

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA

FACULTAD DE INGENIERÍA ELÉCTRICA Y ELECTRÓNICA



PROPUESTA DE SUMINISTRO ELECTRICO EN ALTA TENSIÓN A LAS OPERACIONES DE EXPLOTACIÓN DEL YACIMIENTO DE BAYOVAR

INFORME DE SUFICIENCIA

PARA OPTAR EL TÍTULO PROFESIONAL DE:

INGENIERO ELECTRICISTA

PRESENTADO POR:

FLAVIO FALCÓN DOMINGUEZ

**PROMOCIÓN
1985 – I**

**LIMA – PERÚ
2008**

**PROPUESTA DE SUMINISTRO ELÉCTRICO EN ALTA
TENSIÓN A LAS OPERACIONES DE EXPLOTACIÓN
DEL YACIMIENTO DE BAYOVAR**

**Dedico este trabajo a:
Mis padres, por el amor y ejemplo
que me dan para superarme.**

SUMARIO

Nuestro país, el Perú, tiene recursos los cuales debe aprovecharlos para el desarrollo de la zona, este es el caso de BAYOVAR.

El presente trabajo pretende proponer una posible solución para la alimentación eléctrica de las futuras operaciones de explotación del yacimiento de BAYOVAR, y que estará a cargo de una transnacional de Brasil (VALE DO RIO DOCE) debido a un contrato realizado con el estado peruano en el año 2005.

La propuesta incluye la línea de transmisión en 60 kV. y la subestