**

Los costos de las líneas de transmisión en 220kV utilizando diferentes calibres de conductores ACAR, se calculan en base a precios unitarios aproximados por kilómetros.

#### **6.2.6 Evaluación Técnica-Económica**

El modelo de evaluación técnica - económica que calcula el valor presente de los costos de inversión y de pérdidas durante la vida útil de la línea, utiliza los siguientes parámetros:

- a. Potencia a transmitir por tramo de línea
- b. Factor de carga
- c. Precios de potencia
- d. Precio de energía promedio
- e. Altitud sobre el nivel del mar
- f. Nivel de Contaminación de la zona del proyecto
- g. Parámetros del conductor: resistencia en corriente alterna a la temperatura normal de operación.
- h. Tasa de descuento

#### **6.2.7 Campos Electromagnéticos**

Se debe verificar que los niveles la gradiente superficial, campo eléctrico, campo magnético, niveles de interferencia, las radiaciones y el ruido audible producidos por las líneas no superen los valores recomendados por la normatividad aplicable en estos casos. Para este fin se deben tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Que el máximo gradiente superficial del conductor no supere los límites recomendados (16 kV/cm) para prevenir problemas de ruidos audibles e interferencia con señales de radio y televisión, tomando en cuenta las características del conductor de la línea y la altitud de la misma.
- Los límites de radiaciones no ionizantes al límite de la faja de servidumbre, para exposición poblacional según el Anexo C4.2 del CNE-Utilización 2006.
- El ruido audible al límite de la faja de servidumbre, para zonas residenciales según el Anexo C3.3 del CNE –Utilización 2006.
- Que los límites de radio interferencia cumplan con las normas internacionales vigentes.

### **6.2.8 Criterios de Selección de los Cables de Guarda**

Los principales criterios que deben orientar la elección del cable de guarda son los que se indican a continuación:

- El diseño del apantallamiento provisto por los cables de guarda, debe ser verificado a través de un análisis integral que considere el aislamiento de la línea, las puestas a tierra y los materiales que se utilizarán, de tal manera que las salidas de servicio no excedan las tolerancias permitidas (Límite 0,6 salidas anuales por 100km de línea).
- Se debe verificar que exista una adecuada coordinación (estado EDS) de la flecha de los cables de guarda elegidos en relación con la flecha de los conductores de fase, de manera tal que se eviten acercamientos peligrosos, que deriven en descargas entre conductores a mitad de vano. Esta condición debe ser verificada sobre todo en vanos de gran longitud, donde se pueden producir acercamientos no deseados entre el cable de guarda y los conductores de fase.
- El cable de guarda servirá como un enlace de comunicación entre la barra de envío y la barra de recepción de la línea, de tal manera que permita efectuar de manera rápida, segura y selectiva la protección diferencial de la línea, el envío de datos al COES en tiempo real, el telemando y las telecomunicaciones.
- El cable de guarda debe ser capaz de soportar el cortocircuito a tierra hasta un periodo de 30 años, valor que debe ser sustentado por la Sociedad Concesionaria.
- En cuanto a las salidas fuera de servicio por descargas atmosféricas, de acuerdo con lo indicado en el ítem “3.1.5.3 Desempeño frente a descargas atmosféricas” del procedimiento técnico N°20 del COES “Ingreso, modificación y retiro de instalaciones en el SEIN”, aprobado mediante resolución OSINERG N° 035-2013-OS/CD del 14 de marzo del 2013; en la tabla 6 “Tasas máximas de fallas”, se indica para una tensión nominal de 220kV la tasa máxima de falla en total es 2 salidas/100km/año.

A partir de lo señalado, se considera razonable establecer como límite para las líneas una tasa de salidas fuera de servicio por descargas atmosféricas igual a 2 salidas/100km/año.

### **6.3. Criterios de Selección de Aislamiento**

#### **6.3.1 Niveles de Aislamiento de la Líneas**

La línea de 220kV deben cumplir los siguientes requisitos mínimos:

- Tensión de operación nominal	:	220kV
- Tensión máxima de operación	:	245kV
- Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	:	1050kV pico
- Tensión de sostenimiento a 60 Hz	:	460kV

La línea de 60kV deben cumplir los siguientes requisitos mínimos:

- Tensión de operación nominal	:	60kV
- Tensión máxima de operación	:	72.5kV
- Tensión de sostenimiento al impulso atmosférico	:	350kV pico
- Tensión de sostenimiento a 60 Hz	:	140kV

Los valores anteriores serán corregidos de acuerdo con la altitud de las instalaciones y la temperatura ambiente elevada de la región. Las distancias de seguridad en los soportes y

el aislamiento también deberán corregirse por altitud de ser necesario y la temperatura ambiental elevada de la región.

### **6.3.2 Diseño de Aislamiento de la Línea**

La longitud de línea de fuga del aislamiento deberá ser verificada de acuerdo con el nivel de contaminación de las zonas por las que atraviesa la línea. De manera referencial, en el anteproyecto de ingeniería se ha considerado una distancia de fuga específica de 25mm/kVf-f/rms, calculada con la tensión máxima del sistema para 245kV y 72,5kV; sin embargo este valor debe ser verificado para asegurar un nivel de aislamiento adecuado frente a descargas atmosféricas.

## **6.4. Criterios para Puesta a Tierra**

### **6.4.1. Consideraciones de Puesta a Tierra**

La puesta a tierra en la línea de transmisión en 60 y 220kV debe considerar los siguientes aspectos:

- Conforme a lo señalado en el ítem 3.2, el diseño de las puestas a tierra en la línea debe responder a un análisis integral del comportamiento de la línea frente a descargas atmosféricas, considerando el aislamiento de la misma, el ángulo de apantallamiento de los cables de guarda y la configuración definitiva de las estructuras de soporte, a fin de no exceder las tolerancias permitidas para las salidas fuera de servicio.
- El comportamiento de la línea frente a descargas atmosféricas está determinado por la impedancia a tierra individual de las estructuras de la línea. De acuerdo con este hecho, algunas estructuras con puestas a tierra elevadas pueden afectar de manera negativa el comportamiento general de la línea, a pesar que las demás estructuras cuenten con puestas a tierra con valores adecuados.
- La puesta a tierra debe mantener un valor adecuado de las tensiones de toque y de paso en zonas transitadas por personas o animales domésticos.
- La resistencia de las puestas a tierra individuales en las estructuras de la línea no deberán superar los 25 Ohm. Este valor debe ser verificado para condiciones normales del terreno y en ningún caso luego de una lluvia o cuando el terreno se encuentre húmedo. Asimismo, el cumplimiento de este valor no exime de la verificación de las máximas tensiones de toque y paso permitidas en caso de fallas, así como de las medidas que resulten necesarias para mantener estos valores dentro de los rangos permitidos.

En ningún caso se permitirá usar los aceros de las fundaciones como puesta a tierra de las estructuras.

### **6.4.2. Consideraciones de Puesta a Tierra**

Las configuraciones típicas cuyo uso puede ser evaluado, según el nivel de resistividad del terreno, son las que se indican a continuación:

- Varillas de puesta tierra, donde las condiciones del terreno hacen factible y económico su uso para alcanzar el valor objetivo de resistencia a tierra.
- Contrapesos horizontales enterrados, donde esta alternativa resulte más conveniente o donde no sea factible el empleo de varillas. Eventualmente se puede considerar



ubicar el contrapeso alrededor de la estructura con el fin de reducir las tensiones de toque y de paso en zonas transitadas.

- Configuraciones mixtas con varillas y contrapesos, contrapesos tipo pletina de cobre, o puestas a tierra capacitivas, en casos de suelos con resistividades elevadas, donde las soluciones anteriores no permitan alcanzar el valor de resistencia a tierra necesario.

## **6.5. Parámetros Eléctricos**

### **6.5.1. Gradiente Superficial**

El gradiente superficial máximo en los conductores no debe superar 416kVrms/cm. El valor indicado corresponde a nivel del mar, por lo tanto deberá corregirse de acuerdo con la altitud de las instalaciones, de ser necesario.

### **6.5.2. Pérdidas Corona**

Las pérdidas corona en los conductores de la línea de transmisión de 220kV 60kV, se produce cuando el campo eléctrico o gradiente de potencial alcanza la “rigidez dieléctrica del aire” (aproximadamente 30kV/cm a presión atmosférica normal), la pérdida corona para condiciones climáticas de buen tiempo es insignificante en conductores bien dimensionados. No obstante, esta pérdida está siempre presente y representa una cierta cantidad de energía consumida por la línea. Además, se producen pérdidas de energía, un zumbido fácilmente perceptible y ruido sobre señales de radio y televisión en las cercanías de la zona donde se localiza el fenómeno corona.

## **6.6. Niveles de Interferencia y Radiación**

Los límites de radiaciones no ionizantes al límite de la faja de servidumbre y a un metro sobre suelo para la corriente límite del circuito, para exposición poblacional será según el CNE-Utilización vigente.

En zonas de trabajo (exposición ocupacional), así como en lugares públicos (exposición poblacional), no se debe superar los Valores Máximos de Exposición a campos Eléctricos y Magnéticos a 60 Hz dados en la siguiente tabla:

<b>Tipo de exposición</b>	<b>Intensidad de Campo Eléctrico (kV/m)</b>	<b>Densidad de Flujo Magnético ( <math>\mu</math>T)</b>
Poblacional	4,2	83,3
Ocupacional	8,3	416,7

Cuadro 9: Valores Máximos de Exposición Campos Eléctricos y Magnético

Referencias: ICNIRP (International Commission on Non – Ionizing Radiation Protection) y del IARC (International Agency for Research on Cancer) para exposición ocupacional de día completo o exposición de público.

Notas:

- a) En el caso de Exposición Ocupacional, la medición bajo las líneas eléctricas se debe realizar a un metro de altura sobre el nivel del piso, en sentido transversal al eje de la línea hasta el límite de la faja de servidumbre.

- b) En el caso de Exposición Poblacional, para la medición se debe tomar en cuenta las distancias de seguridad o los puntos críticos, tales como lugares o edificaciones cercanas a la línea eléctrica.

### 6.7. Estándares de la Calidad Ambiental de la Calidad Ambiental para Ruido

Las obras a ejecutar en el proyecto presente no deben superar los niveles máximos de ruido en el ambiente exterior, según se indica en la tabla adjunta.

Zonas de Aplicación	Nivel de presión sonora continua, db	
	Horario Diurno 07:01-22:00	Horario Nocturno 22:01-07:00
Zona de protección especial	50	40
Zona residencial	60	50
Zona comercial	70	60
Zona industrial	80	70

Cuadro 10: Valores Máximos de Ruido

Referencia: Estándares nacionales de calidad ambiente para ruido DS N° 085-2003-PCM.

### 6.8 Distancias de Seguridad Verticales

Las distancias de seguridad, considerando un creep de 20 años, serán calculadas según la Regla 232 del CNE Suministro vigente a la fecha de cierre. Las distancias de seguridad inclinadas mínimas serán propuestas por la Sociedad Concesionara sustentadas en normas internacionales vigentes. Las distancias de seguridad no serán menores a los valores indicados líneas abajo, según lo indicado en la tabla 232-1-a del CNE – Suministro 2011:

DESCRIPCION	NIVEL DE TENSIÓN			
	50 kV - 60 kV	138 kV	220 kV	500 kV
	Altitud 3 000 m.s.n.m.			Altitud 1 000 m.s.n.m.
Al cruce de vías de ferrocarril al canto superior del riel	9,4	10,50	11,0	13,5
Al cruce de carreteras y avenidas	7,6	8,1	8,5	12,0
Al cruce de calles	7,6	8,1	8,5	12,0
Al cruce de calles y caminos rurales	7,6	8,1	8,5	11,0
A lo largo de carreteras y avenidas	7,0	8,1	8,5	12,0
A lo largo de calles	7,0	8,1	8,5	12,0
A lo largo de calles y caminos rurales	7,0	8,1	8,5	11,0
A áreas no transitadas por vehículo	5,5	6,6	7,0	9,0
Sobre el nivel más alto de río no navegable	7,0	7,5	8,0	11,5
A terrenos recorridos por vehículos, tales como cultivos, pastos, bosques, huertos, etc.	7,0	8,1	8,5	11,0

Cuadro 11: Distancias de seguridad CNE- Suministro 2011

## 6.9 Selección de Estructuras

La selección del tipo de estructuras debe tomar en cuenta las facilidades de acceso existentes en la zona del proyecto, las características topográficas del terreno que atravesará la línea y las longitudes de los vanos que se presentaran a lo largo de la misma con el fin de cumplir los siguientes requerimientos generales:

- Las estructuras deben estar preparadas para doble terna, por lo tanto la configuración debe ser triangular o vertical en cada lado de la torre.
- Mantener la distancia de seguridad mínima que debe existir entre los conductores de fase y los elementos puestos a tierra en la estructura de soporte, considerando el ángulo de oscilación máximo de las cadenas de aisladores y de los “cuellos muertos”. Se debe tomar en cuenta las distancias eléctricas mínimas para las sobretensiones de impulso, maniobra y a frecuencia industrial (60 Hz).
- Mantener la distancia de seguridad mínima que debe existir entre los conductores de fase a mitad de vano, a fin de evitar acercamientos excesivos que provoquen descargas entre los mismos.
- Mantener las distancias de seguridad mínimas de los conductores de fase al terreno y a objetos o instalaciones cercanos a la línea de transmisión.
- Mantener la distancia de seguridad mínima necesaria entre los cables de guarda y los conductores de fase.
- Según el tipo y función de la estructura su dimensionamiento debe considerar las condiciones de carga que correspondan, a partir de los esfuerzos originados por:
  - El peso de los conductores de fase y los cables de guarda, los aisladores y sus accesorios, el peso propio de la torre y las cargas durante la fase de montaje y mantenimiento.
  - La presión transversal del viento sobre los conductores, los aisladores y accesorios así como sobre la propia estructura.
  - La fuerza transversal de los conductores de fase y los cables de guarda originada por el cambio de dirección de la línea, en el caso de estructuras de ángulos.
  - La tracción longitudinal de los conductores de fase y los cables de guarda, en el caso de estructuras de anclaje y terminales, así como la presión longitudinal del viento (en el sentido del eje de la línea).

Para el dimensionamiento de las estructuras se deben tomar en cuenta los factores de sobrecarga que correspondan, de acuerdo con lo establecido en el CNE Suministro 2011, así como recomendaciones de diseño y criterios incluidos en la norma IEC 60826 (Design Criteria of overhead transmission lines) o la guía ASCE N° 74 (Guidelines for Electrical Transmission Line Structural Loading).

## 6.10 Pérdidas de las Líneas de Transmisión

Se podrá utilizar cables tipo ACAR o AAAC según la capacidad de transporte, las cargas, vanos y tiros adecuados que presenten la mejor opción de construcción y operación, siempre y cuando se garantice un tiempo de vida útil no menor a 30 años. Tener presente la humedad elevada permanente y elevada temperatura ambiental.

La Sociedad Concesionaria podrá emplear el conductor que considere apropiado, sin exceder el valor de gradiente crítico superficial, de acuerdo con la altitud sobre el nivel del mar, ni el porcentaje de pérdidas de potencia activa transversal (efecto Joule) establecidas.

Los límites máximos de pérdida Joule, calculados para un valor de potencia de salida igual a la capacidad nominal de las líneas, con un factor de potencia igual a 1,00 y tensión en la barra de llegada igual a 1,00 p.u., serán los indicados en el siguiente cuadro:

AÑOS DE OPERACIÓN	Perdidas en LT 220 kV Moyobamba Nueva – Iquitos	
	MW	%
2017	3.70	4.52
2019	4.92	5.13
2021	6.58	5.85
2025	12.44	8.00

Cuadro 12: Pérdidas de Capacidad Nominal

El cumplimiento de estos niveles de pérdidas será aprobado por el Concedente, mediante los cálculos de diseño del conductor, previo a la adquisición de los suministros por la Sociedad Concesionaria. No se autorizara la instalación del conductor en caso de incumplimiento de los valores de pérdidas límites.

La fórmula de cálculo para verificar el nivel de pérdidas Joule será el siguiente:

$$\text{Pérdidas} = \left( \frac{P_{\text{nom}}}{V_{\text{nom}}} \right)^2 \times \frac{R_{75^{\circ}\text{C}}}{P_{\text{nom}}} \times 100\%$$

Dónde:

- P<sub>nom</sub> = Capacidad aparente nominal de la línea en MVA
- V<sub>nom</sub> = Tensión nominal de la Línea kV
- R<sub>75°C</sub> = Resistencia total de la línea por fase, a la temperatura de 75°C y frecuencia de 60 Hz

## **7. CARACTERÍSTICAS DE LAS LINEAS DE TRANSMISION S.E. MOYOBAMBA – S.E. INTERMEDIA- SE IQUITOS NUEVA 1X220KV Y S.E IQUITOS NUEVA – S.E. IQUITOS EXISTENTE 2X60KV**

### **7.1. Características Principales**

Las características principales de esta línea son las que se indican a continuación, teniendo en cuenta que son datos referenciales ya que la sociedad concesionaria deberá definir los valores finales:

#### **LT 1x220kV S.E. Moyobamba Nueva – S.E. Intermedia**

- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Longitud aproximada: 420.31 km
- Numero de circuitos trifásicos: Una (01)
- Configuración de conductores: Tipo vertical
- Tipo de conductor: ACAR 350 mm<sup>2</sup>

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE  
Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV**

---

- Número de conductores por fase: 02
- Cables de Guarda: Uno del tipo OPGW, de 24 fibras, y otro tipo convencional, cuyo material y sección será seleccionado por la Sociedad Concesionaria.
- Subestaciones que enlaza: SE Moyobamba Nueva y SE Iquitos Nueva

**LT 1x220kV S.E. Intermedia – S.E. Iquitos Nueva**

- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Longitud aproximada: 197.50 km
- Numero de circuitos trifásicos: Una (01)
- Configuración de conductores: Tipo vertical
- Tipo de conductor: ACAR 350 mm<sup>2</sup>
- Número de conductores por fase: 02
- Cables de Guarda: Uno del tipo OPGW, de 24 fibras, y otro tipo convencional, cuyo material y sección será seleccionado por la Sociedad Concesionaria.
- Subestaciones que enlaza: SE Moyobamba Nueva y SE Iquitos Nueva

**LT 2x60kV S.E. Iquitos Nueva – S.E. Iquitos Existente**

- Frecuencia nominal: 60 Hz
- Longitud aproximada: 5,2 km
- Numero de circuitos trifásicos: Dos (02)
- Configuración de conductores: Doble terna vertical paralelas
- Tipo de conductor: ACAR 350 mm<sup>2</sup>
- Número de conductores por fase: 01
- Cables de Guarda: Uno tipo convencional, cuyo material y sección será seleccionado por la Sociedad Concesionaria.
- Subestaciones que enlaza: SE Iquitos Nueva y SE Iquitos Existente

## **7.2. Ubicación y Características de la Zona**

### **7.2.1 Líneas de Transmisión en 220kV**

**LT 1x220kV S.E. Moyobamba Nueva – S.E. Intermedia**

La línea de transmisión Moyobamba Nueva – SE Intermedia en 220kV, de simple terna, inicia su recorrido desde la S.E. Moyobamba Nueva que se encuentra ubicada cerca de la ciudad de Moyobamba al lado derecho de la línea de transmisión 138kV Tarapoto – Moyobamba, aproximadamente a una distancia de 1,2 km, antes de llegar a la S.E. Moyobamba existente de 138/60/22.9kV, la LT en 220kV recorre una longitud de 420.31km llegando a la Subestación Intermedia, que está ubicada cerca de la Plataforma N°57 de PLUSPETROL en la zona de Trompeteros.

El recorrido de la LT 1x220kV S.E. Moyobamba Nueva – S.E. Intermedia se muestra en los planos CSL-133200-6-01 y CSL-133200-6-02, los vértices del recorrido de la LT 1x220kV S.E. Moyobamba Nueva – S.E. Intermedia son los siguientes:

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE  
Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV**

Vértice	Distancia Parcial	Distancia Acumulada	Coordenadas		Angulo
			E	N	
V1	0.00	0.00	282 857.17	9331 171.36	32°02'56" D
V2	1 767.64	1 767.64	283 389.46	9332 856.81	11°23'29" D
V3	2 962.70	4 730.34	285 665.47	9334 753.48	12°46'13" D
V4	12 587.92	17 318.26	296 811.21	9340 603.99	12°19'25" D
V5	8 747.35	26 065.61	305 263.45	9342 856.92	12°04'46" I
V6	9 306.37	35 371.98	314 560.92	9343 279.35	19°11'13" I
V7	12 064.97	47 436.95	326 232.00	9346 337.00	35°57'18" I
V8	24 434.34	71 871.29	346 520.47	9359 953.67	12°34'46" I
V9	7 783.88	79 655.17	349 205.35	9367 259.82	06°50'02" I
V10	12 484.12	92 139.29	350 856.02	9379 634.34	07°57'29" I
V11	12 375.62	104 514.91	351 021.08	9392 008.86	07°57'29" I
V12	80 119.75	184 634.66	340 987.97	9471 497.93	07°57'29" I
V13	38 494.14	223 128.80	341 022.87	9509 992.05	07°14'45" D
V14	30 539.17	253 667.97	343 359.37	9540 441.72	04°20'09" D
V15	24 893.85	278 561.82	360 255.46	9558 742.60	38°19'36" D
V16	29 838.27	308 400.09	384 531.10	9576 092.39	11°43'56" D
V17	31 222.86	339 622.95	415 569.58	9579 480.64	29°19'25" D
V18	48 960.64	388 583.59	464 143.71	9571 378.14	15°42'00" D
V18A	22 466.75	411 050.34	486 583.14	9570 269.39	42°34'50" I
V18B	6 595.72	417 646.06	491 655.12	9574 486.19	23°19'49" D
V18C	2 665.57	420 311.63	494 212.12	9575 239.11	-

**LT 1x220kV S.E. Intermedia – S.E. Iquitos Nueva**

El recorrido de la LT de 1x220kV desde la S.E. Intermedia hasta la S.E. Iquitos Nueva, que se ubicada al Nor Oeste de la S.E. Iquitos Existente, en el plano CSL-133200-6-02, se muestra el trazo de la Línea y los vértices son los siguientes:

Vértice	Distancia Parcial	Distancia Acumulada	Coordenadas		Angulo
			E(x)	N(y)	
V18C'	0.00	0.00	494 364.10	9574 000.11	50°33'57" I
V18E	4 905.72	6 012.88	496 488.47	9569 779.96	56°30'49" I
V19	54 557.49	60 570.37	550 979.42	9567 087.52	06°38'29" I
V20	39 994.21	100 564.58	590 544.00	9572 934.00	11°14'04" I
V21	29 157.28	129 721.86	618 327.00	9581 780.00	09°15'20" I
V22	67 782.51	197 504.37	685 590.00	9590 156.00	10°33'47" D

Los trazos de ruta de las líneas de alta tensión, los cuales han sido ubicados con la finalidad de evitar las zonas de conflictos. Además el recorrido a lo largo de los trazos, cruza por terrenos ondulados de mediana vegetación, quebradas, laderas, el río Mayo, riachuelos y pasa cerca al centro poblado San Lorenzo, en la parte de la selva baja pasa por semiplanos de densa vegetación, cruzando por comunidades nativas solicitando los permisos respectivos, asimismo llevando el trazo de ruta fuera de las zonas de los agujales y por encima de la línea de inundación del río Marañón hasta llegar a la nueva S.E Iquitos.

Las coordenadas de los puntos de salida y llegada previstos son las que se indican a continuación:

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE  
Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV**

<b>Instalación</b>	<b>Norte</b>	<b>Este</b>
SE Moyobamba Nueva 220kV	9 329 913	279 865
SE Intermedia	9 575 465	494 292
SE Iquitos Nueva 220kV	9 588 876	694 130

Cuadro 13: Coordenadas de S.E Iquitos Nueva / UTM WGS- 84

### 7.2.2 Línea de 60kV

La línea de transmisión Iquitos Nueva – Iquitos Existente en 60kV, de doble terna, inicia su recorrido desde la nueva S.E. Iquitos siguiendo su recorrido de una longitud aproximada de 5,2 km hasta llegar a la S.E Iquitos Existente.

Las coordenadas de los puntos de salida y llegada previstos son las que se indican a continuación:

<b>Instalación</b>	<b>Norte</b>	<b>Este</b>
SE Iquitos Nueva 220kV	9 588 876	694 130
SE Iquitos Existente 60kV	9 586 646	695 119

Cuadro 14: Coordenadas de S.E Iquitos Existente / UTM WGS- 84 Ruta Preliminar de la Línea

### 7.3. Ruta Preliminar de las Líneas de Transmisión

#### 7.3.1. Trazo de Ruta Preliminar LT 1x220kV

##### **LT 1x220kV S.E. Moyobamba Nueva – S.E. Intermedia**

La línea inicia su recorrido en la Subestación Moyobamba Nueva, saliendo en dirección Noreste cruzando el río Mayo hasta la cordillera Andina siguiendo hacia el este cerca al centro Mina de Sal, siguiendo su recorrido al Sureste cerca al centro poblado Miraflores del Bajo Mayo, siguiendo su recorrido hacia el Este cruzando el río Shasuni llegando hasta el centro poblado de San Juan de Pamplona, siguiendo hacia el Noreste cerca al centro poblado Micaela Bastidas para luego llegar al Oeste del distrito de Yurimaguas, , durante el recorrido se evita cruzar con las comunidades nativas.

El trazo de ruta, sigue el recorrido hacia el distrito de Jeberos siguiendo su recorrido hacia el distrito Trompeteros, donde cruza la ruta proyectada del tren, donde se ubica la Subestación Intermedia, cerca a las plataformas 57, 12, 37 de la planta de PLUSPETROL.

La LT 1x220kV tiene una longitud aproximada de 420.31km hasta la SE Intermedia.

En el plano CSL-133200-6-003, se muestra el ingreso de la Línea de transmisión a la SE Intermedia.

##### **LT 1x220kV S.E. Intermedia – S.E. Iquitos Nueva**

En el plano CSL-133200-6-003, se muestra la salida de la Línea de transmisión de la SE Intermedia hacia la SE Iquitos Nueva.

El recorrido hacia la SE Iquitos Nueva, se realiza sin cruzar la reserva del Alto Nanay, el trazo de ruta tiene una longitud de 197,5km, en el plano CSL-133200-6-02, se muestra el trazo.

### **7.3.2. Trazo de Ruta Preliminar LT 2x60kV**

La línea inicia su recorrido en la Subestación Iquitos Nueva, saliendo en dirección Suroeste cruzando el malecón Perú para seguir paralelo hasta llegar a prolongación Trujillo. El trazo continua por prolongación Trujillo cruzando las avenidas Alonso Navarro, Mi Perú hasta llegar a la avenida Augusto Freire, siguiendo por la berma central hasta llegar a la S.E Iquitos Existente.

De acuerdo con el trazo descrito la línea tiene una longitud aproximada de 5,2 km.

### **7.4. Faja de Servidumbre**

De acuerdo con lo señalado en el CNE Suministro 2011 la faja de servidumbre para una línea de 220kV y 60kV es de 25 m y 16 m respectivamente.

Adicionalmente, en áreas con presencia de árboles u objetos que por su altura y cercanía a la línea representen un peligro potencial para personas que circulan en la zona o para la misma línea (en el caso que ocurrieran acercamientos peligrosos o ante una eventual caída de estos árboles sobre la línea), se deberá prever las medidas que correspondan para eliminar o minimizar estos riesgos como, por ejemplo, la remoción o el corte de tales árboles.

### **7.5. Conductor de la Línea**

#### **7.5.1. Características Técnicas del Conductor de la Línea**

##### **LT 1x220kV Moyobamba Nueva – Iquitos Nueva**

De acuerdo con los resultados de la evaluación preliminar, que se muestran en el Anexo N° 02, se concluye que se emplearían 2 conductores por fase, cada uno con las características que se indican a continuación:

– Denominación	:	Conductor ACAR
– Sección nominal	:	350 mm <sup>2</sup>
– Sección transversal	:	355 mm <sup>2</sup>
– Número de hilos	:	37
– Diámetro de los hilos	:	3,49 mm
– Diámetro total del cable	:	24,46 mm
– Resistencia eléctrica DC a 20°C	:	0,08320 Ohms/km
– Peso	:	980 kg/km
– Coeficiente de variación de la resistencia	:	0,000023 °C-1
– Carga de rotura	:	8 111 kg
– Módulo de Elasticidad	:	6 350 kg/mm <sup>2</sup>

##### **LT 2x60kV Iquitos Nueva – Iquitos Existente**

De acuerdo con los resultados de la evaluación preliminar, que se muestran en el Anexo N° 02, se concluye que se emplearían 01 conductor por fase en doble terna, cada uno con las características que se indican a continuación:



**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE  
Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV**

- Denominación	:	Conductor ACAR
- Sección nominal	:	350 mm <sup>2</sup>
- Sección transversal	:	355 mm <sup>2</sup>
- Número de hilos	:	37
- Diámetro de los hilos	:	3,49 mm
- Diámetro total del cable	:	24,46 mm
- Resistencia eléctrica DC a 20°C	:	0,08320 Ohms/km
- Peso	:	980 kg/km
- Coeficiente de variación de la resistencia	:	0,000023 °C <sup>-1</sup>
- Carga de rotura	:	8 111 kg
- Módulo de Elasticidad	:	6 350 kg/mm <sup>2</sup>

Esta evaluación y las características señaladas son referenciales, por lo que corresponde a la Sociedad Concesionaria la selección definitiva del número de conductores por fase así como el tipo de los mismos.

### 7.5.2 Capacidad del Conductor y Nivel de Pérdidas

#### LT 1x220kV Moyobamba Nueva – Iquitos Nueva

De acuerdo con los resultados obtenidos, las temperaturas y potencias de trabajo del conductor de la línea serían las que se indican a continuación:

Número de conductores por fase	Tipo de Conductor	Numero de Ternas	Tensión de Servicio kV	Condición de Operación	Temp. Ambiente °C	Temp. Conductor °C	Capacidad del conductor de la Línea de Transmisión	
							Amperios	MVA
2	ACAR 350 mm <sup>2</sup>	1	220	Hasta 2025	30	47	690	260

Cuadro 15: Capacidad de Transmisión de Líneas de Transmisión de 220kV

#### LT 2x60kV Iquitos Nueva – Iquitos Existente

De acuerdo con los resultados obtenidos, las temperaturas y potencias de trabajo del conductor de la línea serían las que se indican a continuación:

Número de conductores por fase	Tipo de Conductor	Numero de Ternas	Tensión de Servicio kV	Condición de Operación	Temp. Ambiente °C	Temp. Conductor °C	Capacidad del conductor de la Línea de Transmisión	
							Amperios	MVA
1	ACAR 350 mm <sup>2</sup>	2	60	Hasta 2025	30	73,1	2x721	2x75 (150)

Cuadro 16: Capacidad de Transmisión de Líneas de Transmisión de doble terna en 60kV

Asimismo, el nivel de pérdidas para la capacidad de transmisión en operación normal de la línea (150 MVA) y la tensión nominal (60kV), a 75 °C, sería menor 1%, por ser una línea corta. Este porcentaje debe ser verificado por la Sociedad Concesionaria considerando las características definitivas del conductor y la longitud final de la línea.

## 7.6. Cable de Guarda

### LT 1x220kV Moyobamba Nueva – Iquitos Nueva

Sobre la base de los criterios de selección del cable de guarda y las condiciones climáticas en la zona del proyecto se ha previsto utilizar dos cables de guarda, uno del tipo convencional y otro de fibra óptica, cada uno con las características que se indican a continuación:

#### a. Cable de Guarda de Acero Galvanizado

– Tipo de cable	:	Acero Galv. EHS 70 mm <sup>2</sup>
– Sección	:	73,87 mm <sup>2</sup>
– Número de hilos	:	7
– Diámetro del cable	:	11,11 mm
– Peso	:	593,8 kg/km
– Tiro de rotura	:	92,5 kN

#### b. Cable de Guarda de Fibra Óptica (OPGW)- 24 fibras

– Diámetro nominal del cable	:	14,00 mm
– Aproximación total de la sección	:	106 mm <sup>2</sup>
– Peso aproximado del cable	:	457 kg/km
– Carga de rotura mínima a la tracción	:	62,47 kN
– Módulo de elasticidad (E)	:	119,1 kN/mm <sup>2</sup>
– Resistencia eléctrica 20°C	:	0,370 Ohm/km
– Protección metálica del núcleo óptico	:	Tubo de aluminio Extruido
– Número de fibras ópticas	:	24
– Regulaciones de Fabricación	:	ITU-T G.652 / IEEE 1138

En cuanto al grado de protección que ofrece un cable de guarda frente a descargas atmosféricas, se debe tener en cuenta que cuanto menor sea el ángulo de apantallamiento del cable de guarda respecto a los cables de fase mejor será la protección que ofrezca. Asimismo, a mayor altura de la estructura menor debe ser el ángulo de apantallamiento; de acuerdo con lo cual, de manera referencial, el ángulo de apantallamiento es de -10 grados, siendo la sociedad concesionaria quien defina el ángulo de protección final.

### LT 2x60kV Iquitos Nueva – Iquitos Existente

Sobre la base de los criterios de selección del cable de guarda y las condiciones climáticas en la zona del proyecto se ha previsto utilizar dos cables de guarda del tipo convencional con las características que se indican a continuación:

#### a. Cable de Guarda de Acero Galvanizado

– Tipo de cable	:	Acero Galv. EHS 50 mm <sup>2</sup>
– Sección	:	51,07 mm <sup>2</sup>
– Número de hilos	:	7
– Diámetro del cable	:	9,14 mm
– Peso	:	406,25 kg/km
– Tiro de rotura	:	68,50 kN

En cuanto al grado de protección que ofrece un cable de guarda frente a descargas atmosféricas, se debe tener en cuenta que cuanto menor sea el ángulo de apantallamiento del cable de guarda respecto a los cables de fase mejor será la protección que ofrezca. Asimismo, a mayor altura de la estructura menor debe ser el ángulo de apantallamiento; de acuerdo con lo cual, de manera referencial, el ángulo de apantallamiento es de 30° máximo, siendo la Sociedad Concesionaria quien defina el ángulo de protección final.

### **7.7. Aislamiento de la Línea**

De acuerdo con los cálculos preliminares, que se muestran en el Anexo N° 03, el aislamiento previsto para la línea, según el nivel de altitud de los tramos de la misma, sería el que se indica a continuación:

#### **LT 1x220kV Moyobamba Nueva – Iquitos Nueva**

##### **Para altitudes hasta 1000 msnm**

Las cadenas de suspensión, en estructuras de alineamiento y ángulos menores, estarían conformadas por 21 aisladores estándar del tipo U120B, según norma IEC 60305, de 146 mm de paso, 255mm de diámetro y 295 mm de longitud de fuga.

#### **LT 2x60kV Iquitos Nueva – Iquitos Existente**

##### **Para altitudes hasta 1000 msnm**

Las cadenas de suspensión, en estructuras de alineamiento y ángulos menores, estarían conformadas por 6 aisladores estándar de 70kN, según norma IEC 60305, de 146 mm de paso, 255mm de diámetro y 295 mm de longitud de fuga.

En el caso estructuras de ángulos mayores, estructuras terminales y de anclaje se considerarán un aislador adicional por cadena.

En todos los casos deberá verificarse que la resistencia mecánica de las cadenas sea la adecuada, de acuerdo con las condiciones de trabajo a las que se encuentren sometidas; evaluando, de ser necesario, el empleo cadenas dobles o aisladores con mayor carga de rotura.

### **7.8. Estructuras de la Línea**

#### **LT 1x220kV Moyobamba Nueva – Iquitos Nueva**

Se ha previsto torres auto soportadas de celosía, conformadas con perfiles angulares de acero galvanizado, de cuatro patas, con disposición triangular de los conductores (2 por fase), en simple terna y preparadas para llevar dos cables de guarda, con extensiones y patas variables. Asimismo, en cuanto a los tipos de estructura se prevé el empleo de:

- Estructuras de suspensión o de alineamiento
- Estructuras de ángulos
- Estructuras de anclaje tangente
- Estructuras terminales y
- Estructuras de transposición

### LT 2x60kV Iquitos Nueva – Iquitos Existente

Se ha previsto de postes de acero tubular, en doble terna vertical y preparada para llevar un cable de guarda. Asimismo, en cuanto a los tipos de estructura se prevé el empleo de:

- Estructuras de suspensión
- Estructuras de angular y
- Estructuras terminales

La geometría final y los tipos de estructuras que serán utilizados en la línea deben ser definidos por la Sociedad Concesionaria, en función al perfil definitivo de la ruta de la línea y el conductor que sea seleccionado para la misma; sin embargo de manera orientativa en el Anexo N° 04 se incluye la silueta de una estructura de suspensión para una línea de 220kV, con dos cables de guarda y disposición triangular de los conductores de fase, y una estructura de 60kV en doble terna tipo suspensión.

### **7.9. Puestas a Tierra**

Para las puestas a tierra se ha previsto la utilización de los siguientes materiales:

Cable de puesta a tierra con alma de acero y recubrimiento de cobre (copperweld) de las siguientes características:

- Sección transversal : 73,87 mm<sup>2</sup>
- Número de hilos : 7 N° 10 AWG
- Diámetro del cable : 11,1 mm
- Conductividad : 30%

Varillas de puesta a tierra con alma de acero y recubrimiento de cobre (copperweld), fabricadas, con una conductividad de 30%.

Conectores electrodo-cable de bronce.

Conectores de doble vía de cobre estañado para el empalme de los cables de puesta a tierra.

Donde resulte necesario: cemento conductor, puestas a tierra capacitivas u otras configuraciones que permitan obtener la resistencia a tierra apropiada.

### **7.10. Tasa de Salidas de la Línea**

Siendo la Línea de Transmisión Moyobamba Nueva- Iquitos 1x220kV, una línea larga y que atraviesa dos regiones políticas con cantidad de descargas atmosféricas diferentes; se cumple con presentar los valores teóricos de la tasa de salida de la línea por descargas atmosféricas. La poligonal de la ruta de la línea se ubica en el interior de las curvas iso-ceraunicas entre 50 y 60.

Resultados de los cálculos:

- a) Para un nivel iso-ceraunico de 50: 0,51 salidas por año y 100km de longitud de línea.
- b) Para un nivel iso-ceraunico de 60: 0,61 salidas por año y 100km de longitud de línea.

La tasa mayor de 0,61 está dentro de los límites establecidos por OSINERGMIN.

En el análisis efectuado se excluye valores de puesta a tierra menor de 25 ohm, muy probable en hallar, así como el apantallamiento permanente de los arboles a todo lo largo de la línea. Se debe aplicar el mismo criterio para la línea de transmisión 60kV ya que están dentro de la misma zona de estudio. La determinación de tasa de fallas es basado en el método de J.G. Anderson ( Lightning performance of Transmition Line).

## **8. CRITERIO DE DISEÑO DE SUBESTACIONES**

### **8.1. Características Generales**

En el presente acápite se especifican los requerimientos técnicos que deberán soportar y cumplir los equipos de las subestaciones. Sin embargo, durante el desarrollo del estudio definitivo la Sociedad Concesionaria deberá realizar todos aquellos estudios que determinen el correcto comportamiento operativo del sistema propuesto.

- Se deberá instalar equipos de fabricantes que tengan un mínimo de experiencia de fabricación y suministro de quince (15) años.
- Los equipos deberán ser de reciente tecnología y con referencia de operación exitosa acreditada por parte de operadores de sistemas de transmisión.
- Los equipos deberán contar con informes certificados por institutos internacionales reconocidos, que muestren que han pasado exitosamente las Pruebas de Tipo. Todos los equipos serán sometidos a las Pruebas de Rutina.
- Las normas aplicables que deberán cumplir los equipos, serán principalmente las siguientes: ANSI/IEEE, IEC, VDE, NEMA, ASTM, NESC, NFPA.

### **8.2. Ubicaciones de Subestaciones**

#### **8.2.1. Ampliación de las Subestaciones Existentes**

- Sera de responsabilidad de la Sociedad Concesionaria gestionar, coordinar o adquirir bajo cualquier título el derecho a usar los espacios disponibles, estableciendo los acuerdos respectivos con los titulares de las subestaciones, así como coordinar los requerimientos de equipamiento, estandarización, uso de instalaciones comunes y otros.
- La sociedad concesionaria será también la responsable de adquirir los terrenos adyacentes, donde esto resulte necesario o sea requerido y efectuar las obras de modificación y adecuación de las subestaciones.

#### **8.2.2. Subestaciones Nuevas**

- La Sociedad Concesionaria será responsable de seleccionar la ubicación final, determinar el área requerida, adquirir el terreno, habilitado y construir la infraestructura necesaria.
- Deberá preverse el espacio de terreno para ampliaciones futuras, debidamente coordinado con las concesionarias involucradas. La coordinación será supervisada por el OSINERGMIN.

### **8.3. Niveles de Tensión**

- Nivel de 220kV

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE  
Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV**

Tensión nominal	:	220kV
Máxima tensión de servicio	:	245kV
Resistencia a tensión impulso	:	1 050kV pico
Resistencia a sobretensión a 60 Hz	:	460kV
– Nivel de 60kV		
Tensión nominal	:	60kV
Máxima tensión de servicio	:	72.5kV
Resistencia a tensión impulso	:	325kV pico
Resistencia a sobretensión a 60 Hz	:	140kV
– Nivel de Protección		
Línea de Fuga	:	25mm/kV
Protección contra descargas atmosféricas mínimo	:	Clase 4
– Distancias de Seguridad		

Las separaciones mínimas entre fases para conductores y barras desnudas al exterior serán como mínimo las siguientes:

En 220kV	:	4,00m.
En 60kV	:	1,30m

Todas las distancias deberán cumplir con lo establecido en las normas IEC.

#### **8.4. Niveles de Corriente**

Todos los equipos de maniobra (interruptores y seccionadores), deberán cumplir con las siguientes características:

	220kV	60kV
Corriente nominal no menor de; (A)	2 500	1 200
Corriente de cortocircuito de .corta duración, 1s; (kA)	40	20
Corriente dinámica de cortocircuito (kApico)	100	50

Los interruptores de conexión de los reactores deberán cumplir con la Norma IEEE Std.C37.015 relacionada con los requerimientos de cierre y apertura de corrientes.

#### **8.5. Requerimientos Sísmicos**

Teniendo en cuenta que el proyecto está localizado en áreas con diferentes características sísmicas, todos los equipos deberán estar diseñados para trabajar bajo las siguientes condiciones sísmicas:

– Aceleración horizontal	:	0,5 g.
– Aceleración vertical	:	0,3 g
– Frecuencia de oscilación	:	10 Hz
– Calificación sísmica	:	Alta de acuerdo a normas

## 8.6. Transformador, Reactores, Equipos de Compensación Reactiva Paralela y Compensación Serie

### 8.6.1. Transformadores

Para la transformación 220/60/13,8kV deberá emplearse unidades monofásicas para la subestación Iquitos Nueva, condiciones de operación permanente ONAF, del tipo sumergido en aceite que deberán cumplir con las exigencias establecidas en este informe.

Los transformadores deberán ser suministrados con transformadores de corriente incorporados en los aisladores pasatapas (bushings), de tres núcleos de protección 5P20, en las tres fases y en los tres devanados, además de los núcleos correspondientes para regulación y protección de imagen térmica.

Tensión nominal, regulación de tensión y grupo de conexión del banco transformador monofásicos.

Tensiones

- Tensión primaria : 220kV
- Tensión secundaria : 60kV
- Tensión terciaria : 13,8kV.

Características del Banco de transformadores monofásicos.

- Grupo de conexión: : YNyn0d5
- Lado primario, 220kV : Estrella, neutro sólidamente a tierra
- Lado secundario, 60kV : Estrella, neutro sólidamente a tierra
- Lado terciario 13,8kV : Delta ( )
- Regulación de Tensión : Automática, bajo carga
- Potencia nominal : 3x(40-50/40-50/14-17,5)MVA (ONAN-ONAF)

La Sociedad Concesionaria deberá definir las tensiones nominales, el número y rango de variación de las tomas (tapas) así como de los mecanismos de accionamiento y control de los transformadores, de conformidad a lo que sea definido y sustentado en el Estudio de Pre Operatividad. De manera referencial se recomienda +/- 10% en pasos de 1%, bajo carga en el lado 220kV.

### 8.6.2. Reactores

Los reactores serán unidades monofásicas con capacidades para cumplir con los requerimientos técnicos exigidos por los niveles de tensión y aislamiento, según corresponda.

- En 220kV : 3x 13,33 MVAR S.E. Moyobamba Nueva
- En 220kV : 3x16,66 MVAR S.E. Intermedia
- En 220kV : 3x13.33 MVAR S.E. Iquitos Nueva

La reactancia y capacidad finales serán determinadas por los estudios de sobretensiones y estabilidad, entre otros.

Los reactores deberán ser suministrados con transformadores de corriente incorporados en los aisladores pasatapas (bushings), de dos núcleos de protección 5P20, en las tres fases y en los tres devanados, además de los núcleos correspondientes para regulación y protección de imagen térmica.

- Relación de Transformación : 50 / 1-1 A
- Clase de precisión : 5P20
- Consumo en VA : 20

El neutro de los reactores estará conectado a tierra a través de una reactancia limitadora de corriente. La reactancia podrá ser de núcleo de aire o sumergida en aceite y los valores de tensión y reactancia serán definidos por el Contratista.

#### **8.6.3. Pérdidas**

Se deberá garantizar que los niveles de pérdidas en los transformadores y reactores, para los siguientes niveles de carga permanente: 100%, 75% y 50% de la operación del sistema.

Los valores garantizados deberán cumplir con lo establecido en la norma IEC 60070 o su equivalente ANSI/IEEE.

#### **8.6.4. Protección contra incendios**

Cada transformador y cambiador de derivaciones bajo carga y reactor será equipado de un sistema contra explosión y prevención de incendio, que actúe ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno y que despresurice evacuando una cantidad de aceite y gases explosivos debido a un corto circuito de baja impedancia o de otro origen.

Un tanque de Separación Aceite-Gas recogerá la mezcla de aceite despresurizado y gases explosivos e inflamables, y separará el aceite de los gases explosivos, los cuales serán conducidos por medio de una tubería de evacuación a un área segura.

Este tanque asegurará que el aceite quede confinado y no entre en contacto con el medio ambiente y tampoco se permitirá ninguna fosa en tierra para la recolección del aceite y gases despresurizados, respetándose que se cumpla con los requerimientos de protección del medio ambiente.

El equipo estará provisto de un dispositivo de Eliminación de Gases Explosivos para garantizar la seguridad de las personas y evitar el efecto bazuca causado por el contacto del gas explosivo con el aire al abrir el tanque después del incidente. Se puede emplear dos tipos de inyección de nitrógeno: la inyección manual y/o la automática.

#### **8.6.5. Recuperación de aceite**

Todas las unidades de transformación deberán tener un sistema, de captación y recuperación del aceite de los transformadores en caso de falla.



#### **8.6.6. Muro Cortafuego**

Se construirán muros cortafuego para aislar las unidades entre si, en el presenta caso y para ambas subestaciones, se colocara un muro corta fuegos ubicado hacia el lado de la ubicación del futuro transformador.

#### **8.6.7. Compensación Serie**

Los equipos de compensación serie capacitiva al 60%, serán instalados en la S.E. Intermedia en la celda de llegada de la línea 220kV, proveniente de la S.E. Moyobamba Nueva y en la celda de salida 220kV hacia la S.E. Iquitos Nueva.

La compensación serie deberá ser suministrada completamente con su equipamiento, de compensación, equipos de maniobra y equipos de protección y medición, cuyas características a detalle serán especificadas por el fabricante.

El conjunto de equipo de Compensación Serie, 220kV, 21MVAR, para compensar un 60% de la Impedancia de la Línea de 220kV, que va a la S.E. Iquitos Nueva, debe cumplir con los siguientes requerimientos de equipos y materiales:

- Tres (03) Interruptores de potencia monofásicos de 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA.
- Seis (06) Seccionadores con puesta a tierra 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA.
- Tres (03) Varistores de ZnO, conectados en paralelo.
- Tres (03) Reactores de núcleo de aire 245kV, con aislamiento seco, con sistema de amortiguamiento.
- Tres (03) Grupos de Condensadores de 220kV, 21MVAR, compensar un 60% de la Impedancia de la Línea.
- Un (01) Conjunto de Tableros de control y protección.
- Tres (03) Resistores de amortiguamiento.
- Tres (03) Plataformas.
- Cables de control, fuerza, fibra óptica y materiales para su instalación.

El equipo de Compensación Serie, 220kV, 45MVAR, para compensar un 60% de la Impedancia de la Línea de 220kV, que viene desde la S.E. Moyobamba Nueva, debe cumplir con los siguientes requerimientos de equipos y materiales:

Tres (03) Interruptores de potencia monofásicos de 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA.

- Seis (06) Seccionadores con puesta a tierra 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA.
- Tres (03) Varistores de ZnO, conectados en paralelo.
- Tres (03) Reactores de núcleo de aire 245kV, con aislamiento seco, con sistema de amortiguamiento.
- Tres (03) Grupos de Condensadores de 220kV, 45MVAR, compensar un 60% de la Impedancia de la Línea.
- Un (01) Conjunto de Tableros de control y protección.
- Tres (03) Resistores de amortiguamiento.
- Tres (03) Plataformas.
- Cables de control, fuerza, fibra óptica y materiales para su instalación.

#### 8.6.8. Equipos Estáticos de Compensación Reactiva (SVC)

El equipo estático de compensación reactiva (SVC), será conectado mediante un transformador elevador y una celda de maniobra a la barra de 220kV de la subestación Iquitos Nueva.

##### Transformador de Potencia:

- Tipo : Trifásico
  - Potencia : 50 MVA
  - Relación de transformación : 220/(\*) kV
  - BIL externo primario : 1300kVp
  - BIL externo secundario : (\*) kVp
- (\*) Valores a ser definidos por el fabricante

##### Capacidad del SVC:

La capacidad de operación continua del SVC será de 50MVAR Inductivo y 50MVAR Capacitivo, a 1 p.u. de la tensión nominal, medida del lado primario del transformador, en condiciones normales de operación.

#### 8.6.9. Compensador Síncrono

Para obtener niveles de cortocircuito adecuados, que se traduce en una mayor “fortaleza eléctrica del sistema”, se ha considerado la instalación de dos compensadores síncronos en la subestación Iquitos, uno de los cuales servirá de respaldo ante la indisponibilidad del primero.

- Tensión de Servicio : 13.8kV
- Potencia Nominal : 25MVAR capacitivos y 25MVAR Inductivos

#### 8.7. Equipamiento de Alta Tensión de las Subestaciones

##### 8.7.1. Equipamiento en 220kV

El equipamiento recomendado de las celdas de conexión a líneas de 220kV es el siguiente:

Convencional del tipo exterior y con pórticos. Estará constituido por lo menos con los siguientes equipos: pararrayos, transformador de tensión capacitivo, seccionador de líneas con cuchillas de tierra, transformadores de corriente, interruptor de operación uni-tripolar sincronizado y seccionador de barras.

El equipamiento recomendado de las celdas de conexión a transformadores de 220kV es el siguiente:

Convencional del tipo exterior y con pórticos. Estará constituido por lo menos con los siguientes equipos: pararrayos, transformador de corriente, interruptor de operación uni-tripolar sincronizado y seccionador de barras.

##### 8.7.2. Equipos de 60kV

El equipamiento recomendado de las celdas de conexión a líneas de 60kV es el siguiente:

Convencional del tipo exterior y con pórticos. Estará constituido por lo menos con los siguientes equipos: pararrayos, transformador de tensión capacitivo, seccionador de líneas con cuchillas de tierra, transformadores de corriente, interruptor de operación uni-tripolar sincronizado y seccionador de barras.

El equipamiento recomendado de las celdas de conexión a transformadores de 60kV es el siguiente:

Convencional del tipo exterior y con pórticos. Estará constituido por lo menos con los siguientes equipos: pararrayos, transformador de corriente, interruptor de operación uni-tripolar sincronizado y seccionador de barras.

### **8.7.3. Interruptores**

Los interruptores serán del tipo convencional del tipo tanque vivo, para instalación al exterior, deberán cumplir con los niveles de aislamiento definido en el numeral 8.3.

Los interruptores de operación uni-tripolar para las líneas y tripolar para los transformadores y reactores. Todos los interruptores deberán tener operación sincronizada.

Los interruptores para las transformadores y líneas serán unipolar y tripolares respectivamente de 245kV y BIL 1050kVp para un nivel de 220kV, 72.5kV y BIL 325kVp para el nivel de 60kV. Dispondrán de cámara de extinción en hexafluoruro de azufre (SF6) y vendrán con estructura soporte.

La corriente nominal de los interruptores será de 1250A y una capacidad de ruptura de 31.5kA para el nivel de 220kV y para el nivel de 60kV, la corriente nominal será de 800 A y una capacidad de ruptura de 20 kA, con estructura soporte y equipo de mando.

### **8.7.4. Pararrayos**

En todas las tensiones, los pararrayos serán de óxido de zinc (ZnO<sub>2</sub>), del tipo estación, corriente de descarga 10 kA, clase 4, de tensión adecuada al tipo de conexión del sistema: estrella o delta; y tendrán conexión directa con la malla de tierra y además con electrodo de barra de tierra por cada pararrayo.

Los pararrayos tendrán las siguientes Características Eléctricas:

Tensión nominal del sistema	220kV	60kV
Máxima tensión de servicio	245kV	72,5kV
BIL	1 050kVpico	325kVpico
Tensión nominal	198kV	69kV
Máxima tensión de operación continua f-t	152kV	86kV

### **8.7.5. Seccionadores**

Los seccionadores estarán instalados al exterior y deberán ser del tipo de tres columnas, de apertura central para poder controlar las distancias laterales entre fases; los mandos serán motorizados, tanto las cuchillas principales como de tierra en los seccionadores de líneas.

#### **8.7.6. Transformadores de Tensión**

En Alta Tensión, los transformadores de tensión serán del tipo capacitivos, para instalación al exterior, con devanados uno para protección y otro para medición:

	<b>220kV</b>	<b>60kV</b>
- Relación de transformación Primaria	220/ 3kV	60 / 3kV
Secundaria	110/ 3V	110 / 3V
- Clase de precisión Medición, 1 núcleo	cl. 0,2	cl. 0,2
Protección, 1 núcleo	3P	3P
- Consumo por núcleo	15VA	15VA

#### **8.7.7. Transformadores de Corriente**

Los transformadores de corriente serán para instalación al exterior, con tres (03) devanados para protección y dos (02) devanados para medición en Alta Tensión:

	<b>220kV</b>	<b>60kV</b>
- Relación de transformación Primaria A	600 - 300	1 200 - 600
Secundaria A	1-1-1-1	1-1-1-1
- Clase de precisión Medición, 2 núcleos	cl. 0,2	cl. 0,2
Protección, 3 núcleos	5P20	5P20
- Consumo por núcleo	15VA	15VA

#### **8.8. Protección y Medición**

La protección del sistema de transmisión deberá contar con sistemas de protección, primaria y secundaria del mismo nivel sin ser excluyentes, a menos que se indique lo contrario. Deberá cumplirse con los Requisitos Mínimos para los Sistemas de Protección del COES establecidos en el documento "Requerimientos mínimos de equipamiento para los sistemas de protección del SEIN".

El Sistema de Medición considera la utilización de Medidores digitales multifunción con unidades de memoria y puerto de comunicaciones.

Cada subestación deberá contar con equipos registradores osciloperturbografos con las características mínimas establecidas por el COES.

##### **8.8.1. Protección Líneas de Transmisión**

La protección de las líneas estará basada en una protección primaria y secundaria del mismo nivel sin ser excluyentes, así como en protección de respaldo entre otros, los siguientes:

Protección Primaria	relés de corriente diferencial
Protección Secundaria	relés de distancia
Protección de respaldo	relés de distancia
	relés de sobrecorriente direccional a tierra
	relés de desbalance
	relés de mínima y máxima tensión
	relé de frecuencia

Todas las líneas deberán contar con relés de recierre monofásico, coordinados por el sistema de tele protección que actúen sobre los respectivos interruptores, ubicados a ambos extremos de la línea.

### **8.8.2. Protección de Transformadores y Reactores**

Los transformadores y reactores deberán contar con la siguiente protección, entre otros:

Protección principal                      relés de corriente diferencial  
Protección Secundaria    relé de bloqueo  
   Relé de sobrecorriente  
   Relé de sobrecorriente a tierra

### **8.9. Sistema de telecomunicaciones**

Se deberá contar con un sistema de telecomunicaciones principal (fibra óptica – OPGW) y secundario (onda portadora) en simultaneo y no excluyentes, más un sistema de respaldo (satelital u otro que considere la Sociedad Concesionaria) en situaciones de emergencia que permitan la comunicación permanente de voz y datos entre las subestaciones. (ver Anexo 05)

#### **8.9.1. Cable OPGW**

Las características físicas, mecánicas y eléctricas del cable de Fibra Óptica OPGW se describen en el ítem 10.1.5 del presente informe.

#### **8.9.2. Telefonía**

Para la coordinación de labores de operación y mantenimiento de las nuevas instalaciones se requiere la instalación de 02 aparatos telefónicos fijos y 01 inalámbrico por Subestación como mínimo e integrado a la Red que cuenta actualmente para su operación como Centro de Control.

Para lo cual se deberá contar con una central telefónica de tecnología digital. Para la comunicación entre Subestaciones e integración con Centro de Control.

<b>DESCRIPCION</b>	<b>Centra Telefónica</b>
Tecnología	Digital
Anexos analógicos	8
Troncales 4w E&M	4
Líneas 2W	4
Gestión	IP

Cuadro 17: Descripción central telefónica

#### **8.9.3. Capacidad del Canal de Comunicación**

Para la integración de las Subestaciones nuevas, en lo que se refiere voz, datos, protección y seguridad, deberán estar enlazadas mediante un canal de SDH con capacidad STM – 1, (155Mbts)

Cada Subestación deberá contar con los siguientes elementos:

Rack de 19" /c enfriamiento forzado

Multiplexor de datos SDH/TDM:

- Tarjeta FXO
- Tarjeta FXS
- Tarjeta Ethernet
- Gestión SNMP
- Interface Óptico 1+1

Switch Ethernet

- IEC 61850
- 24 puertos

Distribuidor de Fibra (ODF) 24 puertos

Multiplexor óptico xWDM

Transpondedor

Amplificadores/Booster

Unidades de Bombeo Remoto

Considerado la extensión de 613km, el enlace de Fibra Óptica deberá contar en primer término con amplificadores de línea por bombeo, para asegurar un adecuado nivel de recepción, sin embargo no se excluye el considerar amplificadores R3 (Reamplify, Reshape, Retime).

Al respecto, la Sociedad Concesionaria deberá evaluar la mejor ubicación, considerando la protección anti vandálica. Asimismo el requerimiento de energía, como puede ser paneles solares para estos dispositivos e infraestructura de ser requerida.

Deberá ser parte del criterio de elección, el mantenimiento de los repetidores aún más, porque se instalaran en zonas remotas.

Si finalmente debe instalarse el repetidor, deberá disponer de una supervisión de sus condiciones de funcionamiento a ser transmitidas a la estación del extremo de enlace:

- Niveles de emisión.
- Estado de baterías.
- Temperatura y humedad.

#### 8.9.4. Video Vigilancia

Cada Subestación deberá contar como mínimo 01 cámaras del tipo del Tipo PTZ, con las siguientes características:

DESCRIPCION	Cámara de Video
Tipo	PTZ
Protección	IP 66
Temperatura	-30 a <b>70°C</b>
Funcionamiento	Diurno / Nocturno

Interface	IP
Tipo	Domo
Estándares	H.264/ JPEG
Resolución	Mega pixel

Cuadro 18: Descripción cámara de video

El equipamiento incluirá Sistema de Gestión centralizada.

#### 8.9.5. Tele Protección

El equipo de tele protección deberá ser de 4 comandos, (conteniendo los circuitos de entrada y salida de órdenes). full dúplex y contar con interface óptica, para su integración al Sistema de Telecomunicaciones.

#### 8.9.6. Criterio de Selección de Equipos

En el criterio de selección final del suministro deberá considerarse los siguientes parámetros:

- Disponibilidad (Altos valores de MTBF)
- Flexibilidad
- Escalabilidad
- Seguridad
- Confiabilidad (BER)

#### 8.9.7. COES

Las señales de datos, provenientes de los CDS o RTU o IED, serán retransmitidas al Centro de Control de Operaciones (CCO) del Cliente; y desde aquí serán retransmitidas al COES mediante un canal de datos arrendado a un portador.

#### 8.9.8. Sistema de Respaldo

Las señales de voz y datos entre las subestaciones asociadas, serán transmitidas por fibra óptica y por canal arrendado a un portador.

#### 8.10. Servicios Auxiliares

Para las nuevas instalaciones, se recomienda emplear el sistema que se describe a continuación:

En corriente alterna será trifásico 400-230Vca; 4 conductores, neutro corrido, para atender los servicios de luz y fuerza de la subestación. Las subestaciones nuevas podrán contar con un grupo diesel de emergencia para atender la carga completa de los SSAA de la subestación.

- En corriente continua la tensión será 125 V cc, para atender los servicios de control, mando y protección de la subestación.
- Para telecomunicaciones se empleara la tensión de 48 V cc.
- Los servicios de corriente continua serán alimentados por dobles conjuntos de cargadores-rectificadores individuales de 400 V, 60 Hz, a 125 Vcc y a 48 Vcc,

respectivamente, con capacidad cada uno para atender todos los servicios requeridos y al mismo tiempo, la carga de sus respectivos bancos de acumuladores (baterías).

Para el caso de ampliación de instalaciones existentes, el sistema a emplear deberá ser compatible con el existente.

Para la alimentación de los servicios auxiliares en las subestaciones nuevas, la Sociedad Concesionaria deberá implementar lo siguiente:

#### **8.10.1. S.E. Iquitos Nueva**

Los servicios auxiliares en CA serán alimentados en primer término desde la propia subestación, en segundo término a través de una futura línea de 13,8kV proveniente de la SE Iquitos Nueva y por último desde un grupo de emergencia de 100 kW, 400/230 Vac.

#### **8.10.2. S.E. Intermedia**

En vista que no se contaría con un Transformador de Potencia, para alimentar de energía a los tableros de servicios auxiliares se dispondrá de transformadores monofásicos inductivos tipo SSVT, instaladas en las barras A y B de 220kV, cuyas características son las siguientes:

- Relación de tensión: 220÷ 3 / 0,11÷ 3 / 0,40÷ 3kV
- Potencia y clase en el devanado de protección: 30VA / 3P.
- Potencia en el devanado de potencia: 100kVA.

Se dispondrá adicionalmente de un grupo electrógeno que sirva de respaldo para la alimentación de los tableros de servicios auxiliares.

En corriente alterna será trifásico 400-230 Vca; 4 conductores, neutro corrido, para atender los servicios de luz y fuerza de la subestación.

En corriente continua la tensión será 125 V cc, para atender los servicios de control, mando y protección de la subestación.

Para telecomunicaciones se empleara la tensión de 48 Vcc.

Los servicios de corriente continua serán alimentados por dobles conjuntos de cargadores-rectificadores individuales de 400V, 60Hz, a 125Vcc y a 48Vcc, respectivamente, con capacidad cada uno para atender todos los servicios requeridos y al mismo tiempo, la carga de sus respectivos bancos de acumuladores (baterías).

#### **8.11. Sistema de Control**

Los tableros de protección y medición estarán ubicados al lado de cada bahía de conexión, y se conectarán por fibra óptica radial hasta la sala de control; el control de cada celda o bahía se realizara desde unidades de control de bahía (UCB), uno por cada celda en alta tensión. Se proveerán los siguientes niveles de operación y control.

- Local manual, sobre cada uno de los equipos
- Remoto automático, desde:
  - La unidad de control de bahía (UCB)
  - La sala de control de la subestación



Un centro de control remoto a la subestación

Las subestaciones nuevas deberán contar con un sistema de vigilancia y seguridad externo a interno, que permita el control permanente y la operación de la subestación desde el interior y desde un centro de control remoto.

Las subestaciones estarán integradas a un sistema SCADA para el control, supervisión y registro de las operaciones en la subestación. Para esto se deberá diseñar un sistema que cumpla con los últimos sistemas tecnológicos de acuerdo con la norma IEC 61850

Además deberán estar conectadas al sistema y centro de control operativo del COES-SINAC de conformidad con lo establecido en la Norma de Operación en Tiempo Real, aprobado mediante Resolución Directorial N° 049-99-EM/DGE

### **8.12. Red de Tierra**

Todas las subestaciones nuevas deberán contar con una malla de tierra profunda, que asegure el personal contra tensiones de toque y de paso. Al mismo tiempo, la malla de tierra deberá permitir la descarga segura a tierra de las sobretensiones de origen atmosférico sin que los equipos instalados sean afectados.

Se incluye en el alcance de ampliación y conexión a la malla de tierra en las subestaciones existentes.

A la malla de tierra se conectaran todos los elementos sin tensión de todos los equipos

Todos los pararrayos serán también conectados a electrodos de tierra individuales.

Todas las subestaciones contarán con blindaje contra descargas atmosféricas.

### **8.13. Obras Civiles**

Para el caso de subestaciones nuevas, estas deberán contar con:

- Un cerco perimétrico de ladrillos, con protección por concertina, portones de ingreso y caseta de control
- Vías de circulación interna y facilidades de transporte, para el mantenimiento y construcción de ampliaciones futuras.
- Un edificio o sala de control que alojara a los sistemas de baja tensión, control centralizado local y comunicaciones.
- Edificación para el agua contra incendio.
- Instalación adecuada para el grupo electrógeno de 100kW.
- Las obras sanitarias necesarias que se requieran
- Bases y fundaciones de los equipos, pórticos, transformadores, reactores, interruptores, pararrayos, compensador síncrono, reactor, canaletas y ductos de los cables de fuerza y control, entre otros
- Muros cortafuegos
- Pórticos metálicos y soportes de los equipos.
- Un sistema de drenaje interno para la evacuación de las aguas pluviales y un sistema de drenaje externo para evitar el ingreso de agua de lluvia.
- Las plataformas de las subestaciones tendrán un pendiente no menor del 1% para el drenaje interno

- Bases y fundaciones de los equipos, pórticos, canaletas y ductos de los cables de fuerza y control, entre otros.
- Las adecuaciones necesarias para la instalación de tableros en la Sala de Control y Telecomunicaciones, para lo cual se deberá coordinar con el concesionario de la subestación existente.

## **9. CARACTERISTICAS DE LAS SUBESTACIONES**

### **9.1. Ampliación de la S.E. Moyobamba Nueva 220/138/22,9kV**

#### **9.1.1. Ubicación**

Esta subestación será completamente nueva, estará ubicada a 854 msnm, al lado derecho de la Línea Tarapoto – Moyobamba de 138kV y la LT-22 de Electro-Oriente, aproximadamente a unos 2,5 km antes de alcanzar la SE Moyobamba existente de 138/60/22,9kV, las coordenadas aproximadas son:

Zona	Norte	Este
18M	9 329 913	279 865

Cuadro 19: Ubicación SE Moyobamba Nueva

#### **9.1.2. Configuración Eléctrica**

La configuración en 220kV de la subestación será de doble barra con seccionador de transferencia y el equipamiento propuesto Anteproyecto de Ingeniería: LÍNEA DE TRANSMISIÓN CAJAMARCA NORTE – CACLIC – MOYOBAMBA EN 220kV es el siguiente:

- Una (1) Celda para la salida a la línea proveniente de la SE Cacic
- Un (1) reactor de barra de 10 MVAR en 220kV, con equipo de conexión
- Un (1) reactor de línea en el lado de la salida hacia la SE Cacic, de 10 MVAR en 220kV, con equipo de conexión
- Dos (2) celdas para conexiones a los dos reactores de 10 MVAR en 220kV
- Una (1) celda para la conexión de acoplamiento de barras en 220kV
- Una (1) celda de conexión del lado de 220kV del transformador
- Un banco de transformadores monofásicos con una unidad de reserva de 100/100/20 MVA, en condiciones de operación ONAF 2; relación de transformación:220/138/22,9kV, regulación automática bajo carga y grupo de conexión Y/Y/ : Estrella/Estrella/Delta

Previsión de espacio para la implementación de cinco (05) bahías o celdas de salidas adicionales

#### **9.1.3. Equipamiento de la Ampliación S.E. Moyobamba Nueva 220kV**

El alcance previsto para la ampliación de la SE Moyobamba Nueva 220kV es el siguiente:

- Ampliación de los pórticos de las barras en 220kV, correspondiente a la celda de salida a Iquitos.
- Cuatro (04) seccionadores de Barras 245kV, 1250 A, 1050kVp (BIL)
- Un (01) conjunto de Interruptor Uni-tripolar 245kV, 1250 A, 31.5KA ,1050kVp (BIL)
- Un (01) Seccionador de Línea 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL)
- Un (01) Seccionador de Puesta a Tierra, 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL)

## Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV

- Tres (03) Transformadores de Tensión Capacitivo, 220÷ 3/0,11÷ 3/0,11÷ 3 kV,15 VA/3P,15 VA/cl.0,2
- Tres (03) Transformadores de Corriente 245kV, 500-1000/1/1/1/1A,15 VA/5P20, 15 VA/cl.0,2
- Seis (06) Pararrayos ZnO, 198kV, 20kA.
- Un (01) banco de Reactores Monofásicos de 40MVAR (3x13.33 MVAR), 220kV, 1050kVp (BIL), con transformadores corriente tipo bushings.

El diagrama unifilar de la Ampliación de la S.E Moyobamba Nueva en 220kV para la salida de la línea hacia Iquitos Nueva se encuentra en el plano adjunto en el Anexo 06.

### 9.2. S.E. Intermedia 220kV

#### 9.2.1. Ubicación

Esta subestación, se ubica en una zona con una altitud aproximada de 120 metros sobre el nivel del mar, a 197,5 km al Oeste de la ciudad de Iquitos en tramo recto y a 420.31 km aproximadamente, vía fluvial, cerca de la Plataforma N°57 de la planta de PLUSPETROL., las coordenadas aproximadas son:

Zona	Norte	Este
18M	9 575 465	494 292

Cuadro 20: Ubicación SE Intermedia

Al momento de desarrollar el estudio definitivo, la Sociedad Concesionaria deberá determinar la ubicación final de la Subestación.

#### 9.2.2. Configuración Eléctrica

Comprende la construcción de una nueva subestación con la siguiente configuración:

- a) Celdas de 220kV con un sistema de doble barra compuesta por:
  - Dos (02) celdas de línea
  - Una (01) celda de acoplamiento
  - Dos (02) celdas de línea de reserva
  - Una (01) celda de transformador de reserva
- b) Un (01) banco de reactores de línea de 220kV-50 MVAR conformado por 3 unidades monofásicas de 16,67 MVAR cada una.
- c) Un (01) conjunto de equipo de Compensación Serie, 220kV, 21MVAR, para compensar un 60% de la Impedancia de la Línea de 220kV, que va a la S.E. Iquitos Nueva.
- d) Un (01) conjunto de equipo de Compensación Serie, 220kV, 45MVAR, para compensar un 60% de la Impedancia de la Línea de 220kV, que sale hacia S.E. Moyobamba Nueva.

#### 9.2.3. Equipamiento

Pórticos correspondientes a las barras A y B en 220kV, pórticos correspondientes a las celdas de llegada y salida de las líneas de transmisión 220kV de la SI.

- a) Dos (02) Interruptores Uni-tripolares de 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA.
- b) Dos (02) Interruptores Tripolares de 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA.

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE  
Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV**

---

- c) Siete (07) seccionadores de Barras 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA.
- d) Dos (02) Seccionador de Línea 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA.
- e) Seis (06) Transformadores de Tensión Capacitivo monofásico, 220÷ 3/0,11÷ 3 / 0,11÷ 3kV,30VA / 3P,30VA / cl.0,2, 40kA.
- f) Nueve (09) Transformadores de Corriente monofásico de 245kV, 500-1000/1/1/1/1A, 3x15VA/5P20, 1x15VA/cl.0,2.
- g) Tres (03) Transformador de Corriente monofásico de 245kV, 150-300/1/1/1/1A, 3x15VA/5P20, 1x15VA/cl.0,2.
- h) Seis (06) Transformador monofásicos inductivos para servicios auxiliares tipo SSVT , 220÷ 3/0,11÷ 3 / 0,38÷ 3kV,30VA / 3P,100KVA 40kA.
- i) Nueve (09) Pararrayos ZnO, 192kV, 20kA, cl. 4.
- j) Tres (03) Reactores monofásicos de 16,67 MVAR, 245kV, 1050kVp (BIL), 40kA.
- k) Un (01) conjunto de equipo de Compensación Serie, 220kV, 21MVAR, para compensar un 60% de la Impedancia de la Línea de 220kV, que va a la S.E. Iquitos Nueva.

El banco de compensadores serie está compuesto por:

- Tres (03) Interruptores de potencia monofásicos de 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA.
  - Seis (06) Seccionadores con puesta a tierra 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA.
  - Tres (03) Varistores de ZnO, conectados en paralelo.
  - Tres (03) Reactores de núcleo de aire 245kV, con aislamiento seco, con sistema de amortiguamiento.
  - Tres (03) Grupos de Condensadores de 220kV, 21MVAR, compensar un 60% de la Impedancia de la Línea.
  - Un (01) Conjunto de Tableros de control y protección.
  - Tres (03) Resistores de amortiguamiento.
  - Tres (03) Plataformas.
  - Cables de control, fuerza, fibra óptica y materiales para su instalación.
- l) Un (01) conjunto de equipo de Compensación Serie, 220kV, 45MVAR, para compensar un 60% de la Impedancia de la Línea de 220kV, que sale hacia S.E. Moyobamba Nueva.

El banco de compensadores serie está compuesto por:

- Tres (03) Interruptores de potencia monofásicos de 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA.
- Seis (06) Seccionadores con puesta a tierra 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA.
- Tres (03) Varistores de ZnO, conectados en paralelo.
- Tres (03) Reactores de núcleo de aire 245kV, con aislamiento seco, con sistema de amortiguamiento.
- Tres (03) Grupos de Condensadores de 220kV, 45MVAR, compensar un 60% de la Impedancia de la Línea.
- Un (01) Conjunto de Tableros de control y protección.
- Tres (03) Resistores de amortiguamiento.
- Tres (03) Plataformas.
- Cables de control, fuerza, fibra óptica y materiales para su instalación

El diagrama unifilar de la S.E Intermedia en 220kV se encuentra en el plano adjunto en el Anexo 06.

### 9.3. S.E. Iquitos Nueva 220/60kV

#### 9.3.1. Ubicación

Se construirá una subestación cercana a la ciudad de Iquitos, para la instalación de los equipos de maniobra y compensación reactiva. Esta subestación será completamente nueva, estará ubicada a 100 msnm, al lado al norte de la ciudad de Iquitos, y las coordenadas aproximadas son:

Zona	Norte	Este
18M	9 588 876	694 130

Cuadro 21: Ubicación SE Iquitos Nueva

Al momento de desarrollar el estudio definitivo, la Sociedad Concesionaria deberá determinar la ubicación final de la Subestación.

#### 9.3.2. Configuración Eléctrica

Comprende la construcción de una nueva subestación con la siguiente configuración:

- a) Celdas de 220kV con un sistema de simple barra compuesta por:
  - Una (01) celdas de línea
  - Una (01) celda de transformador
  - Una (01) celda de Transformador para el SVC
  - Una (01) celda de acoples de barras
- b) Un banco de transformadores 220/60/13,8kV, conformado por tres unidades monofásicas (más 1 de reserva) 40-50/40-50/13,33-16,66 MVA (ONAN-ONAF)
- c) Un (01) banco de reactores de línea de 220kV-40 MVAR conformado por 3 unidades monofásicas de 13,33 MVAR cada una.
- d) Un (01) conjunto de equipo estático de Compensación Reactiva (SVC) de 50MVAR Capacitivos y 50MVAR inductivos
- e) Celdas de 60kV con un sistema de simple barra compuesta por:
  - Una celda de transformador
  - Dos celdas de línea
- f) En el nivel de 13,8kV se instalará:
  - Dos (02) conjuntos de equipos de Compensación Reactiva (Compensador Síncrono) de 25 MVAR Capacitivos y 25 MVAR Inductivos.

#### 9.3.3. Equipamiento

El equipamiento previsto en esta Subestación al lado de 220kV es el siguiente:

- Siete (07) seccionadores de barras 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL)
- Un (01) conjunto de interruptor Uni-tripolar 245kV, 1250A, 31.5KA ,1050kVp (BIL)
- Tres (03) interruptores Tripolares 245kV, 1250A, 31.5KA ,1050kVp (BIL)
- Un (01) seccionadores de Línea 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL)
- Un (01) seccionadores de Puesta a Tierra, 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL)
- Nueve (09) transformadores de Tensión Capacitivo, 220÷ 3/0,11÷ 3/0,11÷ 3kV,15 VA/3P,15 VA/cl.0,2
- Seis (06) transformadores de Corriente monofásico 245kV, 300-600/1/1/1/1A,15 VA/5P20, 15 VA/cl.0,2
- Tres (03) transformadores de Corriente monofásico 245kV, 200-400/1/1/1/1A,15 VA/5P20, 15 VA/cl.0,2

- Tres (03) transformadores de Corriente monofásico 245kV, 150-300/1/1/1A,15 VA/5P20, 15 VA/cl.0,2
- Nueve (09) pararrayos ZnO, 192kV, 20kA.
- Cuatro (04) conjuntos de transformadores de Potencia Monofásico 220÷ 3/60÷ 3/13,8kV, 40-50/40-50/14-17,5 MVA (ONAN-ONAF), YNyn0d5
- Un (01) banco de reactores de línea de 220 kV-40 MVAR conformado por 3 unidades monofásicas de 13,33 MVAR cada una.
- Tres (03) seccionadores de Barras 72,5kV, 800A, 325kVp (BIL)
- Dos (02) seccionadores de Línea 72,5kV, 800A, 325kVp (BIL)
- Tres(03) Interruptores Tripolar 72,5kV, 800 A, 20KA ,325KVp (BIL)
- Tres (03) Transformadores de Corriente monofásico 72,5kV, 600-1200/1/1A,15VA/5P20, 15VA/cl.0,2
- Seis (06) Transformadores de Corriente 72,5kV, 300-600/1/1A,15VA/5P20, 15VA/cl.0,2
- Tres(03) Transformadores de Tensión Inductivo, 60÷ 3/0,11÷ 3/0,11÷ 3kV,15 VA/3P,15VA/cl.0,2
- Nueve (09) Pararrayos ZnO, 54kV, 10 kA.
- Un (01) conjunto de equipo estático de Compensación Reactiva (SVC) de 50 MVAR Capacitivos y 50 MVAR inductivos
- Dos (02) conjuntos de equipos de Compensación Reactiva (Compensador Síncrono) de 25 MVAR Capacitivos y 25 MVAR Inductivos.

Previsión de espacio para la implementación de una (01) bahías o celdas de salidas adicionales.

El diagrama unifilar de la Ampliación de la S.E Iquitos Nueva en 220kV se encuentra en el plano adjunto en el Anexo 06.

#### **9.4. Ampliación S.E. Iquitos Existente 60kV**

El alcance previsto para la ampliación de la SE Iquitos Existente 60kV es el siguiente:

- Cuatro (04) seccionadores de Barras 72,5kV, 800A, 325kVp (BIL)
- Dos (02) seccionadores de Línea 72,5kV, 800 A, 325kVp (BIL)
- Tres (03) conjunto de Interruptor Tripolar 72,5kV, 800 A, 20 KA ,325KVp (BIL)
- Tres (03) Transformadores de Corriente 72,5kV, 100-200/1/1A,15 VA/5P20, 15VA/cl.0,2
- Seis (06) Transformadores de Corriente 72,5kV, 300-600/1/1A,15VA/5P20, 15VA/cl.0,2
- Tres (03) Transformadores de Tensión Inductivo, 60÷ 3/0,11÷ 3/0,11÷ 3kV,15 VA/3P,15VA/cl.0,2
- Nueve (09) Pararrayos ZnO, 54kV, 10kA.

El esquema final será definido en los Estudios de Pre operatividad, tal que garantice la capacidad de transmisión establecida en los numerales anteriores.

En general la Sociedad Concesionaria deberá efectuar las coordinaciones necesarias con las empresas concesionarias como parte del Proyecto, y por lo tanto constituirá su responsabilidad, efectuar las modificaciones, refuerzos, instalación o sustitución de equipos en las subestaciones a ampliarse y que sean necesarias para la correcta operación de las instalaciones de la Concesión al SEIN.

Adicionalmente, la Sociedad Concesionaria recomendará sustentado en los estudios e pre operatividad y operatividad las modificaciones y refuerzos necesarios para la operación posterior a los tres años, los cuales estarán a cargo del titular o titulares de las instalaciones, o quien designe el Concedente.

## **10. ESPECIFICACIONES TECNICAS GENERALES**

Las obras del proyecto deberán cumplir como mínimo con las especificaciones técnicas que se describen en la presente sección. Sin embargo, el Concedente podrá aceptar modificaciones a estas especificaciones, cuando sean solicitadas o propuestas por la Sociedad Concesionaria con el debido sustento y con antelación suficiente a toda procura o ejecución.

### **10.1. Línea de Transmisión**

#### **10.1.1. Configuración de los Soportes**

Para la línea de transmisión se ha previsto la configuración simple terna (+) con dos conductores por fase, con disposición triangular o ménsulas alternadas de los grupos de conductores de fase y con dos cables de guarda.

(+) El Concedente puede solicitar una previsión de un circuito adicional.

#### **10.1.2. Estructura de la Línea**

##### **a) Alcance**

Establecer los requerimientos técnicos para el suministro de las estructuras de acero de tipo autoportado de la línea, incluyendo el suministro de las fundaciones tipo “stub” y/o parrillas y sus accesorios.

##### **b) Normas**

Para el diseño, fabricación, inspección, pruebas, embalaje, transporte y entrega se utilizarán, sin ser limitativas, las versiones vigentes de las siguientes normas:

CNE Suministro, ASTM A 36, ASTM A572, ASTM A6, ASTM A394, ANSI B18.21.1, ANSI B18.2.1, ANSI B.18.2.2, ASTM A123, ASTM A153, ASTM B201, ASCE 10-97, IEC 60652.

##### **c) Características principales**

Las estructuras serán diseñadas para doble terna en 220kV, con dos sub-conductores por fase y con dos (02) cables de guarda, uno de tipo OPGW y el otro de tipo convencional, por lo tanto la configuración debe ser vertical en cada lado de la torre, en tanto que la fasciculación y su disposición de los sub conductores dependerá de la Sociedad Concesionaria.

Para las hipótesis de cálculo y los grado de construcción deberán ceñirse a lo indicado en el CNE Suministro y en Normas Internacionales aplicables para el diseño, fabricación y pruebas como la ASCE 10-97, “Design of Latticed Steel Transmission Structures” y la ASCE N° 74 “Guidelines for Electrical Transmission Structural Loading”.

Para las estructuras se utilizarán perfiles angulares de lados iguales y placas de acero estructural o acero de alta resistencia, fabricados según las normas ASTM A-36 y ASTM A572 o normas internacionales equivalentes que aseguren una calidad de fabricación igual o superior.

Para los elementos de montantes y crucetas; el espesor mínimo permitido para perfiles y placas será de 6 mm y no se utilizarán perfiles inferiores a 60x60x6 mm .

Todos los elementos constitutivos de las estructuras serán galvanizados en caliente de acuerdo con las normas ASTM A123 y ASTM A153, en tanto que los pernos cumplirán con las especificaciones de la norma ASTM A394.

El espesor mínimo de la capa zinc depositada en el material no deberá ser inferior a 600 gr/m<sup>2</sup>.

En el caso de que se encontraran perfiles o piezas con formación de “moho blanco” durante el envío o en el almacenamiento en el sitio, el OSINERGMIN o el Concedente, tendrá la facultad de:

- Aprobar un sistema de limpieza y pintura protectora, de probada calidad, a aplicarse en el terreno.
- Ordenar inmediatamente la prohibición del empleo de las partes afectadas y que todos los futuros embarques reciban un tratamiento especial mediante pulverización a baño de los elementos individuales, antes del despacho.

#### **d) Accesorios**

Cada torre será completada con los siguientes accesorios:

- Pernos de escalamiento ubicados a partir de los 5 m sobre el nivel del suelo en dos montantes opuestas.
- Dispositivo anti escalamiento ubicado a 3,5m sobre el nivel del suelo.
- Placas de indicación del nombre de la línea y número de la torre, de riesgo eléctrico, transposición, secuencia de fases y código COES de la línea. La placa de numeración adicionalmente podría ser ubicada en la cima de las torres para su vigilancia aérea por medio de helicópteros.
- Todas las placas serán de aluminio anodizado
- Estribos del tipo y dimensiones adecuadas para la conexión de las cadenas de aisladores de suspensión y de anclaje.
- Algunas de las torres requieren de una base soporte de realimentación de la señal óptica y su alimentación eléctrica solar respectiva.

Notas: donde disponga la autoridad aérea (MTC); las estructuras deberán ser pintadas con franjas de colores aeronáuticos por su cercanía con pistas de aterrizajes o aeropuertos.

### **10.1.3. Conductores de Fase**

#### **a) Alcance**

Establecer las características técnicas de los conductores a suministrarse para la línea de transmisión, seleccionados de acuerdo con los criterios técnicos especificados en este informe.



## b) Normas

Para el diseño, fabricación, inspección, pruebas, embalaje, transporte y entrega se utilizarán, sin ser limitativas, las versiones vigentes de las siguientes normas:

CNE Suministro, ASTM B398/B398M, ASTM B399/B399M, ASTM B524/524M, ASTM B-230/B230M, ASTM B232/B232M, ASTM B-498/B498M, ASTM B-500/B500M, ASTM B401, ASTM B-233-97, IEC 1597.

## c) Características de los conductores de fase

El conductor recomendado en el anteproyecto de ingeniería es del tipo ACAR, sin embargo esta es solo una selección preliminar y la Sociedad Concesionaria podrá evaluar adicionalmente el empleo de los cables tipo AAAC según la capacidad de transporte, el número de conductores por fase, las cargas, vanos y tiros adecuados que presenten la mejor opción final de construcción, y que cumplan con los requerimientos técnicos establecidos para la línea.

La Sociedad Concesionaria determinará la conveniencia de la procura de los conductores de fase con grasa neutra interior.

Las características principales del conductor preliminar son las siguientes:

DESCRIPCION	CONDUCTOR ACTIVO
Calibre nominal	700 MCM
Sección real	355mm <sup>2</sup>
Conformación	(18+19)x3,49 mm
	18hilosx1350/H19+19hilos AAAC 6201/T81
Peso unitario	0,980 k/m
Tiro de rotura	8 111 kg
Módulo de elasticidad	6 350 kg/mm <sup>2</sup>
Resistencia DC a 20°C	0,088 ohm/m

Cuadro 22: Descripción del conductor

### 10.1.4. Cable de Guarda Convencional

Se ha seleccionado de manera preliminar cables de acero galvanizado de extra alta resistencia (EHS) de 70 mm<sup>2</sup>, sin embargo corresponde a la Sociedad Concesionaria seleccionar el tipo y secciones de cable más convenientes, de manera tal que se garantice cumplir con los requerimientos técnicos establecidos para la línea. Los cables de guarda deberán ser capaces de soportar el cortocircuito a tierra hasta el año 2041, valor que será sustentado por la Sociedad Concesionaria. Es recomendable que el diámetro de las hebras componentes del cable sea mayor de 3 mm. La Sociedad Concesionaria determinará la conveniencia de la procura del cable de guarda convencional con grasa neutra interior.

De modo referencial se emiten las siguientes características principales:

DESCRIPCION	CABLE DE GUARDA
Sección nominal	70 mm <sup>2</sup>
Sección real	70,85mm <sup>2</sup>
Conformación	7x3,59 mm
Diámetro exterior	11mm
Peso unitario	0,61 k/m
Tiro de rotura	8 500 kg

Cuadro 23: Descripción del cable de guarda

#### 10.1.5. Cable de Guarda OPGW

##### a) Alcance

Establecer los requerimientos técnicos para el suministro del cable OPGW (Optical Power Ground Wire) de manera tal que se asegure que el mismo funcione satisfactoriamente como un transmisor óptico y como un cable de guarda, durante toda la vida útil de la línea de transmisión. La Sociedad Concesionara determinara la conveniencia de la procura del cable OPGW con grasa neutra interior.

##### b) Constitución Básica

El cable OPGW está compuesto por fibras ópticas para telecomunicaciones, contenidas en una unidad óptica dieléctrica.

La unidad óptica deberá ser totalmente dieléctrica y su configuración debe ser tipo "loose".

El cable debe poseer características eléctricas y mecánicas adecuadas al diseño de la línea de transmisión y debe garantizar que la fibra no sufra esfuerzos durante la vida útil del cable.

El cable debe ser longitudinalmente sellado contra agua.

Corresponde a la Sociedad Concesionaria determinar las características técnicas y especificaciones finales del cable OPGW, para lo cual debe tomar en cuenta normas como la IEEE 1138, la ITU-T G-652, o equivalentes, que garanticen una selección con los niveles de calidad requeridos para el SEIN.

##### c) Fibras Ópticas

La fibra óptica debe cumplir con las siguientes características:

###### c.1 Cable Completo

###### Características Generales

- Tipo : OPGW
- Regulaciones de Fabricación : ITU-T G.652

###### Características Dimensionales

- Diámetro nominal del cable : 14,70 mm (\*)
- Aproximación total de la sección : 106 mm<sup>2</sup> (\*)

### Características Mecánicas

–	Peso aproximado del cable	:	457 kg/km
–	Carga de rotura mínima a la tracción	:	6 370 kgf(*)
–	Módulo de elasticidad (E)	:	11 500 – 12 700 kg/mm <sup>2</sup>
–	Coefficiente de expansión térmica lineal	:	$14 \times 10^{-6}$ - $16 \times 10^{-6} / ^\circ\text{C}$
–	Radio de curvatura mínimo	:	12 Mn (*)

### Características Térmicas y Eléctricas

–	Resistencia eléctrica 20°C	:	0,37 Ohm/km
–	Capacidad de corriente cortocircuito	:	60 kA2s (*)
–	Temperatura máxima del cable	:	210 °C (*)

#### c.2 Tubo de Protección

–	Material	:	Aluminio
–	Construcción	:	Extruido

#### c.3 Núcleo óptico

–	Número de unidades ópticas	:	1
–	Numero de fibras por unidad óptica	:	24
–	Construcción	:	holgado
–	Llenado de tubo	:	Gel antihumedad
–	Barrera térmica	:	Incorporada
–	Protección mecánica	:	Incorporada
–	Máxima temperatura soportable por La fibra y sus recubrimientos	:	140°C

#### c.4 Fibra Óptica

### Características Geométricas y Ópticas

–	Diámetro del campo mono modo	:	9 a 10 ± 10% μm (*)
–	Diámetro de revestimiento	:	125 a 10 ± 2,4% μm (*)
–	Error de concentricidad del campo Monomodal	:	1 μm (*)
–	No circularidad del revestimiento	:	<2 μm (*)
–	Longitud de onda de corte	:	1 100 – 1 280 (*)
–	Proof test	:	1% (*)
–	Código de Colores	:	Estándar

### Características de Transmisión

–	Atenuación para λ = 1 310 nm	:	0,28 dB/km (*)
–	Atenuación para λ = 1 550 nm	:	0,40 dB/km (*)
–	Dispersión total para λ = 1 310 nm	:	3,50 ps/km.nm (*)
–	Dispersión total para λ = 1 550 nm	:	18,0 ps/km.nm (*)

### Condiciones Ambientales

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE  
Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV**

---

- Humedad relativa mínima : 75% a 40° C
- Humedad relativa máxima : 99% a 40° C
- Rango de temperatura de funcionamiento : 5 – 50°C
- Instalación : Intemperie

(\*) Valores referenciales, a ser definidos por la Sociedad Concesionaria con el Proveedor.

- Es recomendable que los diámetros de las hebras componentes del cable sea mayor de 3mm.
- El decrecimiento de las señales ópticas con la distancia serán corregidos en la ubicación adecuada con los equipos necesarios y la alimentación eléctrica solar respectiva.

#### **10.1.6. Aisladores**

##### **a) Alcance**

Establecer las características técnicas de los aisladores a suministrarse para la línea de transmisión.

##### **b) Normas**

Para el diseño, fabricación y transporte de los aisladores y sus accesorios, se utilizarán, sin ser limitativas y según correspondan, las versiones vigentes de las normas siguientes: CNE Suministro, IEC60120, IEC 60305, IEC 60383, IEC 60437, IEC 60507, ANSI C29.1, ASTM A153.

##### **c) Características de los Aisladores**

De manera general, el tipo y material de los aisladores será seleccionado de acuerdo a las características de las zonas que atraviese la línea, y tomarán en cuenta las buenas prácticas y experiencias de líneas de transmisión construidas en zonas similares de Perú.

Los aisladores podrán ser del tipo estándar de vidrio templado de estructura homogénea o porcelana de superficie exterior vidriada, con partes metálicas de acero forjado o hierro maleable galvanizado, provistos de pasadores de bloqueo fabricados con material resistente a la corrosión del tipo R y el uso de manguito de zinc como elemento de sacrificio al menos en el aislador más cercano a la fase.

Los aisladores conformarán cadenas con el número necesario de unidades para garantizar una longitud de fuga adecuada según el nivel de contaminación de las áreas por las que atraviesen la línea, la altitud de las mismas sobre el nivel del mar, la temperatura ambiente elevado de la región y el nivel de tensión máximo del sistema. Las cadenas utilizaran descargadores en la fase y en la masa.

Del mismo modo estas cadenas deben garantizar el nivel de aislamiento requerido frente a sobretensiones de origen atmosférico, sobretensiones de maniobra y sobretensiones a frecuencia industrial, para las mismas condiciones de altitud señaladas previamente y los niveles de aislamiento definidos en el apartado 3.3 del presente informe.

El número de aisladores y la longitud de fuga a considerar por cadena de suspensión, según la altitud de las instalaciones, es que se indica a continuación:

**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE  
Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV**

<b>Altitud</b>	<b>Unidades Cadena de Suspensión</b>	<b>Longitud de fuga mínima (mm)</b>
Hasta 1000 msnm	<b>21</b>	<b>6 050</b>

Cuadro 24: Cadena de aisladores

En el caso de estructuras de anclaje, las cadenas de aisladores emplearán 21 unidades y para posiciones angulares fuertes se deberán utilizar 22 aisladores.

Corresponde a la Sociedad Concesionaria establecer las características técnicas de los aisladores que serán utilizados en la línea, sin embargo, como parte del anteproyecto de ingeniería, de manera referencial se ha previsto el empleo de aisladores con las características que se indican a continuación:

<b>Características</b>	<b>Línea de 220kV</b>
Tipo de aislador	Estándar
Material aislante	Vidrio templado o porcelana
Norma de fabricación	IEC 60305
Diámetro del disco	255 mm
Espaciamiento por aislador	146 mm
Longitud de línea de fuga	295 mm
Tipo de conexión	16A y 20
Carga de rotura	120-160 kN
Voltaje resistente a frecuencia industrial	
En seco: 1 minuto	78kV
Húmedo: 1 minuto	45kV

Cuadro 25: Descripción de aisladores

En todos los casos deberá verificarse que la resistencia mecánica de las cadenas sea la adecuada, de acuerdo con las condiciones de trabajo a las que se encuentren sometidas, evaluando, de ser necesario, el empleo de cadenas dobles o aisladores con mayor carga de rotura.

#### **10.1.7. Accesorios del Conductor**

##### **a) Alcance**

Establecer los requerimientos técnicos para el suministro de los accesorios de los conductores, tales como: varillas de armar, espaciadores-amortiguadores de fase, manguitos de empalme, manguitos de reparación y herramientas para su aplicación y otros a ser utilizados con el conductor seleccionado. En los cruces de los ríos navegables, la Sociedad Concesionaria debe instalar balizas nocturnas y diurnas en los conductores inferiores.

##### **b) Normas**

Para el diseño, fabricación y transporte de los accesorios se utilizarán, sin ser limitativas, las versiones vigentes de las normas siguientes: CNE Suministro, ASTM A36, ASTM A153, ASTM B201, ASTM B398, IEC 61284, UNE 207009:2002.

**c) Características Técnicas**

- Varillas de armar: serán de aleación de aluminio de forma helicoidal y del tipo preformado, para ser montadas fácilmente sobre los conductores. Las dimensiones de las varillas de armar serán apropiadas para las secciones de los conductores seleccionados. Una vez montadas, las varillas deberán proveer una capa protectora uniforme, sin intersticios y con una presión adecuada para evitar aflojamiento debido al envejecimiento.
- Manguitos de empalme: serán de tipo compresión, del material y diámetro apropiados para el conductor seleccionado. La carga de rotura será de 95% de la del conductor correspondiente.
- Manguitos de reparación: serán del tipo compresión. Su utilización será solamente en casos de daños leves en la capa externa del conductor. Las características mecánicas serán similares a las de los manguitos de empalme.
- Espaciadores-amortiguadores: deberán mantener el espaciamiento de diseño de los conductores de fase en las distintas condiciones de operación de los mismos, además de controlar los niveles de vibración eólica dentro de los límites de seguridad permitidos, conservando sus propiedades mecánicas y de amortiguamiento a lo largo de la vida útil de la línea.
- BDF: dispositivos desviadores de vuelo de las aves. Estos dispositivos se ubicarán en los cables de guarda y en tramos que el EIA lo señale.
- Balizas: para la señalización diurna de las quebradas profundas, cruce de carreteras importantes, quebradas de prácticas deportivas aéreas y cruce de pistas de aterrizaje o aeropuertos, etc. Para el cruce de los ríos navegables, las balizas serán también serán nocturnas e instaladas en los conductores inferiores.

**10.1.8. Accesorios para las Cadenas de Aisladores**

**a) Alcance**

Establecer los requerimientos para el diseño y fabricación de los accesorios de ensamble de las cadenas de aisladores, tanto en suspensión como en anclaje, incluyendo adaptadores, grilletes, grapas de suspensión y anclaje, contrapesos, descargadores, etc.

**b) Normas**

Para el diseño, fabricación y transporte de los accesorios se utilizarán, sin ser limitativas, las versiones vigentes de las siguientes normas: CNE Suministro, ASTM B6, ASTM A153, ASTM B201, ASTM B230.

**c) Características Técnicas**

- Mecánicas: las grapas de suspensión no permitirán ningún deslizamiento ni deformación o daño al conductor activo y deben tener la capacidad de soportar de manera apropiada las cargas de trabajo asociadas a la instalación y mantenimiento de la línea.
- Eléctricas: ningún accesorio atravesado por corriente eléctrica deberá alcanzar una temperatura superior al conductor respectivo en las mismas condiciones y deberá tener la capacidad suficiente para soportar las corrientes de cortocircuito, así como las condiciones de operación del mismo, además de presentar un efecto corona limitado. La resistencia eléctrica de los empalmes y de las grapas de anclaje no

será superior al 80% correspondiente a la longitud equivalente del conductor. Para evitar descargas parciales por efecto corona, la forma y el diseño de todas las piezas bajo tensión será tal que evite esquinas agudas o resaltos que produzcan un excesivo gradiente de potencial eléctrico.

- Se recomienda la utilización de cadenas provistas de descargador y anillos de campo.

#### **d) Prescripciones Constructivas**

- Piezas bajo tensión mecánica: serán fabricadas en acero forjado, o en hierro maleable, adecuadamente tratado para aumentar su resistencia e impactos y a rozamientos.
- Piezas bajo tensión eléctrica: los accesorios y piezas normalmente bajo tensión eléctrica serán fabricados de material antimagnético.
- Resistencia a la corrosión: los accesorios serán fabricados con materiales compatibles que no den origen a reacciones electrolíticas, bajo cualquier condición de servicio.
- Galvanizado: una vez terminado el maquinado y marcado, todas las partes de hierro y acero de los accesorios serán galvanizados mediante inmersión en caliente según Norma ASTM A153. El galvanizado tendrá textura lisa, limpia y de un espesor uniforme en toda la superficie. La preparación del material para el galvanizado y el proceso mismo del galvanizado no afectarán las propiedades mecánicas de las piezas trabajadas. La capa de Zinc tendrá un espesor mínimo de 600 gr/m<sup>2</sup>.

### **10.1.9. Puesta a Tierra**

#### **a) Alcance**

Establecer los requerimientos mínimos para el diseño y fabricación de los accesorios necesarios para el sistema de puesta a tierra de las estructuras de la línea de transmisión.

#### **b) Normas**

Para el diseño, fabricación y transporte de los accesorios se utilizarán sin ser limitativas, las versiones vigentes de las normas siguientes: CNE Suministro 2001, ASTM B910, ASTM B228, ANSI C33.8, UNE 21056.

#### **c) Materiales a Utilizarse**

- Cable de puesta a tierra: de preferencia se especifica cable de alma de acero con recubrimiento de cobre de 70 mm<sup>2</sup> de sección mínima, con una conductividad aproximada del 30% IACS.
- Electrodo o varillas: serán de alma de acero con recubrimiento de cobre con una conductividad aproximada del 30% IACS.
- Conector Electrodo-Cable: será de bronce y unirá el cable con el electrodo.
- Conector Doble Vía: será de cobre estañado para el empalme de los cables de puesta a tierra.

- Cemento Conductivo: se usará como alternativa para mejorar la resistencia de puesta a tierra de las estructuras.
- En aquellos casos donde la resistividad de terreno sea muy alta se podrán utilizar otros medios para lograr un valor aceptable de resistencia de puesta a tierra, como el uso de puestas a tierra capacitivas.

## **10.2. Subestaciones Eléctricas**

### **10.2.1. Interruptores de Potencia**

#### **a) Alcance**

Estas especificaciones cubren la aplicación para el diseño, fabricación y ensayos de los interruptores de 220kV, 60kV, incluyendo los equipos auxiliares necesarios para su correcto funcionamiento y operación.

#### **b) Normas**

Los interruptores a utilizarse serán de preferencia tanque vivo o podrán ser de tanque muerto, con extinción del arco en SF6, con accionamiento uni-tripolar para la maniobra de las líneas de transmisión y tripolares sincronizados para la maniobra de transformadores y reactores y tendrán mando local y remoto.

Para el empleo de interruptores de tanque muerto deberán presentarse las justificaciones técnicas respectivas.

#### **c) Características Técnicas**

Los interruptores de tanque vivo deberán ser suministrados las justificaciones técnicas respectivas.

Todos los interruptores deberán poder soportar el valor pico de la componente asimétrica subtransitoria de la corriente máxima y deberán poder interrumpir la componente asimétrica de la corriente ruptura.

También deberán ser capaces de interrumpir pequeñas corrientes inductivas y soportar sin reencendido las tensiones de recuperación (Transient Recovery Voltage – TRV).

Los interruptores serán diseñados para efectuar reengaches automáticos ultrarrápidos, y poseerán mando independiente por polo contando con dispositivos propios para detección de discordancia, en caso de mal funcionamiento de los mecanismos de apertura y cierre.

Los equipos tendrán las siguientes características generales:

<b>Descripción</b>	<b>220kV</b>	<b>60kV</b>
Medio de extinción	SF6	SF6
Tensión nominal	220kV	60kV
Máxima tensión de servicio	245kV	72,5kV
Corriente en servicio continuo	1250A	800A
Poder de ruptura kA asimétrica	40kA	20kA
Duración del cortocircuito	1"	1"



**Estudios de Viabilidad Técnica para la construcción de las Líneas de Transmisión SE  
Moyobamba Nueva - SE Intermedia – SE Iquitos Nueva en 220kV**

Tiempo total de apertura	50ms	50ms
Secuencia de operación:		
a. Maniobra de transformadores	CO-15"-CO	CO-15"-CO
b. Maniobra de líneas	O-0,3"-CO-3'-CO	O-0,3"-CO-3'-CO
Tipo	Exterior	Exterior

Cuadro 26: Características de equipos

**d) Características Constructivas**

- Cámaras de extinción: serán diseñadas con factores de seguridad adecuados, de forma de obtener una solidez mecánica y eléctrica que permita la interrupción de cualquier corriente comprendida entre cero y el valor nominal de la corriente de cortocircuito y todas las operaciones previstas en las Normas IEC y ANSI.
- Contactos: deberán cumplir con los requerimientos de la Norma ANSI C37.04, en lo que respecta a apertura y conducción de corrientes nominales y de cortocircuito.
- Soportes y anclajes: todos los interruptores contarán con soportes de columnas de fase de las dimensiones y alturas apropiadas para los niveles de tensión, que serán galvanizados en caliente. Los pernos de anclaje contarán con tuercas de nivelación que quedarán embebidas en el "grouting" de las fundaciones, luego de realizado el nivelado de los soportes.
- Los armarios y cajas de control serán de un grado de protección IP-54.

**10.2.2. Seccionadores y Aisladores**

**a) Alcance**

Estas especificaciones cubren la aplicación para el diseño, fabricación y ensayos de los seccionadores y aisladores soporte de 220 y 60kV, incluyendo los equipos auxiliares necesarios para su correcto funcionamiento y operación.

**b) Características Técnicas**

Serán para montaje al exterior, de tres columnas, de apertura central de preferencia, serán motorizados con mando local y remoto.

Los seccionadores serán diseñados para conducir en forma permanente la corriente nominal para la cual han sido diseñados y podrán ser operados bajo tensión.

No se requerirá, sin embargo, que interrumpan corrientes mayores que la de carga de las barras colectoras y conexiones a circuito ya abierto por el interruptor que corresponda.

En el caso particular de las cuchillas de puesta a tierra deberán ser capaces de establecer o interrumpir las corrientes indicadas que puedan existir, como consecuencia de una línea conectada a un campo adyacente al considerado.

Las características principales de los seccionadores son las siguientes:

**Bloqueos y Enclavamientos**

- Para el caso de la cuchilla de puesta a tierra se deberá proveer un mecánico, que impida:
- Cerrar las cuchillas si el seccionador principal está cerrado.

- Cerrar el seccionador principal si las cuchillas de puesta a tierra están cerradas.
- Para todos los seccionadores existirá un bloqueo eléctrico que será necesario liberar para efectuar la operación manual de apertura o cierre para efectuar la apertura o cierre de las cuchillas de puesta a tierra.
- Para los seccionadores de línea, se dispondrá de un bloqueo por cerradura de mando local, tanto manual como eléctrico.
- Se proveerá un enclavamiento mecánico automático para impedir cualquier movimiento intempestivo del seccionador en sus posiciones extremas de apertura o cierre.

#### **Aisladores de Soporte**

- Serán de piezas torneadas ensamblables, no se aceptarán aisladores del tipo multicono, serán del tipo de alma llena (solid core) y serán calculados para soportar las cargas requeridas, incluyendo los respectivos coeficientes de seguridad.

### **10.2.3. Transformadores de Medida**

#### **a) Alcance**

Estas especificaciones cubren la aplicación para el diseño, fabricación y ensayos de los transformadores de medida de 220kV, 60kV, incluyendo los elementos auxiliares necesarios para su correcto funcionamiento y operación.

#### **b) Normas**

Para el diseño, fabricación y transporte de los transformadores de medida se utilizarán, sin ser limitativas, las Normas siguientes: CNE Suministro 2001, IEC 60044-1, IEC 60044-2, IEC 60044-3, IEC 60044-5, IEC 60137, IEC 60168, IEC 60270, IEC 60358, IEC 61264.

#### **c) Características Técnicas**

Los transformadores de medida serán monofásicos, para montaje a la intemperie, en posición vertical, del tipo aislamiento en baño de aceite o gas SF<sub>6</sub>, y herméticamente sellados.

La cuba será de acero soldado o de fundición de aluminio, hermética, con suficiente resistencia para soportar las condiciones de operación y serán provistas de orejas y orificios para permitir el izaje del transformador completo.

Todas las uniones emperradas y tapas tendrán empaquetaduras de goma sintética resistente al aceite.

La caja de conexiones será de acero galvanizado de 2,5 mm de espesor como mínimo o de fundición de aleación de aluminio, apta para instalación al exterior del aparato.

La tapa de la caja será emperrada o abisagrada y el cierre con junta de neopreno. El acceso de cables será por la parte inferior.

La caja de conexiones tendrá un grado de protección IP54 según IEC-60259.

#### d) Transformadores de Corriente

Deberán poder conducir la corriente nominal primaria y la de rango extendido durante un minuto, estando abierto el circuito secundario.

Los núcleos de protección serán utilizados con un sistema de protecciones ultrarrápido, serán aptos para dar respuesta al régimen transitorio.

El núcleo será toroidal y estará formado por láminas magnéticas de acero de muy bajas pérdidas específicas.

Todas las partes metálicas serán galvanizadas en caliente según Normas ASTM o VDE, y los arrollamientos serán de cobre aislado.

Para los transformadores que trabajan asociados a seccionadores se deben tener en cuenta las corrientes y tensiones de alta frecuencia transferibles a los circuitos secundarios y de tierra durante las maniobras de los seccionadores adyacentes bajo tensión. El diseño constructivo del fabricante será tal que impida:

- Que la elevada densidad de corriente en ciertos puntos del equipo provoque sobrecalentamientos localizados.
- Sobretensiones internas de muy breve duración que ocasionen rupturas dieléctricas en los aislantes líquidos y sólidos.

Los transformadores de corriente tendrán las características principales siguientes:

Descripción	220kV	60 kV
Tipo de instalación	Intemperie	Intemperie
Máxima tensión de servicio	245kV	72,5kV
Corriente en servicio continuo	2000-1000 A	1200-600A
Corriente secundaria	1A	1A
Características núcleos de medida:		
Clase de precisión	0,2%	0,2%
Potencia	30VA	30VA
Características núcleos de protección:		
Clase de precisión	5P20	5P20
Potencia	30VA	30VA

Cuadro 27: Características Transformadores de Corriente

#### e) Transformadores de Tensión

Para el nivel 220kV y 60kV se proveerán transformadores del tipo inductivo o capacitivo, y para 22,9kV serán siempre del tipo inductivo.

Se deberá tener en cuenta que los transformadores no deben producir efectos ferro resonancia asociados a las capacidades de las líneas aéreas.

Todas las partes metálicas serán galvanizadas en caliente según Normas ASTM o VDE y los arrollamientos serán de cobre, asilados con papel impregnado en aceite, según corresponda.

Los transformadores serán diseñados para soportar los esfuerzos térmicos y mecánicos debidos a un cortocircuito en los terminales secundarios durante periodo de un segundo con plena tensión mantenida en el primario. Los transformadores no presentarán daños visibles y seguirán cumpliendo con los requerimientos de esta especificación. La temperatura en el cobre de los arrollamientos no excederá los 250° C bajo estas condiciones de cortocircuito (para una condición inicial de 95° C en el punto más caliente).

Los elementos del divisor capacitivo para los transformadores de 220 y 60kV contenidos en aisladores de porcelana marrón, constituyendo una columna auto-soportada. Las bobinas de divisor capacitivo serán de hoja de aluminio con aislamiento de papel impregnado o film poliéster y del tipo anti-inductivo para mejorar la respuesta a los transitorios.

La reactancia podrá ser aislada en aceite, en aire o gas SF6.

Los transformadores de tensión tendrán las características principales siguientes:

<b>Descripción</b>	<b>220kV</b>	<b>60kV</b>
Tipo de instalación	Intemperie	Intemperie
Tensión secundaria	110/ $\sqrt{3}$ V	110/ $\sqrt{3}$ V
Características núcleos de medida:		
Clase de precisión	0,2%	0,2%
Potencia	30VA	30VA
Características núcleos de protección:		
Clase de precisión	3P	3P
Potencia	30VA	30VA

Cuadro 28: Características Transformadores de Tensión

#### 10.2.4. Transformador de Potencia

##### a) Alcance

Estas especificaciones cubren el alcance de las características mínimas a considerar para el diseño, fabricación y ensayos de los transformadores de potencia, incluyendo los elementos auxiliares necesarios para su correcto funcionamiento y operación.

##### b) Normas

Para el diseño, fabricación y transporte de los transformadores se utilizarán, sin ser limitativas, las Normas siguientes: CNE Suministro 2001, IEC 60076-1, IEC 60076-2, IEC 60076-3, IEC 60076-3-1, IEC 60076-4, IEC 60137, IEC 60214, IEC 60354, IEC 60551, IEC 60044, IEC 60296, IEC 60542.

##### c) Características Constructivas

En forma general se suministrarán transformadores del tipo sumergidos en aceite, refrigerados por circulación natural de aceite y aire (ONAN) y su diseño debe permitir incrementar su capacidad mediante ventilación forzada (ONAF).

**Núcleos:** los núcleos serán construidos de manera que reduzcan al mínimo las corrientes parásitas, y serán fabricados en base a láminas de acero al silicio con cristales orientados,

libres de fatiga al envejecimiento, de alto grado de magnetización, de bajas pérdidas por histéresis y de alta permeabilidad.

**Arrollamientos:** todos los cables, barras o conductores que se utilicen para los arrollamientos serán de cobre electrolítico de alta calidad y pureza. El aislamiento de los conductores será de papel de alta estabilidad térmica y resistente al envejecimiento, podrán darse un baño de barniz para mejorar la resistencia mecánica. El conjunto de arrollamientos y núcleo, completamente ensamblado deberá secarse al vacío para asegurar la extracción de la humedad y después ser impregnado y sumergido en aceite dieléctrico. El transformador de potencia debe estar provisto de un analizador de gases incorporado con equipamiento para monitoreo remoto.

**Tanque:** el tanque será construido con planchas de acero estructural de alta resistencia, reforzado con perfiles de acero. Todas las aberturas que sean necesarias en las paredes del tanque y en la cubierta serán dotadas de bridas soldadas al tanque, preparadas para el uso de empaquetaduras, las que serán de material elástico, que no se deterioren bajo el efecto del aceite caliente. No se aceptarán empaquetaduras de goma sintética resistente al aceite. El tanque estará provisto de dos tomas de puesta a tierra con sus respectivos conectores ubicados en los extremos opuestos de la parte inferior del tanque. Asimismo, estará provisto de las válvulas y accesorios siguientes (la lista no es limitativa), y de ser necesario el fabricante implementará los accesorios necesarios para la óptima operación del transformador.

- Válvula de descarga de sobrepresión interna, ajustada para 0,5 kg/cm<sup>2</sup> de sobrepresión interna.
- Válvulas para las conexiones de filtración del aceite, situadas una en la parte superior y otra en la parte inferior del tanque.
- Válvula de tres vías para la conexión de la tubería de conexión al relé Buchholz.
- Válvula de cierre (separación) de aceite para cada tubería del sistema de enfriamiento.
- Grifos de toma de aceite y purga.

**Aisladores pasatapas y cajas terminales:** los aisladores pasatapas serán del tipo condensador y de acuerdo a la Norma IEC 60137. Deberán ser diseñados para un ambiente de alta contaminación, y con línea de fuga no menor a 25 mm/kV. La porcelana empleada en los pasatapas deberá ser homogénea, libre de cavidades, protuberancias, exfoliaciones o resquebrajaduras y deberán ser impermeables a la humedad. Todas las piezas de los pasatapas que sean expuestas a la acción de la atmósfera deberán ser fabricadas de material no higroscópico.

**Sistema de enfriamiento:** el sistema de enfriamiento será ONAN (circulación natural de aceite y aire), el que operará de acuerdo al régimen de carga del mismo y su diseño debe permitir incrementar su capacidad mediante ventilación forzada (ONAF). La construcción de los radiadores deberá permitir facilidades de acceso para su inspección y limpieza con un mínimo de interrupciones. Cada uno de los radiadores contará con válvulas dispuestas convenientemente, de tal forma que el radiador pueda colocarse o sacarse fuera de servicio sin afectar la operación del transformador.

**Aceite aislante:** el transformador será suministrado con su dotación completa de aceite aislante más reserva de mínimo 5% del volumen neto, los cuales serán embarcados separadamente en recipientes de acero herméticamente cerrados. El transformador será embarcado sin aceite y en su lugar será llenado con gas nitrógeno para su transporte. El

aceite dieléctrico a proveerse será aceite mineral refinado, que en su composición química no contenga sustancias inhibitoras y deberá cumplir con las Normas IEC 60354 e IEC 60296.

**Sistema de regulación:** los transformadores deberán contar con un sistema de regulación bajo carga con mando local y remoto, con un rango de regulación sugerido del +-10%, en pasos de 1%. El conmutador de tomas cumplirá con las Normas IEC 60214 y será de un fabricante de reconocida calidad y experiencia. El motor y sus mecanismos de control se instalarán en un gabinete hermético para instalación a la intemperie clase IP 55, y será montado en el exterior de la cuba del transformador. La información del indicador de posiciones del conmutador deberá ser visualizada en los siguientes puntos: localmente en la caja de mando, en el tablero del mando ubicado en la sala de control, y adicionalmente señales para ser integrado al sistema SCADA y para su envío al Centro del Control (COES).

<b>Características Técnicas S.E. IQUITOS NUEVA</b>	<b>Descripción</b>
Potencia de transformación requerida	150/150/50 MVA – ONAF
Tensión devanado primario	220kV Estrella, neutro a tierra
Tensión devanado secundario	60kV Estrella, neutro a tierra
Tensión devanado terciario	13,8kV Delta ( )
Refrigeración	ONAN
Grupo de conexión	YN/yn/D
Regulación de tensión:	
- Tipo	Automática, bajo carga
- Rango	± 10% en pasos de 1% ( )

Cuadro 29: Características Transformador de Potencia

**Transformadores de corriente:** el transformador será suministrado con transformadores de corriente incorporados en los aisladores pasatapas (bushings), de tres núcleos, para protección, en todos los devanados y en las tres fases. Aparte el transformador contará con los transformadores de corriente para regulación y protección de imagen térmica.

**Protección contra incendio:** cada transformador y cambiador de derivaciones bajo carga será equipado de un sistema contra explosión y prevención del incendio, que actúe ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno y que despresurice evacuando una cantidad de aceite y gases explosivos debido a un corto circuito de baja impedancia o de otro origen. Un tanque de separación aceite-gas recogerá la mezcla de aceite despresurizado y gases explosivos e inflamables, y separará el aceite de los gases explosivos, los cuales serán conducidos por medio de una tubería de evacuación a un área segura. Este tanque asegurará que el aceite quede confinado y no entre en contacto con el medio ambiente y tampoco se permitirá ninguna fosa en tierra para la recolección del aceite y gases despresurizados, respetándose que se cumpla con los requerimientos de protección del medio ambiente. El equipo estará provisto de un dispositivo de Eliminación de Gases Explosivos para garantizar la seguridad de las personas y evitar el efecto bazuca causado por el contacto del gas explosivo con el aire al abrir el tanque después del incidente. Se puede emplear dos tipos de inyección de nitrógeno: la inyección manual y/o la automática.

### 10.2.5. Reactores

#### a) Alcance

Estas especificaciones cubren el alcance de las características mínimas a considerar para el diseño, fabricación y ensayos de los reactores trifásicos de barra y de línea de 220kV incluyendo los elementos auxiliares necesarios para su correcto funcionamiento y operación.

#### b) Normas

Para el diseño, fabricación y transporte de los reactores se utilizarán sin ser limitativas, las Normas siguientes: IEC 60289, IEC 600076-1, IEC 60076-2, IEC 60076-3, IEC 60076-3-1, IEC 60076-5, IEC 60551, IEC 60722, Publicación C57.21.

#### c) Características Constructivas

En forma general se suministrarán reactores para servicio exterior, devanado sumergido en aceite, diseñado para circulación natural de aceite y aire (ONAN).

**Núcleos:** los núcleos serán contruidos de manera que reduzcan al mínimo las corrientes parásitas, y serán fabricados en base a láminas de acero al silicio con cristales orientados, libres de fatiga al envejecimiento, de alto grado de magnetización, de bajas pérdidas por histéresis y de alta permeabilidad. El circuito magnético estará sólidamente puesto a tierra con las estructuras de ajuste del núcleo y con el tanque de una forma segura, de tal manera que permita una fácil desconexión a tierra, cuando se necesite retirar el núcleo del tanque.

**Arrollamientos:** todos los cables, barras o conductores que se utilicen para los arrollamientos serán de cobre electrolítico de alta calidad y pureza. El aislamiento de los conductores será de papel de alta estabilidad térmica y resistente al envejecimiento, podrán darse un baño de barniz para mejorar la resistencia mecánica. El conjunto de arrollamientos y núcleo, completamente ensamblado deberá secarse al vacío para asegurar la extracción de la humedad y después ser impregnado y sumergido en aceite dieléctrico.

**Tanque:** el tanque será construido con planchas de acero estructural de alta resistencia, reforzado con perfiles de acero. Todas las aberturas que sean necesarias en las paredes del tanque y en la cubierta, serán dotadas de bridas soldadas al tanque, preparadas para el uso de empaquetaduras, las que serán de material elástico, que no se deterioren bajo el efecto del aceite caliente. No se aceptarán empaquetaduras de goma sintética resistente al aceite. El tanque estará provisto de dos tomas de puesta a tierra con sus respectivos conectores ubicados en los extremos opuestos de la parte inferior del tanque. El tanque estará provisto de las válvulas y accesorios siguientes (la lista no es limitativa) y de ser necesario el fabricante implementará los accesorios necesarios para la óptima operación del reactor:

Válvula de descarga de sobrepresión interna, ajustada para 0,5 kg/cm<sup>2</sup> de sobrepresión interna.

Válvulas para las conexiones de filtración del aceite, situadas una en la parte superior y otra en la parte inferior del tanque.

Válvula de tres vías para la conexión de la tubería de conexión al relé Bucholz.

Grifos de toma de aceite y purga.

**Aisladores pasatapas y cajas terminales:** los aisladores pasatapas serán del tipo condensador y de acuerdo a la Norma IEC 60137. Deberán ser diseñados para un ambiente de alta contaminación, y con una línea de fuga no menor a 25 mm/kV. La porcelana empleada en los pasatapas deberá ser homogénea, libre de cavidades, protuberancias, exfoliaciones o resquebrajaduras y deberán ser impermeables a la humedad. Todas las piezas de los pasatapas que sean expuestas a la acción de la atmósfera deberán ser fabricadas de material no higroscópico.

**Aceite aislante:** el reactor será suministrado con su dotación completa de aceite aislante más una reserva de mínimo 5% del volumen neto, los cuales serán embarcados separadamente en recipientes de acero herméticamente cerrados. El reactor será embarcado sin aceite y en su lugar será llenado con gas nitrógeno para su transporte. El aceite dieléctrico a proveerse será aceite mineral refinado, que en su composición química no contenga sustancias inhibitoras y deberá cumplir con las Normas IEC 60354 e IEC 60296.

**Transformadores de corriente:** los reactores serán suministrados con transformadores de corriente incorporados en los aisladores pasatapas (bushings), de dos núcleos, ambos para protección, en las tres fases. A parte, los reactores contarán con los transformadores de corriente para protección de imagen térmica.

**Protección contra incendio:** será equipado de un sistema contra explosión y prevención de incendio, que actúe ante la gradiente de súbita presión mediante rotura de membrana e inyección de nitrógeno, y que despresurice evacuando una cantidad de aceite y gases explosivos debido a un corto circuito de baja impedancia o de otro origen, tipo Sergi o similar. Un tanque de separación aceite-gas recogerá la mezcla de aceite despresurizado y gases explosivos e inflamables y separará el aceite de los gases explosivos, los cuales serán conducidos por medio de una tubería de evacuación a un área segura. El tanque asegurará que el aceite quede confinado y no entre en contacto con el medio ambiente y tampoco se permitirá ninguna fosa en tierra para la recolección del aceite y gases despresurizados, respetándose que se cumpla con los requerimientos de protección del medio ambiente. El equipo estará provisto de un dispositivo de Eliminación de Gases Explosivos para garantizar la seguridad de las personas y evitar el efecto bazuca causado por el contacto del gas explosivo con el aire al abrir el tanque después del incidente. Se puede emplear dos tipos de inyección de nitrógeno: la inyección manual y/o la automática.

#### **10.2.6. Reactancias del Neutro**

##### **a) Alcance**

Estas especificaciones cubren el alcance de las características mínimas a considerar para el diseño, fabricación y ensayos de los reactores trifásicos de barra y de línea de 220kV incluyendo los elementos auxiliares necesarios para su correcto funcionamiento y operación.



**b) Normas**

Para el diseño, fabricación y transporte de los reactores se utilizarán sin ser limitativas, las Normas siguientes: CNE Suministro 2001, IEC 60099, ANSI C.62.11.

**c) Características Constructivas**

Se suministrarán reactancias de neutro supresor de arco monofásico, para instalación exterior, sumergido en aceite aislante refrigerado por circulación natural del aceite y aire (ONAN).

Formarán parte del suministro:

- Aceite aislante par el primer llenado, con una reserva mínima de 5% para reposición.
- Placas aislantes para apoyo de los equipos.

**10.2.7. Pararrayos**

**a) Alcance**

Estas especificaciones cubren el alcance de las características mínimas a considerar para el diseño, fabricación y ensayos de los descargadores de sobretensiones para 220kV, 138kV y 12kV, incluyendo los elementos auxiliares necesarios para su correcto montaje y funcionamiento.

**b) Normas**

Para el diseño, fabricación y transporte de los reactores se utilizarán sin ser limitativas, las Normas siguientes: CNE Suministro 2001, IEC 60099, IEC 60099-4, ANSI C.62.11.

**c) Características Constructivas**

En forma general se suministrarán descargadores de Oxido de Zinc (ZnO) para instalación exterior. Serán adecuados para protección de los equipos contra sobretensiones atmosféricas y sobretensiones de maniobra. La corriente permanente deberá retornar a un valor constante no creciente luego de la disipación del transitorio producido por una descarga. Los descargadores serán aptos para sistemas rígidos a tierra, la tensión residual las corrientes de impulso deben ser lo más baja posible. No deberá presentar descargas por efecto corona. Los puntos agudos en terminales, etc, deberán ser adecuadamente blindados mediante el uso de anillos anticorona para cumplir con los requerimientos de radio interferencia y efecto corona. El material de la unidad resistiva será óxido de zinc, y cada descargador podrá estar construido por una o varias unidades, debiendo ser cada una de ellas un descargador en sí misma. Estarán provistos de contadores de descarga.

**11. MANTENIMIENTO DE LAS LINEAS DE TRANSMISION**

La Sociedad Concesionaria diseñara un programara actividades periódicas de inspecciones, limpieza y reemplazo en las torres, conductores, cables de guarda, aisladores de la línea a fin de preservar el activo del Estado Peruano, así como garantizar

adecuados niveles de pérdidas transversales (por efecto corona y corrientes de fuga), así como el efecto de radio interferencia adecuados.

A partir del inicio del quinto año de Operación Comercial de la Línea Eléctrica, la Sociedad Concesionaria efectuara las siguientes actividades.

- Inspecciones visuales periódicas
- Limpieza de conductores
- Limpieza de aisladores

Al iniciar la Operación Comercial, la Sociedad presentara al OSINERGMIN, los procedimientos detallados y específicos, así como los programas de inspección y limpieza.

### **11.1. Inspecciones Visuales Periódicas y otros**

La Sociedad Concesionaria efectuará inspecciones visuales, termovisión, escalamiento a las torres y medición de la puesta a tierra, con el objeto de predecir los tramos de línea que ocasionaran dificultades en la operación.

El horizonte es el 100% de las instalaciones en un plazo no mayor de 5 años. La frecuencia será estimada por la Sociedad Concesionaria atendiendo las facilidades climáticas, accesos, nivel de las aguas, etc

El OSINERGMIN tiene la facultad de presenciar las inspecciones y solicitar la repetición, en caso necesario, con la finalidad de verificar el nivel de contaminación reportado.

Los informes de las inspecciones visuales se remitirán al OSINERGMIN.

### **11.2. Mantenimiento Varios**

La Sociedad Concesionaria efectuara la limpieza de la faja de servidumbre y de las vías de acceso sea carrozable y peatonal así como la corrección de puntos calientes, mantenimiento de aisladores y de las diferentes placas de las torres.

La actividad es permanente y con un horizonte a 5 años.

El OSINERGMIN tiene la facultad de presenciar las inspecciones y solicitar la repetición, en caso necesario, con la finalidad de verificar el nivel de contaminación reportado.

Los informes de las inspecciones visuales se remitirán al OSINERGMIN.

### **11.3. Reparaciones y Mejoramiento**

El mantenimiento correctivo se ejecuta en la oportunidad que se presente su necesidad e incluye a los conductores, cables de guarda así como el mejoramiento de la puesta a tierra de las torres.

El OSINERGMIN tiene la facultad de presenciar las inspecciones y solicitar la repetición, en caso necesario, con la finalidad de verificar el nivel de contaminación reportado.

Los informes de las inspecciones visuales se remitirán al OSINERGMIN.

#### **11.4. Anticipación de Fallas**

Se programará la revisión de la línea en los puntos de falla potenciales, tales como los empalmes y sus conexiones de la OPGW, control topográfico de la distancia vertical de los conductores al suelo, posiciones angulares fuertes en desnivel, vanos muy desiguales, comportamiento de los BFD, separadores, balizas nocturnas, etc.

El OSINERGMIN tiene la facultad de presenciar las inspecciones y solicitar la repetición, en caso necesario, con la finalidad de verificar el nivel de contaminación reportado.

Los informes de las inspecciones visuales se remitirán al OSINERGMIN.

#### **11.5. Nuevas Tecnologías**

La Sociedad Concesionaria aplicará nuevas tecnologías que promuevan la continuidad y calidad del servicio de transporte, así como optimización técnica y económica de los mantenimientos.

El OSINERGMIN tiene la facultad de presenciar las inspecciones y solicitar la repetición, en caso necesario, con la finalidad de verificar el nivel de contaminación reportado.

Los informes de las inspecciones visuales se remitirán al OSINERGMIN.

### **12. RECOMENDACIONES PARA EL DESARROLLO DEL PROYECTO**

- Siendo una posibilidad de que el mantenimiento de la línea de transmisión sea vía aérea mediante el uso de helicópteros, estudiar la posibilidad de que la placa de numeración de las estructuras (adicionalmente a la numeración convencional) se ubique en la cima de las estructuras con el tamaño de números apropiados.
- La travesía prolongada de la provisión de las torres demanda la aplicación de un baño de cromatización sobre el galvanizado en caliente u otra equivalente.
- Se recomienda el uso de contenedores en el envío marítimo de las partes de las torres.
- Se sugiere que la provisión de las torres disponga de una supervisión técnica permanente por parte de los representantes de la Sociedad Concesionaria en la planta de galvanizado en caliente tanto de los perfiles como de la pernería asociada de las torres. Incluye verificaciones y pruebas de la pernería.
- Se sugiere que los dos tipos de torres más utilizadas sean sometidas a pruebas de cargas mecánicas normales en un campo de pruebas, en tanto que al resto de torres se les someta a pruebas mecánicas virtuales.
- Se sugiere que los documentos de la ingeniería de detalle contenga todas las tolerancias constructivas a utilizar en los procesos a ejecutar, debidamente sustentado con las normas o estándares vigentes.
- Se sugiere que la fundación (incluido pilotes, de ser el caso) de al menos una torre sea sometido a las pruebas mecánicas de campo para demostrar su diseño y correcta ejecución.
- Se sugiere que la provisión de conductores y cable OPGW disponga de una supervisión técnica permanente de parte de los representantes de la Sociedad Concesionaria en la planta de los fabricantes.
- En la ejecución de los cálculos de la densidad relativa del aire tomar en cuenta que la temperatura ambiente máxima puede superar los 45°C.

- Estudiar la opción de que los conductores de fase sean suministrados con grasa interior neutra.
- Estudiar la opción de que los cables de guarda (convencional y OPGW) sean suministrados con grasa neutra interior. De resultar válida la opción de provisión con grasa, esta debe ser sometida a las pruebas químicas de rutina del caso ante los representantes de la Sociedad Concesionaria.
- La determinación de la distancia vertical de los conductores inferiores a zonas húmedas o zonas con nivel de agua, debe considerar el nivel de las aguas en época de avenidas (lluvias) y adicionalmente utilizar la información de los registros de nivel histórico máximo de las aguas.
- En lo posible, el periodo de almacenamiento de las provisiones antes del montaje en la obra; tratar que sea de muy corta duración pues la actividad biológica es muy intensa y la humedad es muy elevada.

La ventilación/aireación de los perfiles y pernería galvanizados almacenadas antes de la ejecución del montaje de las torres resulta importante para la minimización del moho en el galvanizado.

### **13. PRESUPUESTOS DE LA INVERSIONES ESTIMADAS**

Los costos de la instalaciones comprende los costos directos: suministro de equipos y materiales, obras civiles, montaje, pruebas y puesta en servicio y los costos Indirecto: Gastos Generales del Contratista, Utilidades del Contratista, Supervisión de la Ingeniería y Construcción.

Con la finalidad de tener todos los costos de las instalaciones, además del presupuesto de la Subestación Intermedia, se ha elaborado la actualización de los presupuestos de las instalaciones modificadas por la implementación de la Subestación Intermedia, elaborados en el estudio del 2011.

#### **13.1. Presupuesto de Inversión**

A continuación se presenta la descripción del presupuesto de la inversión estimada.

##### **13.1.1. Línea de Transmisión 1x220kV SE Moyobamba Nueva -SE Intermedia-SE Iquitos Nueva**

El Presupuesto vigente a la fecha, está constituido de dos partes: costos directos e indirectos.

#### **COSTOS DIRECTOS**

##### **Suministro**

Como paso previo se definen los materiales a utilizar: conductores, cables de guarda y el aislamiento entre los principales.

Se establecen las condiciones de diseño para las condiciones de la zona y con ello se determinan la geometría de las torres y su peso estimado.

Con la ruta seleccionada de SE Moyobamba-SE Intermedia (430 km) y SE Intermedia-SE Iquitos (201 km), se hace una distribución de estructuras a priori para hallar una cubicación integral estimada, que considera cantidades solo para la ejecución de la obra. Se excluye suministros para la operación del Proyecto.

Los precios unitarios de los suministros que se aplican; provienen de los costos vigentes en el mercado local a nivel de Almacén Lima.

Se calcula el costo del suministro que se requiere en la ejecución de la obra sin considerar repuestos, ni herramientas.

### **Obras civiles**

La movilización (y desmovilización) representa un costo elevado toda vez que el traslado de la maquinaria que se utiliza en la obra requiere de tareas de desarmados, armados y pruebas operativas de determinados equipos de construcción.

La presencia permanente variable del nivel de aguas sobre los terrenos en parte importante de la ruta de la línea de transmisión obliga al uso de otros medios apropiados (pilotes o similares) de cimentaciones de las torres en una proporción estimada del 60%. En el 40% de las cimentaciones de las torres restantes, se estima que la ejecución de las cimentaciones será según una línea convencional (cimentaciones de concreto y/o parrillas).

Un tipo de cimentación de las torres en agua propuesta es el uso de micro-pilotes como elementos friccionantes para conseguir las resistencias mecánicas solicitadas para las cimentaciones de las torres.

Hincados los micro-pilotes se sellan con una base de concreto armado sobre el cual se ejecutaran las cimentaciones de las torres.

La ejecución de las obras civiles enfrentara a rendimientos labores muy bajos por el área boscosa, clima cálido y húmedo permanente, precipitación pluvial intensa la mayor parte del año, animales peligrosos, sin accesos ni medios de comunicación y sumado a ello la carencia de canteras de agregados.

En el 40% de las posiciones de las torres restantes se estima que la ejecución es según una línea convencional.

### **Obras electromecánicas**

La ejecución de estas obras es casi convencional una vez que se dispone de las cimentaciones ejecutadas.

## **COSTOS INDIRECTOS**

### **Gastos generales**

En los gastos generales se plantea desarrollar la obra en seis frentes de ejecución simultánea con una sede central en Lima. Cada sede en obra dispone de personal técnico y administrativo provistos de movilidades, comunicaciones con equipos de protección personal (EPP) y controles médicos y viajes de retorno a su sede de origen, seguros, incluye entrenamiento en seguridad con su respectivo costeo de tiempo de instrucción, periodos de descansos. Se considera también el costo de los ensayos y pruebas que demuestren el diseño y ejecución correcta de la tarea constructiva. Aplica los conceptos de seguridad y salud en el trabajo según ley vigente.

## **Otros**

Está constituido por los siguientes: estudios de ingeniería del tipo estándares y especiales, gestiones de concesión provisional y definitiva, agenciamiento de compras, gestión predial, estudio para obtener el CIRA, Estudio de Impacto Ambiental y sus talleres, Estudio de Impacto Ambiental de desbosque, estudios de geotecnia, compensación de servidumbre y accesos, supervisión permanente de la obra, costos de terrenos e inspección técnica del Estado Peruano por medio de terceros.

### **13.1.2. Línea de Transmisión 2x60kV SE Iquitos – Central Térmica Iquitos**

El Presupuesto vigente a la fecha, está constituido de dos partes: costos directos e indirectos.

#### **COSTOS DIRECTOS**

##### **Suministros**

Como paso previo se definen técnicamente los materiales a utilizar: conductores, cables de guarda y el aislamiento entre los principales.

Se establecen las condiciones de diseño para las condiciones de la zona y con ello se determinan la geometría de los postes metálicos.

Con la ruta seleccionada de 5,2km se hace una distribución urbana de estructuras a priori para hallar una cubicación integral estimada, que considera cantidades solo para la ejecución de la obra.

Los precios unitarios de los suministros que se aplican; provienen de los costos vigentes en el mercado local a nivel de Almacén Lima.

Se calcula el costo del suministro que se requiere en la ejecución de la obra sin considerar repuestos, ni herramientas.

##### **Obras civiles**

La presencia permanente variable del nivel de aguas sobre los terrenos en parte importante de la ruta de la línea de transmisión obliga al uso de otros medios apropiados (pilotes o similares) de cimentaciones de las torres.

Un tipo de cimentación de las estructuras en agua propuesta es el uso de micro-pilotes como elementos friccionantes para conseguir las resistencias mecánicas solicitadas para las cimentaciones de las estructuras.

##### **Obras electromecánicas**

La ejecución de estas obras es convencional una vez que se dispone de las cimentaciones ejecutadas.

#### **COSTOS INDIRECTOS**

##### **Gastos generales**

Tiene los componentes de una obra convencional.

## **Otros**

Está constituido por los siguientes: estudios de ingeniería, gestión predial, estudios de geotecnia, compensación de servidumbre y accesos, etc.

### **13.1.3. Ampliación S.E. Moyobamba Nueva 220kV, S.E. Intermedia 220kV, S.E. Iquitos Nueva 220kV y Ampliación S.E. Iquitos Existente 60kV**

El Presupuesto vigente a la fecha, está constituido de dos partes: costos directos e indirectos.

## **COSTOS DIRECTOS**

### **Suministros**

Los suministros están constituidos por equipos convencionales (seccionadores, transformadores de tensión y corriente, pararrayos, interruptores de potencia) del patio de llaves incluido los reactores de las tres subestaciones de 220kV, los equipos de compensación serie en la S.E. Intermedia, el SVC y los compensadores síncronos de la S.E. Iquitos.

Forman parte de los suministros eléctricos, los equipos que se ubican en las aéreas comunes (patio de llaves y la sala de control) tales como: malla de puesta a tierra profunda y superficial, sistema de barras y conexiones, tableros de control, mando protección y medida, servicios auxiliares, instalaciones eléctricas interiores y exteriores y de alumbrado.

Se consideran los equipos de comunicación por fibra óptica, para su comunicación en tiempo real con el COES y para la protección a distancia de la línea de transmisión y otros.

En general el costo del suministro que se requiere en la ejecución de la obra excluye repuestos y herramientas, salvo que en la S.E. Iquitos se considera un transformador de potencia monofásico con el repuesto de una fase. La consideración se fundamenta en que un transformador trifásico de 120MVA por su elevado peso tiene muchas dificultades en su transporte fluvial con niveles variables de las aguas en los ríos.

En la ampliación de las dos bahías de 60kV de la central térmica de Iquitos existente no se considera la transformación de 60/10kV.

Los precios unitarios de los suministros que se aplican; provienen de los costos vigentes en el mercado local a nivel de Almacén Lima.

### **Obras civiles**

La ejecución de las obras civiles especialmente en la S.E. Iquitos se cimentara sobre suelos arcillosos con napa freática elevada de modo permanente.

Las obras civiles lo constituyen un cerco perimétrico, sala de control con instalaciones eléctricas, de comunicación, agua y desagüe empotrados y una garita de control. En el patio de llaves se tienen bases de concreto armado de los equipos y de los pórticos. Se tienen vías de acceso interior y exterior al patio de llaves para las tareas de instalación y mantenimiento, así como estacionamiento vehicular.

### **Obras electromecánicas**

La ejecución de estas obras es convencional una vez que se dispone de las cimentaciones ejecutadas correctamente.

### **COSTOS INDIRECTOS**

#### **Gastos generales**

En los gastos generales se considera personal técnico y administrativo provistos de movibilidades, comunicaciones con equipos de protección personal (EPP) y controles médicos y viajes de retorno a su sede de origen, seguros, incluye entrenamiento en seguridad con su respectivo costeo de tiempo de instrucción, periodos de descansos. Se considera también el costo de los ensayos y pruebas que demuestren el diseño y ejecución correcta de la tarea constructiva. Aplica los conceptos de seguridad y salud en el trabajo según ley vigente.

#### **Otros**

Está constituido por los siguientes: estudios de ingeniería del tipo estándares y especiales, compras, gestión predial, estudios de geotecnia, costos de terrenos.

#### **13.1.4. Resumen de los Presupuestos estimados de Inversión**

En el Anexo 08, se presentan el detalle de los costos de inversión estimados y en el Cuadro A, adjunto se indica el Resumen General del Presupuesto de Inversión.

### **14. CRONOGRAMA DE EJECUCIÓN DEL PROYECTO**

En el Anexo 09, se adjunta el Cronograma General de Ejecución, donde se indica las actividades que se deben realizar para la ejecución de la obra.

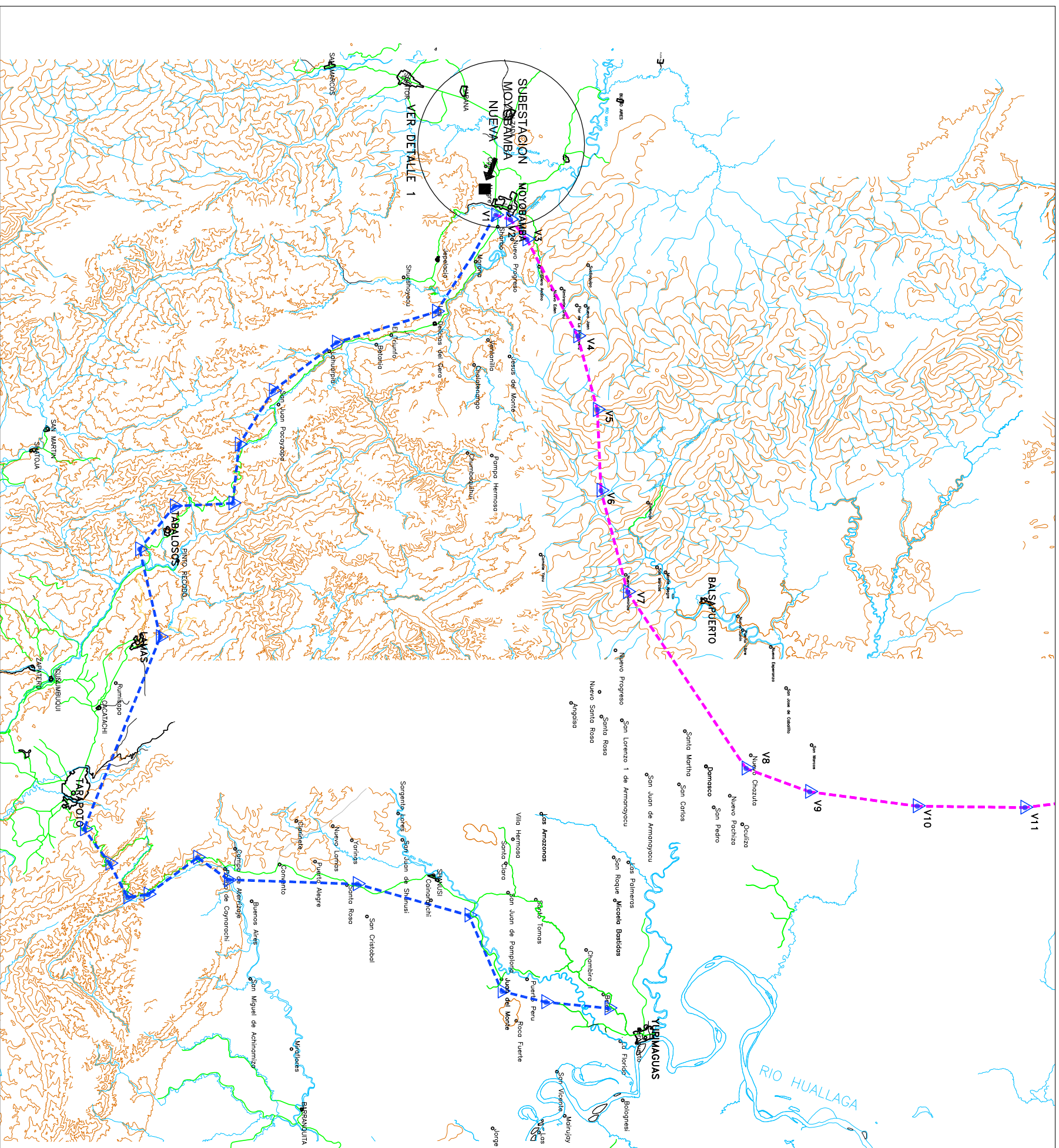
El Cronograma General de Ejecución se ha elaborado para el proyecto completo, es decir para la construcción de las Líneas de Transmisión S.E. Moyobamba - S.E. Intermedia - S.E. Iquitos en 220kV, así como la Ampliación S.E. Moyobamba Nueva, S.E. Intermedia, S.E. Iquitos Nueva y Ampliación de la S.E. Iquitos 60kV.

El planeamiento de la ejecución del proyecto tomando en cuenta la extensión de la obra, las características del área, condiciones ambientales, biológicas, carencia de accesos, naturaleza saturada de los suelos en su mayoría, bosques densos, procesos constructivos, duración de los tramites públicos, duración del transporte de los suministros al área, etc., permite elaborar el cronograma, cuya duración total es 52 meses.



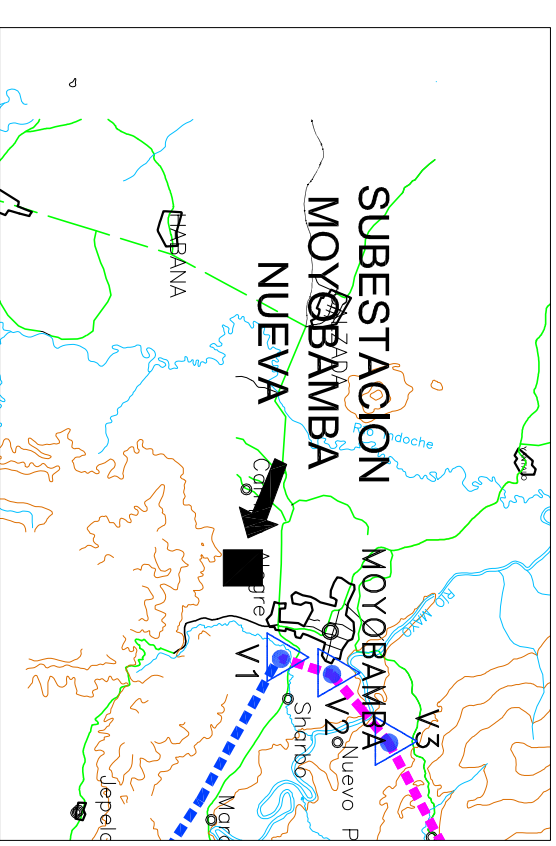
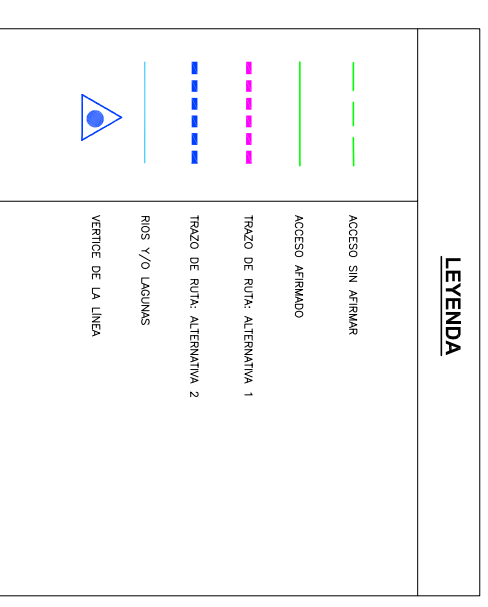
ANEXO 1  
TRAZO DE RUTA PRELIMINAR

TRAZO DE RUTA LT 220 KV : SE MOYOBAMBA NUEVA - SE INTERMEDIA - SE IQUITOS NUEVA



VERTICES DE TRAZO DE RUTA  
TRAMO 1 : S.E. MOYOBAMBA NUEVA-S.E. INTERMEDIA

VERTICE	DISTANCIA PARCIAL	ACUMULADA	COORDENADAS		ANGULO
			E (X)	N (Y)	
V1	0.00	0.00	282 857.17	9 331 171.36	3702°56' 0
V2	1 767.64	1 767.64	283 389.46	9 332 856.81	112°3'29" 0
V3	2 962.70	4 730.34	285 665.47	9 334 753.48	12°46'13" 0
V4	12 587.92	17 318.26	296 811.21	9 340 603.99	12°19'25" 0
V5	8 747.35	26 065.61	305 263.45	9 342 856.92	12°04'46" 1
V6	9 306.37	35 371.98	314 560.92	9 343 279.35	19°11'13" 1
V7	12 064.97	47 436.95	326 232.00	9 346 337.00	35°57'18" 1
V8	24 434.34	71 871.29	346 520.47	9 359 953.67	12°34'46" 1
V9	7 783.88	79 655.17	349 205.35	9 367 259.82	06°50'02" 1
V10	12 484.12	92 139.29	350 856.02	9 379 634.34	07°57'29" 1
V11	12 375.62	104 514.91	351 021.08	9 392 008.86	07°57'29" 1



DETALLE 1

NOTA:  
1.- LA ESCALA GRAFICA MOSTRADA ES PARA EL FORMATO A-1, PARA A-3 CONSIDERAR EL DOBLE.

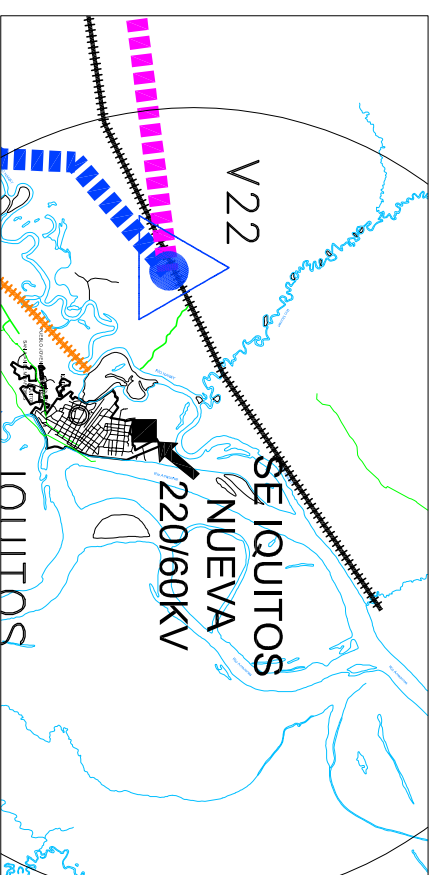
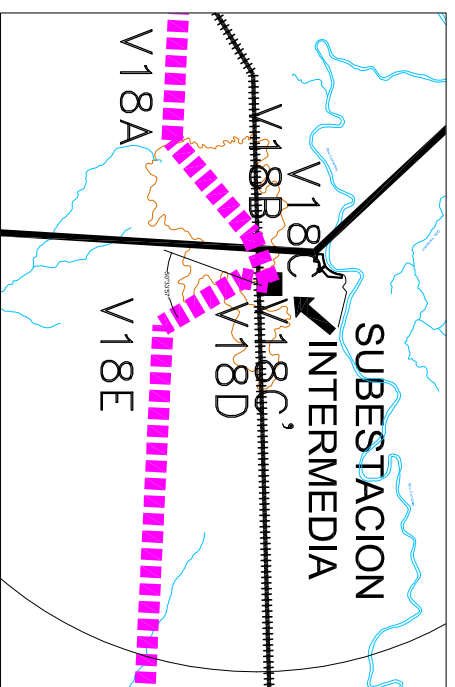
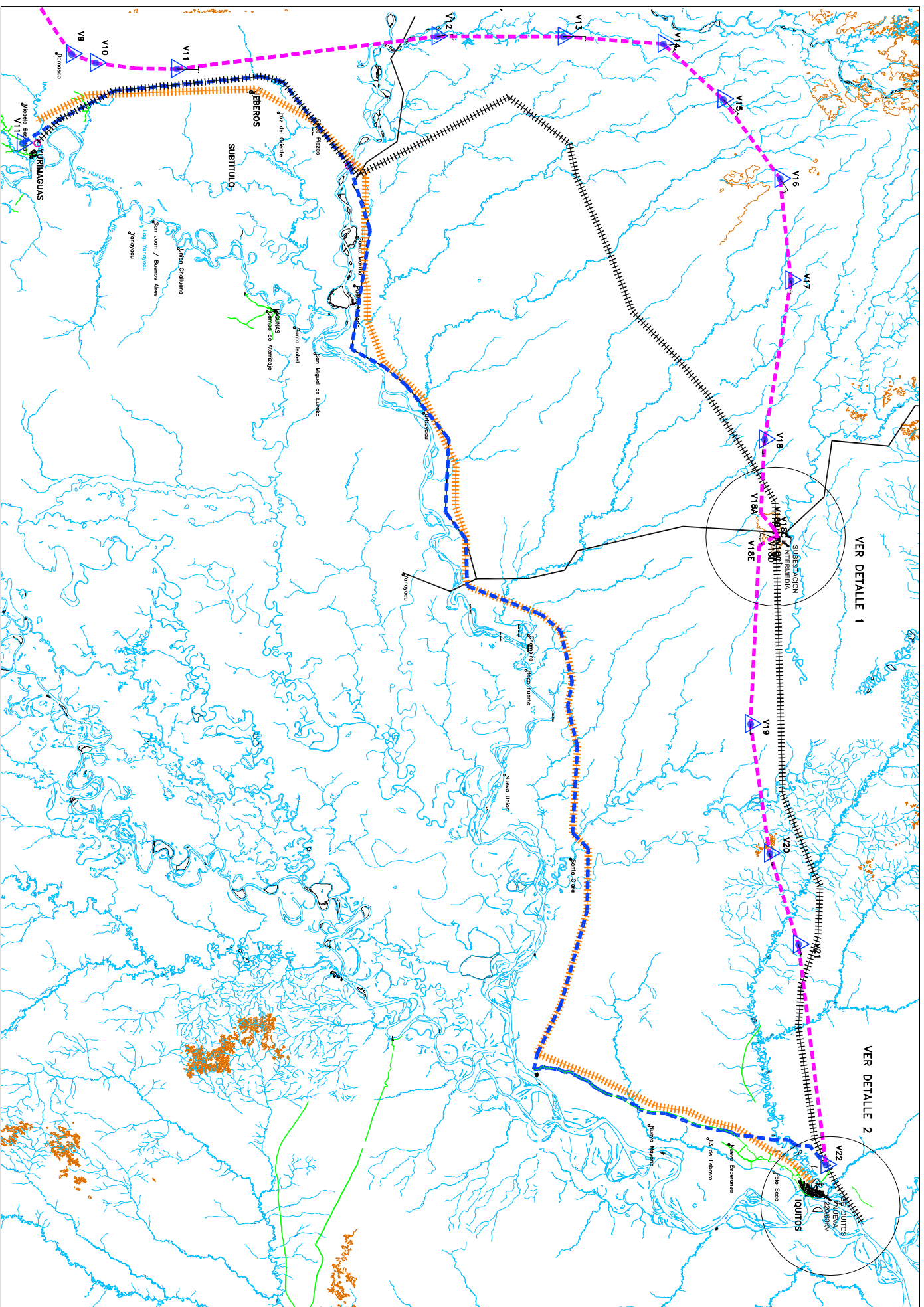


PROYECTO: ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCION DE LA LINEA DE TRANSMISION SE MOYOBAMBA - SE INTERMEDIA - SE IQUITOS EN 220KV  
ELECTRICO

TITULO: TRAZO DE RUTA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 220 KV : TRAMO 1: S.E. MOYOBAMBA NUEVA - SE INTERMEDIA

PLANO N°: CS1-133200-6-01

ELABORO : M.C.S.	REVISO : A.M.A.	ESCALA : 1:250	REV. : 0
CESEL INGENIEROS	APROBO : B.O.M.	FECHA : SET 2013	TRABAJO : 133200



**VERTICES DE TRAZO DE RUTA: ALTERNATIVA 1**  
**TRAMO1: S.E. MOYOBAMBA NUEVA-S.E. INTERMEDIA**

VERTICE	DISTANCIA PARCIAL	DISTANCIA ACUMULADA	COORDENADAS		ANGULO
			E (X)	N (Y)	
V11	12 375,62	104 514,91	351 021,08	9 392 008,86	07°57'29" I
V12	80 119,75	184 634,66	340 967,97	9 471 497,93	07°57'29" I
V13	38 494,14	223 128,80	341 022,87	9 509 992,05	07°14'45" D
V14	30 539,17	253 667,97	343 359,37	9 540 441,72	04°20'09" D
V15	24 893,85	278 561,82	360 255,46	9 558 742,60	38°19'36" D
V16	29 838,27	308 400,09	384 531,10	9 576 092,39	11°43'56" D
V17	31 222,86	339 622,95	415 569,58	9 579 480,64	29°19'25" D
V18	48 960,64	388 583,59	464 143,71	9 571 378,14	15°42'00" D
V18A	22 466,75	411 050,34	466 583,14	9 570 269,39	42°34'50" I
V18B	6 595,72	417 646,06	491 655,12	9 574 486,19	23°19'49" D
V18C	2 666,57	420 311,63	494 212,12	9 579 239,11	-

**VERTICES DE TRAZO DE RUTA: ALTERNATIVA 1**  
**TRAMO 2: S.E. INTERMEDIA - S.E. IQUITOS NUEVA**

V18C'	0,00	0,00	494 364,10	9 579 041,04	-
V18D	1 107,16	1 107,16	493 987,11	9 574 000,11	50°33'57" I
V18E	4 905,72	6 012,88	496 488,47	9 569 779,96	56°50'49" I
V19	54 557,49	60 570,37	550 979,42	9 567 087,52	06°38'29" I
V20	39 994,21	100 564,58	590 544,00	9 572 934,00	11°14'04" I
V21	29 157,28	129 721,86	618 327,00	9 581 780,00	09°15'20" I
V22	67 782,51	197 504,37	685 590,00	9 590 156,00	10°33'47" D

LEYENDA	
	ACCESO SIN AERUAR
	ACCESO AFERRADO
	TRAZO DE RUTA- ALTERNATIVA 1
	TRAZO DE RUTA- ALTERNATIVA 3
	RIOS Y/O LAGUNAS
	VA FERREA PROYECTADA - DESASU
	VA FERREA PROYECTADA - REGION LORETO
	TRAZO DE OLEODUCTO
	VERTICE DE LA LINEA

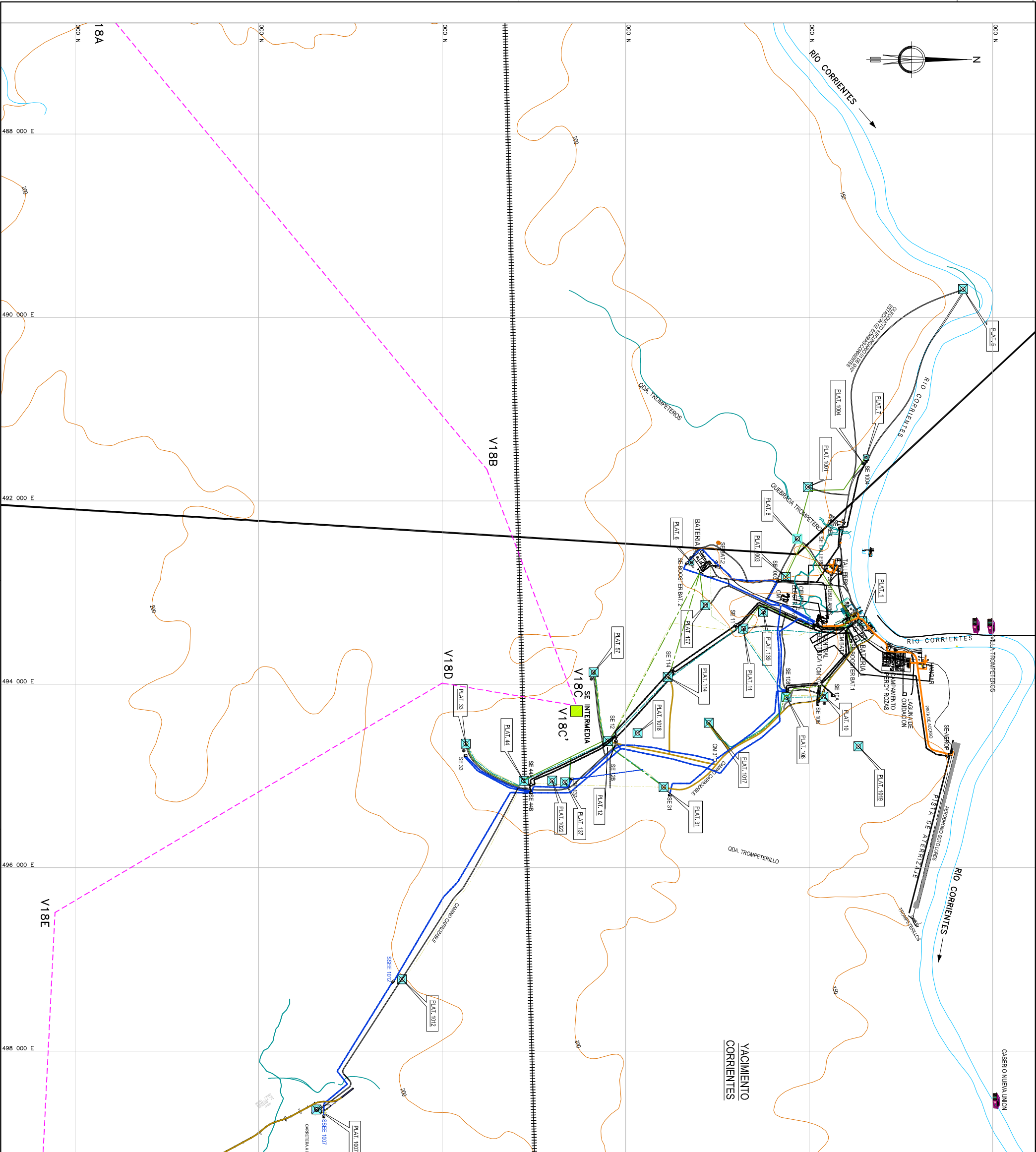
1.- LA ESCALA GRAFICA MOSTRADA ES PARA EL FORMATO A-1, PARA A-3 CONSIDERAR EL DOBLE.



PROYECTO: ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN SE MOYOBAMBA NUEVA - SE INTERMEDIA - SE IQUITOS NUEVA EN 220KV  
 ELECTRICO

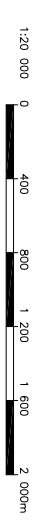
TITULO: TRAZO DE RUTA DE LAS LINEAS DE TRANSMISION DE 220 KV : TRAMO 2: S.E. INTERMEDIA - S.E. IQUITOS NUEVA  
 PLANO N°: CS1-133200-6-02

CESEL INGENIEROS		ELABORADO: M.C.S.		REVISADO: A.M.A.		ESCALA: 1:250		REV.: 0	
INGENIEROS	M.C.S.	BO.M.	SET 2013	TRABAJO: 133200					



LEYENDA	
	CURVA DE NIVEL
	ACCESO SIN AFIRMAR
	ACCESO AFIRMADO
	TRAZO DE RUTA ALTERNATIVA 1
	RIOS Y/O LAGUNAS
	VIA FERREA PROYECTADA - DESSAU
	LINEA AEREA DE MEDIA TENSION EN 10K
	LINEA AEREA DE MEDIA TENSION EN 22.9 KV
	TRAZO DE OLEODUCTO
	PLANIFORMA EN TIERRA EXISTENTE
	UBICACION DE LA SUBESTACION INTERMEDIA

- COORDENADAS REFERIDAS AL DATUM WGS 84



PROYECTO: ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN SE MOTOBAMBA NUEVA - SE INTERMEDIA - SE IQUITOS NUEVA EN 220KV  
TOPOGRAFÍA

TÍTULO: PLANO DE ENTRADA Y SALIDA DE LAS LINEAS DE 220KV A LA SUBESTACION INTERMEDIA  
PLANO N°: CSI-13200-1-6-003

ELABORADO: J.E.G.	REVISADO: F.T.R.	ESCALA: 1:20 000	FECHA: DIC. 2013	TRABAJO: 133200
DIBUJO: J.E.G.	F.T.R.	1:20 000		
INGENIEROS	INGENIEROS			

**ANEXO N° 02**  
**SELECCIÓN PRELIMINAR DE CONDUCTOR**

## SELECCIÓN PRELIMINAR DE CONDUCTORES

### 1. ALCANCE

El presente documento establece los cálculos para la selección de conductor a emplearse en la Línea de Transmisión 220kV S.E. Moyobamba Nueva – S.E. Intermedia – S.E. Iquitos Nueva y Línea de Transmisión 60kV S.E. Iquitos Nueva – S.E. Iquitos existente.

Se emplearán y aplicarán los requerimientos de este documento en el desarrollo de la ingeniería y en la selección del equipamiento.

### 2. CARACTERÍSTICAS GENERALES

#### 2.1 Ubicación

El proyecto se encuentra ubicado en los departamentos de Loreto y San Martín. El área del Proyecto está comprendida en las provincias de Loreto y en la provincia de San Martín.

El puerto comercial más cercano por el Océano Pacífico es el Puerto Peruano de Paita, también está el puerto del Callao en la ciudad de Lima, estando disponibles desde ambas ciudades los accesos por la carretera Panamericana Norte, hacia la Ciudad de Moyobamba.

#### 2.2 Características Ambientales

El equipamiento será diseñado para las condiciones del medio ambiente que se citan a continuación:

Elevación sobre el nivel del Mar	:	100-1500 msnm
Temperatura Ambiente	:	22 °C / 30 °C
Velocidad del Viento	:	75 km/h
Dirección del viento	:	Variable
Condiciones Atmosféricas	:	húmedo/limpio
Precipitación promedio anual	:	89 mm
Calificación Sísmica UBC	:	Zona 04

#### 2.3 Información Disponible

- Catálogos de fabricante conductor AAAC - ACAR
- Texto: Alta tensión, Justo Yanque Mg. (profesor principal UNI)

- Metodología de herramientas para determinar parámetros económicos (VAN)
- Texto: EPRI AC Transmisión Line 200kV – Tercera Edición

### 3. ELEMENTOS DE ENTRADA

Línea de Transmisión 220kV: SE Moyobamba Nueva – SE Intermedia – SE Iquitos Nueva

- Potencia a transmitir : 150 MW
- Nivel de Tensión : 220kV
- Factor de potencia : 0.90
- Factor de carga : 0.85

Línea de Transmisión 60kV: SE Iquitos Nueva – SE Iquitos existente

- Potencia a transmitir : 150 MW
- Nivel de Tensión : 60kV
- Factor de potencia : 0.90
- Factor de carga : 0.85

### 4. SELECCIÓN DEL CONDUCTOR

#### 4.1 Selección Económica

Para seleccionar el conductor, se ha tenido en cuenta lo siguiente:

Costo de Inversión Inicial

Costos de pérdidas Joule

Costos de pérdidas Corona

La sección económicamente más adecuada, es la que minimiza, la función de optimización (FO)

$$FO = \sum (INVERSIÓN, PÉRDIDAS)$$

*Dónde:*

*FO: Funcion Optimización*

El conductor apropiado a la zona es ACAR dada sus características mecánicas y eléctricas tendremos esfuerzos estructurales con menores cargas y vanos mayores.

Se ha calculado la sección económica tomando como material al conductor de aleación de Aluminio (AAAC) y Conductor de Aluminio reforzado con Aleación de Aluminio (ACAR) en el Anexo B se adjuntan las tablas de cálculo.

#### 4.2 Análisis de Sensibilidad

Para determinar el análisis de sensibilidad, se realizó el cálculo de costos tomando un parámetro a la vez y haciendo variar este en un rango determinado, de acuerdo al siguiente orden:

- Potencia
- Factor de potencia
- Años de operación
- Factor de carga

#### **Línea de Transmisión 220kV: S.E. Moyobamba Nueva – S.E. Intermedia – S.E. Iquitos Nueva :**

En la Tabla N° 6 - A del anexo B, se muestran los cuadros de cálculo de sensibilidad, donde las celdas color amarillo muestran el menor costo obtenido al cual le corresponde una sección de conductor óptima.

En el cuadro de sensibilidad de Potencia, para la potencia comprendida en el rango de 80 a 140 MVA la sección óptima es dos conductores de 700 MCM (ACAR).

En el cuadro de sensibilidad de factor de potencia, para el rango de factor de potencia de 0.8 a 1.00, la sección óptima es dos conductores 700 MCM (ACAR).

En el cuadro de sensibilidad de Número de años de operación, para el rango de 10 a 30 años la sección óptima es dos conductores 700 MCM (ACAR).

En el cuadro de sensibilidad de Factor de carga, para el rango de 0.75 a 0.95 la sección óptima es dos conductores 700 MCM (ACAR).

### 5. RESULTADOS

Como resultado de los cálculos con criterio técnico económico se ha determinado que la sección del conductor para las líneas de transmisión son las siguientes:

#### **Línea de Transmisión S.E. Moyobamba Nueva – S.E. Intermedia – S.E. Iquitos Nueva, es el siguiente:**

Dos conductores de Aluminio reforzado con Aleación de Aluminio (ACAR) 700 MCM (355 mm<sup>2</sup>)

Numero de hebras de Aleación de Aluminio 6201 : 18

Numero de hebras de Aluminio EC : 19



**ANEXO A**  
**CALCULO DE AMPACIDAD**

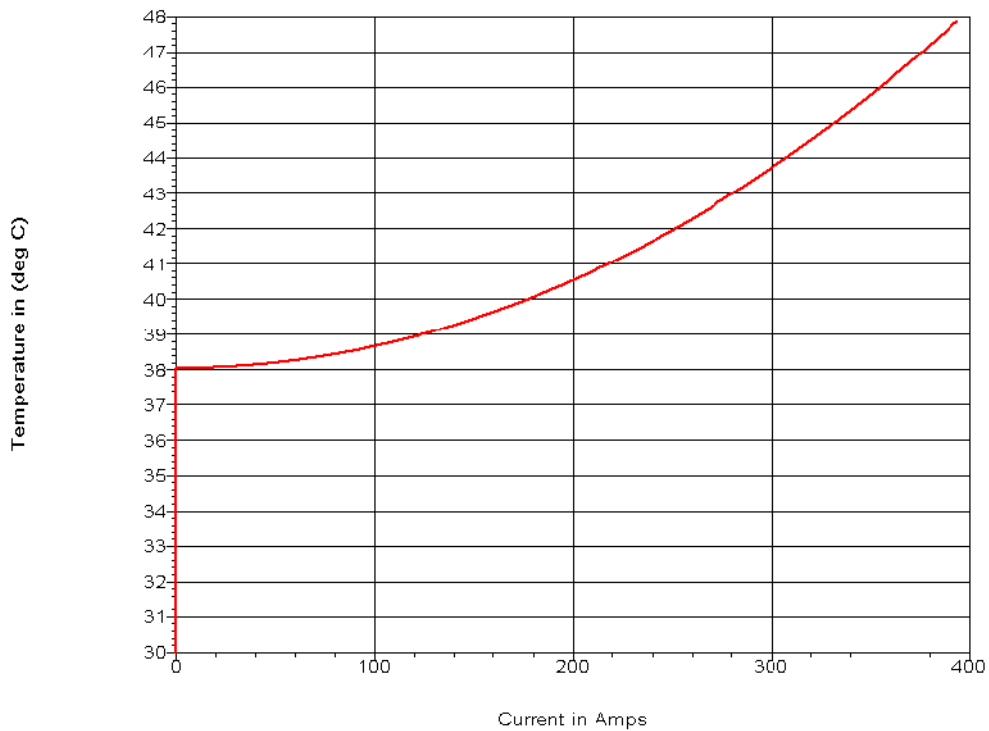
**ANEXO A1**  
**LINEA DE TRANSMISION 220kV**

IEEE Std. 738-2006 method of calculation  
 Air temperature is 30.00 (deg C)  
 Wind speed is 0.61 (m/s)  
 Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
 Conductor elevation above sea level is 100 (m)  
 Conductor bearing is 90 (deg) (user specified bearing, may not be value producing maximum solar heating)  
 Sun time is 13 hours (solar altitude is 75 deg. and solar azimuth is -100 deg.)  
 Conductor latitude is -4.0 (deg)  
 Atmosphere is CLEAR  
 Day of year is 280 (corresponds to octubre 7 in year 2013) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: 700 kcmil 18/19 Strands ACAR - Adapted from 1970's Publicly Available Data  
 Conductor diameter is 2.446 (cm)  
 Conductor resistance is 0.0905 (Ohm/km) at 25.0 (deg C)  
 and 0.1067 (Ohm/km) at 75.0 (deg C)  
 Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

Solar heat input is 12.279 (Watt/m)  
 Radiation cooling is 4.738 (Watt/m)  
 Convective cooling is 22.708 (Watt/m)

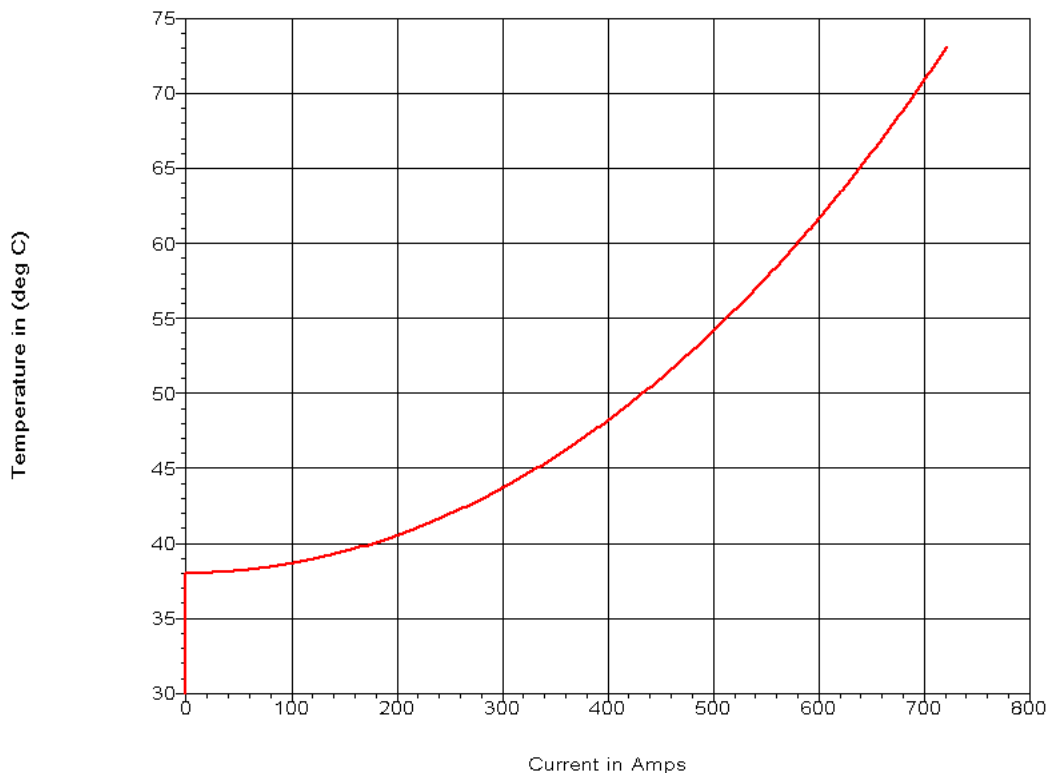
Given a constant current of 393.6 amperes,  
 The conductor temperature is 47.9 (deg C)



**ANEXO A2**  
**LINEA DE TRANSMISION 60kV**

IEEE Std. 738-2006 method of calculation  
 Air temperature is 30.00 (deg C)  
 Wind speed is 0.61 (m/s)  
 Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
 Conductor elevation above sea level is 100 (m)  
 Conductor bearing is 90 (deg) (user specified bearing, may not be value producing maximum solar heating)  
 Sun time is 13 hours (solar altitude is 75 deg. and solar azimuth is -100 deg.)  
 Conductor latitude is -4.0 (deg)  
 Atmosphere is CLEAR  
 Day of year is 280 (corresponds to octubre 7 in year 2013) (day of the year with most solar heating)  
 Conductor description: 700 kcmil 18/19 Strands ACAR - Adapted from 1970's Publicly Available Data  
 Conductor diameter is 2.446 (cm)  
 Conductor resistance is 0.0905 (Ohm/km) at 25.0 (deg C) and 0.1067 (Ohm/km) at 75.0 (deg C)  
 Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5  
 Solar heat input is 12.279 (Watt/m)  
 Radiation cooling is 12.903 (Watt/m)  
 Convective cooling is 54.632 (Watt/m)

Given a constant current of 721.7 amperes,  
 The conductor temperature is 73.1 (deg C)



**ANEXO B**  
**TABLAS DE CÁLCULO**

**'LÍNEA DE TRANSMISIÓN S.E. MOYOBAMBA NUEVA – S.E. INTERMEDIA – S.E. IQUITOS NUEVA  
220KV'**

**TABLA N° 1-A**

**CARACTERISTICAS DE LOS CONDUCTORES ELECTRICOS ANALIZADOS**

DESCRIPCION	UNIDAD	CONDUCTOR ACTIVO					
		Aluminio reforzado con Aleación de Aluminio (AAAC)					
		AAAC 700	AAAC 800	AAAC 900	ACAR 700	ACAR 800	ACAR 900
Sección Real	mm <sup>2</sup>	355	405	456	355	405	456
N° de Hilos x Diámetro	N x mm	37 x 3,493	37 x 3,734	37 x 3,962	33 x 3,49	33 x 3,734	33 x 3,962
Diámetro Total	mm	24	26	28	24	26	28
Peso Unitario	kg / m	1	1	1	1	1	1
Carga de Rotura	kg	10,427	11,917	13,421	6,178	7,507	7,694
Módulo de Elasticidad Final	kg / mm <sup>2</sup>	6,250	6,250	6,250	6,250	6,350	6,350
Coefficiente de Dilatación Lineal	° C <sup>-1</sup>	23 x 10 <sup>-6</sup>	23 x 10 <sup>-6</sup>	23 x 10 <sup>-6</sup>	23 x 10 <sup>-6</sup>	23 x 10 <sup>-6</sup>	23 x 10 <sup>-6</sup>
Resistencia a 20° C(dc)	ohm / km	0.0944	0.0827	0.0735	0.0826	0.0722	0.0641

**'LÍNEA DE TRANSMISIÓN S.E. MOYOBAMBA NUEVA – S.E. INTERMEDIA – S.E. IQUITOS NUEVA  
220KV'**

Longitud de la Línea	880	km	
Factor de potencia	0.90		
Potencia de transmisión (02 temas)	<b>150</b>	MW	
Numero de Temas	2.0		
Factor de carga	0.85		
Factor de pérdidas	0.76		
Tensión de línea	220	kV	
Costo de potencia (promedio)	79829	\$/MW-Año	Regulación tarifaria/Precios de electricidad/Precios en barra de subestación base-OS INERGMIN / Actualiz. Feb 2011
Costo de energía (promedio)	38.81	\$/MWh	Regulación tarifaria/Precios de electricidad/Precios en barra de subestación base-OS INERGMIN / Actualiz. Feb 2011
Tasa de descuento	12%		
Años	20		
Factor de actualización	7.47		

**TABLA N° 2-A**  
**'EVALUACION DE PERDIDAS JOULE Y CORONA**

ITEM	UNIDAD	CONDUCTOR ACTIVO					
		Aluminio reforzado con Aleación de Aluminio (AAAC)					
		AAAC 700	AAAC 800	AAAC 900	ACAR 700	ACAR 800	ACAR 900
Resistencia a 20° C(dc)	ohm / km	0.0944	0.0827	0.0735	0.0826	0.0722	0.0641
Resistencia a 25° C(ac)	ohm / km	0.0973	0.0855	0.0763	0.0856	0.0752	0.0671
Resistencia a 50° C(ac)	ohm / km	0.1054	0.0925	0.0825	0.0937	0.0822	0.0733
Resistencia a 75° C(ac)	ohm / km	0.1135	0.0996	0.0887	0.1018	0.0893	0.0796
<b>PERDIDAS JOULE</b>							
Pérdidas de Potencia	MW	14.24549	12.50089	11.13282	12.77701	11.20813	9.99067
Pérdidas de energía anual	MWh/año	124,790.51	109,507.80	97,523.51	111,926.64	98,183.19	87,518.28
Costo de pérdidas de energía	US \$	4,593,281.17	4,030,755.98	3,589,639.11	4,119,788.75	3,613,920.78	3,221,367.23
Costo de pérdidas de Potencia	US \$	1,137,197.28	997,928.18	888,717.17	1,019,970.77	894,728.78	797,541.00
Costo de pérdidas totales	US \$	5,730,478.44	5,028,684.17	4,478,356.28	5,139,759.52	4,508,649.56	4,018,908.23
Costo de pérdidas Joule Actualizadas	US \$	42,803,485.67	37,561,472.89	33,450,829.77	38,391,143.98	33,677,103.70	30,019,008.45
<b>PERDIDAS CORONA</b>							
Pérdidas de Potencia (Buen Tiempo)	MW	0.25301	0.23127	0.22188	0.25301	0.23127	0.22188
Pérdidas de Potencia Promedio(*)	MW	1.01203	0.92507	0.88754	1.01203	0.92507	0.88754
Pérdidas de energía anual	MWh/año	8,865.36097	8,103.62896	7,774.82159	8,865.36097	8,103.62896	7,774.82159
Costo de pérdidas de energía	US \$	326,315.64	298,277.86	286,175.14	326,315.64	298,277.86	286,175.14
Costo de pérdidas de Potencia	US \$	80,788.71	73,847.16	70,850.79	80,788.71	73,847.16	70,850.79
Costo de pérdidas totales	US \$	407,104.35	372,125.02	357,025.93	407,104.35	372,125.02	357,025.93
Costo total de pérdidas Corona Actualizadas	US \$	3,040,843.02	2,779,566.86	2,666,785.03	3,040,843.02	2,779,566.86	2,666,785.03

**'LÍNEA DE TRANSMISIÓN S.E. MOYOBAMBA NUEVA – S.E. INTERMEDIA – S.E. IQUITOS NUEVA 220KV"**

**TABLA N° 3-A**

ITEM	SECCION mm²	INVERSION INICIAL US\$	COSTO DE PERDIDAS JOULE (US\$)	COSTO DE PERDIDAS CORONA (US\$)	COSTO TOTAL US\$	RELACION
AAAC 700	365	171,934,495	42,803,486	3,040,843	217,778,823	102.07%
AAAC 800	405	184,825,476	37,561,473	2,779,567	225,166,516	105.53%
AAAC 900	468	197,889,315	33,450,830	2,666,785	233,986,930	109.66%
ACAR 700	365	171,934,495	38,391,144	3,040,843	213,366,482	100.00%
ACAR 800	405	184,825,476	33,677,104	2,779,567	221,282,147	103.71%
ACAR 900	468	197,889,315	30,019,008	2,666,785	230,555,109	108.06%



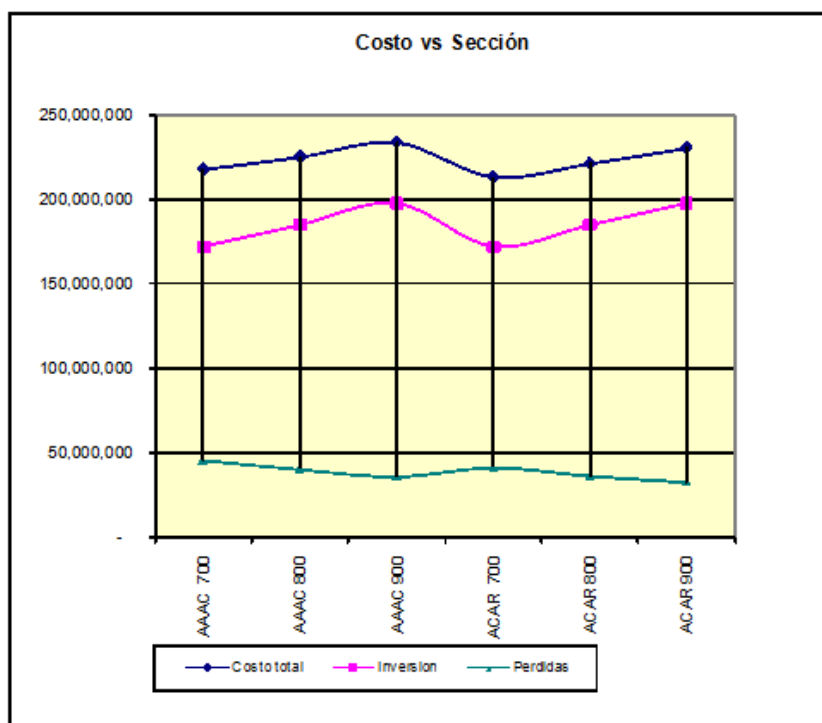
**'LÍNEA DE TRANSMISIÓN S.E. MOYOBAMBA NUEVA – S.E. INTERMEDIA – S.E. IQUITOS NUEVA  
220KV"**

**TABLA N° 4-A**

**EVALUACION DE LA SECCION OPTIMA DE CONDUCTORES**

Sección (mm²)	Identificación	INVERSION US \$	PERDIDAS US \$	Costo Total US \$	Relacion
355	AAAC 700	171,934,495	45,844,329	217,778,823	102.1%
405	AAAC 800	184,825,476	40,341,040	225,166,516	105.5%
456	AAAC 900	197,869,315	36,117,615	233,986,930	109.7%
355	ACAR 700	171,934,495	41,431,987	213,366,482	100.0%
405	ACAR 800	184,825,476	36,456,671	221,282,147	103.7%
456	ACAR 900	197,869,315	32,685,793	230,555,109	108.1%

**GRAFICO N° 1: Sección óptima del conductor**



Conductor Optimo	Identificación	Costo Total US \$
	<b>ACAR 700</b>	<b>213,366,482</b>

**'LÍNEA DE TRANSMISIÓN S.E. MOYOBAMBA NUEVA – S.E. INTERMEDIA – S.E. IQUITOS NUEVA  
220KV"**

**LÍNEA DE TRANSMISIÓN MOYOBAMBA Y GRAMAGUAS – NAUTA – IQUITOS EN 220 KV  
TABLA N°5-A**

**PERDIDAS CORONA PARA LA LINEA DE TRANSMISION**

**FORMULA DE PETERSON: (BUEN TIEMPO)**

$$P = 2,094(f)(V/\sqrt{3})^2 F / ((\text{LOG}(2S/D))^2 d^{2/3} (100000)) (3)$$

$$E_c = 21,213 d m (1 + 0,54187 / \sqrt{D d}) \quad (\text{Peek})$$

$$E = V / (r \ln(s/r) \sqrt{3})$$

P = Pérdidas Corona en kW/km-Trifasico

N = Número de conductores en el bundle

0.2128391

f = Frecuencia de la red en Hertz

r = Radio del subconductor en cm

r' = Radio ficticio

F = Factor funcional, que depende de (E/Ec) - Recabado de Tablas

Ec = Gradiente critica

E = Gradiente superficial

m = Factor de rugosidad

D = Diametro en cm

s = Distancia media geométrica en cm

d = Densidad relativa del aire

V = Tensión de línea en kV

Conductor	V	D	r	r'	s	N	f	m	d	E	Ec	E/Ec	F	P
AAAC 700	220	2.445	1.223	1.223	655.16	1	60	0.73	0.7281074	16.534	15.863	1.042	0.0380	0.383
AAAC 800	220	2.614	1.307	1.307	655.16	1	60	0.73	0.7281074	15.631	15.712	0.995	0.0340	0.350
AAAC 900	220	2.774	1.387	1.387	655.16	1	60	0.73	0.7281074	14.872	15.582	0.954	0.0320	0.336
ACAR 700	220	2.445	1.223	1.223	655.16	1	60	0.73	0.7281074	16.534	15.863	1.042	0.0380	0.383
ACAR 800	220	2.614	1.307	1.307	655.16	1	60	0.73	0.7281074	15.631	15.712	0.995	0.0340	0.350
ACAR 900	220	2.774	1.387	1.387	655.16	1	60	0.73	0.7281074	14.872	15.582	0.954	0.0320	0.336

**'LÍNEA DE TRANSMISIÓN S.E. MOYOBAMBA NUEVA – S.E. INTERMEDIA – S.E. IQUITOS NUEVA  
220KV"**

**'SENSIBILIDAD: LÍNEA DE TRANSMISIÓN MOYOBAMBA – YURIMAGUAS – NAUTA – IQUITOS EN 220 KV  
TABLA N° 6-B**

TABLA N° 6-B

**SENSIBILIDAD DE LA POTENCIA DE TRANSMISION**

Sección (mm <sup>2</sup> )	Identificación	Sensibilidad	Sensibilidad	Sensibilidad	Sensibilidad	Sensibilidad	Potencia Base	Sensibilidad
		P=90 MVA Costo(US \$)	P=100 MVA Costo(US \$)	P=110 MVA Costo(US \$)	P=120 MVA Costo(US \$)	P=130 MVA Costo(US \$)	P=140 MVA Costo(US \$)	P=150 MVA Costo(US \$)
355	AAAC 700	192664533	196813851	201399939	206422797	211882425	217778823	224111992
405	AAAC 800	203127897	206769060	210793503	215201227	219992231	225166516	230724081
456	AAAC 900	214360168	217602850	221186868	225112220	229378908	233986930	238936288
355	ACAR 700	190841066	194562656	198675993	203181076	208077906	213366482	219046804
405	ACAR 800	201522622	204787239	208395500	212347405	216642954	221282147	226264984
456	ACAR 900	212941915	215851921	219068243	222590882	226419837	230555109	234996697

**SENSIBILIDAD DEL FACTOR POTENCIA (140 MVA)**

Sección (mm <sup>2</sup> )	Identificación	Sensibilidad	Sensibilidad	Fp base	Sensibilidad	Sensibilidad	Sensibilidad	Sensibilidad
		fp=0,8 Costo(US \$)	fp=0,85 Costo(US \$)	fp=0,9 Costo(US \$)	fp=0,93 Costo(US \$)	fp=0,95 Costo(US \$)	fp=0,98 Costo(US \$)	fp=1,00 Costo(US \$)
355	AAAC 700	222962636	217778823	213391762	209646161	206422797	203628911	201191461
405	AAAC 800	229715483	225166516	221316725	218029836	215201227	212749500	210610558
456	AAAC 900	238038069	233986930	230558452	227631272	225112220	222928805	221023943
355	ACAR 700	218015928	213366482	209431655	206072164	203181076	200675194	198489006
405	ACAR 800	225360689	221282147	217830477	214883497	212347405	210149220	208231473
456	ACAR 900	234190629	230555109	227478368	224851497	222590882	220631470	218922034

**SENSIBILIDAD DEL NUMERO DE AÑOS DE OPERACION**

Sección (mm <sup>2</sup> )	Identificación	Sensibilidad	Sensibilidad	Año Base	Sensibilidad	Sensibilidad
		10 Años Costo(US \$)	15 Años Costo(US \$)	20 Años Costo(US \$)	25 Años Costo(US \$)	30 Años Costo(US \$)
355	AAAC 700	206613206	213736739	217778823	220072410	221373853
405	AAAC 800	215341253	221609656	225166516	227184774	228329988
456	AAAC 900	225190303	230802448	233986930	235793891	236819209
355	ACAR 700	203275513	209713433	213366482	215439320	216615504
405	ACAR 800	212402941	218067771	221282147	223106070	224141013
456	ACAR 900	222594319	227673210	230555109	232190376	233118270

**SENSIBILIDAD DEL FACTOR DE CARGA**

Sección (mm <sup>2</sup> )	Identificación	Sensibilidad	Sensibilidad	Sensibilidad	Sensibilidad	Fc Base	Sensibilidad	Sensibilidad
		Fc=0,75 Costo(US \$)	Fc=0,78 Costo(US \$)	Fc=0,8 Costo(US \$)	Fc=0,82 Costo(US \$)	Fc=0,85 Costo(US \$)	Fc=0,9 Costo(US \$)	Fc=0,95 Costo(US \$)
355	AAAC 700	209789214	212103388	213685555	215299231	217778823	222069018	226556140
405	AAAC 800	218155370	220186134	221574538	222990592	225166516	228931304	232868901
456	AAAC 900	227743068	229551590	230788050	232049134	233986930	237339708	240846384
355	ACAR 700	206200471	208276091	209695163	211142495	213366482	217214427	221239000
405	ACAR 800	214996049	216816804	218061629	219331243	221282147	224657604	228188000
456	ACAR 900	224951824	226574803	227684412	228816117	230555109	233563915	236710831

De acuerdo con lo cuadros de sensibilidad de potencia, factor de potencia, número de años de operación y factor de carga, se concluye que la sección óptima es 213366481 MCM 456.3(469 mm<sup>2</sup>)

**ANEXO C**  
**DATOS DEL FABRICANTE CONDUCTOR ACAR / AAAC**

## CONDUCTOR ACAR

Bitola AWG ou MCM	Seção transversal (mm <sup>2</sup> ) Total	Formação do condutor				Diâmetro nominal (mm) Total	Peso nominal (kg/km)			Carga de ruptura (kgf)
		1350		6201			1350	6201	Total	
		Nº de fios	Diâmetro (mm)	Nº de fios	Diâmetro (mm)					
30,58	15,5	4	1,679	3	1,679	5,04	24,4	18,2	42,7	375
4	21,1	4	1,961	3	1,961	5,88	33,3	24,9	58,2	507
48,69	24,7	4	2,118	3	2,118	6,35	38,9	29,0	67,9	587
2	33,7	4	2,474	3	2,474	7,42	53,1	39,6	92,6	794
77,47	39,3	4	2,672	3	2,672	8,02	61,9	46,2	108,0	912
1/0	53,5	4	3,119	3	3,119	9,36	84,3	62,9	147,2	1221
123,3	62,5	4	3,371	3	3,371	10,11	98,5	73,5	172,0	1392
2/0	67,5	4	3,503	3	3,503	10,51	106,4	79,3	185,7	1503
155,4	78,8	4	3,785	3	3,785	11,36	124,2	92,6	216,8	1739
3/0	85,0	4	3,932	3	3,932	11,80	134,0	100,0	234,0	1861
195,7	99,2	4	4,247	3	4,247	12,74	156,3	116,6	273,0	2171
4/0	107	4	4,417	3	4,417	13,25	169,1	126,1	295,2	2348
246,9	125	4	4,770	3	4,770	14,31	197,2	147,1	344,3	2739
250	127	15	2,913	4	2,913	14,57	275,8	73,1	349,0	2487
250	127	12	2,913	7	2,913	14,57	220,7	128,0	348,7	2812
300	152	15	3,193	4	3,193	15,97	331,4	87,9	419,3	2950
300	152	12	3,193	7	3,193	15,97	265,1	153,8	418,9	3347
350	177	15	3,447	4	3,447	17,24	386,2	102,4	488,6	3389
350	177	12	3,447	7	3,447	17,24	309,0	179,2	488,2	3816
400	203	15	3,685	4	3,685	18,43	441,4	117,1	558,4	3820
400	203	12	3,685	7	3,685	18,43	353,1	204,8	558,0	4317
450	228	15	3,909	4	3,909	19,55	496,7	131,7	628,4	4241
450	228	12	3,909	7	3,909	19,55	397,3	230,5	627,8	4810
500	253	15	4,120	4	4,120	20,60	551,8	146,3	698,1	4711
500	253	12	4,120	7	4,120	20,60	441,4	256,1	697,5	5343
500	253	33	2,951	4	2,951	20,66	622,7	75,1	697,8	4524
500	253	30	2,951	7	2,951	20,66	566,1	131,4	697,5	4895
500	253	24	2,951	13	2,951	20,66	452,9	244,0	696,9	5388
500	253	18	2,951	19	2,951	20,66	339,7	356,6	696,2	5994
550	279	15	4,321	4	4,321	21,61	606,9	160,9	767,8	5182
550	279	12	4,321	7	4,321	21,61	485,5	281,6	767,2	5877
550	279	33	3,096	4	3,096	21,67	685,4	82,6	768,1	4980
550	279	30	3,096	7	3,096	21,67	623,1	144,6	767,7	5387
550	279	24	3,096	13	3,096	21,67	498,5	268,5	767,0	5931
550	279	18	3,096	19	3,096	21,67	373,9	392,5	766,3	6597
600	304	15	4,513	4	4,513	22,57	662,0	175,6	837,6	5652
600	304	12	4,513	7	4,513	22,57	529,6	307,2	836,9	6411
600	304	33	3,233	4	3,233	22,63	747,5	90,1	837,5	5345
600	304	30	3,233	7	3,233	22,63	679,5	157,7	837,2	5795
600	304	24	3,233	13	3,233	22,63	543,6	292,8	836,4	6404
600	304	18	3,233	19	3,233	22,63	407,7	428,0	835,7	7145
650	329	33	3,365	4	3,365	23,56	809,7	97,6	907,3	5744

Bitola	Seção transversal (mm²)	Formação do condutor				Diâmetro nominal (mm)	Peso nominal (kg/km)			Carga de ruptura (kgf)		
		Total	1350		6201		Total	1350	6201		Total	
			Nº de fios	Diâmetro (mm)	Nº de fios							Diâmetro (mm)
650	329	30	3,365	7	3,365	23,56	736,1	170,8	906,9	6197		
650	329	24	3,365	13	3,365	23,56	588,9	317,2	906,1	6791		
650	329	18	3,365	19	3,365	23,56	441,7	463,6	905,3	7527		
700	355	33	3,493	4	3,493	24,45	872,5	105,2	977,7	6189		
700	355	30	3,493	7	3,493	24,45	793,2	184,1	977,2	6678		
700	355	24	3,493	13	3,493	24,45	634,5	341,8	976,4	7318		
700	355	18	3,493	19	3,493	24,45	475,9	499,6	975,5	8111		
750	380	33	3,617	4	3,617	25,32	935,6	112,8	1048,3	6526		
750	380	30	3,617	7	3,617	25,32	850,5	197,4	1047,9	7058		
750	380	24	3,617	13	3,617	25,32	680,4	366,5	1046,9	7765		
750	380	18	3,617	19	3,617	25,32	510,3	535,7	1046,0	8634		
800	405	33	3,734	4	3,734	26,14	997,1	120,2	1117,2	6955		
800	405	30	3,734	7	3,734	26,14	906,4	210,3	1116,7	7522		
800	405	24	3,734	13	3,734	26,14	725,1	390,6	1115,7	8275		
800	405	18	3,734	19	3,734	26,14	543,8	570,9	1114,7	9201		
850	431	33	3,851	4	3,851	26,96	1060,5	127,8	1188,4	7276		
850	431	30	3,851	7	3,851	26,96	964,1	223,7	1187,8	7888		
850	431	24	3,851	13	3,851	26,96	771,3	415,5	1186,7	8712		
850	431	18	3,851	19	3,851	26,96	578,5	607,2	1185,7	9717		
900	456	33	3,962	4	3,962	27,73	1122,5	135,3	1257,8	7702		
900	456	30	3,962	7	3,962	27,73	1020,5	236,8	1257,3	8349		
900	456	24	3,962	13	3,962	27,73	816,4	439,8	1256,1	9221		
900	456	18	3,962	19	3,962	27,73	612,3	642,7	1255,0	10285		
950	481	33	4,069	4	4,069	28,48	1184,0	142,7	1326,7	8124		
950	481	30	4,069	7	4,069	28,48	1076,4	249,8	1326,1	8806		
950	481	24	4,069	13	4,069	28,48	861,1	463,8	1324,9	9726		
950	481	18	4,069	19	4,069	28,48	645,8	677,9	1323,7	10848		
1000	507	33	4,176	4	4,176	29,23	1247,1	150,3	1397,4	8556		
1000	507	30	4,176	7	4,176	29,23	1133,7	263,1	1396,8	9275		
1000	507	24	4,176	13	4,176	29,23	907,0	488,5	1395,5	10244		
1000	507	18	4,176	19	4,176	29,23	680,2	714,0	1394,3	11426		
1000	507	54	3,251	7	3,251	29,26	1236,8	159,4	1396,2	8960		
1000	507	48	3,251	13	3,251	29,26	1099,3	296,1	1395,4	9592		
1000	507	42	3,251	19	3,251	29,26	961,9	432,7	1394,7	10403		
1000	507	33	3,251	28	3,251	29,26	755,8	637,7	1393,5	11260		

## CONDUCTOR AAAC

### CABLES DE ALEACIÓN DE ALUMINIO 6201 DESNUDO TIPO AAAC

AWG ó KCM	CONDUCTOR				PESO (kg/km)	RESISTENCIA ELÉCTRICA 20°C DC (ohm/km)	CARGA DE ROTURA (kg)	CAPAC. DE CORRIENTE (A)
	HILOS		CABLEADO					
	CANT.	DIÁM. (mm)	DIÁM. (mm)	ÁREA (mm <sup>2</sup> )				
6	7	1,554	4,66	13,28	36,45	2,520	431	85
4	7	1,961	5,88	21,14	58,00	1,580	685	114
2	7	2,474	7,42	33,65	92,33	0,996	1090	153
1	7	2,776	8,33	42,37	116,27	0,790	1374	176
1	19	1,686	8,43	42,42	116,39	0,790	1331	177
1/0	7	3,119	9,36	53,49	146,76	0,626	1734	204
1/0	19	1,892	9,46	53,42	146,57	0,626	1680	205
2/0	19	2,126	10,63	67,45	185,06	0,497	2117	236
3/0	19	2,387	11,94	85,03	233,29	0,394	2669	273
4/0	19	2,679	13,40	107,10	293,86	0,312	3366	316
250	37	2,088	14,62	126,69	347,62	0,264	3891	351
300	37	2,287	16,01	151,99	417,04	0,220	4669	393
350	37	2,470	17,29	177,29	486,45	0,189	5447	433
400	37	2,641	18,49	202,69	556,14	0,165	6225	471
450	37	2,801	19,61	227,99	625,56	0,147	7004	507
500	37	2,953	20,67	253,41	695,30	0,132	7782	541
750	37	3,616	25,31	379,97	1042,56	0,088	11179	697
1000	37	4,176	29,23	506,77	1390,48	0,066	14905	831

**ANEXO D**  
**TARIFAS EN BARRA**



**Estudios de Viabilidad Técnica de la Subestación Intermedia de la  
Línea de Transmisión Moyobamba – Iquitos en 220kV**

**PRECIOS EN BARRA EN SUBESTACIONES BASE**

**ACTUALIZACIÓN AL 04 DE FEBRERO DE 2011 – OSINERGMIN**

	TENSION KV	PPM S/.KW-mes	PEMP ctm. S/.KW.h	PEMF ctm. S/.KW.h	PCSPT S/.KW-mes	CPSEE ctm. S/.KW.h
<b>SISTEMA ELÉCTRICO INTERCONECTADO NACIONAL</b>						
Zorritos	220	16,62	10,93	9,34	14,40	
Talara	220	16,59	10,89	9,32	14,40	
Piura Oeste	220	16,63	11,22	9,55	14,40	
Chilayo Oeste	220	16,55	11,05	9,38	14,40	
Carhuaquero	220	16,45	10,89	9,27	14,40	
Guadalupe	220	16,55	11,03	9,35	14,40	
Guadalupe	60	16,54	11,06	9,37	14,40	
Cajamarca	220	16,55	11,00	9,31	14,40	
Trujillo Norte	220	16,51	10,90	9,23	14,40	
Chimbote 1	220	16,41	10,67	9,06	14,40	
Chimbote 1	138	16,40	10,66	9,05	14,40	
Paramonga Nueva	220	16,43	10,37	8,73	14,40	
Paramonga Nueva	138	16,43	10,36	8,73	14,40	
Paramonga Existente	138	16,41	10,33	8,73	14,40	
Huacho	220	16,45	10,32	8,68	14,40	
Zapallal	220	16,45	10,25	8,57	14,40	
Ventanilla	220	16,45	10,24	8,55	14,40	
Lima	220	16,50	10,29	8,58	14,40	
Cantera	220	16,46	10,14	8,52	14,40	
Chilca	220	16,45	10,13	8,50	14,40	
Independencia	220	16,45	10,20	8,59	14,40	
Ica	220	16,55	10,33	8,69	14,40	
Marcona	220	16,78	10,55	8,87	14,40	
Mantaro	220	16,24	10,00	8,39	14,40	
Huayucachi	220	16,31	10,09	8,45	14,40	
Pachachaca	220	16,34	10,10	8,46	14,40	
Huancavelloca	220	16,30	10,06	8,44	14,40	
Caillahuanca	220	16,39	10,15	8,50	14,40	
Cajamarquilla	220	16,46	10,23	8,56	14,40	
Huallanca	138	16,07	10,27	8,80	14,40	
Vizcarra	220	16,43	10,17	8,55	14,40	
Tingo Maria	220	16,35	9,91	8,33	14,40	
Aguaytia	220	16,31	9,79	8,23	14,40	
Aguaytia	60	16,32	9,82	8,24	14,40	
Aguaytia	22,9	16,32	9,80	8,24	14,40	
Fucallpa	138	16,48	10,03	8,36	14,40	
Fucallpa	60	16,58	10,05	8,37	14,40	1,91
Aucayacu	138	16,32	9,91	8,33	14,40	
Tocache	138	16,32	10,00	8,39	14,40	
Tingo Maria	138	16,34	9,86	8,31	14,40	
Huánuco	138	16,40	10,11	8,40	14,40	
Paragsha II	138	16,38	10,07	8,48	14,40	
Paragsha	220	16,35	10,07	8,47	14,40	
Yaupi	138	16,20	9,91	8,36	14,40	
Yuncan	138	16,24	9,91	8,36	14,40	
Yuncan	220	16,24	9,95	8,38	14,40	
Oroya Nueva	220	16,34	10,11	8,47	14,40	
Oroya Nueva	138	16,39	10,09	8,54	14,40	
Oroya Nueva	50	16,36	10,19	8,53	14,40	
Carhuamayo	138	16,41	10,14	8,49	14,40	
Carhuamayo Nueva	220	16,30	10,01	8,43	14,40	
Caripa	138	16,41	10,17	8,56	14,40	
Desierto	220	16,54	10,19	8,55	14,40	
Condorcocha	138	16,43	10,19	8,57	14,40	
Condorcocha	44	16,46	10,19	8,57	14,40	
Machupllochu	138	16,23	10,73	8,59	14,40	
Cachimayo	138	16,52	11,05	8,86	14,40	
Cusco	138	16,49	11,06	8,85	14,40	
Combapata	138	16,59	11,12	9,01	14,40	
Tintaya	138	16,67	11,12	9,18	14,40	
Ayaviri	138	16,50	10,93	9,05	14,40	
Azángaro	138	16,41	10,82	8,94	14,40	
San Gaban	138	16,02	10,88	8,99	14,40	
Julitaca	138	16,66	11,11	9,19	14,40	
Puno	138	16,74	11,23	9,29	14,40	
Puno	220	16,75	11,22	9,30	14,40	
Caillali	138	16,70	11,16	9,26	14,40	
Santuario	138	16,70	11,05	9,22	14,40	
Arequipa	138	16,75	11,12	9,26	14,40	
Socabaya	220	16,75	11,11	9,25	14,40	
Cerro Verde	138	16,78	10,82	8,94	14,40	
Repartición	138	16,81	11,19	9,30	14,40	
Mollendo	138	16,84	11,21	9,31	14,40	
Montalvo	220	16,80	11,26	9,38	14,40	
Montalvo	138	16,80	11,27	9,39	14,40	
Ilo ELP	138	16,87	11,36	9,49	14,40	
Botifaca	138	16,87	11,35	9,45	14,40	
Toquepala	138	16,88	11,34	9,49	14,40	
Aricota	138	16,86	11,25	9,47	14,40	
Aricota	66	16,84	11,21	9,46	14,40	
Tacna (Los Heroes)	220	16,84	11,32	9,43	14,40	
Tacna (Los Heroes)	66	16,94	11,38	9,45	14,40	0,50

**ANEXO N° 03**  
**SELECCIÓN PRELIMINAR DEL AISLAMIENTO**

# CALCULO DE AISLAMIENTO DE LINEA DE TRANSMISIÓN 220 kV

## 1.0 Diseño Eléctrico del Aislamiento

### 1.1. Por Sobretensión a Frecuencia Industrial, Húmedo

Se calcula el Voltaje Crítico Disruptivo y se corrige por factores ambientales, comparándolo con el Voltaje Resistente definido en las Normas IEC; en caso de obtener un valor menor se utiliza el valor definido en la norma IEC, es decir, 460 KVRms

#### a. Cálculo del Voltaje Crítico Disruptivo a Frecuencia Industrial, Húmedo

- Se calcula el sobrevoltaje línea a tierra a frecuencia industrial ( $VF_1$ )

$$VF_1 = \frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} \times K_{sv} \times K_f$$

Donde:

$$\frac{V_{LL}}{\sqrt{3}} = \text{Valor de la tensión línea a tierra;}$$

$K_{sv}$  = sobrevoltaje permitido en operación normal, por lo general 5% ( $K_{sv} = 1,05$ );

$K_f$  = Factor de incremento de la tensión en las fases sanas durante una falla monofásica a tierra ( $K_f = 1,3$ ).

Remplazando:  $VF_1 = 173,38 \text{ kV}$

- Cálculo del Voltaje Crítico Disruptivo ( $V_{CFO}$ ), mediante expresión de la IEC.

$$V_{CFO} = \frac{VF_1}{(1-3\sigma)}$$

Donde:  $\sigma$  = 3% para voltaje de impulso debido a sobretensiones de maniobra seco ó húmedo y voltaje a frecuencia industrial húmedo.

Remplazando:  $V_{CFO} = 190,53 \text{ KV}$

- Cálculo de Voltaje Crítico Disruptivo Corregido ( $V_{CFOC}$ ) para frecuencia industrial, corregido por factores de corrección ambiental

$$V_{CFOC} = V_{CFO} \times \frac{Hv}{DRA^{n_1}} \times \frac{1}{K_1} \times \frac{1}{K_r}$$

Donde:

$H_v$  = Factor de corrección del voltaje por humedad, que se obtiene de los gráficos N°1 y N° 2 (Humedad Relativa = 87%)

$DRA$  = Densidad Relativa del aire

$n^1$  = Exponente que es función de la distancia a masa, es igual a 1, gráfico N° 3

$K_1$  = Factor de corrección por tasa de precipitación (considerar 5mm/min según EPRI), del gráfico N° 4

$K_r$  = Factor de corrección por resistividad del agua de lluvia, del gráfico N° 5, se asume igual a 1(para 17.8 KΩ/cm, según EPRI para el caso de lluvias).

Los gráficos mencionados se muestran en el Anexo A, los factores de corrección son los siguientes:

Factor de Corrección	Altitud Máxima 1000 msnm
Hv	0,95
DRA	0,88
K1	0,71
Kr	1,00

Remplazando:

Para 1000 msnm:

$$V_{cfo} = 190,53 \times \frac{0,95}{0,88} \times \frac{1}{0,710} = 289,67 \text{ kV}, \text{ consideraremos } 460 \text{ kV}$$

$$\rightarrow V_{cfo} = 460 \text{ kV}$$

### b. Distancia de Aislamiento en el Aire

Según el gráfico del EPRI (gráfico 6) y para un Voltaje Resistente correspondiente se obtiene una distancia aproximada del aislamiento en el aire igual:

$$\text{Para 1000 msnm} \quad \rightarrow \quad 0,95 \text{ m}$$

### c. Número de Aisladores

Utilizando el catálogo de fabricantes, el número de aisladores Standard de 0,146 x 0,254, se seleccionan:

$$\text{Para 1000 msnm} \quad \rightarrow \quad 12 \text{ aisladores}$$

## 1.2. Por Sobretensión de maniobra

### a. Cálculo de Sobretensión de Maniobra Máxima Convencional (VSM)

La Sobretensión de Maniobra Máximo Convencional, en valor pico es

$$V_{SM} = \frac{V_{LL} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times SM$$

Dónde:  $V_{LL}$  = Voltaje pico nominal del sistema, línea - línea

$SM$  = Sobretensión de maniobra en p.u., se asume igual a 2,5

### b. Cálculo del Voltaje Crítico Disruptivo (VCFO)

Según criterio de la IEC:  $V_{ND} = V_{CFO} \times (1 - 3\sigma)$

Dónde:  $V_{ND}$  = Voltaje Mínimo Resistente, en kV

$V_{CFO}$  = Voltaje Crítico Disruptivo, en kV

$\sigma$  = Desviación estándar normalizada con respecto a la  $V_{CFO}$ , generalmente se asume 6%

Considerando que el aislamiento exige que:  $V_{SM} \leq V_{ND}$

$$\frac{V_{LL} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times SM = V_{CFO} \times (1 - 3\sigma)$$

Finalmente se obtiene la siguiente expresión:

$$V_{CFO} = \frac{1}{(1 - 3\sigma)} \times \left( \frac{V_{LL} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \right) \times SM$$

### c. Cálculo del Voltaje Crítico Disruptivo Corregidos por Factores Ambientales ( $V_{CFOC}$ ).

$$V_{CFOC} = V_{CFO} \times K_1 \times K_2 \times \left( \frac{H_v}{DRA} \right)^n$$

Donde:

$K_1$  = Factor de corrección por lluvia, normalmente es 1,05

$K_2$  = Tensión de impulso/sobretensión de maniobra, generalmente es 1,2.

$H_v, DRA, n$  = Valores similares a los definidos para sobretensión en Frecuencia Industrial.

Remplazando: 
$$V_{CFOC} = \frac{V_{LL} \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times SM \times K_1 \times K_2 \times \left( \frac{H_v}{DRA} \right)^n \times \frac{1}{(1 - 3\sigma)}$$

$$V_{CFOC} = \frac{220 \times \sqrt{2}}{\sqrt{3}} \times 2,5 \times 1,05 \times 1,2 \times \left( \frac{0,95}{0,880} \right)^1 \times \frac{1}{(1 - 3 \times 0,06)}$$

$$V_{CFOC} = 744,93 \text{ kV} \rightarrow (1000 \text{ msnm})$$

El Voltaje crítico Disruptivo por sobretensión de maniobra corregido por factores meteorológicos es:

$$VND_c = 744,93 \times 0,820 = 610,84 \text{ kVrms} \rightarrow (1000 \text{ msnm})$$

#### d. Distancia de Aislamiento en el Aire

Con el Voltaje Crítico Disruptivo corregido por factores ambientales, se obtiene la distancia de aislamiento en el aire utilizando la curva del EPRI (gráfico N°7) resultando igual:

Para 1000 msnm  $\rightarrow$  1,55 m

### 1.3. Por Sobretensión de Impulso Atmosférico

#### a. Distancia de aislamiento en el Aire

Se calcula tomando como referencia la siguiente información:

	Iquitos-Yurimaguas	Yurimaguas-Moyobamba
• Nivel Básico de Aislamiento	: 1 050 kVp	
• Desviación Standard	: 3 %	
• Altitud de la zona	: 2 500 msnm	
• Densidad relativa del aire	: 0,73	0,88

Según la norma IEC, se calcula el voltaje crítico disruptivo corregido para las condiciones promedio de las zonas altas del trazo de ruta de la línea, donde la densidad relativa del aire es 0,64

$$CFOc = \frac{1050}{(1 - 1,3 \times 0,03) \times 0,88} = 1241,64 \text{ kV} \rightarrow (1000 \text{ msnm})$$

$$CFOc = 1242,98 \text{ kV} \rightarrow (1000 \text{ msnm})$$

De acuerdo con curvas típicas de fabricantes de aisladores (ver gráfico N°8), las distancias mínimas de seguridad al impulso de rayo, en el aire en el aislamiento en suspensión son:

Para 1000 msnm  $\rightarrow$  2,10 m

**b. Número de Aisladores**

El número de aisladores tipo Standard será igual:

Para 1000 msnm → 14 aisladores

**1.4. Diseño del Aislamiento por Distancia de Fuga**

La distancia de fuga específica de la cadena de aisladores debe atender a las prescripciones de la norma IEC-60815 para el nivel de contaminación de la región de la línea.

Considerando el nivel de contaminación III, que requiere una distancia de fuga mínima de 25 mm/kV.

El número mínimo de aisladores será, por lo tanto, para una tensión 10% mayor que la tensión operativa:

$$N = \frac{242 \times DE}{DF}$$

Donde:

DE = distancia de fuga específica del tramo, en mm/kV (25 mm/kV)

DF = distancia de fuga de un aislador, en mm según IEC 60305

La línea de fuga mínima requerida es 6 050 mm.

Abajo se presenta el número de aisladores calculados por el criterio de contaminación:

Tipo Aislador	DF (mm)	Numero de Aisladores
120 kN Estándar	295	21

Basándose en el resultado anterior se está adoptando, por el criterio de contaminación, el uso de 21 aisladores 120 kN estándar. En el caso que se utilice anillos anti-corona en las cadenas deberá ser sumado 01 (un) aislador.

Según la norma IEC 60815 la definición de aisladores por criterio de contaminación no tomar en cuenta la variación de la densidad del aire.

**1.5. Selección de Aisladores**

**a. Selección del Tipo y Número de Aisladores**

El aislamiento de la línea de transmisión determinado por los criterios definidos líneas arriba será conformado por lo siguientes aisladores:

Para las cadenas de suspensión de la línea de 220 kV se recomienda la utilización de aisladores tipo estándar con distancia de fuga unitaria mínima de 292 mm, con carga de falla mecánica mínima igual a 120 kN, y para las cadenas de anclaje se utilizarán aisladores de tipo estándar con una distancia de fuga unitaria de 315 mm, con carga de falla mecánica mínima igual a 160 kN.

En el siguiente cuadro se muestran los aisladores mínimos para las cadenas de suspensión seleccionados de acuerdo a los diferentes criterios utilizados.

<b>Altitud Máxima (msnm)</b>	<b>Sobretensión a Frecuencia Industrial</b>	<b>Sobretensión de Impulso</b>	<b>Distancia de Fuga</b>	<b>Número de Aisladores Requerido</b>
<b>1 000</b>	12	14	21	21

En conclusión, para la línea de transmisión de 220 kV, cuyo trazo se ubica en altitudes a 2500 y 1000 msnm se utilizará el siguiente aislamiento.

1 000 msnm

- Cadena de suspensión con 21 unidades aisladoras tipo Standard de 120 kN
- Cadena de anclaje con 22 unidades aisladoras tipo Standard, de 160 kN

**b. Características de los aisladores Standard seleccionados**

Las características de los aisladores Standard seleccionado son las siguientes:

- Tipo : Suspensión Anclaje
- Clase IEC : U120B U160BS
- Norma IEC 120 : 16 mm 20 mm
- Conexión : Ball & socket Ball & socket
- Diámetro de disco : 255 mm 280 mm
- Altura : 146 mm 146 mm
- Distancia de fuga : 320 mm 380 mm
- Carga de falla electromecánica : 120 kN 160 kN
- Voltaje Resistente / Frecuencia Industrial :
  - Seco, un minuto : 80 kV 85 kV
  - Húmedo, un minuto : 50 kV 52 kV



- Voltaje Resistente al Impulso atmosférico: 125 kV 135 kV
- Voltaje de Perforación : 130 kV 140 kV
- Peso Neto Aproximado : 5,0 kg 6,0 kg

**c. Características de las cadenas de suspensión y de anclaje:**

Las características eléctricas de las cadenas de aisladores de suspensión y anclaje, de la línea de transmisión en 220 kV son las siguientes (ver Anexo 1 – Tabla N°1)

	1500 msnm	
	S	A
Número de aisladores	21	22
Voltaje Resistente a Frecuencia Industrial		
Seco	1100 kV	1154 kV
Húmedo	810 kV	830 kV
Voltaje Resistente a impulso de rayos		
Positivo	1 825 kV	1960 kV
Negativo	1 870 kV	2025 kV
Resistencia Electromecánica	120 kN	160 kN
Distancia de Fuga Total	6720 mm	8360 mm

S: Cadena de suspensión

A: Cadena de anclaje

## 2.0 Resumen

Las distancias mínimas en aire que resisten las sobretensiones que se han establecido para altitud son:

Hastaa 1 000 msnm

Distancia máxima - Impulso de rayo (A) : 2,10

Distancia media (  $\frac{A+B}{2}$  ) : 1,6

Distancia mínima - Frecuencia Industrial (B) : 0,95

En el diseño de la configuración geométrica de estructura de suspensión se adopta lo siguiente:

Distancia máxima: 2,10 m, para un ángulo de oscilación de la cadena de hasta 10°. Para sobretensiones a impulso de rayo.

Distancia media: 1,60 m, para un ángulo de oscilación de 30° y viento máximo. Para sobretensiones a frecuencia industrial.

Distancia mínima: 0,95 m, para un ángulo de oscilación de 60° y viento máximo.  
Para sobretensiones a frecuencia industrial.

Para el diseño de la configuración geométrica de estructura angular y terminal se adopta:

Distancia máxima: 2,10 m, para un ángulo de oscilación de la cadena de hasta 15°. Para sobretensiones a impulso de rayo.

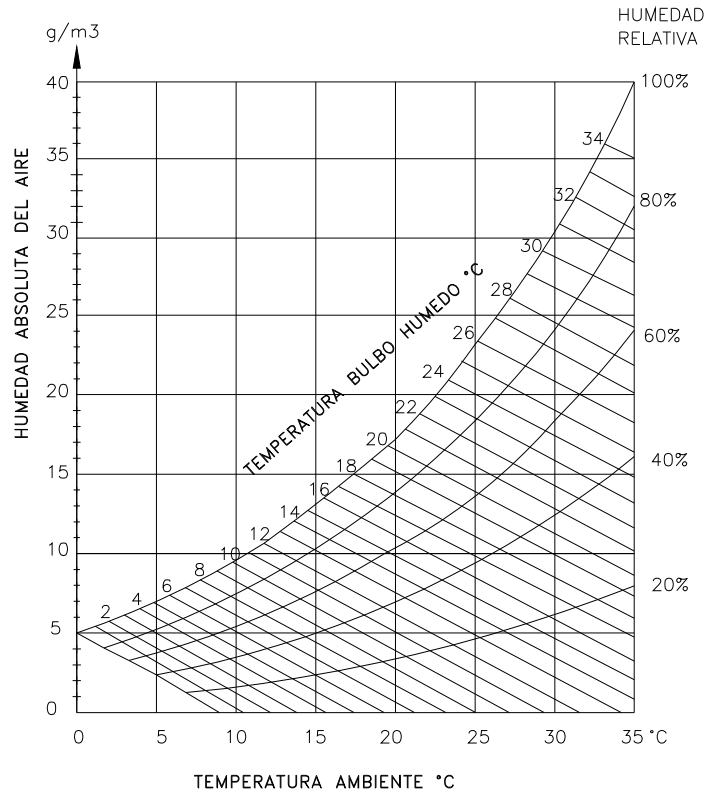
Mínima distancia: 0,95 m, para un ángulo de oscilación de 50° y viento máximo.  
Para sobretensiones a frecuencia industrial.

Los aisladores deberán tener las siguientes características mínimas el nivel de altitud;

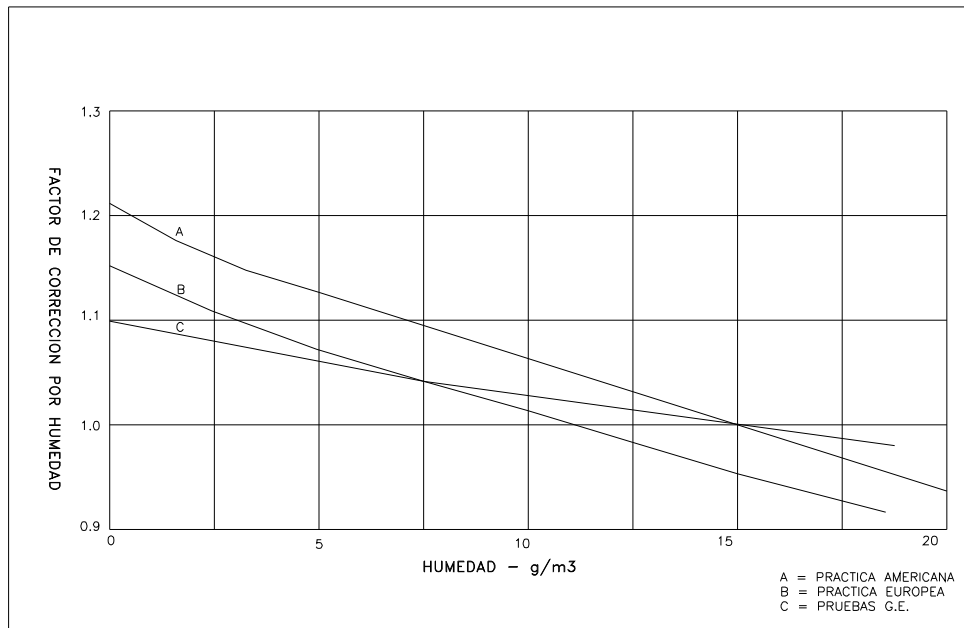
Descripción	ALTITUD (msnm)
<b>Características eléctricas:</b>	<b>1000</b>
<u>Cadena Suspensión:</u>	
Tensión crítica disrruptiva (al Impulso)	1821 kVp
Tensión crítica disrruptiva (a frecuencia Industrial)	474 kVp
Línea de fuga	6195 mm
<u>Cadena de anclaje:</u>	
Tensión crítica disrruptiva (al Impulso)	1821 kVp
Tensión crítica disrruptiva (a frecuencia Industrial)	460 kVp
Línea de fuga	6785mm
<b>Características mecánicas:</b>	
Cadena de suspensión	120 kN
Cadena de anclaje	160 kN

## ANEXO A

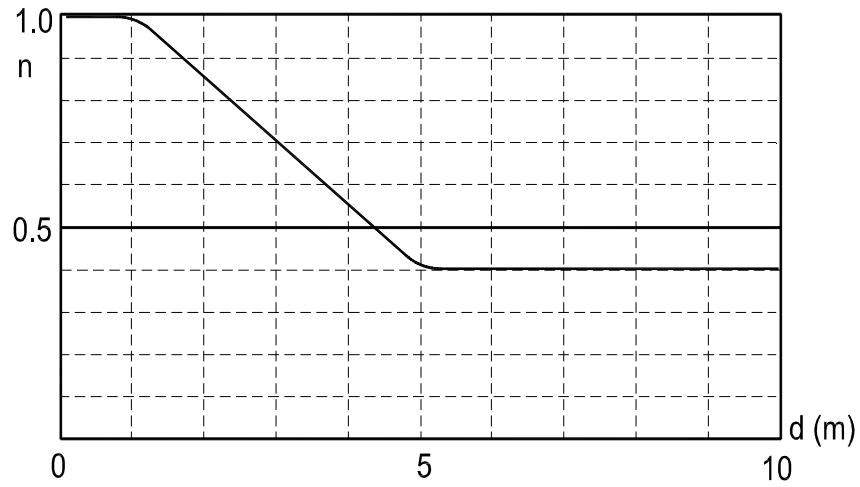
### GRAFICO N°1 Humedad Absoluta – Humedad Relativa



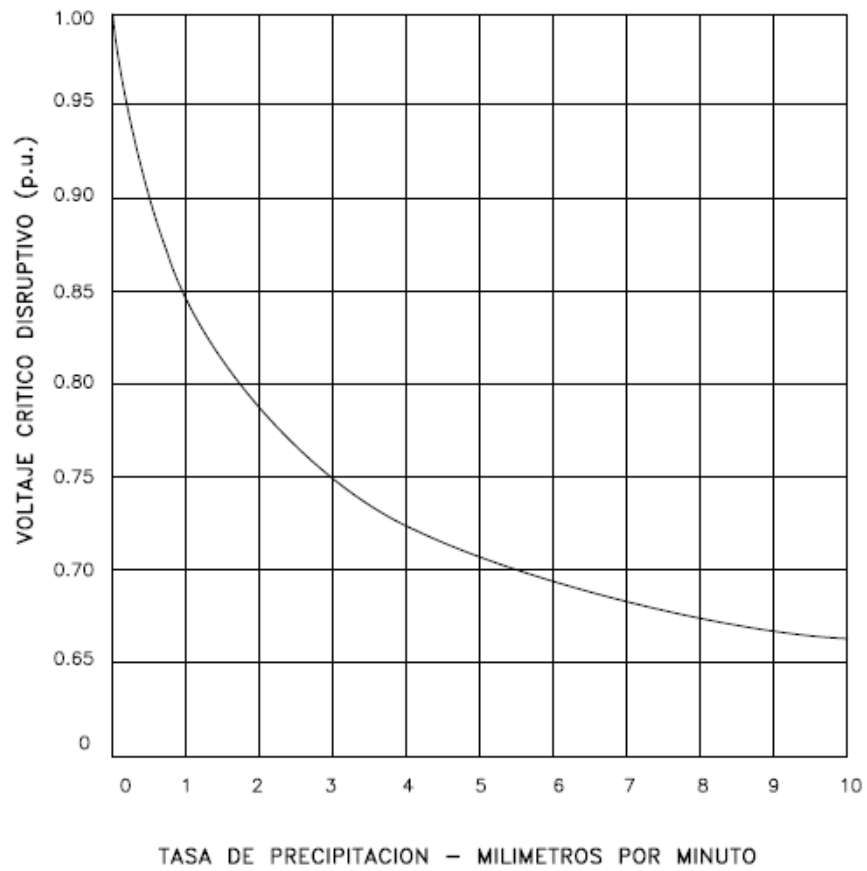
### GRAFICO N°2 Factor de Corrección por Humedad



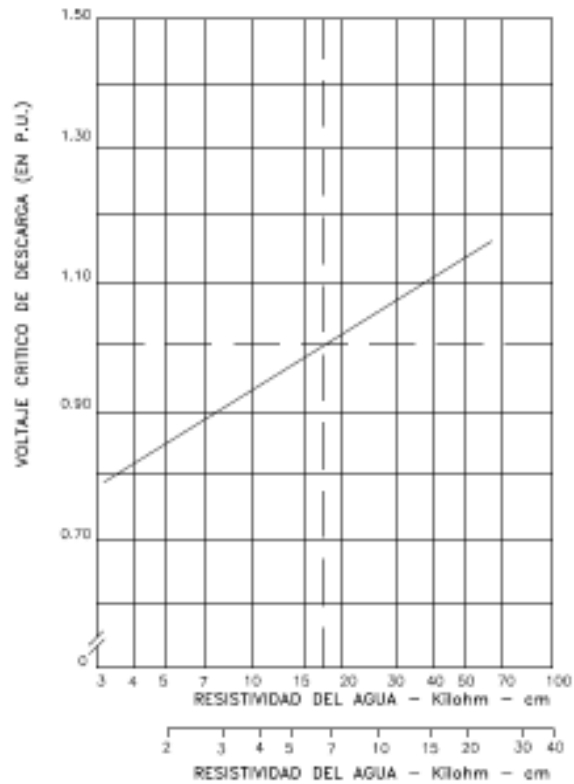
**GRAFICO N°3**  
Factor de Corrección Exponencial



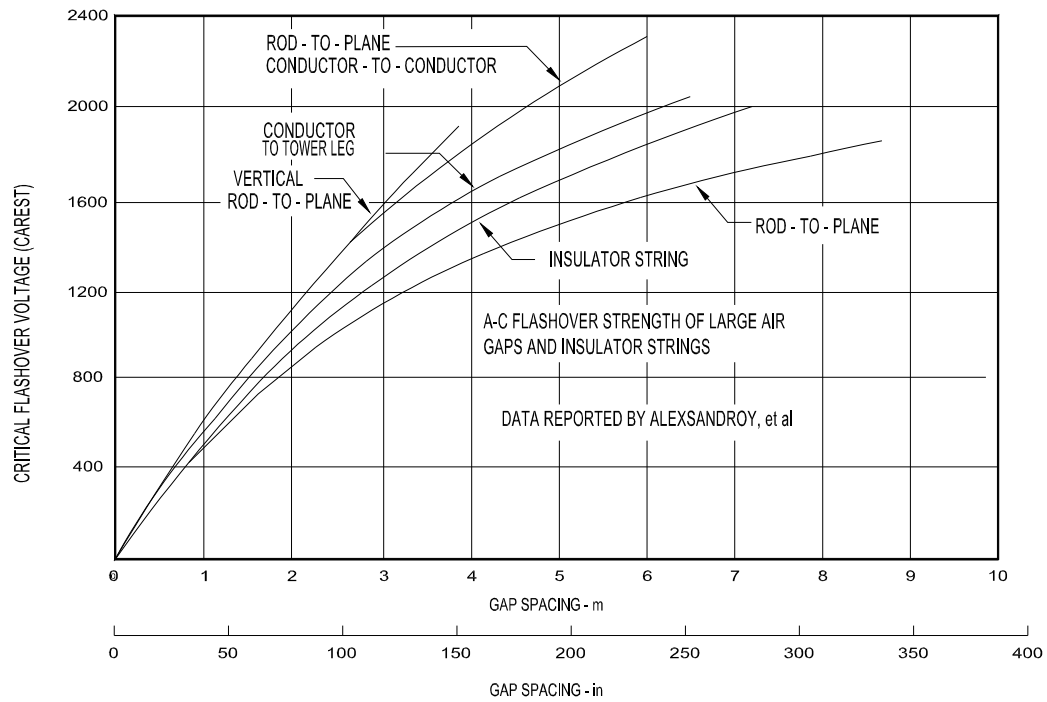
**GRAFICO N°4**  
Factor de Corrección por Tasa de Precipitación



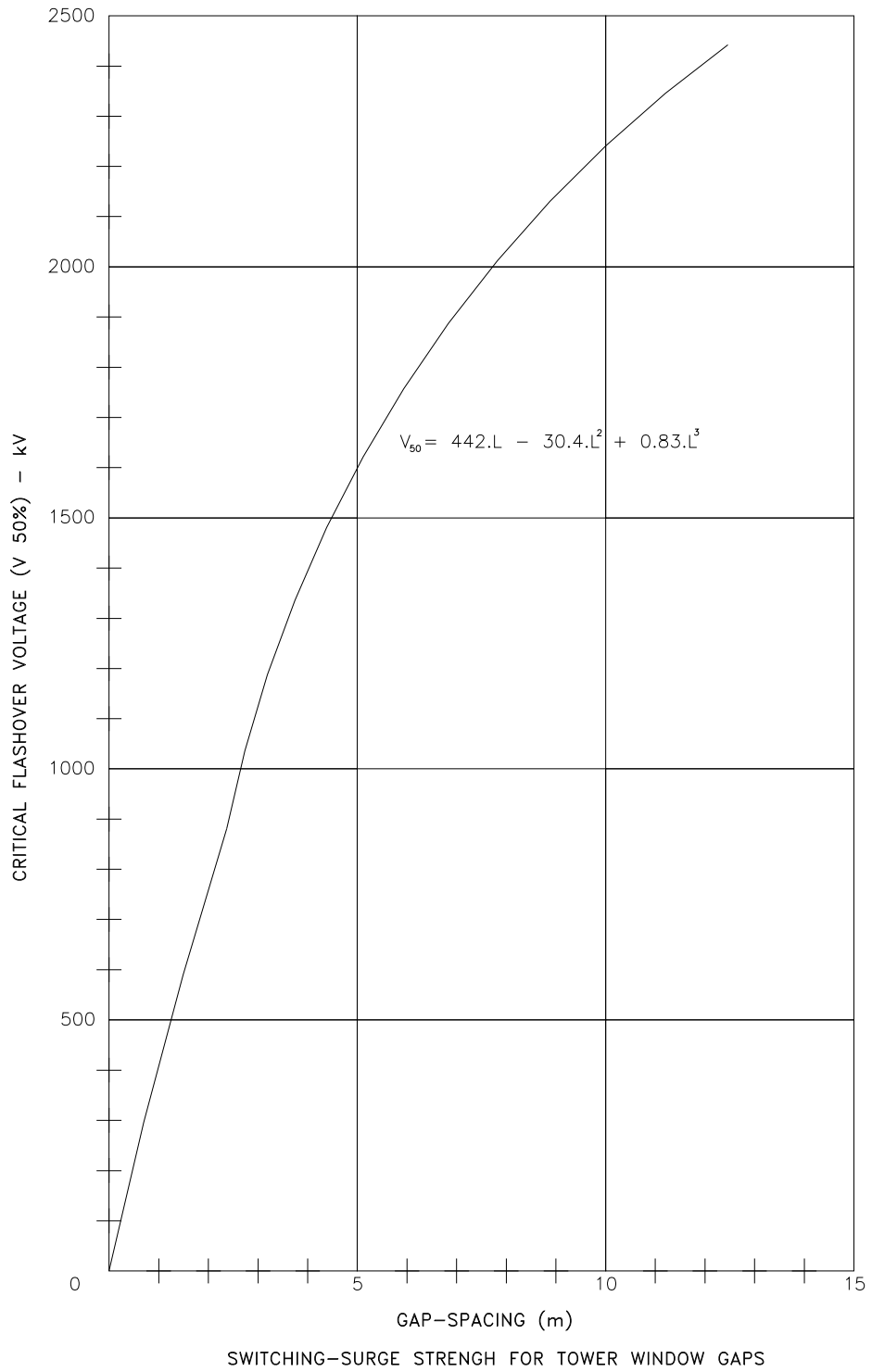
**GRAFICO N°5**  
Factor de Corrección por Resistividad del Agua



**GRAFICO N°6**  
AC-Flashover Strength of large Air Gaps and Insulator Strings



**GRAFICO N°7**  
AC-Flashover Strength of large Air Gaps and Insulator Strings



### GRAFICO N°8 Flashover Characteristics of disc Insulator Strings

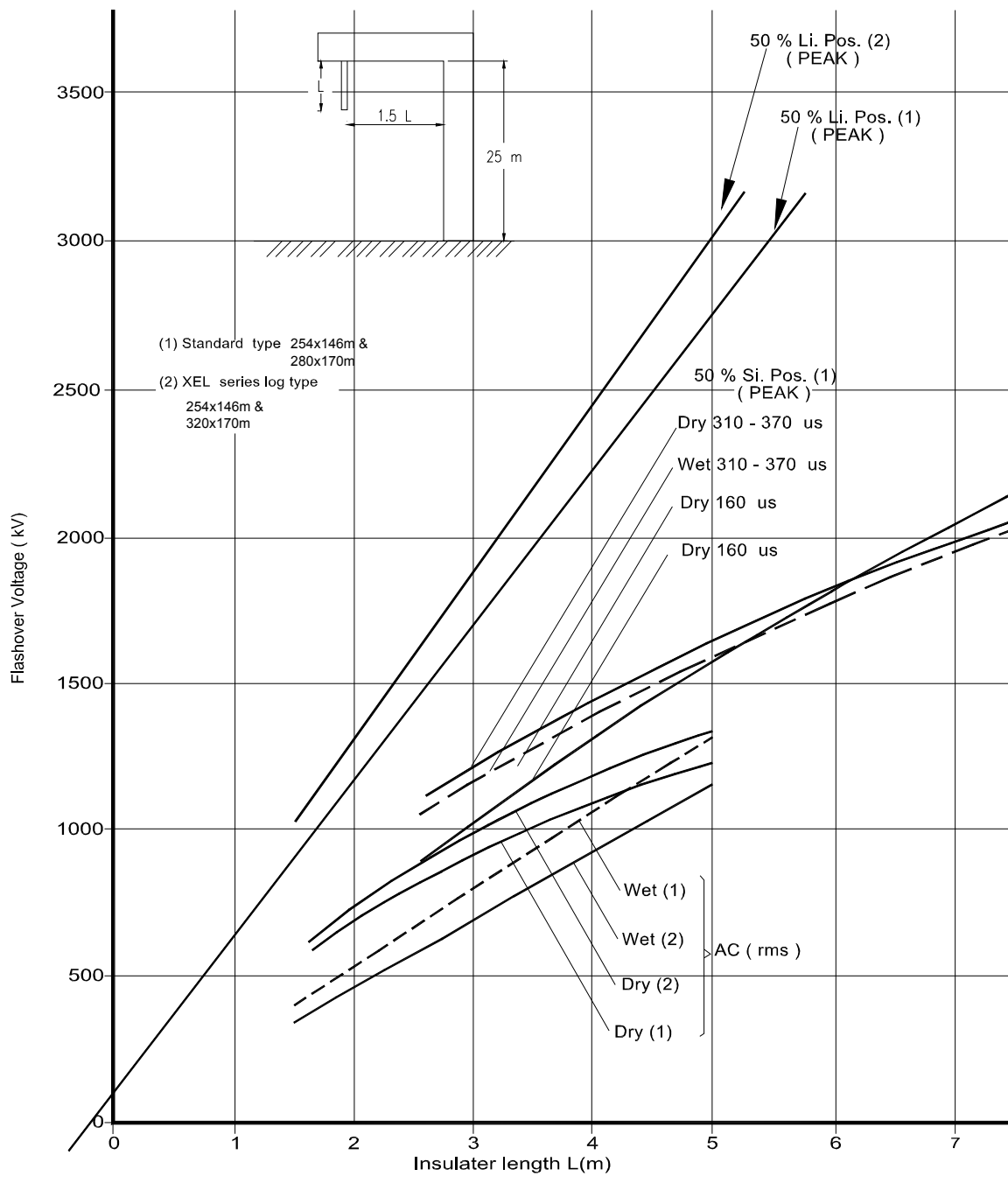


TABLE 1

Flashover Characteristics

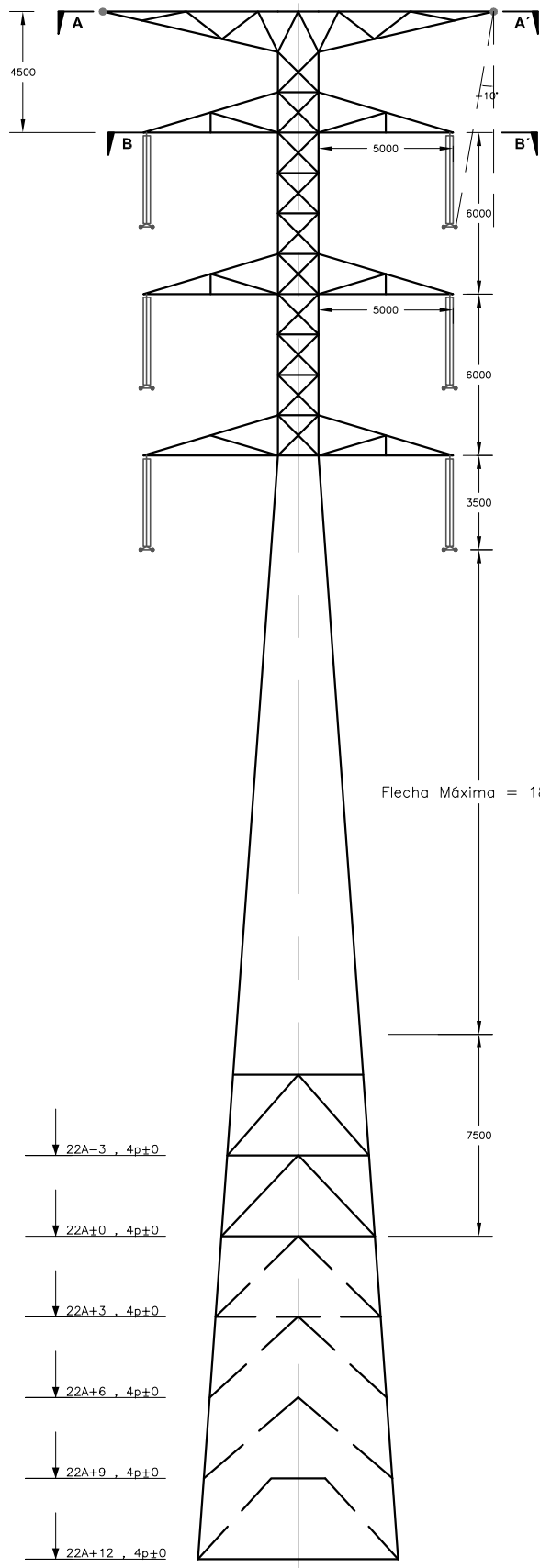
based on the test procedures of ANSI C29.1

SUSPENSION INSULATOR STRING WITHOUT ARCING HORN

0.9m Dia. 4 spacing	No. of Units		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	
	8" x 5 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	60	120	175	225	275	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Wet/kV			30	65	95	105	120	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Critical-Impulse Average Flashover		Positive/kV	160	200	305	385	480	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		Negative/kV	100	150	275	355	435	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
7 1/2" x 3 3/4"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	65	130	190	245	295	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	
		Wet/kV	35	75	110	130	165	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	115	225	310	390	485	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
		Negative/kV	115	215	305	370	455	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
10" x 5"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	80	165	250	330	395	460	520	585	650	715	780	845	910	975	1040	1105	1170	1235	1300	1365	1430	1495	1560	1625	1690	1755
		Wet/kV	50	85	125	160	200	235	270	305	340	380	415	450	485	520	555	595	615	650	680	715	745	775	805	835	865	895
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	125	250	335	420	495	565	645	720	795	865	935	1,005	1,075	1,145	1,220	1,290	1,365	1,435	1,510	1,580	1,650	1,720	1,790	1,860	1,930	2,000
		Negative/kV	120	240	325	395	465	535	605	680	750	825	905	985	1,065	1,140	1,210	1,280	1,355	1,430	1,510	1,585	1,660	1,735	1,810	1,885	1,960	2,035
10" x 3 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	90	185	275	370	455	535	615	695	775	855	935	1,015	1,095	1,175	1,255	1,335	1,415	1,495	1,575	1,655	1,735	1,815	1,895	1,975	2,055	2,135
		Wet/kV	60	90	130	170	215	255	295	335	375	415	455	495	535	575	615	655	695	735	775	815	855	895	935	975	1,015	1,055
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	125	255	355	440	525	610	695	780	865	950	1,035	1,120	1,205	1,290	1,375	1,460	1,545	1,630	1,715	1,800	1,885	1,970	2,055	2,140	2,225	2,310
		Negative/kV	120	250	345	415	495	580	670	760	845	930	1,015	1,100	1,190	1,275	1,360	1,445	1,530	1,615	1,700	1,785	1,870	1,955	2,040	2,125	2,210	2,295
11" x 8 1/2"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	85	165	250	335	420	505	590	675	760	845	930	1,015	1,100	1,185	1,270	1,355	1,440	1,525	1,610	1,695	1,780	1,865	1,950	2,035	2,120	2,205
		Wet/kV	52	85	120	160	200	240	280	320	360	400	440	475	510	545	580	615	650	685	720	755	790	825	860	895	930	965
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	135	255	360	460	540	630	720	810	900	990	1,075	1,160	1,245	1,330	1,415	1,500	1,585	1,670	1,755	1,840	1,925	2,010	2,095	2,180	2,265	2,350
		Negative/kV	140	255	345	425	515	610	700	790	880	970	1,060	1,150	1,240	1,330	1,420	1,510	1,600	1,690	1,780	1,870	1,960	2,050	2,140	2,230	2,320	2,410
12 1/2" x 7 1/4"	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	95	180	280	375	465	555	645	735	825	915	1,005	1,095	1,185	1,275	1,365	1,455	1,545	1,635	1,725	1,815	1,905	1,995	2,085	2,175	2,265	2,355
		Wet/kV	65	100	145	190	235	280	325	370	415	460	505	550	595	640	685	730	775	820	865	910	955	1,000	1,045	1,090	1,135	1,180
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	145	270	400	495	590	685	775	870	965	1,060	1,155	1,250	1,345	1,440	1,535	1,630	1,725	1,820	1,915	2,010	2,105	2,200	2,295	2,390	2,485	2,580
		Negative/kV	150	255	360	455	550	645	740	835	930	1,025	1,120	1,215	1,310	1,405	1,500	1,595	1,690	1,785	1,880	1,975	2,070	2,165	2,260	2,355	2,450	2,545
18" x 8 1/2" FOG TYPE	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	100	180	280	375	465	555	645	735	825	915	1,005	1,095	1,185	1,275	1,365	1,455	1,545	1,635	1,725	1,815	1,905	1,995	2,085	2,175	2,265	2,355
		Wet/kV	60	95	130	180	230	275	320	365	410	455	500	545	590	635	680	725	770	815	860	905	950	995	1,040	1,085	1,130	1,175
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	150	270	400	495	590	685	780	875	970	1,065	1,160	1,255	1,350	1,445	1,540	1,635	1,730	1,825	1,920	2,015	2,110	2,205	2,300	2,395	2,490	2,585
		Negative/kV	160	290	420	515	610	705	800	895	990	1,085	1,180	1,275	1,370	1,465	1,560	1,655	1,750	1,845	1,940	2,035	2,130	2,225	2,320	2,415	2,510	2,605
11 1/2" x 6 1/2" FOG TYPE	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	100	170	240	305	360	420	475	530	585	640	695	750	805	860	915	970	1,025	1,080	1,135	1,190	1,245	1,300	1,355	1,410	1,465	1,520
		Wet/kV	60	105	145	185	225	265	305	345	385	425	465	505	545	585	625	665	705	745	785	825	865	905	945	985	1,025	1,065
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	160	280	405	500	605	710	815	920	1,025	1,130	1,235	1,340	1,445	1,550	1,655	1,760	1,865	1,970	2,075	2,180	2,285	2,390	2,495	2,600	2,705	2,810
		Negative/kV	170	280	360	450	540	630	720	810	900	990	1,080	1,170	1,260	1,350	1,440	1,530	1,620	1,710	1,800	1,890	1,980	2,070	2,160	2,250	2,340	2,430
18 1/2" x 7" FOG TYPE	Low-Frequency Average Flashover	Dry/kV	110	175	240	300	360	425	475	535	595	655	715	775	835	895	955	1,015	1,075	1,135	1,195	1,255	1,315	1,375	1,435	1,495	1,555	1,615
		Wet/kV	65	125	180	235	275	310	345	385	420	455	495	535	575	615	655	695	735	775	815	855	895	935	975	1,015	1,055	1,095
	Critical-Impulse Average Flashover	Positive/kV	160	290	380	480	585	710	830	930	1,040	1,140	1,240	1,340	1,440	1,540	1,640	1,740	1,840	1,940	2,040	2,140	2,240	2,340	2,440	2,540	2,640	2,740
		Negative/kV	170	245	365	465	580	690	800	910	1,020	1,130	1,240	1,350	1,460	1,570	1,680	1,790	1,900	2,010	2,120	2,230	2,340	2,450	2,560	2,670	2,780	2,890

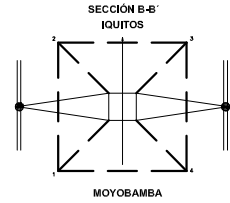
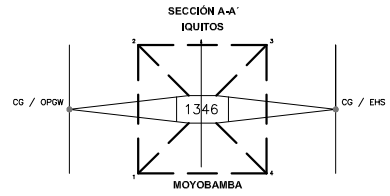


ANEXO 4  
ESTRUCTURAS TIPICAS DE LAS LINEAS DE  
TRANSMISION



Flecha Máxima = 18000

CARACTERISTICA DE LA ESTRUCTURA	
CONDUCTOR	2xACAR 355 mm <sup>2</sup>
VANO MEDIO	400 m
ANGULO MAXIMO	0°-2°

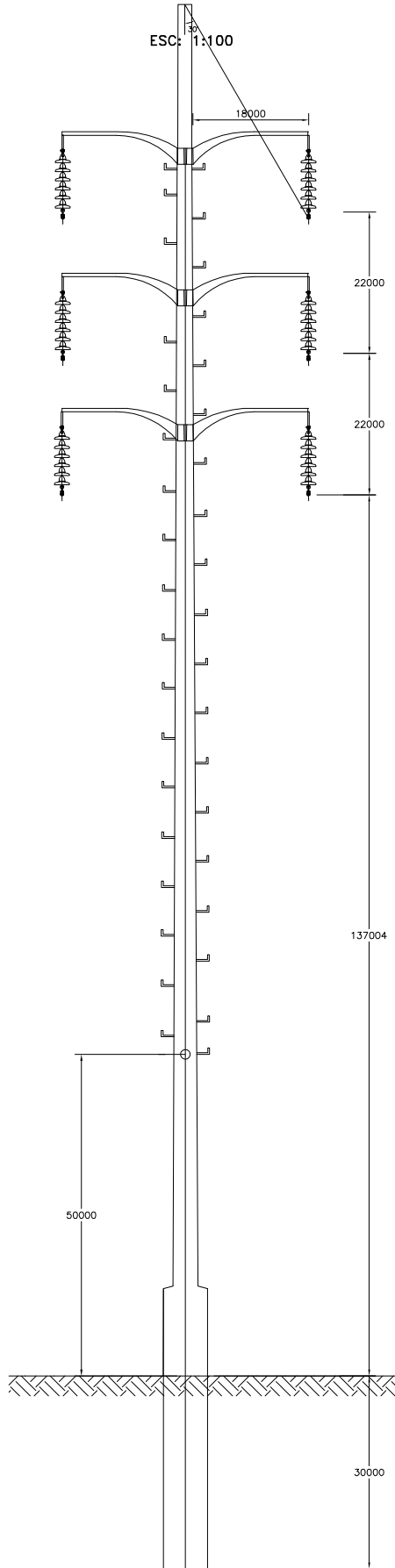


TORRE TIPO: 22 A

COD.	ITEM	DESCRIPCION	CANT.
		ELABORO: CCN DIBUJO: CCN	REVISO: AMA APROBO: BOM
			 Agencia de Promoción de la Inversión Privada
			FECHA: NOV -2013 ESCALA: S/E PLANO Nº:
0	10/12/13	EMITIDO PARA REVISIÓN DEL CLIENTE	C.C.N. B.O.M.
C	28/11/13	EMITIDO PARA REVISIÓN DEL CLIENTE	C.C.N. B.O.M.
REV	FECHA	DESCRIPCION	ELAB. APR.
			
<b>SILUETA DE ESTRUCTURA METALICA SUSPENSIÓN 220 kV</b>			
CSL-133200-1-6-004 133200			

**POSTE SUSPENSIÓN**

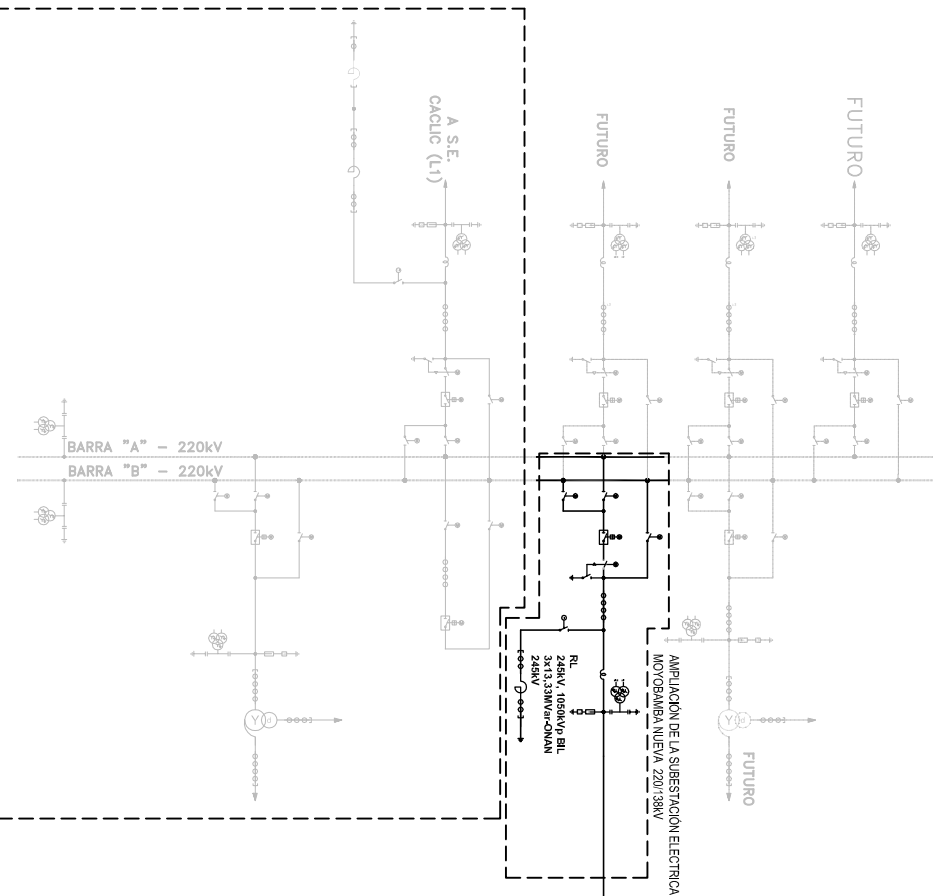
ESC: 1:100



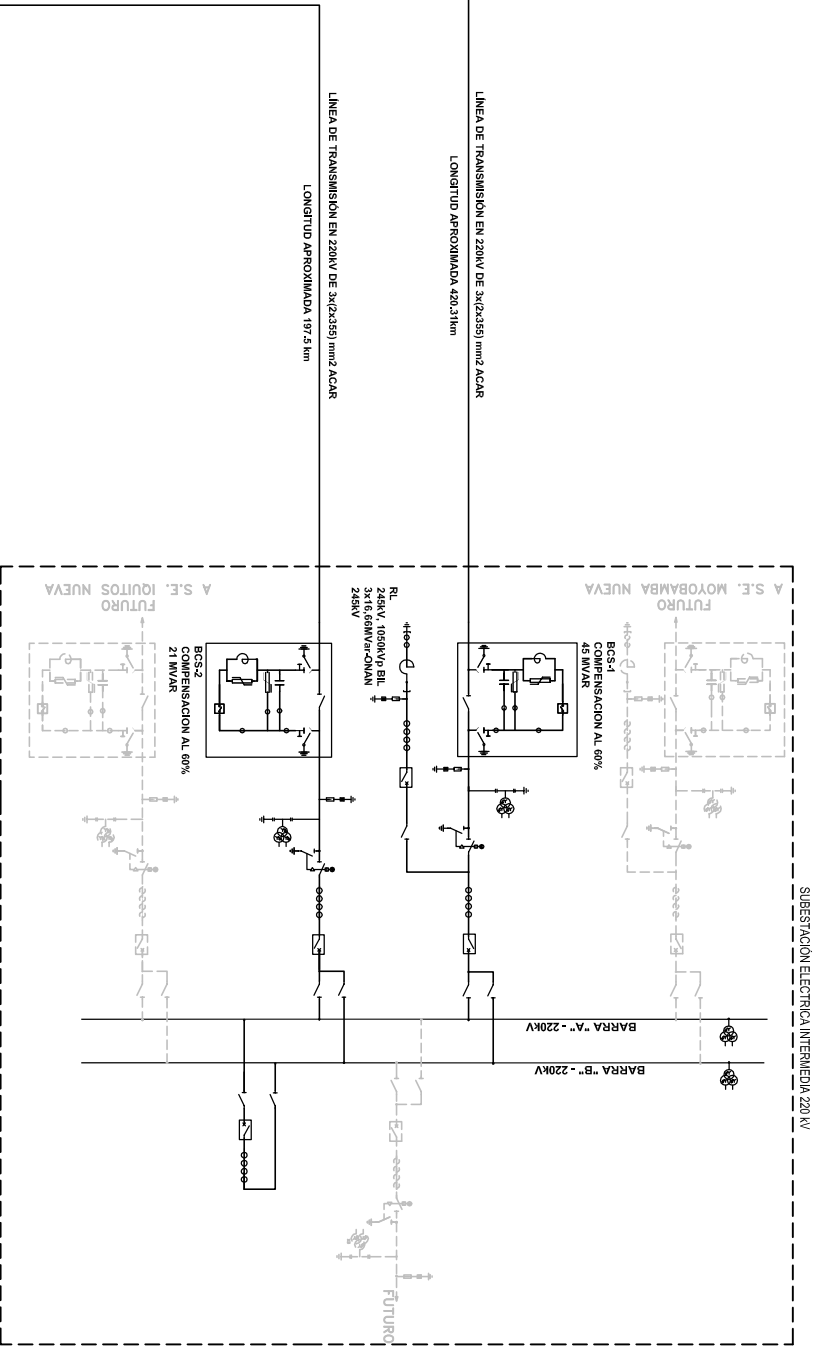
CARACTERISTICA DE LA ESTRUCTURA	
CONDUCTOR	ACAR 240 mm <sup>2</sup>
VANO MEDIO	200 m
ANGULO MAXIMO	0°-2'

COD.	ITEM	DESCRIPCION	CANT.
		ELABORO: CCN DIBUJO: CCN	REVISO: AMA APROBO: BOM
0	10/12/13	EMITIDO PARA REVISIÓN DEL CLIENTE	C.C.N. B.O.M.
C	28/11/13	EMITIDO PARA REVISIÓN DEL CLIENTE	C.C.N. B.O.M.
REV	FECHA	DESCRIPCION	ELAB. APR.
			
			ELECTROMECHANICA <b>SILUETA DE ESTRUCTURA METALICA                  SUSPENSIÓN 60 Kv</b>
			FECHA: NOV-2013 ESCALA: S/E PLANO N°: <b>CSL-133200-1-6-005</b> 133200

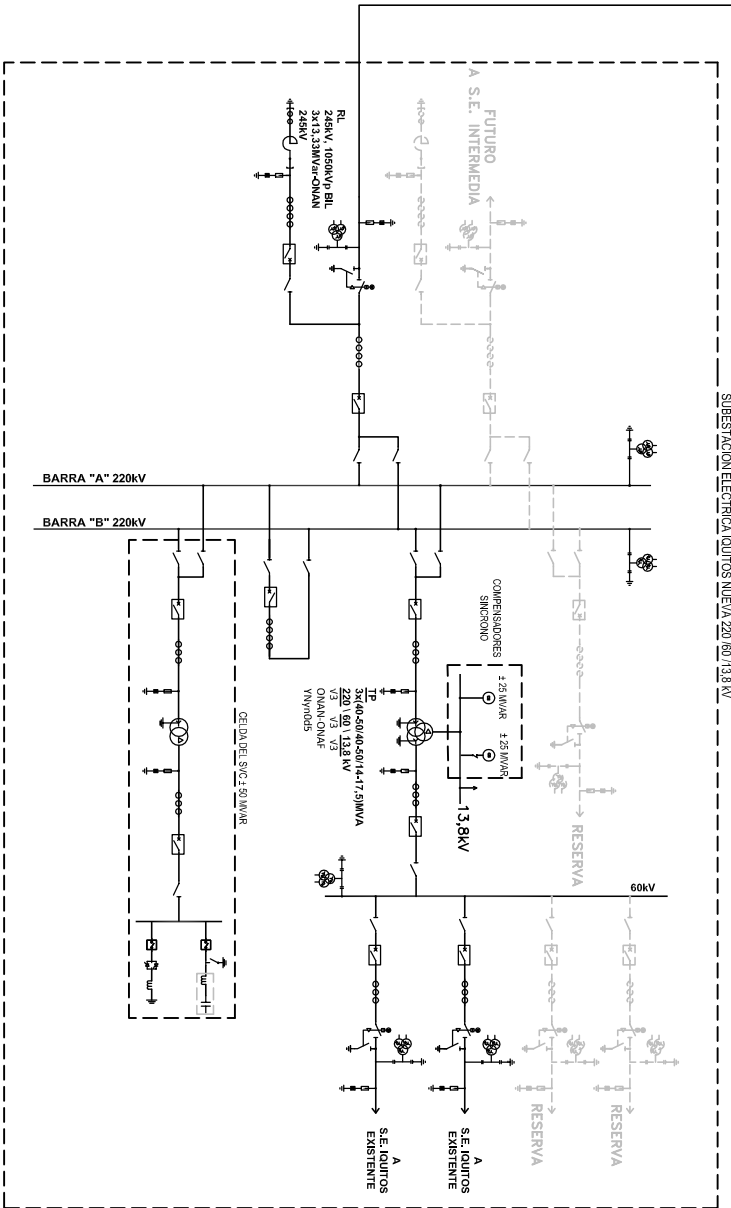
ANEXO 5  
DIAGRAMA UNIFILAR DEL PROYECTO



INSTALACIONES DEL PROYECTO: "LINEA DE TRANSMISION CARHUQUERO - CAYAMARCA NORTE - CACLIC - MOYOBAMBA EN 220 KV Y SUBESTACIONES ASOCIADAS"



SUBESTACION ELECTRICA IQUITOS NUEVA 220/138 KV



LINEA DE TRANSMISION EN 220KV DE 3x(2x35) mmz ACAR

LONGITUD APROXIMADA 420.31 KM

LINEA DE TRANSMISION EN 220KV DE 3x(2x35) mmz ACAR

LONGITUD APROXIMADA 197.2 KM

LEYENDA DE EQUIPOS PROYECTADOS	
SIMBOLO	DESCRIPCION
	INTERRUPTOR UNI-TRIPOLAR
	INTERRUPTOR TRIPOLAR
	SECCIONADOR TRIPOLAR TIPO PARTIDOR
	SECCIONADOR TRIPOLAR DOBLE APERTURA
	SECCIONADOR TRIPOLAR DOBLE APERTURA CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
	DESCONECTOR DE SOBRETENSION CON CONTADOR DE DESCHUBA
	TRANSFORMADOR DE TENSION TIPO CAPACITIVO CON 2 DEVANADOS SECUNDARIOS
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 245 KV, 4 NUCLEOS 1 DE MEDIDA 3 DE PROTECCION
	AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
	REACTOR TRIPOLAR DE LINEA CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
	REACTOR MONOFASICO DE NEUTRO X MWAR-OMAN CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
	TRAMPA DE ONDA 245 KV, FASE (S)

NOTA:  
1.- LA CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS DE MANEJO, PROTECCION Y EL TRANSFORMADOR SON PARTE DEL DISEÑO DEL SVC.

INSTALACIONES DEL PROYECTO DE LA LINEA DE TRANSMISION DE MOYOBAMBA - SE INTERMEDIA - SE IQUITOS NUEVA 220KV  
INSTALACIONES FUTURAS 220KV



PROYECTO: ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCION DE LA LINEA DE TRANSMISION SE MOYOBAMBA NUEVA - SE INTERMEDIA - SE IQUITOS NUEVA EN 220KV  
ELECTRICO

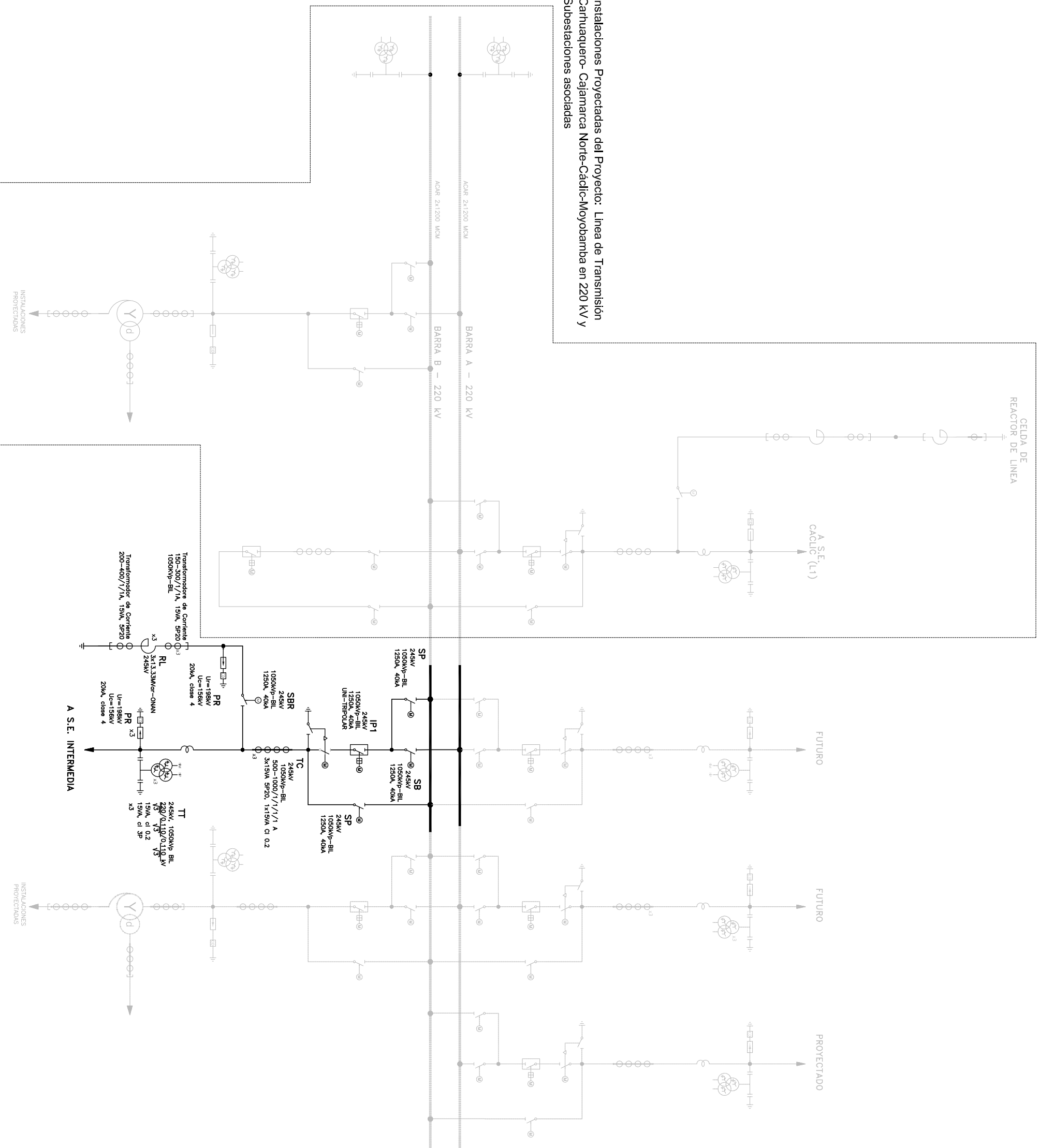
TITULO: DIAGRAMA UNIFILAR DEL PROYECTO SIN ALIMENTACION DE CARGA DE PLUSPETROL  
PLANO N°: CSL-133200-6-006

ELABORO : M.C.S.	REVISO : A.M.A.	ESCALA : -	REV. : 0
CESEL INGENIEROS	FECHA : DIC. 2013	TRABAJO : 133200	

## ANEXO 6

### DIAGRAMAS UNIFILARES DE LAS SUBESTACIONES

Instalaciones Proyectadas del Proyecto: Línea de Transmisión  
Cartuacuero- Cajamarca Norte-Cádic-Moyobamba en 220 KV y  
Subestaciones asociadas



CELDA DE REACTOR DE LINEA

A.S.E. (L1)

FUTURO

FUTURO

PROYECTADO

A.S.E. INTERMEDIA

LEYENDA DE EQUIPOS PROYECTADOS			
CODIGO	SIMBOLO	DESCRIPCION	
IP1		INTERRUPTOR UNI-TRIPOLAR	
IP2		INTERRUPTOR TRIPOLAR	
SP		SECCIONADOR TRIPOLAR TIPO PANTOGARFO	
SB		SECCIONADOR TRIPOLAR DOBLE APERTURA	
SL		SECCIONADOR TRIPOLAR DOBLE APERTURA CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA	
PR		DESCARGADOR DE SOBRETENSION CON COMANDADOR DE DESCARGA	
TT		TRANSFORMADOR DE TENSION TIPO CAPACITIVO CON 2 DEVANADOS SECUNDARIOS	
TC		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 245 KV, 4 NUCLEOS SECUNDARIOS: 1 DE MEDIDA 3 DE PROTECCION	
AUT-1		AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	
RL		REACTOR TRIFASICO DE LINEA CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	
RN		REACTOR MONOFASICO DE NEUTRO X MARR-OHMAN CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE	
TO		TRAMPA DE ONDA 245 KV, FASE (S)	

PROYECTADO  
FUTURO



**ProInversión**  
Agencia de Promoción de la Inversión Privada

PROYECTO: ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN SE MOYOBAMBA NUEVA - SE INTERMEDIA - SE IQUITOS NUEVA EN 220KV ELECTRICO

TITULO: DIAGRAMA UNIFILAR SE MOYOBAMBA NUEVA  
PLANO N°: CSI-133200-6-006

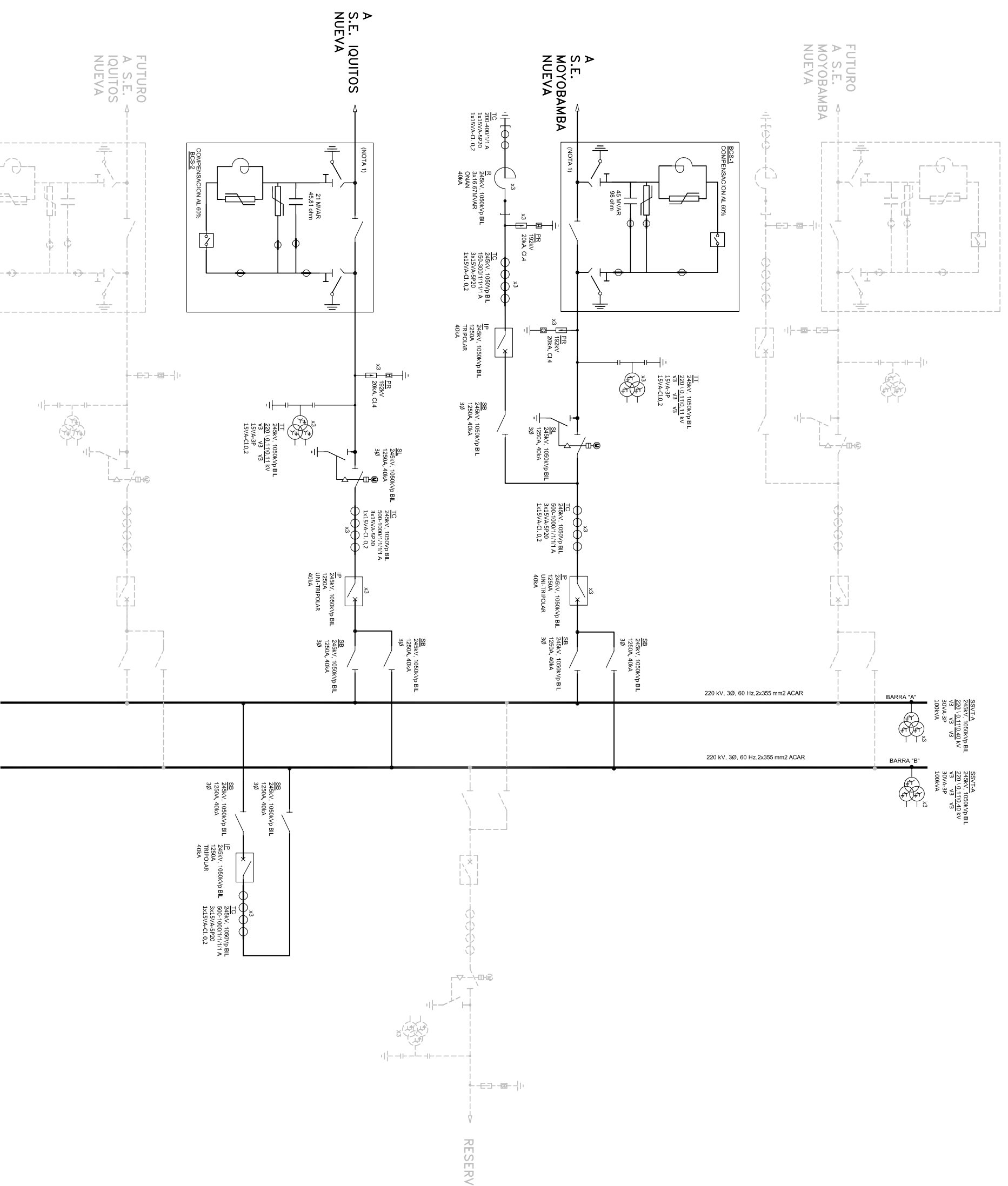
ELABORO : C.C.N.	REVISO : A.M.A.	ESCALA : -	REV. : 0
DIBUJO : C.C.N.	APROBO : -	FECHA : NOV. 2013	TRABAJO : 133200



INGENIEROS

LEYENDA DE EQUIPOS	
SÍMBOLO	CODIGO
	IP
	SB
	SL
	II
	IC
	IC
	IC
	IC
	PR
	IP
	ISVI
	R
	RE
	RT

NOTA  
1.- LOS SISTEMAS DE COMPENSACION REACTIVA SERAN INCLUIDAS EN LOS CONTRATOS DE COMPRA Y SE DEBERAN ENTREGAR EN SU ESTADO DE FABRICA. INTERROGARSE AL FABRICANTE.



PROYECTADO

FUTURO

**ProInversión**

Agencia de Promoción de la Inversión Privada

PROYECTO: ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN SE MOYOBAMBA NUEVA - SE INTERMEDIA - SE IQUITOS NUEVA EN 220KV

ELECTRICO

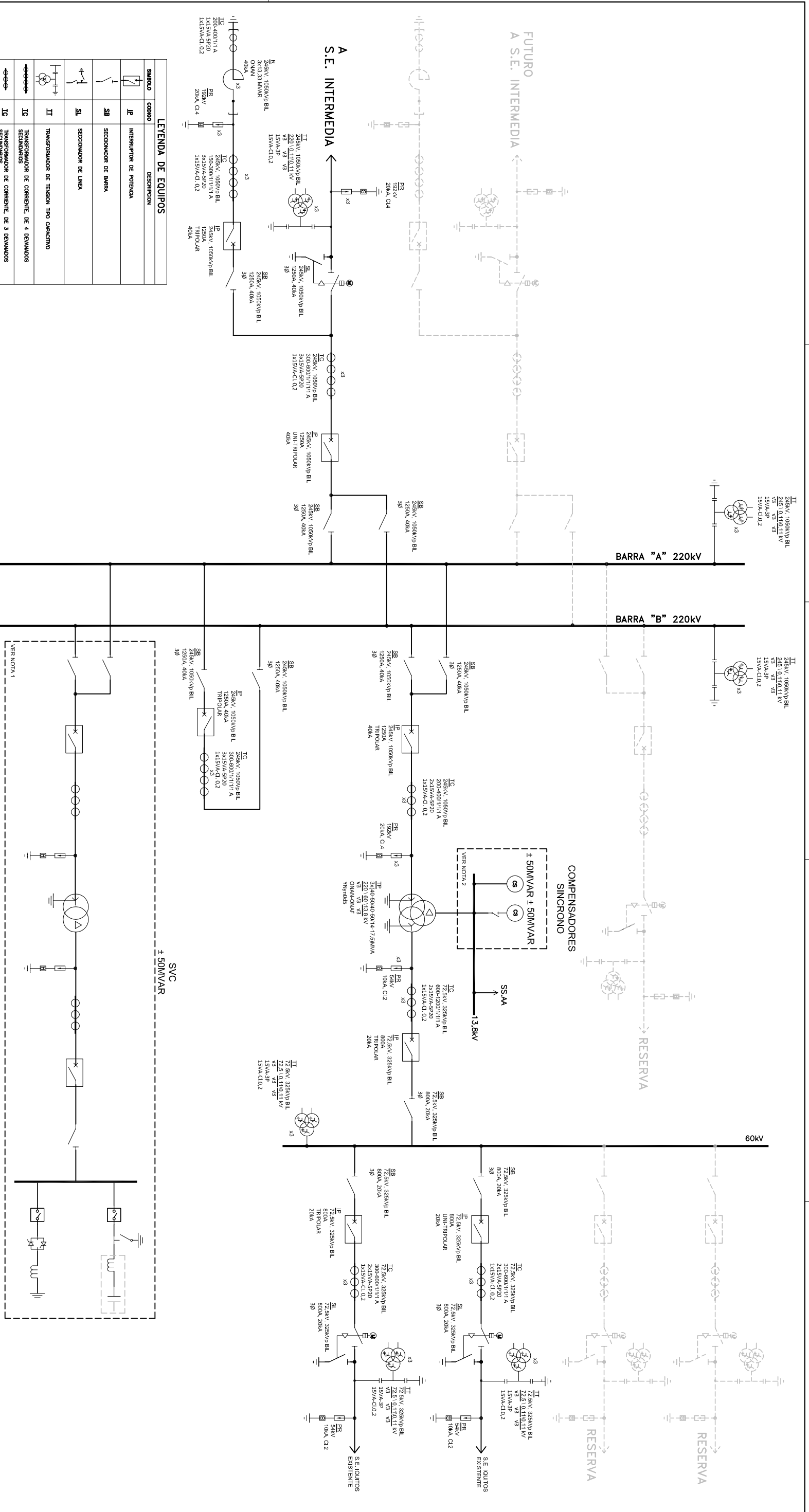
TITULO: DIAGRAMA UNIFILAR SUBESTACION INTERMEDIA

PLANO N°: CSI-133200-6-007

ELABORO : M.G.S.	REVISO : A.M.A.	ESCALA : -	REV. : 0
DIBUJO : M.G.S.	APROBADO : -	FECHA : NOV. 2013	TRABAJO : 133200

INGENIEROS





**LEYENDA DE EQUIPOS**

SÍMBOLO	CÓDIGO	DESCRIPCIÓN
	JP	INTERRUPTOR DE POTENCIA
	SB	SECCIONADOR DE BARRA
	SL	SECCIONADOR DE LINEA
	II	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN TIPO CAPACITIVO
	IC	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 4 DEVANADOS SECUENCIADOS
	IC	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 3 DEVANADOS SECUENCIADOS
	IC	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 2 DEVANADOS SECUENCIADOS
	IC	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 1 DEVANADO SECUENCIADO
	EP	PARABRAVOS DE OXIDO METALICO
	IP	TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE TRES DEVANADOS CON REGULADOR DE TENSIÓN BAJA CARGA
	II	TRANSFORMADOR DE TENSIÓN MONOFÁSICO TIPO INDUCTIVO
	IB	CONDENSADOR DE DESCARGA
	R	REACTOR
	RI	RESISTENCIA DE ATENUAMIENTO DE NEUTRO

**NOTA:**  
 1- LA CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS DE MANEJERA EL TRANSFORMADOR Y TEMA DEL DISEÑO SE DEBE ADECUAR A LAS RECOMENDACIONES DEL FABRICANTE.  
 2- LA CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS DE MANEJERA DE LOS COMPENSADORES SINCRONOS, SERAN DISEÑADOS DE ACUERDO A LAS RECOMENDACIONES DEL FABRICANTE.

**ProInversión**  
 Agencia de Promoción de la Inversión Privada

PROYECTO: ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN SE MOVORAMBA NUEVA - SE INTERMEDIA - SE IQUITOS NUEVA EN 220KV ELECTRICO

TITULO: **DIAGRAMA UNIFILAR SE IQUITOS NUEVA**

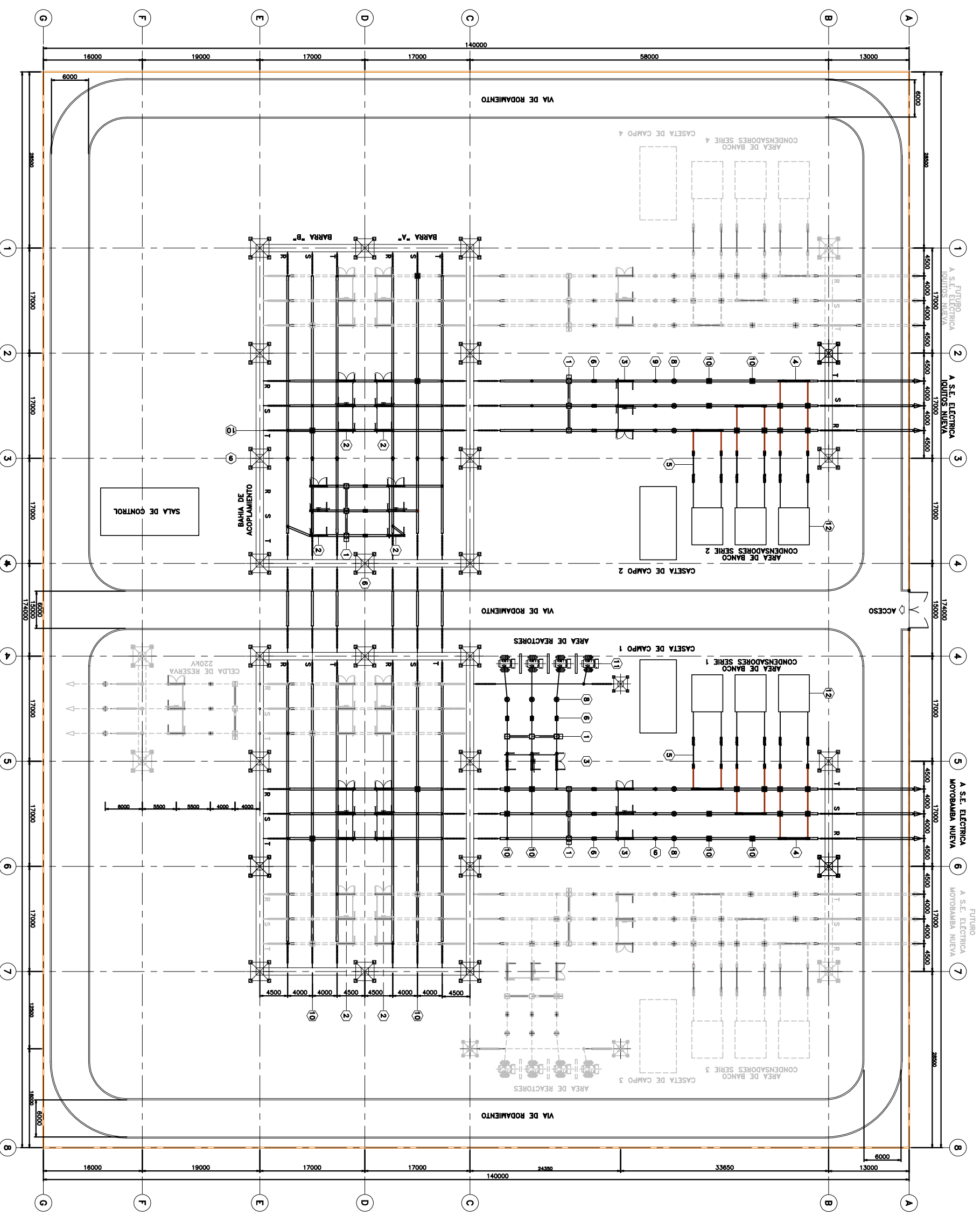
PLANO N°: **CSL-133200-6-008**

ELABORO: M.C.S.	REVISO: A.M.A.	ESCALA: -	REV.: 0
DIBUJO: M.C.S.	APROBADO: B.O.M.	FECHA: NOV. 2013	TRABAJO: 133200

**CESEL**  
 INGENIEROS

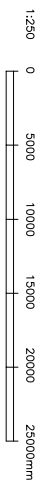
## ANEXO 7

### DISPOSICION DE EQUIPOS DE LA SUBESTACION INTERMEDIA



VISTA DE PLANTA  
SIN ESCALA

- LEYENDA DE EQUIPOS PATIO 220 KV**
- 1 INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
  - 2 SECCIONADOR DE BARRA APERTURA CENTRAL
  - 3 SECCIONADOR DE LINEA APERTURA CENTRAL
  - 4 SECCIONADOR DE BARRA APERTURA VERTICAL UNIPOLAR
  - 5 SECCIONADOR DE LINEA APERTURA VERTICAL UNIPOLAR
  - 6 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
  - 7 TRANSFORMADOR DE POTENCIA
  - 8 PARABRAVO
  - 9 TRANSFORMADOR DE TENSION
  - 10 AISLADOR SOPORTE
  - 11 REACTOR
  - 12 BANCO DE CONDENSADORES



**ProInversión**  
Agencia de Promoción de la Inversión Privada

PROYECTO:  
**ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN SE NOVORAMBA NUEVA - SE INTERMEDIA - SE IQUITOS NUEVA EN 220KV**

ELECTRICO

TITULO:  
**DISPOSICION DE EQUIPOS PLANTA SUBESTACION ELECTRICA INTERMEDIA**

PLANO N°:  
**CSL-133200-6-010**

ELABORADO : M.C.S.	REVISADO : A.M.A.	ESCALA : -	REV. : 0
DIBUJO : M.C.S.	APROBADO : B.O.M.	FECHA : NOV. 2013	TRABAJO : 133200

**CESEL**  
INGENIEROS

**ANEXO 8**  
**PRESUPUESTO**

**ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LT SE MOYOBAMBA - SE INTERMEDIA - SE IQUITOS EN 220 kV**
**CUADRO A**
**RESUMEN GENERAL DEL PRESUPUESTO DE INVERSION (DOLARES AMERICANOS)**

(SIN ALIMENTACION A CARGAS DE PLUSPETROL)

DESCRIPCION	LT x 220 kV, 2 conductores por fase SE Moyobamba Nueva - SE Intermedia ( 430 km ) CUADRO N° 1	LT x 220 kV, 2 conductores por fase SE Intermedia-SE Iquitos Nueva (201km) CUADRO N° 2	LT 60 kV SE Iquitos - CT Iquitos ( 5,2 km ) CUADRO N° 3	SE Moyobamba Nueva CUADRO N° 4	SE Intermedia CUADRO N° 5	Equipos de Compensación Serie en SE Intermedia CUADRO N° 6	SE Iquitos Nueva CUADRO N° 7	Equipo Estático de Compensación Reactiva ( SVC ) en SE Iquitos Nueva CUADRO N° 8	Compensadores Sincronos en la SE Iquitos CUADRO N° 9	Ampliación SE x 60 kV en CT Iquitos (1) CUADRO N° 10	Presupuesto de Inversion
<b>COSTOS DIRECTOS</b>											
Suministros	33,841,407	20,597,464	257,206	1,125,050	2,234,930		6,322,367			421,399	
Transporte a Obra	1,015,242	617,924	15,432	78,753	134,096		379,343			25,284	
Obras Civiles	100,865,983	48,685,304	512,619	601,902	1,184,513		3,350,855			223,341	
Montaje Electromecánico	17,598,892	9,492,922	363,201	144,456	284,284		804,205			53,602	
Total Costo Directo	<b>153,321,524</b>	<b>79,393,613</b>	<b>1,148,459</b>	<b>1,950,161</b>	<b>3,837,823</b>	<b>4,620,000</b>	<b>10,856,771</b>	<b>10,000,000</b>	<b>2,361,600</b>	<b>723,626</b>	<b>268,213,578</b>
<b>COSTOS INDIRECTOS</b>											
Gastos Generales del Contratista	17,769,731	8,726,734	131,373	111,954	220,320	265,222	623,259	574,074	135,573	41,542	
Utilidades del Contratista	11,846,488	5,817,823	87,582	74,636	146,880	176,815	415,506	382,716	90,382	27,694	
Otros	6,775,886	3,528,254	413,991	52,245	102,816	123,770	290,854	267,901	63,268	19,386	
Total Costo Indirecto	<b>36,392,105</b>	<b>18,072,810</b>	<b>632,946</b>	<b>238,835</b>	<b>470,016</b>	<b>565,807</b>	<b>1,329,619</b>	<b>1,224,691</b>	<b>289,223</b>	<b>88,622</b>	<b>59,304,674</b>
<b>TOTAL SIN IGV</b>	<b>189,713,629</b>	<b>97,466,424</b>	<b>1,781,405</b>	<b>2,188,996</b>	<b>4,307,839</b>	<b>5,185,807</b>	<b>12,186,390</b>	<b>11,224,691</b>	<b>2,650,823</b>	<b>812,248</b>	<b>327,518,252</b>

(1) Se excluye los costos de la transformacion 60/10 kV en la C.T. Iquitos.

**CUADRO N° 1**  
**MONTO DE INVERSION LINEA DE TRANSMISION MOYOBAMBA - SUBESTACION INTERMEDIA**  
**SIMPLE TERNA, 2 CONDUCTORES POR FASE, 220 KV**  
**RESUMEN DE LA LINEA**

22/11/13

ITEM	DESCRIPCION	SUB TOTALES PARCIALES ( US\$ )	TOTALES PARCIALES ( US \$ )
<b>A</b>	<b>SUMINISTROS</b>		<b>33,841,407.15</b>
	* L.T. Simple Terna, Dos Conductores por Fase, 220 kV, Moyobamba-Iquitos 430 km	33,841,407.15	
<b>B</b>	<b>TRANSPORTE LOCAL</b>		<b>1,015,242.21</b>
<b>C</b>	<b>MONTAJE</b>		<b>118,464,875.01</b>
	* OBRAS CIVILES		
	* L.T. Simple Terna, Dos Conductores por Fase, 220 kV, Moyobamba-Iquitos 430 km	100,865,983.43	
	* OBRAS ELECTROMECANICAS		
	* L.T. Simple Terna, Dos Conductores por Fase, 220 kV, Moyobamba-Iquitos 430 km	17,598,891.59	
<b>C.1</b>	<b>SUB-TOTAL MONTAJE COSTO DIRECTO US \$</b>	<b>118,464,875.01</b>	
	GASTOS GENERALES (+)	17,769,731.25	<b>17,769,731.25</b>
	UTILIDAD	11,846,487.50	<b>11,846,487.50</b>
	<b>TOTAL MONTAJE US\$</b>	<b>148,081,093.77</b>	
<b>D</b>	<b>ESTUDIO DEFINITIVO</b>		<b>408,874.80</b>
<b>E</b>	<b>OTROS CONCEPTOS (GEOTECNIA+CIRA+GESTION DE SERVIDUMBRE + COES)</b>		<b>865,724.25</b>
<b>F</b>	<b>GESTION DE COMPRAS ( 3 % DE ITEM A )</b>		<b>1,015,242.21</b>
<b>G</b>	<b>INGENIERIA DE DETALLE</b>		<b>340,729.00</b>
<b>H</b>	<b>SUPERVISION</b>		<b>3,553,946.25</b>
<b>I</b>	<b>INSPECCION PERMANENTE - MEM</b>		<b>340,729.00</b>
<b>J</b>	<b>INDEMNIZACION POR SERVIDUMBRE</b>		<b>250,640.25</b>
<b>MONTO TOTAL US\$ (Sin IGV)</b>			<b>189,713,628.90</b>

(\*) Incluye prevenciones, exámenes médicos, pérdidas horas-hombre por capacitación seguridad por cliente.

**CUADRO N° 1.1**

SECCION : L.T. Simple Terna, 2 Conductores por fase, 220 kV, MOYOBAMBA - IQUITOS ( 430 km )

**PRESUPUESTO ESTIMADO DE SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES**

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO (US\$)	PRECIOS PARCIALES (US\$)	SUB-TOTAL (US\$)
	400 m - 1578 Torres					
<b>A</b>	<b>ESTRUCTURAS</b>					<b>18,481,807.10</b>
	<b>A hasta 2° ( 1303 Torres)</b>					
1	A - 3	u	0		0.00	
2	A ± 0	u	914	12,800.00	11,697,090.33	
3	A + 3	u	0		0.00	
4	A + 6	u	0		0.00	
5	A + 9	u	0		0.00	
	<b>B hasta 30° (50 Torres)</b>					
6	B - 3	u	0		0.00	
7	B ± 0	u	35	16,500.00	573,446.91	
8	B + 3	u	0		0.00	
9	B + 6	u	0		0.00	
10	B + 9	u	0		0.00	
	<b>C hasta 60° (50 Torres)</b>					
11	C - 3	u	0		0.00	
12	C ± 0	u	35	21,220.00	737,487.48	
13	C + 3	u	0		0.00	
14	C + 6	u	0		0.00	
15	C + 9	u	0		0.00	
	<b>RETENCION, TERMINAL Y ANGULAR 90°</b>					
16	R ± 0 (100 Torres)	u	70	25,600.00	1,796,868.46	
	<b>TRANSPOSICIONES</b>					
17	T ± 0	u	13	31,300.00	405,263.07	
	<b>ESPECIAL</b>					
18	E ± 0	u	9	42,500.00	376,505.55	
	<b>STUB</b>					
19	A	u	3,655	260.00	950,389	
20	B	u	139	325.00	45,181	
21	C	u	139	364.00	50,602	
22	R	u	281	650.00	182,494	
23	T	u	52	650.00	33,664	
24	E	u	35	650.00	23,033	
	<b>PATAS</b>					
25	Patatas torre A ( ± 0 m)	u	3,655	325.00	1,187,985.74	
26	Patatas torre B ( ± 0 m)	u	139	390.00	54,216.80	
27	Patatas torre C ( ± 0 m)	u	139	455.00	63,252.93	
28	Patatas torre R ( ± 0 m)	u	281	520.00	145,995.56	
29	Patatas torre T ( ± 0 m)	u	52	585.00	30,297.62	
30	Patatas torre E ( ± 0 m)	u	35	650.00	23,033.28	
	<b>PRUEBAS</b>					
31	A	u	1	35,000.00	35,000.00	
32	R	u	1	35,000.00	35,000.00	
33	E	u	1	35,000.00	35,000.00	
<b>B</b>	<b>CONDUCTOR</b>					
1	Conductor ACAR 2 x 700 MCM	km	2,657	3,200.00	8,503,680.00	<b>8,503,680.00</b>

**CUADRO N° 1.1**

SECCION : L.T. Simple Terna, 2 Conductores por fase, 220 kV, MOYOBAMBA - IQUITOS ( 430 km )

**PRESUPUESTO ESTIMADO DE SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES**

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO ( US\$ )	PRECIOS PARCIALES ( US\$ )	SUB-TOTAL ( US\$ )
<b>C</b>	<b>CABLE DE GUARDA</b>					
1	Cable Acero Galvanizado EHS 70 mm <sup>2</sup>	km	442.9	1.400.00	620.060.00	<b>620.060.00</b>
<b>D</b>	<b>CABLE OPTICO</b>					<b>1.620.396.66</b>
1	Cable de guarda OPGW 24 fibras monomodo G-652	km	442.9	3.602.16	1.595.396.66	
2	Pruebas	Cjto	1	25.000.00	25.000.00	
<b>E</b>	<b>AISLADORES</b>					<b>2.659.278.72</b>
1	Aislador de Vidrio de 330 x 146 x 545 mm línea fuga, 160 kN	u	83.102	32.00	2.659.278.72	
<b>F</b>	<b>FERRETERIA CADENAS Y CONDUCTOR</b>					<b>1.153.902.85</b>
1	<b>Suspension, conformado por:</b>	Cjto.	2.742	146.78	402.462.77	
	Grillete recto (1)					
	Adaptador anillo - bola (1)					
	Descargador (2)					
	Descargador inferior tipo anillo - Raqueta (2)					
	Adaptador casquillo-ojo alargado (1)					
	Grapa de suspensión anticorona (1)					
	Varilla de Protección (2)					
2	<b>Anclaje, conformado por :</b>	Cjto.	1.050	112.40	118.023.83	
	Grillete recto (1)					
	Adaptador anillo-bola (1)					
	Descargador (1)					
	Descargador inferior tipo anillo-Raqueta (1)					
	Adaptador casquillo-ojo alargado (1)					
	Grapa de anclaje a compresión (1)					
5	<b>Ferretería Conductor Activo</b>					
5.1	Junta de empalme	u	151	30.11	4.531.27	
5.2	Manguito de reparación	u	60	21.65	1.299.17	
5.3	Conector Bifilar	u	850	12.00	10.200.00	
5.4	Espaciadores	u	22.575	27.35	617.385.82	
<b>G</b>	<b>ACCESORIOS CABLE DE GUARDA</b>					<b>131.898.99</b>
1	<b>Suspensión</b>	Cjto.	914	18.32	16.740.62	
	Grillete Recto					
	Grapa de suspensión					
	Grapa cable-terminal de tierra					
	Grapa torre -terminal de tierra					
2	<b>Anclaje Intermedia</b>	Cjto.	2.163	36.57	79.098.36	
	Grillete Recto (2)					
	Eslabón Revirado (2)					
	Grapa de anclaje (2)					
	Grapa cable-terminal de tierra (1)					
	Grapa torre -terminal de tierra (1)					
3	<b>Anclaje final - Pórticos</b>	u	2	18.14	36.28	
	Grillete Recto (1)					
	Eslabón Revirado (1)					
	Grapa de anclaje (1)					
	Grapa torre -terminal de tierra (1)					
4	<b>Ferretería diversa</b>					
4.1	Junta de empalme	u	145	15.93	2.310.17	
4.2	Preformado Reparación	u	50	7.53	376.35	
4.3	Amortiguadores de vibración	u	2.215	15.05	33.337.22	



**CUADRO N° 1.1**

SECCION : L.T. Simple Terna, 2 Conductores por fase, 220 kV, MOYOBAMBA - IQUITOS ( 430 km )

**PRESUPUESTO ESTIMADO DE SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES**

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO ( US\$ )	PRECIOS PARCIALES ( US\$ )	SUB-TOTAL ( US\$ )
<b>H</b>	<b>FIBRA OPTICA</b>					<b>431,947.82</b>
1	<b>Ensamble de suspensión:</b> Y - Clevis (1) Grapa de suspensión (1) Toma de tierra con terminal (1) Grapa paralela cable-terminal tierra (1)	Cjto.	914	63.07	57,645.98	
2	<b>Ensamble de anclaje</b> Grillete recto (2) Eslabón de Extensión (1) Guardacabo (1) Empalme de protección (1) Toma de tierra con terminal (1) Grapa paralela cable-terminal tierra (1)	Cjto.	2163	82.91	179,334.33	
3	<b>Accesorios diversos</b>					
3.1	Caja de empalme intermedia /24 fibras G-652/OPGW - OPGW	u	95	850.00	80,750.00	
3.2	Caja de empalme terminal /24 fibras G-652/OPGW-ARM	u	2	850.00	1,700.00	
3.3	Grapa de bajada de Aluminio para OPGW	u	1,900	19.65	37,335.00	
3.4	Grapa de bajada de Aluminio para Cable Armado	u	12	19.65	235.80	
3.5	Soporte de reserva de 3 puntos	Cjto.	140	84.00	11,760.00	
3.6	Cable Armado 24 Fibras monomodo - G-652	km	0.5	1,964.81	982.41	
3.7	Amortiguador de vibración	u	2,215	24.02	53,204.30	
3.8	Realimentacion óptica	u	9	500.00	4,500.00	
3.9	Alimentacion solar	u	9	500.00	4,500.00	
<b>I</b>	<b>PUESTA A TIERRA</b>					<b>238,435.00</b>
	Cable copperweld de 70 mm <sup>2</sup>	km	53.75	3,600.00	193,500.00	
	Conector de bronce torre -cable	u	1,075	4.60	4,945.00	
	Conector cable-cable	u	1,075	2.20	2,365.00	
	Electrodo copperweld $\phi$ 3/4"	u	1,075	35.0	37,625.00	
<b>SUBTOTAL - SUMINISTROS LINEA DE TRANSMISION TRAMO 1 ( US\$ )</b>						<b>33,841,407</b>

**CUADRO N° 1.2**

SECCION : L.T. Simple Terna, 2 Conductores por fase, 220 kV, MOYOBAMBA - SUBESTACION INTERMEDIA ( 430 km )

**PRESUPUESTO ESTIMADO DE OBRAS ELECTROMECANICAS**

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO ( US\$ )	PRECIOS PARCIALES ( US\$ )	SUB-TOTAL ( US\$ )
<b>A</b>	<b>ESTRUCTURAS (incluye transporte de perfiles al sitio de montaje)</b>					<b>7,800,050.00</b>
	A ± 0	u	914	6,400.00	5,849,600.00	
	B ± 0	u	35	8,250.00	288,750.00	
	C ± 0	u	35	10,600.00	371,000.00	
	R ± 0	u	70	12,800.00	896,000.00	
	T ± 0	u	13	15,650.00	203,450.00	
	E ± 0	u	9	21,250.00	191,250.00	
<b>B</b>	<b>CONDUCTOR</b>					<b>7,224,000.00</b>
	Conductor ACAR 2 x 700 MCM	km	2,580	2,800.00	7,224,000.00	
<b>C</b>	<b>CABLE DE GUARDA</b>					<b>645,000.00</b>
	Cable EHS 3/8" Ø	km	430	1,500.00	645,000.00	
<b>D</b>	<b>CABLE OPTICO</b>					<b>1,204,000.00</b>
	Cable OPGW	km	430	2,800.00	1,204,000.00	
<b>E</b>	<b>CADENA DE AISLADORES</b>					<b>82,343.70</b>
✓ 1.0	Suspensión	u	2,742	19.77	54,200.20	
✓ 2.0	Anclaje intermedio	u	1,050	26.80	28,143.50	
<b>F</b>	<b>ACCESORIOS CABLE DE GUARDA</b>					<b>29,355.57</b>
✓ 1.0	Suspensión	u	914	8.11	7,415.46	
✓ 2.0	Anclaje intermedio	u	2,163	10.13	21,919.84	
✓ 3.0	Anclaje final	u	2	10.13	20.27	
<b>G</b>	<b>ACCESORIOS CABLE OPGW</b>					<b>402,892.31</b>
✓ 1.0	Suspensión	u	914	10.73	9,804.04	
✓ 2.0	Anclaje intermedio	u	2,163	16.44	35,555.39	
✓ 3.0	Anclaje final	u	2	16.44	32.88	
✓ 4.0	Empalme óptico	u	143	2,500.00	357,500.00	
<b>H</b>	<b>PUESTA A TIERRA</b>					<b>161,250.00</b>
✓ 1.0	Medida de resistividad, instalación y medida de resistencia	Cjto.	1,075	150.00	161,250.00	
<b>I</b>	<b>PRUEBAS</b>					<b>50,000.00</b>
✓ 1.0	Pruebas eléctricas	Cjto.	1	25,000.00	25,000.00	
✓ 2.0	Pruebas ópticas	Cjto.	1	25,000.00	25,000.00	
<b>SUBTOTAL OBRAS ELECTROMECANICAS LINEA DE TRANSMISION ( US\$ )</b>						<b>17,598,892</b>

**CUADRO N° 1.3**

SECCION : L.T. Simple Terna, 2 Conductores por fase, 220 kV, SUBESTACION INTERMEDIA - IQUITOS ( 430 km )

**PRESUPUESTO ESTIMADO DE OBRAS CIVILES DE LA LINEA DE TRANSMISION**

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO ( US\$ )	PRECIOS PARCIALES ( US\$ )	SUB-TOTAL ( US\$ )
<b>1.0</b>	<b>OBRAS PROVISIONALES</b>					<b>8,022,000</b>
1.1	Movilización y desmovilización	u	2	100,000.00	200,000	
1.2	Campamentos provisionales	u	2	50,000.00	100,000	
1.3	Habilitación de Almacenes	Global	2	10,000.00	20,000	
1.4	Operación mensual de campamentos	u	2	75,000.00	150,000	
1.5	Vías de Acceso	km	20	15,000.00	300,000	
1.6	Trazo de Ruta	km	430	3,400.00	1,462,000	
1.7	Replanteo topográfico	km	430	2,000.00	860,000	
1.8	Inspección Arqueológica	km	430	1,000.00	430,000	
1.9	Corte y eliminación de Arboles	u	100,000	35.00	3,500,000	
1.10	Reposición de Arboles	u	100,000	10.00	1,000,000	
<b>2.0</b>	<b>MICROPILOTES</b>	u	628	32,440.00	20,370,260	<b>20,370,260</b>
<b>3.0</b>	<b>PLATAFORMA ARMADA</b>	u	628	90,840.00	57,041,752	<b>57,041,752</b>
<b>4.0</b>	<b>EXCAVACION</b>					
4.1	Excavación suelo normal	m³	84,781	10.00	847,806	<b>847,806</b>
<b>3.0</b>	<b>RELLENO COMPACTADO</b>					<b>1,630,383</b>
3.1	Relleno fundaciones suelo propio	m³	32,608	20.00	652,153	
3.2	Relleno fundaciones suelo préstamo	m³	32,608	30.00	978,230	
<b>4.0</b>	<b>CONCRETO</b>					<b>12,953,782</b>
4.1	Acero	kg	1,397,513	2.50	3,493,782	
4.3	Stubs)	m²	18,275	500.00	9,137,500	
4.4	Encofrado	m²	16,125	20.00	322,500	
<b>SUBTOTAL OBRAS CIVILES DE LA LINEA DE TRANSMISION ( US\$ )</b>						<b>100,865,983</b>

**CUADRO N° 2**
**MONTO DE INVERSION LINEA DE TRANSMISION SUBESTACION INTERMEDIA - NUEVA- IQUITOS**
**SIMPLE TERNA, 2 CONDUCTORES POR FASE, 220 kV**
**RESUMEN DE LA LINEA**

22/11/13

ITEM	DESCRIPCION	SUB TOTALES PARCIALES ( US\$ )	TOTALES PARCIALES ( US \$ )
<b>A</b>	<b>SUMINISTROS</b>		20,597,463.52
	* L.T. Simple Terna, Dos Conductores por Fase, 220 kV, Moyobamba-Iquitos 201 km	20,597,463.52	
<b>B</b>	<b>TRANSPORTE LOCAL</b>		617,923.91
<b>C</b>	<b>MONTAJE</b>		58,178,225.98
	* OBRAS CIVILES		
	* L.T. Simple Terna, Dos Conductores por Fase, 220 kV, Moyobamba-Iquitos 201 km	48,685,304.27	
	* OBRAS ELECTROMECANICAS		
	* L.T. Simple Terna, Dos Conductores por Fase, 220 kV, Moyobamba-Iquitos 201 km	9,492,921.70	
<b>C.1</b>	<b>SUB-TOTAL MONTAJE COSTO DIRECTO US \$</b>	<b>58,178,225.98</b>	
	GASTOS GENERALES (+)	8,726,733.90	8,726,733.90
	UTILIDAD	5,817,822.60	5,817,822.60
	<b>TOTAL MONTAJE US\$</b>	<b>72,722,782.47</b>	
<b>D</b>	<b>ESTUDIO DEFINITIVO</b>		191,125.20
<b>E</b>	<b>OTROS CONCEPTOS (GEOTECNIA+CIRA+GESTION DE SERVIDUMBRE + COES)</b>		404,675.75
<b>F</b>	<b>GESTION DE COMPRAS ( 3 % DE ITEM A )</b>		617,923.91
<b>G</b>	<b>INGENIERIA DE DETALLE</b>		159,271.00
<b>H</b>	<b>SUPERVISION</b>		1,745,346.78
<b>I</b>	<b>INSPECCION PERMANENTE - MEM</b>		159,271.00
<b>J</b>	<b>INDEMNIZACION POR SERVIDUMBRE</b>		250,640.25
<b>MONTO TOTAL US\$ (Sin IGV)</b>			<b>97,466,424</b>

(\*) Incluye prevenciones, exámenes médicos, pérdidas horas-hombre por capacitación seguridad por cliente.

**CUADRO N° 2.1**

SECCION : L.T. Simple Terna, 2 Conductores por fase, 220 kV, SUBESTACION INTERMEDIA - IQUITOS ( 201 km )

**PRESUPUESTO ESTIMADO DE SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES**

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO (US\$)	PRECIOS PARCIALES (US\$)	SUB-TOTAL (US\$)
	400 m - 1578 Torres					
<b>A</b>	<b>ESTRUCTURAS</b>					<b>13,012,129.50</b>
	<b>A hasta 2° ( 1303 Torres)</b>					
1	A - 3	u	0		0.00	
2	A ± 0	u	427	12,800.00	5,467,709.67	
3	A + 3	u	0		0.00	
4	A + 6	u	0		0.00	
5	A + 9	u	0		0.00	
	<b>B hasta 30° (50 Torres)</b>					
6	B - 3	u	0		0.00	
7	B ± 0	u	16	16,500.00	268,053.09	
8	B + 3	u	0		0.00	
9	B + 6	u	0		0.00	
10	B + 9	u	0		0.00	
	<b>C hasta 60° (50 Torres)</b>					
11	C - 3	u	0		0.00	
12	C ± 0	u	16	21,220.00	339,520.00	
13	C + 3	u	0		0.00	
14	C + 6	u	0		0.00	
15	C + 9	u	0		0.00	
	<b>RETENCION, TERMINAL Y ANGULAR 90°</b>					
16	R ± 0 (100 Torres)	u	103	25,600.00	2,636,800.00	
	<b>TRANSPOSICIONES</b>					
17	T ± 0	u	19	31,300.00	594,700.00	
	<b>ESPECIAL</b>					
18	E ± 0	u	13	42,500.00	552,500.00	
	<b>STUB</b>					
19	A	u	1,709	260.00	444,251.41	
20	B	u	65	325.00	21,119.33	
21	C	u	64	364.00	23,296.00	
22	R	u	412	650.00	267,800.00	
23	T	u	76	650.00	49,400.00	
24	E	u	52	650.00	33,800.00	
	<b>PATAS</b>					
25	Patas torre A ( ± 0 m)	u	5,364	325.00	1,743,300.00	
26	Patas torre B ( ± 0 m)	u	204	390.00	79,560.00	
27	Patas torre C ( ± 0 m)	u	204	455.00	92,820.00	
28	Patas torre R ( ± 0 m)	u	412	520.00	214,240.00	
29	Patas torre T ( ± 0 m)	u	76	585.00	44,460.00	
30	Patas torre E ( ± 0 m)	u	52	650.00	33,800.00	
	<b>PRUEBAS</b>					
31	A	u	1	35,000.00	35,000.00	
32	R	u	1	35,000.00	35,000.00	
33	E	u	1	35,000.00	35,000.00	
<b>B</b>	<b>CONDUCTOR</b>					
1	Conductor ACAR 2 x 700 MCM	km	1,242	3,200.00	3,974,976.00	<b>3,974,976.00</b>
<b>C</b>	<b>CABLE DE GUARDA</b>					
1	Cable Acero Galvanizado EHS 70 mm²	km	207.03	1,400.00	289,842.00	<b>289,842.00</b>

**CUADRO N° 2.1**

SECCION : L.T. Simple Terna, 2 Conductores por fase, 220 kV, SUBESTACION INTERMEDIA - IQUITOS ( 201 km )

**PRESUPUESTO ESTIMADO DE SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES**

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO ( US\$ )	PRECIOS PARCIALES ( US\$ )	SUB-TOTAL ( US\$ )
<b>D</b>	<b>CABLE OPTICO</b>					<b>770,755.18</b>
1	Cable de guarda OPGW 24 fibras monomodo G-652	km	207.03	3,602.16	745,755.18	
2	Pruebas	Cjto	1	25,000.00	25,000.00	
<b>E</b>	<b>AISLADORES</b>					<b>1,695,890.88</b>
1	Aislador de Vidrio de 330 x 146 x 545 mm línea fuga, 160 kN	u	52,997	32.00	1,695,890.88	
<b>F</b>	<b>FERRETERIA CADENAS Y CONDUCTOR</b>					<b>610,794.10</b>
1	<b>Suspension, conformado por:</b>	Cjto.	1,281	146.78	188,021.45	
	Grillete recto (1)					
	Adaptador anillo - bola (1)					
	Descargador (2)					
	Descargador inferior tipo anillo - Raqueta (2)					
	Adaptador casquillo-ojo alargado (1)					
	Grapa de suspensión anticorona (1)					
	Varilla de Protección (2)					
2	<b>Anclaje, conformado por :</b>	Cjto.	1,116	112.40	125,442.47	
	Grillete recto (1)					
	Adaptador anillo-bola (1)					
	Descargador (1)					
	Descargador inferior tipo anillo-Raqueta (1)					
	Adaptador casquillo-ojo alargado (1)					
	Grapa de anclaje a compresión (1)					
5	<b>Ferretería Conductor Activo</b>					
5.1	Junta de empalme	u	70	30.11	2,118.11	
5.2	Manguito de reparación	u	30	21.65	649.58	
5.3	Conector Bifilar	u	956	12.00	11,467.51	
5.4	Espaciadores	u	10,352	27.35	283,094.99	
<b>G</b>	<b>ACCESORIOS CABLE DE GUARDA</b>					<b>77,077.12</b>
1	<b>Suspensión</b>	Cjto.	427	18.32	7,820.84	
	Grillete Recto					
	Grapa de suspensión					
	Grapa cable-terminal de tierra					
	Grapa torre -terminal de tierra					
2	<b>Anclaje Intermedia</b>	Cjto.	344	36.57	12,580.41	
	Grillete Recto (2)					
	Eslabón Revirado (2)					
	Grapa de anclaje (2)					
	Grapa cable-terminal de tierra (1)					
	Grapa torre -terminal de tierra (1)					
3	<b>Anclaje final - Pórticos</b>	u	4	18.14	72.56	
	Grillete Recto (1)					
	Eslabón Revirado (1)					
	Grapa de anclaje (1)					
	Grapa torre -terminal de tierra (1)					
4	<b>Ferretería diversa</b>					
4.1	Junta de empalme	u	70	15.93	1,115.25	
4.2	Preformado Reparación	u	30	7.53	225.81	
4.3	Amortiguadores de vibración	u	3,671	15.05	55,262.25	

**CUADRO N° 2.1**

SECCION : L.T. Simple Terna, 2 Conductores por fase, 220 kV, SUBESTACION INTERMEDIA - IQUITOS ( 201 km )

**PRESUPUESTO ESTIMADO DE SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES**

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO ( US\$ )	PRECIOS PARCIALES ( US\$ )	SUB-TOTAL ( US\$ )
<b>H</b>	<b>FIBRA OPTICA</b>					<b>140,564.60</b>
1	<b>Ensamble de suspensión:</b> Y - Clevis (1) Grapa de suspensión (1) Toma de tierra con terminal (1) Grapa paralela cable-terminal tierra (1)	Cjto.	427	63.07	26,930.89	
2	<b>Ensamble de anclaje</b> Grillete recto (2) Eslabón de Extensión (1) Guardacabo (1) Empalme de protección (1) Toma de tierra con terminal (1) Grapa paralela cable-terminal tierra (1)	Cjto.	344	82.91	28,522.70	
3	<b>Accesorios diversos</b>					
3.1	Caja de empalme intermedia /24 fibras G-652/OPGW - OPGW	u	45	850.00	37,906.50	
3.2	Caja de empalme terminal /24 fibras G-652/OPGW-ARM	u	2	850.00	1,700.00	
3.3	Grapa de bajada de Aluminio para OPGW	u	669	19.65	13,144.64	
3.4	Grapa de bajada de Aluminio para Cable Armado	u	6	19.65	117.90	
3.5	Soporte de reserva de 3 puntos	Cjto.	45	84.00	3,746.05	
3.6	Cable Armado 24 Fibras monomodo - G-652	km	0.159	1,964.81	312.94	
3.7	Amortiguador de vibración	u	1,051	24.02	25,249.55	
3.8	Realimentacion óptica	u	3	500.00	1,433.44	
3.9	Alimentacion solar	u	3	500.00	1,500.00	
<b>I</b>	<b>PUESTA A TIERRA</b>					<b>25,434.13</b>
	Cable copperweld de 70 mm <sup>2</sup> - 30%	km	0.30	3,600.00	1,069.20	
	Conector de bronce torre -cable	u	526	4.60	2,417.73	
	Conector cable-cable	u	526	2.20	1,157.20	
	Electrodo copperweld $\phi$ 3/4"	u	594	35.0	20,790.00	
<b>SUBTOTAL - SUMINISTROS LINEA DE TRANSMISION ( US\$ )</b>						<b>20,597,464</b>

**CUADRO N° 2.2**

SECCION : L.T. Simple Terna, 2 Conductores por fase, 220 kV, SUBESTACION INTERMEDIA - IQUITOS ( 201 km )

**PRESUPUESTO ESTIMADO DE OBRAS ELECTROMECANICAS**

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO ( US\$ )	PRECIOS PARCIALES ( US\$ )	SUB-TOTAL ( US\$ )
<b>A</b>	<b>ESTRUCTURAS (incluye transporte de perfiles al sitio de montaje)</b>					<b>4,929,481.38</b>
	A	u	427	6,400.00	2,733,854.83	
	B	u	16	8,250.00	134,026.55	
	C	u	16	10,600.00	169,600.00	
	R	u	103	12,800.00	1,318,400.00	
	T	u	19	15,650.00	297,350.00	
	E	u	13	21,250.00	276,250.00	
<b>B</b>	<b>CONDUCTOR</b>					<b>3,376,800.00</b>
	Conductor ACAR 2 x 700 MCM	km	1,206.00	2,800.00	3,376,800.00	
<b>C</b>	<b>CABLE DE GUARDA</b>					<b>301,500.00</b>
	Cable EHS 3/8" Ø	km	201.00	1,500.00	301,500.00	
<b>D</b>	<b>CABLE OPTICO</b>					<b>562,800.00</b>
	Cable OPGW	km	201.00	2,800.00	562,800.00	
<b>E</b>	<b>CADENA DE AISLADORES</b>					<b>55,233.62</b>
✓ 1.0	Suspensión	u	1,281	19.77	25,321.10	
✓ 2.0	Anclaje intermedio	u	1,116	26.80	29,912.52	
<b>F</b>	<b>ACCESORIOS CABLE DE GUARDA</b>					<b>5,176.98</b>
✓ 1.0	Suspensión	u	427	8.11	3,464.34	
✓ 2.0	Anclaje intermedio	u	167	10.13	1,692.38	
✓ 3.0	Anclaje final	u	2	10.13	20.27	
<b>G</b>	<b>ACCESORIOS CABLE OPGW</b>					<b>122,829.72</b>
✓ 1.0	Suspensión	u	427	10.73	4,580.22	
✓ 2.0	Anclaje intermedio	u	167	16.44	2,745.15	
✓ 3.0	Anclaje final	u	2	16.44	32.88	
✓ 4.0	Empalme óptico	u	46	2,500.00	115,471.47	
<b>H</b>	<b>PUESTA A TIERRA</b>					<b>89,100.00</b>
✓ 1.0	Medida de resistividad, instalación y medida de resistencia	Cjto.	594	150.00	89,100.00	
<b>I</b>	<b>PRUEBAS</b>					<b>50,000.00</b>
✓ 1.0	Pruebas eléctricas	Cjto.	1	25,000.00	25,000.00	
✓ 2.0	Pruebas ópticas	Cjto.	1	25,000.00	25,000.00	
<b>SUBTOTAL OBRAS ELECTROMECANICAS LINEA DE TRANSMISION ( US\$ )</b>						<b>9,492,922</b>



**CUADRO N° 2.3**

SECCION : L.T. Simple Terna, 2 Conductores por fase, 220 kV, SUBESTACION INTERMEDIA - IQUITOS ( 201 km )

**PRESUPUESTO ESTIMADO DE OBRAS CIVILES DE LA LINEA DE TRANSMISION**

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO ( US\$ )	PRECIOS PARCIALES ( US\$ )	SUB-TOTAL ( US\$ )
<b>1.0</b>	<b>OBRAS PROVISIONALES</b>					<b>5,341,200</b>
1.1	Movilización y desmovilización	u	2	600,000.00	1,200,000	
1.2	Campamentos provisionales	u	2	50,000.00	100,000	
1.3	Habilitación de Almacenes	Global	2	10,000.00	20,000	
1.4	Operación mensual de campamentos	u	2	150,000.00	300,000	
1.5	Vías de Acceso	km	15	15,000.00	225,000	
1.6	Trazo de Ruta	km	201	3,400.00	683,400	
1.7	Replanteo topográfico	km	201	2,000.00	402,000	
1.8	Inspección Arqueológica	km	201	800.00	160,800	
1.9	Corte y eliminación de Arboles	u	50,000	35.00	1,750,000	
1.10	Reposición de Arboles	u	50,000	10.00	500,000	
<b>2.0</b>	<b>MICROPILOTES</b>	u	293	32,440.00	9,506,822	<b>9,506,822</b>
<b>3.0</b>	<b>PLATAFORMA ARMADA</b>	u	293	90,840.00	26,621,447	<b>26,621,447</b>
<b>4.0</b>	<b>EXCAVACION</b>					
4.1	Excavación suelo normal	m³	39,643	10.00	396,426	396,426
<b>3.0</b>	<b>RELLENO COMPACTADO</b>					<b>762,351</b>
3.1	Relleno fundaciones suelo propio	m³	15,247	20.00	304,940	
3.2	Relleno fundaciones suelo préstamo	m³	15,247	30.00	457,410	
<b>4.0</b>	<b>CONCRETO</b>					<b>6,057,059</b>
4.1	Acero	kg	653,463	2.50	1,633,658	
4.3	Concreto armado f'c = 210 kg/cm² (incluye nivelación de Stubs)	m³	8,545	500.00	4,272,604	
4.4	Encofrado	m²	7,540	20.00	150,798	
<b>SUBTOTAL OBRAS CIVILES DE LA LINEA DE TRANSMISION ( US\$ )</b>						<b>48,685,304</b>

**CUADRO N° 3**  
**MONTO DE INVERSION LINEA DE TRANSMISION 60 kV, DOBLE TERNA,**  
**S.E. IQUITOS - CENTRAL TÉRMICA DE IQUITOS, DOBLE TERNA**

**RESUMEN DE LA LINEA**

			22/10/13
ITEM	DESCRIPCION	SUB TOTALES PARCIALES ( US\$ )	TOTALES PARCIALES ( US \$ )
<b>A</b>	<b>SUMINISTROS</b>		257,206.16
	* L.T. Doble Terna, 60 kV, S.E. Iquitos - Central Térmica de Iquitos 5,2 km.	257,206.16	
<b>B</b>	<b>TRANSPORTE LOCAL</b>		15,432.37
<b>C</b>	<b>MONTAJE</b>		875,820.26
	* OBRAS CIVILES		
	* L.T. Doble Terna, 60 kV, S.E. Iquitos - Central Térmica de Iquitos 5,2 km.	512,618.79	
	* OBRAS ELECTROMECANICAS		
	* L.T. Doble Terna, 60 kV, S.E. Iquitos - Central Térmica de Iquitos 5,2 km.	363,201.47	
<b>C.1</b>	<b>SUB-TOTAL MONTAJE COSTO DIRECTO US \$</b>	875,820.26	
	GASTOS GENERALES (+)	131,373.04	131,373.04
	UTILIDAD	87,582.03	87,582.03
	<b>TOTAL MONTAJE US\$</b>	<b>1,094,775.33</b>	
<b>D</b>	<b>ESTUDIO DEFINITIVO</b>		100,000.00
<b>E</b>	<b>OTROS CONCEPTOS (GEOTECNIA+CIRA+GESTION DE SERVIDUMBRE + COES)</b>		30,000.00
<b>G</b>	<b>GESTION DE COMPRAS ( 3 % DE ITEM A )</b>		7,716.18
<b>H</b>	<b>INGENIERIA DE DETALLE</b>		150,000.00
<b>I</b>	<b>SUPERVISION DEL CONTRATISTA PRINCIPAL A LOS OTROS FRENTES</b>		26,274.61
<b>J</b>	<b>INSPECCION PERMANENTE - MEM</b>		50,000.00
<b>K</b>	<b>INDEMNIZACION POR SERVIDUMBRE</b>		50,000.00
	<b>TOTAL US\$ (Sin IGV)</b>		<b>1,781,405</b>

(+) Incluye prevenciones, exámenes médicos, pérdidas horas-hombre por capacitación seguridad por cliente.

**CUADRO N° 3.1**

SECCION : L.T. Doble Terna, 60 kV, S.E. Iquitos - Central Térmica Iquitos ( 5,2 km )

**PRESUPUESTO ESTIMADO DE SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES**

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO ( US\$ )	PRECIOS PARCIALES ( US\$ )	SUB-TOTAL ( US\$ )
A	Vano promedio en ciudad : 180 m ( 29 Estructuras ) <b>ESTRUCTURAS DE CONCRETO ARMADO CENTRIFUGADO</b>					<b>14,200.00</b>
	Tipo Suspensión	u	23	400.00	9,200.00	
1	Tipo Anclaje	u	4	500.00	2,000.00	
2	Tipo Terminal	u	2	1,000.00	2,000.00	
	<b>PRUEBAS</b>					
31	S	u	1	1,000.00	1,000.00	
B	<b>CONDUCTOR</b>					
1	Conductor ACAR 1 x 700 MCM	km	32.76	3,200.00	104,832.00	<b>104,832.00</b>
C	<b>CABLE DE GUARDA</b>					
1	Cable Acero Galvanizado EHS 70 mm <sup>2</sup>	km	5.46	1,400.00	7,644.00	<b>7,644.00</b>
D	<b>CABLE OPTICO</b>					<b>29,667.79</b>
1	Cable de guarda OPGW 24 fibras monomodo G-652	km	5.46	3,602.16	19,667.79	
2	Pruebas	Cjto	1	10,000.00	10,000.00	
E	<b>AISLADORES</b>					<b>36,981.12</b>
1	Aislador de Vidrio o Porcelana de 330 x 146 x 545 mm línea fuga, 160 kN	u	1,156	32.00	36,981.12	
F	<b>FERRETERIA CADENAS Y CONDUCTOR</b>					<b>32,051.21</b>
1	<b>Suspension, conformado por:</b>	Cjto.	138	120.00	16,560.00	
	Grillete recto (1)					
	Adaptador anillo - bola (1)					
	Descargador (2)					
	Descargador inferior tipo anillo - Raqueta (2)					
	Adaptador casquillo-ojo alargado (1)					
	Grapa de suspensión anticorona (1)					
	Varilla de Protección (2)					
2	<b>Anclaje, conformado por :</b>	Cjto.	72	200.00	14,400.00	
	Grillete recto (1)					
	Adaptador anillo-bola (1)					
	Descargador (1)					
	Descargador inferior tipo anillo-Raqueta (1)					
	Adaptador casquillo-ojo alargado (1)					
	Grapa de anclaje a compresión (1)					
5	<b>Ferreteria Conductor Activo</b>					
5.1	Junta de empalme	u	12	30.11	361.30	
5.2	Manguito de reparación	u	6	21.65	129.92	
5.3	Conector Bifilar	u	50	12.00	600.00	
G	<b>ACCESORIOS CABLE DE GUARDA</b>					<b>3,773.48</b>
1	<b>Suspensión</b>	Cjto.	24	18.32	439.58	
	Grillete Recto					
	Grapa de suspensión					
	Grapa cable-terminal de tierra					
	Grapa torre -terminal de tierra					

**CUADRO N° 3.1**

SECCION : L.T. Doble Terna, 60 kV, S.E. Iquitos - Central Térmica Iquitos ( 5,2 km )

PRESUPUESTO ESTIMADO DE SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO ( US\$ )	PRECIOS PARCIALES ( US\$ )	SUB-TOTAL ( US\$ )
2	<b>Anclaje Intermedia</b>	Cjto.	10	36.57	365.69	
	Grillete Recto (2)					
	Eslabón Revirado (2)					
	Grapa de anclaje (2)					
	Grapa cable-terminal de tierra (1)					
	Grapa torre -terminal de tierra (1)					
3	<b>Anclaje final - Pórticos</b>	u	4	18.14	72.56	
	Grillete Recto (1)					
	Eslabón Revirado (1)					
	Grapa de anclaje (1)					
	Grapa torre -terminal de tierra (1)					
4	<b>Ferretería diversa</b>					
4.1	Junta de empalme	u	6	15.93	95.59	
4.2	Preformado Reparación	u	12	7.53	90.32	
4.3	Amortiguadores de vibración	u	180	15.05	2,709.73	
H	<b>FIBRA OPTICA</b>					<b>21,540.76</b>
1	<b>Ensamble de suspensión:</b>	Cjto.	24	63.07	1,513.68	
	Y - Clevis (1)					
	Grapa de suspensión (1)					
	Toma de tierra con terminal (1)					
	Grapa paralela cable-terminal tierra (1)					
2	<b>Ensamble de anclaje</b>	Cjto.	10	82.91	829.10	
	Grillete recto (2)					
	Eslabón de Extensión (1)					
	Guardacabo (1)					
	Empalme de protección (1)					
	Toma de tierra con terminal (1)					
	Grapa paralela cable-terminal tierra (1)					
3	<b>Accesorios diversos</b>					
3.1	Caja de empalme intermedia /24 fibras G-652/OPGW - OPGW	u	5	850.00	4,250.00	
3.2	Caja de empalme terminal /24 fibras G-652/OPGW-ARM	u	2	850.00	1,700.00	
3.3	Grapa de bajada de Aluminio para OPGW	u	200	19.65	3,930.00	
3.4	Grapa de bajada de Aluminio para Cable Armado	u	6	19.65	117.90	
3.5	Soporte de reserva de 3 puntos	Cjto.	20	84.00	1,680.00	
3.6	Cable Armado 24 Fibras monomodo - G-652	km	0.1	1,964.81	196.48	
3.7	Amortiguador de vibración	u	180	24.02	4,323.60	
3.8	Realimentación óptica	u	3	500.00	1,500.00	
3.9	Alimentación solar	u	3	500.00	1,500.00	
I	<b>PUESTA A TIERRA</b>					<b>6,515.80</b>
	Cable copperweld de 70 mm <sup>2</sup>	km	1.45	3,600.00	5,220.00	
	Conector de bronce torre -cable	u	31	4.60	142.60	
	Conector cable-cable	u	31	2.20	68.20	
	Electrodo copperweld $\phi$ 3/4"	u	31	35.0	1,085.00	
<b>SUBTOTAL - SUMINISTROS LINEA DE TRANSMISION TRAMO 1 ( US\$ )</b>						<b>257,206</b>

**CUADRO N° 3.2**

SECCION : L.T. Doble Terna, 60 kV, S.E. Iquitos - Central Térmica Iquitos ( 5,2 km )

**PRESUPUESTO ESTIMADO DE OBRAS ELECTROMECHANICAS**

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO ( US\$ )	PRECIOS PARCIALES ( US\$ )	SUB-TOTAL ( US\$ )
<b>A</b>	<b>ESTRUCTURAS (incluye transporte de perfiles al sitio de montaje)</b>					<b>201,400.00</b>
	Tipo Suspensión	u	23	6,400.00	147,200.00	
	Tipo Anclaje	u	4	8,250.00	33,000.00	
	Tipo Terminal	u	2	10,600.00	21,200.00	
<b>B</b>	<b>CONDUCTOR</b>					<b>87,360.00</b>
	Conductor ACAR 1 x 700 MCM	km	31.20	2,800.00	87,360.00	
<b>C</b>	<b>CABLE DE GUARDA</b>					<b>7,800.00</b>
	Cable EHS 3/8" Ø	km	5.20	1,500.00	7,800.00	
<b>D</b>	<b>CABLE OPTICO</b>					<b>14,560.00</b>
	Cable OPGW	km	5.20	2,800.00	14,560.00	
<b>E</b>	<b>CADENA DE AISLADORES</b>					<b>4,657.64</b>
1.0	Suspensión	u	138	19.77	2,727.80	
2.0	Anclaje intermedio	u	72	26.80	1,929.84	
<b>F</b>	<b>ACCESORIOS CABLE DE GUARDA</b>					<b>377.16</b>
1.0	Suspensión	u	29	8.11	235.28	
2.0	Anclaje intermedio	u	12	10.13	121.61	
3.0	Anclaje final	u	2	10.13	20.27	
<b>G</b>	<b>ACCESORIOS CABLE OPGW</b>					<b>32,696.67</b>
1.0	Suspensión	u	138	10.73	1,480.26	
2.0	Anclaje intermedio	u	72	16.44	1,183.54	
3.0	Anclaje final	u	2	16.44	32.88	
4.0	Empalme óptico	u	12	2,500.00	30,000.00	
<b>H</b>	<b>PUESTA A TIERRA</b>					<b>4,350.00</b>
1.0	Medida de resistividad, instalación y medida de resistencia	Cjto.	29	150.00	4,350.00	
<b>I</b>	<b>PRUEBAS</b>					<b>10,000.00</b>
1.0	Pruebas eléctricas	Cjto.	1	5,000.00	5,000.00	
2.0	Pruebas ópticas	Cjto.	1	5,000.00	5,000.00	
<b>SUBTOTAL OBRAS ELECTROMECHANICAS LINEA DE TRANSMISION ( US\$ )</b>						<b>363,201</b>

**CUADRO N° 3.3**

SECCION : L.T. Doble Terna, 60 kV, S.E. Iquitos - Central Térmica Iquitos ( 5,2 km )

PRESUPUESTO ESTIMADO DE OBRAS CIVILES DE LA LINEA DE TRANSMISION

PARTIDA	DESCRIPCION	UNIDAD	METRADO	PRECIO UNITARIO ( US\$ )	PRECIOS PARCIALES ( US\$ )	SUB-TOTAL ( US\$ )
1.0	<b>OBRAS PROVISIONALES</b>					432,485
1.1	Movilización y desmovilización	u	1	10,000.00	10,000	
1.2	Campamentos provisionales	u	1	5,000.00	5,000	
1.3	Habilitación de Almacenes	Global	1	3,000.00	3,000	
1.4	Operación mensual de campamentos	u	2	10,000.00	20,000	
1.5	Vias de Acceso	km	2	2,000.00	4,000	
1.6	Trazo de Ruta	km	5.20	1,000.00	5,200	
1.7	Replanteo topográfico	km	5.20	800.00	4,160	
1.8	Inspección Arqueológica	km	430	800.00	344,000	
1.9	Corte y eliminación de Arboles	u	825	35.00	28,875	
1.10	Reposición de Arboles	u	825	10.00	8,250	
2.0	<b>MICROPILOTES</b>	u	6	1,000.00	6,000	6,000
3.0	<b>PLATAFORMA ARMADA</b>	u	6	2,800.00	16,800	16,800
4.0	<b>EXCAVACION</b>					
4.1	Excavación suelo normal	m³	103.50	10.00	1,035	1,035
5.0	<b>ELIMINACIÓN</b>					
5.1	Eliminación de material de excavación a 5 km	m³	129.38	28.55	3,693.79	3,693.79
5.0	<b>CONCRETO</b>					52,605
4.1	Encofrado	m²	342.00	2.50	855.00	
4.3	Concreto	m³	103.50	500.00	51,750.00	
<b>SUBTOTAL OBRAS CIVILES DE LA LINEA DE TRANSMISION ( US\$ )</b>						<b>512,619</b>

**CUADRO N° 4**
**PRESUPUESTO ESTIMADO SUMINISTRO, OOC Y OOEEMM DE LA S.E. MOYOBAMBA NUEVA 220 kV**

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO (Almacén Lima) ( US\$ )	PRECIO TOTAL ( US\$ )
<b>I</b>	<b>CONSTRUCCION DE LA AMPLIACION DE LA SUBESTACION 220 kV</b>				
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>				
<b>1.0</b>	<b>EQUIPAMIENTO DE ALTA TENSION</b>				
1.1	Seccionador de Barras 245 kV, 1250 A, 1050 kVp (BIL)	u	4	14,185.00	56,740.00
1.2	Interruptor Uni-tripolar 245 kV, 1250 A, 31.5 KA, 1050 kVp (BIL)	Cjto.	1	96,096.00	96,096.00
1.3	Interruptor Tripolar 245 kV, 1250 A, 31.5 KA, 1050 kVp (BIL)	Cjto.	1	84,180.00	84,180.00
1.4	Seccionador de Línea 245 kV, 1250 A, 1050 kVp (BIL)	u	1	16,626.00	16,626.00
1.5	Seccionador de Puesta a Tierra, 245 kV, 1250 A, 1050 kVp (BIL)	u	1	8,712.00	8,712.00
1.6	Transformador de Tensión Capacitivo, 220+√3/0,1+√3/0,1+√3 kV, 15 VA/3P, 15 VA/cl.0,2	u	3	10,890.00	32,670.00
1.7	Transformador de Corriente 245 kV, 300-600/1/1/1/1A, 15 VA/5P20, 15 VA/cl.0,5	u	3	18,418.00	55,254.00
1.8	Pararrayos ZnO, 192 kV, 20 kA.	u	6	5,035.00	30,210.00
1.9	Reactor Monofásico 220/√3 kV, 1050 kVp BIL, 3 x 13,33 MVAR (ONAN)	Cjto.	3	175,000.00	525,000.00
	<b>Sub Total</b>				<b>905,488.00</b>
<b>2.0</b>	<b>EQUIPAMIENTO COMPLEMENTARIO</b>				
2.1	Sistema de Barras y Conexiones de Alta Tensión	Global	1	31,157.28	31,157.28
2.2	Tableros de Control, Mando, Protección y Medida	Global	1	114,146.40	114,146.40
2.3	Servicios Auxiliares	Global	1	7,789.32	7,789.32
2.4	Cables de Control	Global	1	10,385.76	10,385.76
2.5	Sistema de Puesta a Tierra	Global	1	5,192.88	5,192.88
2.6	Instalaciones Eléctricas	Global	1	4,154.30	4,154.30
2.7	Estructuras Metálicas de los Pórticos	Global	1	46,735.92	46,735.92
	<b>Sub Total</b>				<b>219,561.86</b>
	<b>Sub Total Suministros</b>				<b>1,125,049.86</b>
<b>3.0</b>	<b>TRANSPORTE LOCAL Y SEGUROS</b>				
	<b>Total Suministro</b>				<b>1,203,803.35</b>
<b>B</b>	<b>OBRAS CIVILES</b>				
1.0	Obras Cíviles Generales	Global	1	601,901.68	601,901.68
	<b>Total Obras Cíviles</b>				<b>601,901.68</b>
<b>C</b>	<b>MONTAJE</b>				
1.0	Montaje Electromecánico, Pruebas y Puesta en Servicio	Global	1	144,456.40	144,456.40
	<b>Total Montaje Electromecánico</b>				<b>144,456.40</b>
	<b>Total Obras Cíviles y Montaje Electromecánico</b>				<b>746,358.08</b>
	<b>Costo Directo de Construcción</b>				<b>1,950,161.43</b>
<b>D</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>				
1.0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA				111,953.71
2.0	UTILIDAD DEL CONTRATISTA				74,635.81
3.0	SUPERVISION DE LA INGENIERIA Y CONSTRUCCION				52,245.07
	<b>Total Gastos Indirectos</b>				<b>238,834.59</b>
	<b>TOTAL US\$ (Sin IGV)</b>				<b>2,188,996</b>

**CUADRO N° 5**
**PRESUPUESTO ESTIMADO DE SUMINISTRO, OO.CC. Y OO.EE.MM. S.E. INTERMEDIA 220 kV  
 SIN ALIMENTACION A LA CARGA DE PLUSPETROL**

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO ( Almacén Lima) ( US\$ )	PRECIO TOTAL ( US\$ )
<b>I</b>	<b>CONSTRUCCION SUBESTACION</b>				
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>				
<b>1.0</b>	<b>EQUIPAMIENTO DE ALTA TENSION EN 220 kV</b>				
1.1	Seccionador de Barras trifásico 245 kV, 1050 kVp BIL, 2500 A, 40 kA	u	6	15,000.00	90,000.00
1.2	Interruptor Uni-tripolar 245 kV, 1050 kVp BIL, 4000 A, 40 kA	Cojunto	3	96,096.00	288,288.00
1.3	Interruptor Tripolar 245 kV, 1050 kVp BIL, 2000 A, 40 kA	Cojunto	1	101,500.00	101,500.00
1.4	Seccionador de Línea trifásico con puesta a tierra 245 kV, 1050 kVp BIL, 2500 A, 40 kA	u	3	18,340.00	55,020.00
1.5	Transformador de Tensión Capacitivo, 245 kV, 1050 kVp BIL, 220÷√3/0, 1÷√3/0, 11÷√3/0, 11 kV, 30 VA/3P, 30 VA/CI, 0.5 de 100 kVA	u	6	10,890.00	65,340.00
1.6	Transformador de Tensión Capacitivo, 245 kV, 1050 kVp BIL, 220÷√3/0, 11÷√3/0, 11÷√3/0, 11 kV, 30 VA/3P, 30 VA/CI, 0.5 de 100 kVA	u	6	21,000.00	126,000.00
1.7	Transformador de Corriente 245 kV, 1050 kVp BIL, 500-1000/1/1/1/1A, 3x30 VA-5P20, 1x30 VA/CI, 0.2	u	9	18,418.00	165,762.00
1.8	Transformador de Corriente 245 kV, 1050 kVp BIL, 200-400/1/1/1A, 15 VA/5P20, 15 VA/CI, 0.2	u	3	18,418.00	55,254.00
1.9	Transformador de Corriente 245 kV, 1050 kVp BIL, 400/1/1A, 15 VA/5P20	u	3	13,500.00	40,500.00
1.10	Pararrayos ZnO, 192 kV, 20 kA., CI 4	u	15	5,650.00	84,750.00
1.11	Reactor Monofásico 220/√3 kV, 1050 kVp BIL, 3 x 16,67 MVAR (ONAN)	u	3	204,000.00	612,000.00
	<b>Sub Total</b>				<b>1,684,414.00</b>
<b>2</b>	<b>EQUIPAMIENTO COMPLEMENTARIO</b>				
2.1	Sistema de Barras y Conexiones de Alta Tensión	Global	1	68,016.84	68,016.84
2.2	Tableros de Control, Mando, Protección y Medida	Global	1	321,724.20	321,724.20
2.3	Servicios Auxiliares	Global	1	17,922.21	17,922.21
2.4	Cables de Control	Global	1	22,672.28	22,672.28
2.5	Sistema de Puesta a Tierra	Global	1	11,948.14	11,948.14
2.6	Instalaciones Eléctricas	Global	1	8,961.11	8,961.11
2.7	Estructuras Metálicas de los Pórticos	Global	1	99,271.26	99,271.26
	<b>Sub Total</b>				<b>550,516.04</b>
<b>3.0</b>	<b>TRANSPORTE LOCAL Y SEGUROS</b>				<b>134,096.00</b>
	<b>Total Suministro</b>				<b>2,369,026.00</b>
<b>B</b>	<b>OBRAS CIVILES</b>				
1.0	Obras Civiles Generales	Global	1	1,184,513.00	1,184,513.00
	<b>Total Obras Civiles</b>				<b>1,184,513.00</b>
<b>C</b>	<b>MONTAJE</b>				
1.0	Montaje Electromecánico, Pruebas y Puesta en Servicio	Global	1	284,283.12	284,283.12
	<b>Total Montaje Electromecánico</b>				<b>284,283.12</b>
	<b>Total Obras Civiles y Montaje Electromecánico</b>				<b>1,468,797.00</b>
	<b>Costo Directo de Construcción</b>				<b>3,837,823.00</b>
<b>D</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>				
1.0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA				220,320.00
2.0	UTILIDAD DEL CONTRATISTA				146,880.00
3.0	SUPERVISION DE LA INGENIERIA Y CONSTRUCCION				102,816.00
	<b>Total Gastos Indirectos</b>				<b>470,016.00</b>
	<b>TOTAL US\$ (Sin IGV)</b>				<b>4,307,839</b>



**CUADRO N° 6**

**PRESUPUESTO ESTIMADO DE SUMINISTRO, OO.CC. Y OO.EE.MM. DE LOS EQUIPOS DE COMPENSACIÓN SERIE 220 KV EN LA S.E. INTERMEDIA**

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO	PRECIO TOTAL
				( Almacén Lima)	( US\$ )
				( US\$ )	( US\$ )
<b>I</b>	<b>EQUIPOS DE COMPENSACION SERIE</b>				
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO, TRANSPORTE, OBRAS CIVILES Y MONTAJE ELECTROMECHANICO</b>				
1.0	Equipo de Compensación Serie, 220 kV, 45 MVAR, para compensar un 45% de la Impedancia de la Línea en un 45% de la Impedancia de la Línea en 220 kV, lado de llegada de SE Moyobamba Nueva	Cojunto	1	3,120,000.00	3,120,000.00
2.0	Equipo de Compensación Serie, 220 kV, 22 MVAR, para compensar un 60% de la Impadancia de la Línea en 220 kV, lado de llegada de SE Iquitos Nueva	Cojunto	1	1,500,000.00	1,500,000.00
<b>Costo Directo de Construcción</b>					<b>4,620,000.00</b>
<b>B</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>				
1.0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA				265,222.20
2.0	UTILIDAD DEL CONTRATISTA				176,814.80
3.0	SUPERVISION DE LA INGENIERIA Y CONSTRUCCION				123,770.36
<b>Total Gastos Indirectos</b>					<b>565,807.36</b>
<b>TOTAL US\$ (Sin IGV)</b>					<b>5,185,807</b>

**CUADRO N° 7**  
**PRESUPUESTO ESTIMADO SUMINISTRO, OOC Y OOEEMM DE LA S.E. IQUITOS NUEVA 220 kV**

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO ( Almacén Lima) ( US\$ )	PRECIO TOTAL ( US\$ )
<b>I</b>	<b>CONSTRUCCION SUBESTACION 220 kV</b>				
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>				
1.0	EQUIPAMIENTO DE ALTA TENSION				
1.1	Seccionador de Barras 245 kV, 1250 A, 1050 kVp (BIL)	u	9	14,185.00	127,665.00
1.2	Interruptor Uni-tripolar 245 kV, 1250 A, 31.5 KA, 1050 kVp (BIL)	Cjto.	1	96,096.00	96,096.00
1.3	Interruptor Tripolar 245 kV, 1250 A, 31.5 KA, 1050 kVp (BIL)	Cjto.	3	84,180.00	252,540.00
1.4	Seccionador de Línea 245 kV, 1250 A, 1050 kVp (BIL)	u	1	16,626.00	16,626.00
1.5	Seccionador de Puesta a Tierra, 245 kV, 1250 A, 1050 kVp (BIL)	u	1	8,712.00	8,712.00
1.6	Transformador de Tensión Capacitivo, 220-√3/0, 1-√3/0, 1-√3 kV, 15 VA/3P, 15 VA/cl.0.2	u	6	10,890.00	65,340.00
1.7	Transformador de Corriente 245 kV, 300-600/1/1/1/1A, 15 VA/5P20, 15 VA/cl.0.5	u	3	18,418.00	55,254.00
1.8	Transformador de Corriente 245 kV, 200-400/1/1/1A, 15 VA/5P20, 15 VA/cl.0.5	u	3	18,418.00	55,254.00
1.9	Transformador de Corriente 245 kV, 75-150/1/1/1A, 15 VA/5P20, 15 VA/cl.0.5	u	3	18,418.00	55,254.00
1.10	Pararrayos ZnO, 192 kV, 20 kA.	u	9	5,035.00	45,315.00
1.11	Transformador de Potencia Monofásico 220-√3/60-√3/22.9 kV, 40-50/40-50/8-10 MVA (ONAN-ONAF), YNyn0d5	Cjto.	4	1,042,200.00	4,168,800.00
1.12	Reactor Monofásico 220/√3 kV, 1050 kVp BIL, 3 x 13,33 MVAR (ONAN)	Cjto.	3	175,000.00	525,000.00
1.13	Seccionador de Barras 72.5 kV, 800 A, 325 kVp (BIL)	u	3	9,117.00	27,351.00
1.14	Seccionador de Línea 72.5 kV, 800 A, 325 kVp (BIL)	u	2	10,686.00	21,372.00
1.15	Interruptor Tripolar 72.5 kV, 800 A, 20 KA, 325 kVp (BIL)	Cjto.	3	29,820.00	89,460.00
1.17	Transformador de Corriente 72.5 kV, 600-1200/1/1A, 15 VA/5P20, 15 VA/cl.0.5	u	3	7,970.00	23,910.00
1.18	Transformador de Corriente 72.5 kV, 400-800/1/1A, 15 VA/5P20, 15 VA/cl.0.5	u	6	7,970.00	47,820.00
1.19	Transformador de Tensión Inductivo, 60-√3/0, 1-√3/0, 1-√3 kV, 15 VA/3P, 15 VA/cl.0.2	u	3	7,158.00	21,474.00
1.20	Pararrayos ZnO, 54 kV, 10 kA.	u	9	1,441.00	12,969.00
	<b>Sub Total</b>				<b>5,716,212.00</b>
2	EQUIPAMIENTO COMPLEMENTARIO				
2.1	Sistema de Barras y Conexiones de Alta Tensión	Global	1	90,521.52	90,521.52
2.2	Tableros de Control, Mando, Protección y Medida	Global	1	306,723.60	306,723.60
2.3	Servicios Auxiliares	Global	1	29,924.58	29,924.58
2.4	Cables de Control	Global	1	30,173.84	30,173.84
2.5	Sistema de Puesta a Tierra	Global	1	19,949.72	19,949.72
2.6	Instalaciones Eléctricas	Global	1	14,962.29	14,962.29
2.7	Estructuras Metálicas de los Pórticos	Global	1	113,899.68	113,899.68
	<b>Sub Total</b>				<b>606,155.23</b>
3.0	TRANSPORTE LOCAL Y SEGUROS				<b>379,343.00</b>
	<b>Total Suministro</b>				<b>6,701,710.23</b>
<b>B</b>	<b>OBRAS CIVILES</b>				
1.0	Obras Civiles Generales	Global	1	3,350,855.12	3,350,855.12
	<b>Total Obras Civiles</b>				<b>3,350,855.12</b>
<b>C</b>	<b>MONTAJE</b>				
1.0	Montaje Electromecánico, Pruebas y Puesta en Servicio	Global	1	804,205.23	804,205.23
	<b>Total Montaje Electromecánico</b>				<b>804,205.23</b>
	<b>Total Obras Civiles y Montaje Electromecánico</b>				<b>4,155,060.34</b>
	<b>Costo Directo de Construcción</b>				<b>10,856,770.57</b>
<b>D</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>				
1.0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA				623,259.05
2.0	UTILIDAD DEL CONTRATISTA				415,506.03
3.0	SUPERVISION DE LA INGENIERIA Y CONSTRUCCION				290,854.22
	<b>Total Gastos Indirectos</b>				<b>1,329,619.31</b>
	<b>TOTAL US\$ (Sin IGV)</b>				<b>12,186,390</b>

**CUADRO N° 8**

**PRESUPUESTO ESTIMADO SUMINISTRO, OCCC Y OOEEMM DEL EQUIPI ESTATICO DE COMPENSACIÓN REACTIVA ( SVC ) EN LA S.E. IQUITOS NUEVA 220 kV**

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO ( Almacén Lima) ( US\$ )	PRECIO TOTAL ( US\$ )
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO, TRANSPORTE, OBRAS CIVILES Y MONTAJE ELECTROMECHANICO</b>				
1.0	Equipo estático de Compensación Reactiva (SVC) de 50 MVAR Capacitivos y 50 MVAR inductivos a conectarse a la barra de 220 kV	Cjto.	1	10,000,000.00	10,000,000.00
	<b>Costo Directo de Construcción</b>				<b>10,000,000.00</b>
<b>B</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>				
1.0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA				574,074.07
2.0	UTILIDAD DEL CONTRATISTA				382,716.05
3.0	SUPERVISION DE LA INGENIERIA Y CONSTRUCCION				267,901.23
	<b>Total Gastos Indirectos</b>				<b>1,224,691.36</b>
	<b>COSTO TOTAL (Sin IGV)</b>				<b>11,224,691</b>

**CUADRO N° 9**

**PRESUPUESTO ESTIMADO SUMINISTRO, OCCC Y OOEEMM DE LOS CONDENSADORES SÍNCRONOS EN LA S.E. IQUITOS NUEVA 220 kV**

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO ( US\$ )	PRECIO TOTAL ( US\$ )
<b>II</b>	<b>COMPENSADORES SINCRONOS</b>				
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO, TRANSPORTE, OBRAS CIVILES Y MONTAJE ELECTROMECHANICO</b>				
1.0	Compensador Síncrono Trifásico de 25 MVAR Capacitivos y 25 MVAR inductivo, 22.9 kV a conectarse a la barra de 22,9 kV de la Nueva S.E. Iquitos	Cjto.	2	1,180,800.00	2,361,600.00
	<b>Costo Directo de Construcción</b>				<b>2,361,600.00</b>
<b>B</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>				
1.0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA				135,573.33
2.0	UTILIDAD DEL CONTRATISTA				90,382.22
3.0	SUPERVISION DE LA INGENIERIA Y CONSTRUCCION				63,267.56
	<b>Total Gastos Indirectos</b>				<b>289,223.11</b>
	<b>COSTO TOTAL (Sin IGV)</b>				<b>2,650,823</b>

**CUADRO N° 10**
**PRESUPUESTO ESTIMADO SUMINISTRO, OOCY Y OOEEMM DE LA S.E. IQUITOS 60 kV (EXISTENTE)**

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO	PRECIO
				UNITARIO ( Almacen Lima) ( US\$ )	TOTAL ( US\$ )
<b>I</b>	<b>CONSTRUCCION SUBESTACION</b>				
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>				
1.0	EQUIPAMIENTO DE ALTA TENSION				
1.13	Seccionador de Barras 72,5 kV, 800 A, 325 kVp (BIL)	u	4	9,117.00	36,468.00
1.14	Seccionador de Línea 72,5 kV, 800 A, 325 kVp (BIL)	u	2	10,686.00	21,372.00
1.15	Interruptor Tripolar 72,5 kV, 800 A, 20 KA, 325 KVp (BIL)	Cjto	3	29,820.00	89,460.00
1.17	Transformador de Corriente 72,5 kV, 100-200/1/1A, 15 VA/5P20, 15 VA/cl.0,5	u	3	7,970.00	23,910.00
1.18	Transformador de Corriente 72,5 kV, 200-400/1/1A, 15 VA/5P20, 15 VA/cl.0,5	u	6	7,970.00	47,820.00
1.19	Transformador de Tensión Inductivo, 60+√3/0,1+√3/0,1+√3 kV, 15 VA/3P, 15 VA/cl.0,2	u	3	7,158.00	21,474.00
1.20	Pararrayos ZnO, 54 kV, 10 kA.	u	9	1,441.00	12,969.00
	<b>Sub Total</b>				<b>253,473.00</b>
2.0	EQUIPAMIENTO COMPLEMENTARIO				
2.1	Sistema de Barras y Conexiones de Alta Tensión	Global	1	15,208.38	15,208.38
2.2	Tableros de Control, Mando, Protección y Medida	Global	1	114,062.85	114,062.85
2.3	Servicios Auxiliares	Global	1	5,069.46	5,069.46
2.4	Cables de Control	Global	1	6,336.83	6,336.83
2.5	Sistema de Puesta a Tierra	Global	1	2,534.73	2,534.73
2.6	Instalaciones Eléctricas	Global	1	1,901.05	1,901.05
2.7	Estructuras Metálicas de los Pórticos	Global	1	22,812.57	22,812.57
	<b>Sub Total</b>				<b>167,925.86</b>
3.0	TRANSPORTE LOCAL Y SEGUROS				25,284.00
	<b>Total Suministro</b>				<b>446,682.86</b>
<b>B</b>	<b>OBRAS CIVILES</b>				
1.0	Obras Civiles Generales	Global	1	223,341.43	223,341.43
	<b>Total Obras Civiles</b>				<b>223,341.43</b>
<b>C</b>	<b>MONTAJE</b>				
1.0	Montaje Electromecánico, Pruebas y Puesta en Servicio	Global	1	53,601.94	53,601.94
	<b>Total Montaje Electromecánico</b>				<b>53,601.94</b>
	<b>Total Obras Civiles y Montaje Electromecánico</b>				<b>276,943.37</b>
	<b>Costo Directo de Construcción</b>				<b>723,626.24</b>
<b>D</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>				
1.0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA				41,541.51
2.0	UTILIDAD DEL CONTRATISTA				27,694.34
3.0	SUPERVISION DE LA INGENIERIA Y CONSTRUCCION				19,386.04
	<b>Total Gastos Indirectos</b>				<b>88,621.88</b>
	<b>COSTO TOTAL (Sin IGV)</b>				<b>812,248</b>

ANEXO 9  
CRONOGRAMA GENERAL DEL PROYECTO



**ANEXO 10**

**PROYECTO CON ALIMENTACION A LAS CARGAS DE PLUSPETROL**

# PROYECTO CON ALIMENTACION A LAS CARGAS DE PLUSPETROL

## 1. ANALISIS ELECTRICO CON ALIMENTACION A LAS CARGAS DE PLUSPETROL

La conexión de la carga de PLUSPETROL en la SE Intermedia incrementa el nivel de carga en la línea Moyobamba Nueva – SE Intermedia, en el horizonte de análisis 2017 – 2025.

En el año 2025 debido a la caída de tensión en la barra de 220kV de la SE Moyobamba Nueva y barras aledañas es necesario la implementación de un equipo automático de compensación reactiva (SVC) de +60/-30 MVAR en la SE Moyobamba Nueva, dicha potencia de compensación estará supeditada a los reforzamientos que se daría en la zona de influencia del proyecto.

A continuación se muestra un cuadro comparativo sin considerar y considerando la conexión de la carga de PLUSPETROL:

POTENCIA [MVA] EN LA LINEAS DE TRANSMISIÓN - MAXIMA DEMANDA								
LINEAS DE TRANSMISION	2017		2019		2021		2025	
	Sin Pluspetrol	Con Pluspetrol	Sin Pluspetrol	Con Pluspetrol	Sin Pluspetrol	Con Pluspetrol	Sin Pluspetrol	Con Pluspetrol
Moyobamba Nueva - SE Intermedia	85	136	98	151	113	169	157	214
SE Intermedia - Iquitos	80	81	93	96	108	114	146	146

NIVEL DE CARGA [%] EN LA LINEAS DE TRANSMISIÓN - MAXIMA DEMANDA								
LINEAS DE TRANSMISION	2017		2019		2021		2025	
	Sin Pluspetrol	Con Pluspetrol	Sin Pluspetrol	Con Pluspetrol	Sin Pluspetrol	Con Pluspetrol	Sin Pluspetrol	Con Pluspetrol
Moyobamba Nueva - SE Intermedia	34	52	39	58	44	66	60	81
SE Intermedia - Iquitos	31	31	36	37	41	45	56	55

Nota:

La capacidad de la LT Moyobamba Nueva – SE Intermedia – Iquitos en operación normal es 260 MVA.

Debido al incremento de carga de PLUSPETROL en el año 2025 se recomienda la instalación de un SVC de +60/-30 MVAR en la SE Moyobamba Nueva y el reforzamiento del sistema de transmisión en 138kV de la LT Tocache – Juanjui – Aucayacu – Tingo María.

## 2. PERDIDAS EN TRANSMISION

En el año 2025 sin considerar y considerando la operación de PLUSPETROL se obtienen pérdidas del 8 y 9% respectivamente, es decir ante el ingreso de la carga de PLUSPETROL se incrementa las pérdidas en la LT 220 kV Moyobamba Nueva – Iquitos alrededor de 1%, tal como se muestra en el siguiente cuadro:



AÑOS DE OPERACIÓN	Perdidas en LT Moyobamba Nuev. - Iquitos			
	Sin Pluspetrol		Con Pluspetrol	
	[MW]	[%]	[MW]	[%]
2017	3.70	4.52%	7.91	5.81%
2019	4.92	5.13%	9.90	6.55%
2021	6.58	5.85%	12.81	7.59%
2025	12.44	8.00%	18.98	8.95%

Perdidas en Transmisión en L.T

### 3. EQUIPAMIENTO ADICIONAL EN LA SUBESTACION INTERMEDIA PARA LA ALIMENTACION A LAS CARGAS DE PLUSPETROL

El equipamiento adicional recomendado para la alimentación de las cargas de PLUSPETROL es el siguiente:

- a) Transformador de Potencia  $220\pm 10x1\%/22,9/13,8kV$  (bornes de 13,8kV no accesibles), 60MVA (ONAN) - 70MVA (ONAF), YN/yn0/d5
- b) Un (01) Interruptor Tripolar de 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA
- c) Seis (06) seccionadores de Barras 245kV, 1250A, 1050kVp (BIL), 40kA. Tres (03) Transformador de Corriente monofásico de 245kV, 150-300/1/1/1/1A, 3x15VA/5P20, 1x15VA/cl.0,2.
- d) Tres (03) Pararrayos ZnO, 192kV, 20kA, cl. 4.
- e) Quince (15) Pararrayos ZnO, 18kV, 10kA, cl.2
- f) Tres (03) Transformadores de Corriente monofásico de 24kV, 800-1600/1/1/1A, 3x15VA/5P20, 1x15VA/cl.0,2.
- g) Doce (12) Transformadores de Corriente monofásico de 24kV, 500-1000/1/1/1A, 3x15VA/5P20, 1x15VA/cl.0,2.
- h) Un (01) Interruptor Tripolar de 24kV, 2000A, 125Vp (BIL), 25 kA.
- i) Cuatro (04) Interruptores Tripolares de 24kV, 1250A, 125Vp (BIL), 25 kA.
- j) Tres (03) Transformadores de Tensión Inductivo monofásico,  $22,9\div\sqrt{3}/0,11\div\sqrt{3} / 0,11\div\sqrt{3}kV,30VA / 3P,30VA / cl.0,2$
- k) Uno (01) seccionadores de Barras 24kV, 2000 A, 125 0kVp (BIL), 25kA
- l) Cuatro (04) seccionadores de Barras 24kV, 1250 A, 125 kVp (BIL), 25kA
- m) Cuatro (04) seccionadores de Línea 24kV, 1250 A, 125 kVp (BIL), 25kA
- n) Un (01) Transformador de Distribución Trifásico de SS.AA. 300kVA

En el Anexo 10.1 se muestra el plano CSL-133200-6-011 "Diagrama Unifilar del Proyecto incluyendo los equipos necesarios para la alimentación de cargas de PLUSPETROL.

El diagrama unifilar de la S.E Intermedia en 220kV considerando la alimentación a las cargas de PLUSPETROL, se encuentra en el plano adjunto en el Anexo 10.2.

En el Anexo 10.3, se detalla la disposición de Planta de la Subestación Intermedia con los equipos de maniobra para alimentar la carga de PLUSPETROL.

#### **4. EQUIPAMIENTO ADICIONAL EN LA SUBESTACION MOYOBAMBA NUEVA PARA LA ALIMENTACION A LAS CARGAS DE PLUSPETROL**

En el año 2025, para continuar alimentando las cargas de PLUSPETROL es necesario el ingreso de un SVC de las siguientes características:

- a) SVC conectado a la barra de 220kV de +60/-30 MVAR.

Los equipos de maniobra, control y protección se diseñados en la etapa de Ingeniería Definitiva.

En el Anexo 10.4, se detalla el diagrama unifilar de la Subestación Moyobamba Nueva, incluyendo el SVC.

#### **5. SERVICIOS AUXILIARES**

Los servicios auxiliares se alimentaría desde la barra de 22,9kV que se tendría al instalarse un transformador de potencia 220/22,9kV para las cargas de PLUSPETROL,

Para lo cual se dispondrá de un transformador trifásico, instalado en la barra de 22,9kV, cuyas características son las siguientes:

- Relación de tensión: 22,9±5x1%/0,38kV
- Grupo de conexión: Dyn5
- Potencia: 300kVA.

En corriente alterna será trifásico 400-230Vca; 4 conductores, neutro corrido, para atender los servicios de luz y fuerza de la subestación.

En corriente continua la tensión será 125Vcc, para atender los servicios de control, mando y protección de la subestación.

Para telecomunicaciones se empleara la tensión de 48Vcc.

Los servicios de corriente continua serán alimentados por dobles conjuntos de cargadores-rectificadores individuales de 400V, 60Hz, a 125Vcc y a 48Vcc, respectivamente, con capacidad cada uno para atender todos los servicios requeridos y al mismo tiempo, la carga de sus respectivos bancos de acumuladores (baterías).

#### **6. PRESUPUESTO DE INVERSION ADICIONAL CON ALIMENTACION A LAS CARGAS DE PLUSPETROL EN LA SE INTERMEDIA**

Comprende los costos de Inversión Adicional requeridos cuando se tiene carga de PLUSPETROL en la S.E. Intermedia:

### **5.1. S.E. Intermedia**

Para alimentar la carga de PLUSPETROL, se requiere la instalación de un transformador trifásico 220/22,9/13,8kV, equipamiento de una celda de transformador de 220kV y un sistema de simple barra 22,9kV compuesto por una celda de transformador y cuatro celdas de línea.

La estimación de los costos del equipamiento adicional, se ha realizado en forma similar a los Costos de Inversión del Proyecto.

### **5.2. S.E. Moyobamba Nueva 220kV**

De acuerdo a los resultados del Análisis del Sistema Eléctrico, en el año 2025 debido a la caída de tensión en la barra de 220kV de la SE Moyobamba Nueva y barras aledañas es necesario la implementación de un equipo automático de compensación reactiva (SVC) de +60/-30 MVAR en la SE Moyobamba Nueva, dicha potencia de compensación estará supeditada a los reforzamientos que se daría en la zona de influencia del proyecto.

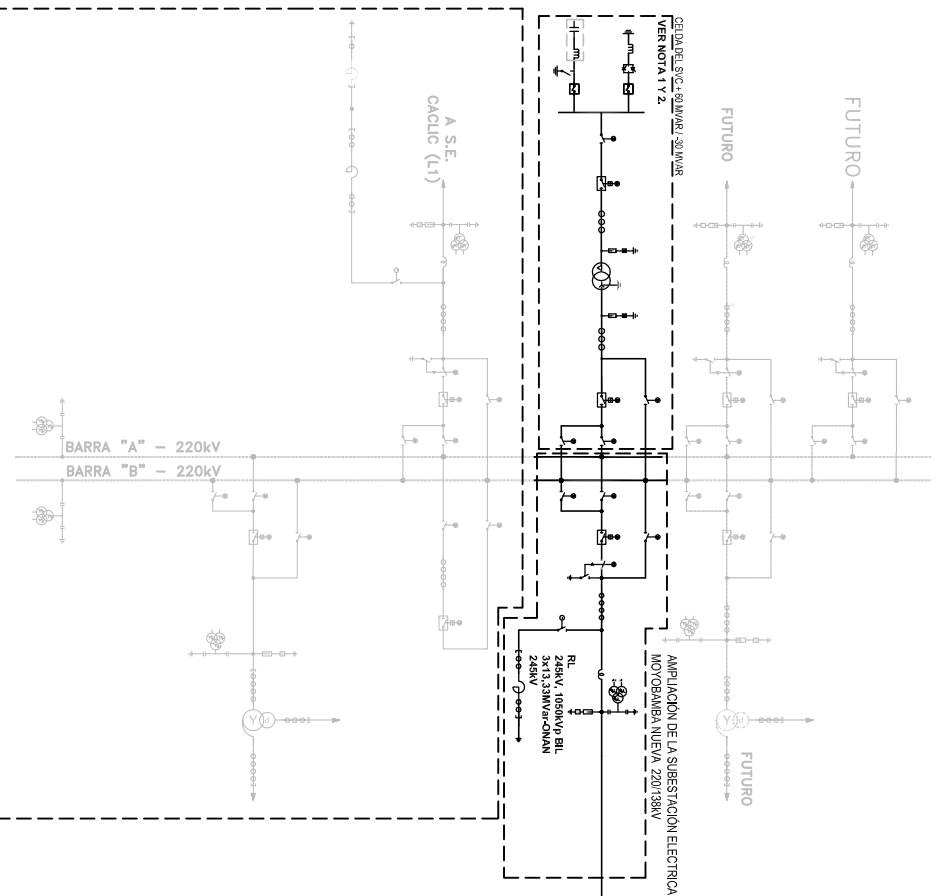
La estimación de este equipo, se ha realizado en forma similar a los Costos de Inversión del Proyecto.

### **5.3. Resumen del Presupuesto Adicional con cargas en la S.E. Intermedia**

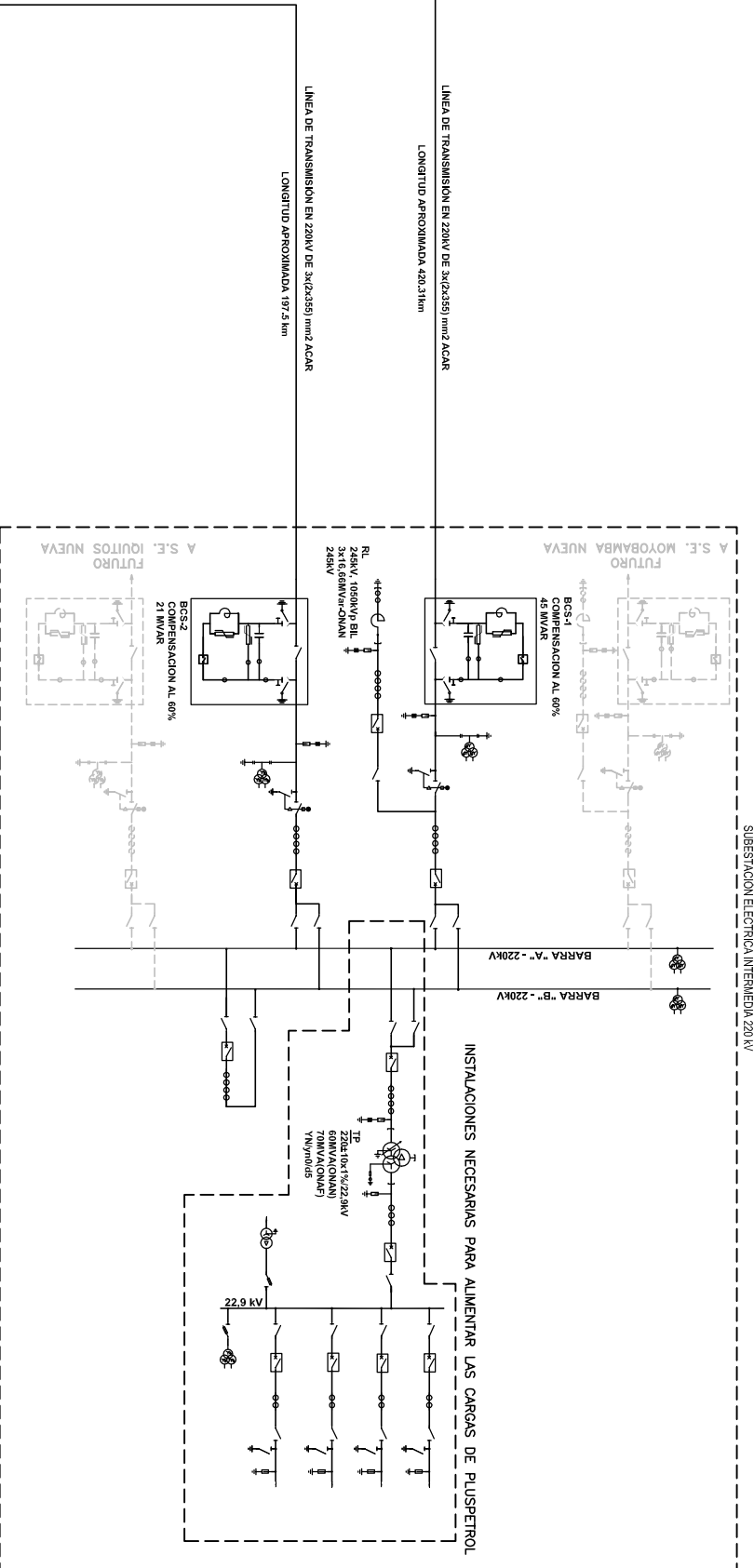
En el Anexo 10.5, se presentan el detalle de los costos de inversión estimados y en el Cuadro B, adjunto se indica el Resumen General del Presupuesto de Inversión Adicional para alimentar a las cargas de PLUSPETROL.

## ANEXO 10.1

DIAGRAMA UNIFILAR DEL PROYECTO CON  
ALIMENTACIÓN DE CARGA A PLUSPETROL

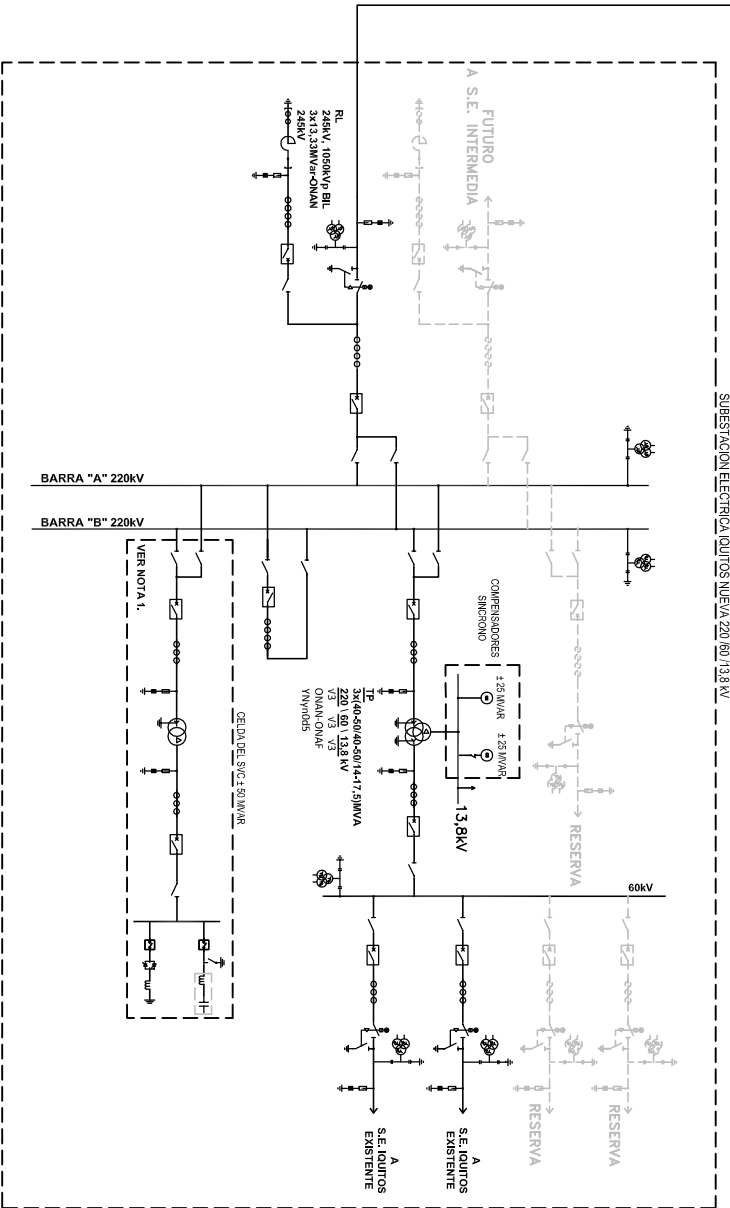


INSTALACIONES DEL PROYECTO: "LINEA DE TRANSMISION CARHUQUERO - CAYAMARCA NORTE - CACLIC - MOYOBAMBA EN 220 kV Y SUBESTACIONES ASOCIADAS"



SUBESTACION ELECTRICA INTERMEDIA 220kV

LEYENDA DE EQUIPOS PROYECTADOS	DESCRIPCION
	INTERRUPTOR UNIPOLAR
	INTERRUPTOR TRIPOLAR
	SECCIONADOR TRIPOLAR TIPO PANTOGRAFO
	SECCIONADOR TRIPOLAR DOBLE APERTURA
	SECCIONADOR TRIPOLAR DOBLE APERTURA CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
	DESCARGADOR DE SOBRETENSION CON CONTROL DE DESCOMA
	TRANSFORMADOR DE TENSION TIPO CAPACITIVO CON 2 DEMANDOS SECUNDARIOS
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 245 kV, 4 NUCLEOS SECUNDARIOS, 1 DE MEDIDA 3 DE PROTECCION
	AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
	REACTOR TRIFASICO DE LINEA CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
	REACTOR MONOFASICO DE NEUTRO X MMAR-OHMI CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
	TRAMPA DE ONDA 245 kV, FASE (S)



SUBESTACION ELECTRICA DUTOS NUEVA 220 (80/138 kV)

----- INSTALACIONES ELECTRICAS DEL PROYECTO DE LA LINEA DE TRANSMISION DE MOYOBAMBA - SE INTERMEDIA - SE DUTOS NUEVA 220kV  
 - - - - - INSTALACIONES FUTURAS 220kV

NOTA:  
 1- LA CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS DE MANEJO, PROTECCION Y EL TRANSFORMADOR DE TENSION DE LA SUBESTACION INTERMEDIA EN 220kV SE DETERMINA EN EL DISEÑO DE ESTE PROYECTO.  
 2- EL SITO INSTALADO EN LA SUBESTACION MOYOBAMBA DE 400/230KV SERA SU AÑO DE INICIO EN EL 2026.



PROYECTO: ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA DE TRANSMISION DE MOYOBAMBA NUEVA - SE INTERMEDIA - SE DUTOS NUEVA EN 220kV  
 ELECTRICIO

TITULO: DIAGRAMA UNIFILAR DEL PROYECTO CON ALIMENTACION DE CARGA PLUSPETROL

ELABORO : M.C.S.	REVISO : A.M.A.	ESCALA : -	REV. : 0
DIBUJO : M.C.S.	AFRORO : B.O.M.	FECHA : NOV. 2013	TRABAJO : 133200

CESEL INGENIEROS

PLANO N°: CS1-133200-6-011

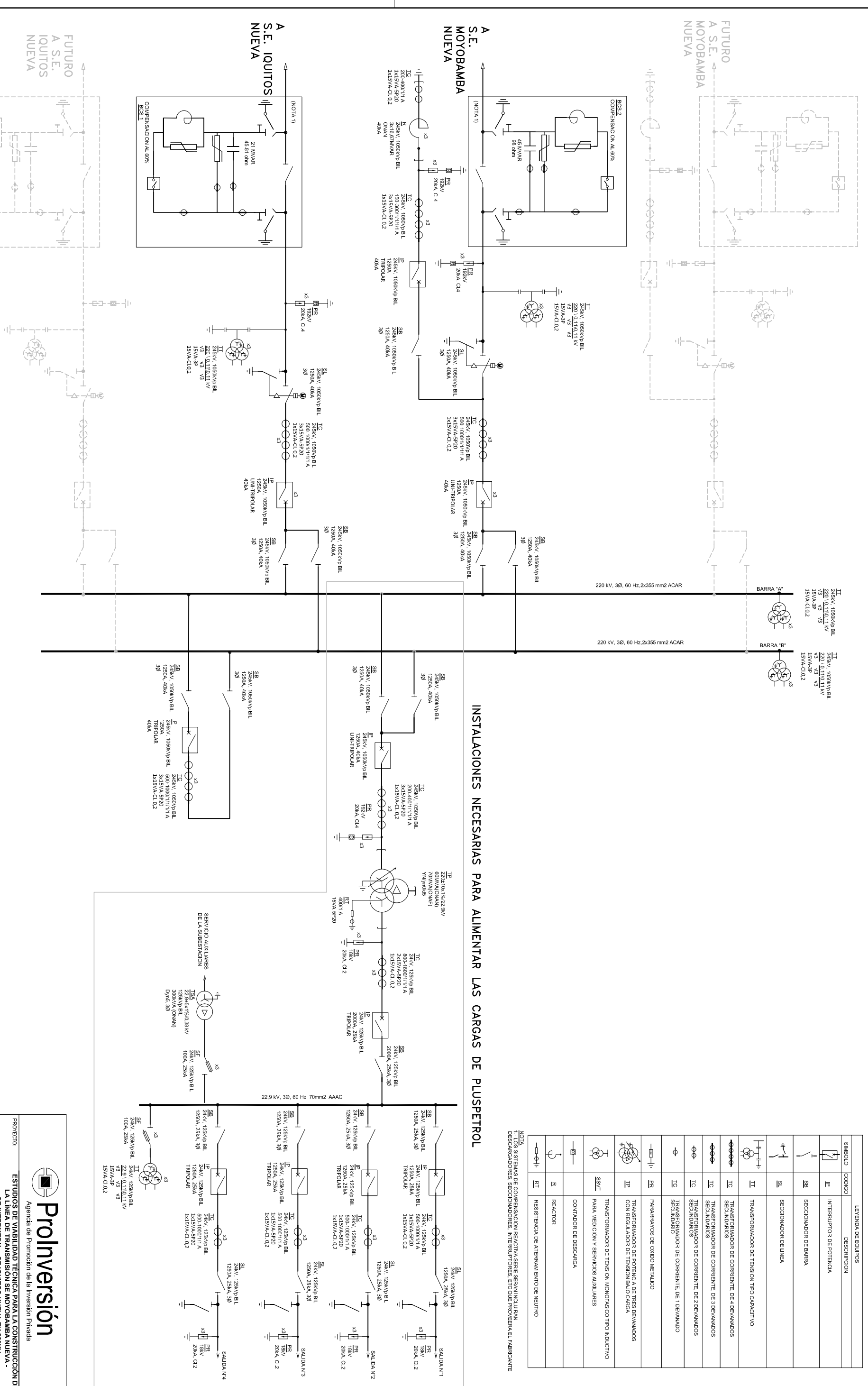
## ANEXO 10.2

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SE INTERMEDIA CON  
ALIMENTACION DE CARGAS DE PLUSPETROL

LEYENDA DE EQUIPOS	
SÍMBOLO	DESCRIPCIÓN
	INTERRUPTOR DE POTENCIA
	SECCIONADOR DE BARRA
	SECCIONADOR DE LINEA
	TRANSFORMADOR DE TENSION TIPO CAPACITIVO
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 4 DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 3 DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 2 DEVANADOS
	TRANSFORMADOR DE CORRIENTE DE 1 DEVANADO
	PARARRAYOS DE OXIDO METALICO
	TRANSFORMADOR DE POTENCIA DE TRES DEVANADOS CON REGULADOR DE TENSION BAJO CARGA
	TRANSFORMADOR DE TENSION MONOFASICO TIPO INDUCTIVO PARA MEDICION Y SERVICIOS AUXILIARES
	SS/LI
	CONTAJADOR DE DESCARGA
	REACTOR
	RESISTENCIA DE ATERRAMIENTO DE NEUTRO

NOTA: LOS SISTEMAS DE COMPENSACION REACTIVA SERAN INCLUIDOS EN LOS DESARROLLOS DE SECCIONADORES, INTERRUPTORES, ETC QUE PROVEEREA EL FABRICANTE.

### INSTALACIONES NECESARIAS PARA ALIMENTAR LAS CARGAS DE PLUSPETROL



PROYECTADO  
FUTURO



PROYECTO: ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN SE MOYOBAMBA NUEVA - SE INTERMEDIA - SE IQUITOS NUEVA EN 220KV  
ELECTRICO

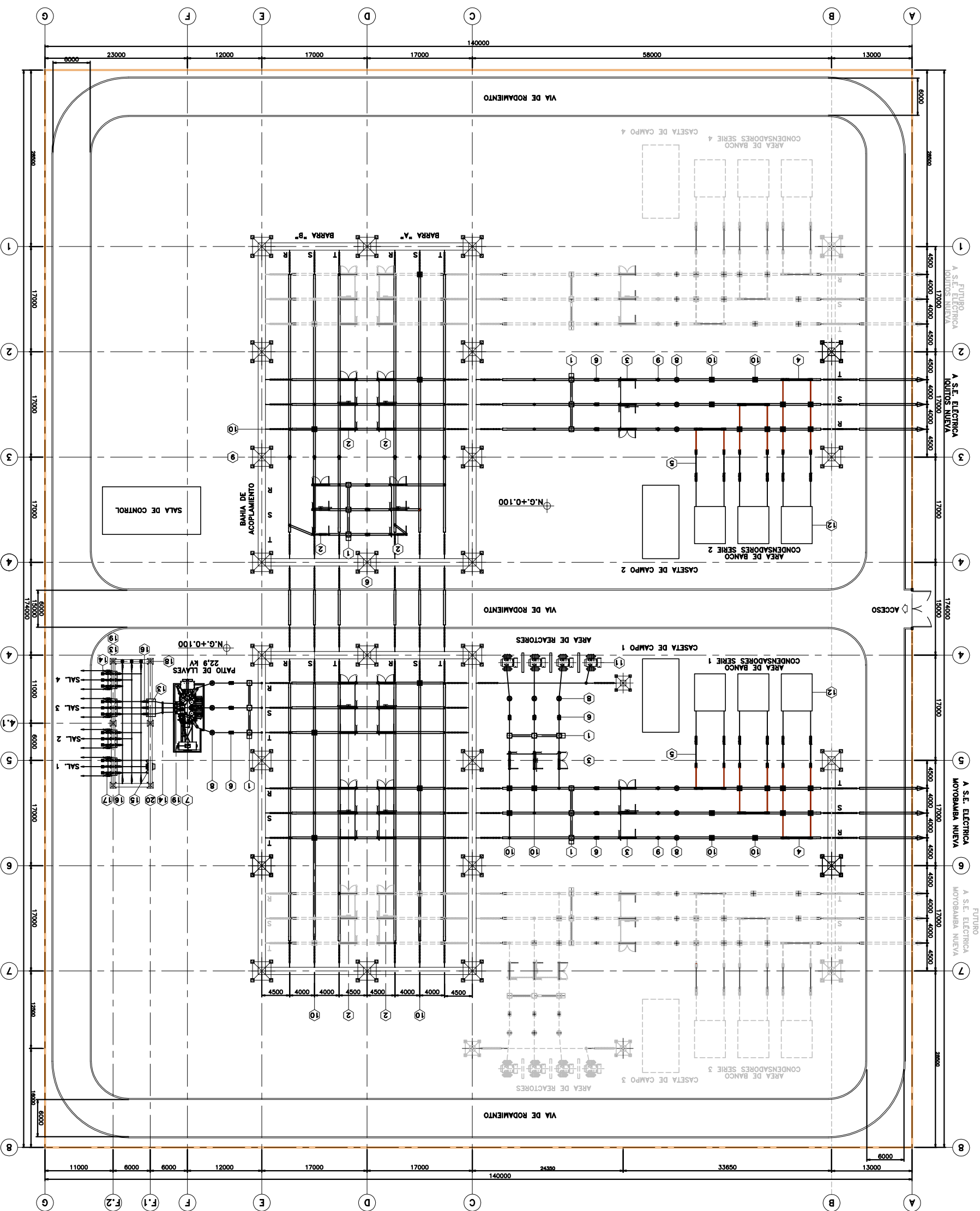
TITULO: DIAGRAMA UNIFILAR ALIMENTANDO CARGA DE PLUSPETROL  
PLANO N°: CSL-133200-5-012

ELABORÓ :	REVISÓ :	ESCALA :	REV. :
M.C.S.	A.M.A.	-	0
INGENIEROS	INGENIEROS	NOV. 2013	133200

## ANEXO 10.3

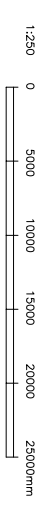
DISPOCICION GENERAL DE PLANTA DE LA SE  
INTERMEDIA CON EQUIPAMIENTO PARA ALIMENTACION  
DE CARGA PARA PLUSPETROL





**LEYENDA DE EQUIPOS PATIO 22.9 KV**

- 1 INTERRUPTOR DE POTENCIA TRIPOLAR
- 2 SECCIONADOR DE BARRA APERTURA CENTRAL
- 3 SECCIONADOR DE LINEA APERTURA CENTRAL
- 4 SECCIONADOR DE BARRA APERTURA VERTICAL UNIPOLAR
- 5 SECCIONADOR DE LINEA APERTURA VERTICAL UNIPOLAR
- 6 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
- 7 TRANSFORMADOR DE POTENCIA
- 8 PARABRANCO
- 9 TRANSFORMADOR DE TENSION
- 10 ASLADOR SOPORTE
- 11 REACTOR
- 12 BANCO DE CONDENSADORES
- 13 INTERRUPTOR DE POTENCIA EN VACIO
- 14 TRANSFORMADOR DE CORRIENTE
- 15 SECCIONADOR FUSIBLE TIPO CUT OUT
- 16 SECCIONADOR DE BARRA CON MANDO MOTORIZADO
- 17 SECCIONADOR DE LINEA CON MANDO MOTORIZADO
- 18 TRANSFORMADOR DE TENSION INDUCTIVO
- 19 PARABRANCO
- 20 TRANSFORMADOR DE SS.MA.



PROYECTO: ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN SE MOTOBAMBA NUEVA - SE INTERMEDIA - SE LOQUITOS NUEVA EN 220KV  
ELECTRICO

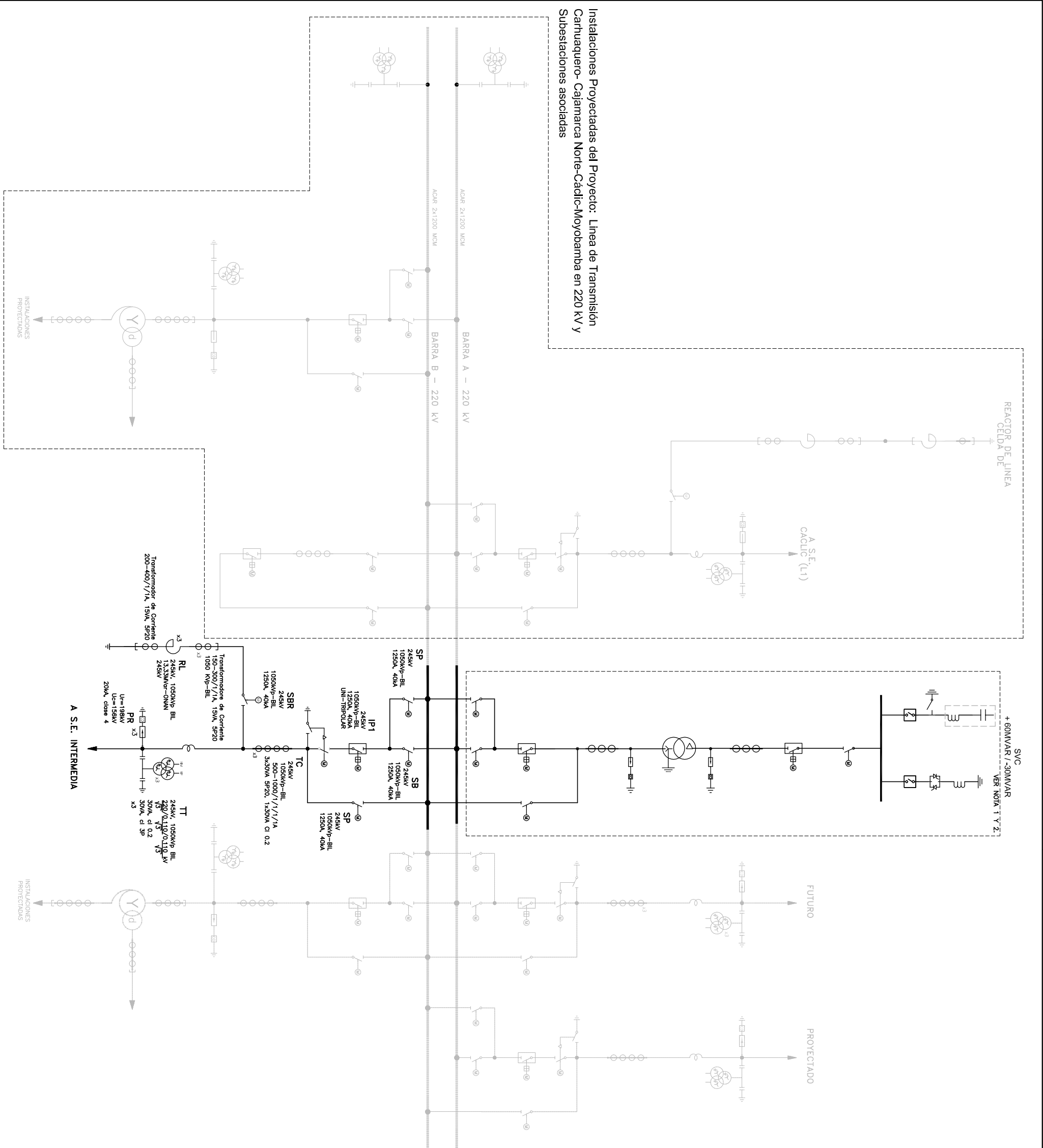
TITULO: DISPOSICION DE EQUIPOS PLANTA SUBESTACION ELECTRICA INTERMEDIA CON ALIMENTACION A CARGA A PLUSPETROL  
PLANO N°: CSL-133200-6-013

ELABORADO: M.C.S.	REVISADO: A.M.A.	ESCALA: 0	REV: 0
DIBUJO: M.C.S.	APROBADO: NOV. 2013	TRABAJO: 133200	

**VISTA DE PLANTA**  
SIN ESCALA

ANEXO 10.4

DIAGRAMA UNIFILAR DE LA SE MOYOBAMBA NUEVA  
CON SVC



Instalaciones proyectadas del Proyecto: Línea de Transmisión  
Cartuquero- Cajamarca Norte-Cádic-Moyobamba en 220 KV y  
Subestaciones asociadas

REACTOR DE LINEA  
CELDA DE

SVC  
+60MVAR / -30MVAR  
VER NOTA 1 Y 2.

LEYENDA DE EQUIPOS PROYECTADOS

CODIGO	SIMBOLO	DESCRIPCION
IP1		INTERRUPTOR UNI-TRIPOLAR
IP2		INTERRUPTOR TRIPOLAR
SP		SECCIONADOR TRIPOLAR TIPO PANTOGARFO
SB		SECCIONADOR TRIPOLAR DOBLE APERTURA
SL		SECCIONADOR TRIPOLAR DOBLE APERTURA CON CUCHILLA DE PUESTA A TIERRA
PR		DESCARGADOR DE SOBRETENSION CON COMPAÑADOR DE DESCARGA
TT		TRANSFORMADOR DE TENSION TIPO CAPACITIVO CON 2 DEVANADOS SECUNDARIOS
TC		TRANSFORMADOR DE CORRIENTE 245 KV, 4 NUCLEOS SECUNDARIOS: 1 DE MEDIDA 3 DE PROTECCION
AUT-1		AUTOTRANSFORMADOR MONOFASICO CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
RL		REACTOR TRIFASICO DE LINEA CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
RN		REACTOR MONOFASICO DE NEUTRO X MARR-DUNN CON TRANSFORMADORES DE CORRIENTE
TO		TRAMPA DE ONDA 245 KV, FASE (S)

NOTA:  
1.- LA CAPACIDAD DE LOS EQUIPOS DE MANDIOLA, PROTECCION Y EL TRANSFORMADOR SON PARTE DEL DISEÑO DEL SVC.  
2.- EL SVC INGRESA A PARTIR DEL AÑO 2025.



PROYECTO: ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN SE MOYOBAMBA NUEVA - SE INTERMEDIA - SE IGUITOS NUEVA EN 220KV ELECTRICO

TITULO: DIAGRAMA UNIFILAR AMPLIACIÓN SE MOYOBAMBA NUEVA - CON CARGA DE PLUSPETROL

ELABORÓ : M.C.S.	REVISÓ : A.M.A.	ESCALA : -	REV. : 0
DIBUJÓ : M.C.S.	APROBÓ : B.O.M.	FECHA : NOV. 2013	TRABAJO : 133200

CESEL INGENIEROS

ANEXO 10.5

PRESUPUESTO ADICIONAL PARA LA ALIMENTACION DE  
CARGAS DE PLUSPETROL

**ESTUDIOS DE VIABILIDAD TÉCNICA PARA LA CONSTRUCCIÓN DE LA LT SE  
MOYOBAMBA - SE INTERMEDIA - SE IQUITOS EN 220 KV**

**CUADRO B**

**RESUMEN GENERAL DEL PRESUPUESTO DE INVERSION ADICIONAL PARA  
ALIMENTAR LAS CARGAS DE PLUSPETROL**

DESCRIPCION	Presupuesto Adicional estimado del Suministro, DD.CC. Y OO.E.MM. , en la SE Intermedia (1) CUADRO N° 11	Equipo Estático de Compensación Reactiva en ( SVC ) en la SE Moyobamba Nueva (2) CUADRO N° 12
<b>COSTOS DIRECTOS</b>		
Suministros puesto en obra	2,673,413	
Transporte a Obra	160,405	
Obras Civiles	1,416,909	
Montaje Electromecánico	340,059	
<b>Total Costo Directo</b>	<b>4,590,786</b>	<b>12,000,000</b>
<b>COSTOS INDIRECTOS</b>		
Gastos Generales del Contratista	263,546	688,889
Utilidades del Contratista	175,697	459,259
Supervisión de la Ingeniería y Construcción	122,988	321,481
<b>Total Costo Indirecto</b>	<b>562,231</b>	<b>1,469,630</b>
<b>TOTAL SIN IGV</b>	<b>5,153,017</b>	<b>13,469,630</b>
(1) Equipamiento adicional requerido cuando, PLUSPETROL se conecte al Sistema Interconectado Nacional (SEIN)		
(2) Equipo que se instalará en el año 2025		

**CUADRO N° 11**

**PRESUPUESTO ADICIONAL ESTIMADO DEI SUMINISTRO,  
OO.CC. Y OO.EE.MM. S.E. INTERMEDIA 220 kV**

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	PRECIO UNITARIO ( Almacén Lima) ( US\$ )	PRECIO TOTAL ( US\$ )
<b>I</b>	<b>CONSTRUCCION SUBESTACION</b>				
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO DE EQUIPOS Y MATERIALES</b>				
<b>1.0</b>	<b>EQUIPAMIENTO DE ALTA TENSION EN 220 kV</b>				
1.1	Seccionador de Barras trifásico 245 kV, 1050 kVp BIL, 2500 A, 40 kA	u	6	15,000.00	90,000.00
1.2	Interruptor Tripolar 245 kV, 1050 kVp BIL, 2500 A, 40 kA	u	1	101,500.00	101,500.00
1.3	Transformador de Corriente 245 kV, 1050 kVp BIL, 250-500/1/1/1/1A, 15VA/5P20, 15VA-CI, 0.2	u	3	18,418.00	55,254.00
1.4	Pararrayos ZnO, 192 kV, 20 kA, CI 4	u	3	5,650.00	16,950.00
1.5	Transformador trifásico de 220 ± 10 x 1% / 22.9 kV, 60 MVA (ONAN), 70 MVA (ONAF), conexión YN / yno / d5 con una resistencia de PAT, 400/1 A, 15 VA - 5P20	u	1	2,000,000.00	2,000,000.00
	<b>Sub Total 1.0</b>				<b>2,263,704.00</b>
<b>2.0</b>	<b>EQUIPAMIENTO DE MEDIA TENSION EN 22,9 kV</b>				
2.1	Pararrayos ZnO, 18 kV, 10 kA, CI 2	u	15	300.00	4,500.00
2.2	Transformador de corriente 24 kV, 125 kVp BIL, 800-1600/1/1/1 A, 7.5-15 VA-5P20(Z) 7.5-15 VA-CI 0.2 (1)	u	3	2,100.00	6,300.00
2.3	Interruptor trifásico 24 kV, 125 kVp BIL, 2500 A, 25 kA	u	1	13,500.00	13,500.00
2.4	Transformador de corriente de SS AA, 125 kVp BIL, 22.9 ± 5 x 1% / 0.38 kV, 300 kVA (ONAN), conexión Dyn5, 25 kA	u	1	13,200.00	13,200.00
2.5	Seccionador de Barra trifásico 24 kV, 125 kVp BIL, 2000 A, 25 kA	u	1	4,600.00	4,600.00
2.6	Seccionador de Barra trifásico 24 kV, 125 kVp BIL, 1200 A, 25 kA	u	4	2,300.00	9,200.00
2.7	Seccionador de Barra trifásico con puesta a tierra 24 kV, 125 kVp BIL, 1200 A, 25 kA	u	4	4,600.00	18,400.00
2.8	Seccionador Fusible, 24 kV, 125 kVp BIL, 100 A, 25 kA	u	6	1,100.00	6,600.00
2.9	Interruptor trifásico 24 kV, 125 kVp BIL, 1250 A, 25 kA	u	4	13,300.00	53,200.00
2.10	Transformador de corriente 24 kV, 125 kVp BIL, 500-1000/1/1 A, 7.5-15 VA-5P20 7.5-15 VA-CI 0.2, 25 kA	u	12	2,100.00	25,200.00
2.11	Transformador de tensión 24 kV, 125 kVp BIL, 22.9/√3/0.11/√3/0.11/√3 kV, 30 VA-3P, 30 VA-CI 0.2	u	3	1,500.00	4,500.00
	<b>Sub Total 2.0</b>				<b>159,200.00</b>
	<b>Sub Total ( 1.0 + 2.0 )</b>				<b>2,422,904.00</b>
<b>3.0</b>	<b>EQUIPAMIENTO COMPLEMENTARIO</b>				
3.1	Sistema de Barras y Conexiones de Alta Tensión	Global	1	37,374.24	37,374.24
3.2	Tableros de Control, Mando, Protección y Medida	Global	1	126,871.20	126,871.20
3.3	Senecios Auxiliares	Global	1	12,343.56	12,343.56
3.4	Cables de Control	Global	1	12,458.08	12,458.08
3.5	Sistema de Puesta a Tierra	Global	1	8,229.04	8,229.04
3.6	Instalaciones Eléctricas	Global	1	6,171.78	6,171.78
3.7	Estructuras Metálicas de los Pórticos	Global	1	47,061.36	47,061.36
	<b>Sub Total 3.0</b>				<b>250,509.26</b>
	<b>Suministro + Equipo Complementario</b>				<b>2,673,413.26</b>
<b>4.0</b>	<b>TRANSPORTE LOCAL Y SEGUROS</b>				<b>160,405.00</b>
	<b>TOTAL SUMINISTRO</b>				<b>2,833,818.00</b>
<b>B</b>	<b>OBRAS CIVILES</b>				
1.0	Obras Civiles Generales	Global	1	1,416,909.00	1,416,909.00
	<b>Total Obras Civiles</b>				<b>1,416,909.00</b>
<b>C</b>	<b>MONTAJE</b>				
1.0	Montaje Electromecánico, Pruebas y Puesta en Servicio	Global	1	340,059.16	340,059.00
	<b>Total Montaje Electromecánico</b>				<b>340,059.00</b>
	<b>Total Obras Civiles y Montaje Electromecánico</b>				<b>1,756,968.00</b>
	<b>Costo Directo de Construcción</b>				<b>4,590,786.00</b>
<b>D</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>				
1.0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA				263,546.00
2.0	UTILIDAD DEL CONTRATISTA				175,697.00
3.0	SUPERVISION DE LA INGENIERIA Y CONSTRUCCION				122,968.00
	<b>Total Gastos Indirectos</b>				<b>562,211.00</b>
	<b>COSTO TOTAL (Sin IGV)</b>				<b>5,153,017</b>

**CUADRO N° 12**

**PRESUPUESTO ESTIMADO SUMINISTRO, OCCC Y OOEEMM DEL EQUIPI ESTATICO DE COMPENSACIÓN REACTIVA ( SVC ) EN LA S.E. MOYOBAMBA NUEVA 220 kV**

ITEM	DESCRIPCION	UNIDAD	CANTIDAD	UNITARIO ( Almacén Lima ) ( US\$ )	PRECIO TOTAL ( US\$ )
<b>A</b>	<b>SUMINISTRO, TRANSPORTE, OBRAS CIVILES Y MONTAJE ELECTROMECHANICO</b>				
✓ 1.0	Equipo estático de Compensación Reactiva (SVC) de 60 MVAR Capacitivos y 30 MVAR Inductivos, a conectarse a la barra de 220 kV	Cjto.	1	12,000,000.00	12,000,000.00
	<b>Costo Directo de Construcción</b>				<b>12,000,000.00</b>
<b>B</b>	<b>COSTOS INDIRECTOS</b>				
✓ 1.0	GASTOS GENERALES DEL CONTRATISTA				688,888.89
✓ 2.0	UTILIDAD DEL CONTRATISTA				459,259.26
✓ 3.0	SUPERVISION DE LA INGENIERIA Y CONSTRUCCION				321,481.48
	<b>Total Gastos Indirectos</b>				<b>1,469,630</b>
	<b>COSTO TOTAL (Sin IGV)</b>				<b>13,469,630</b>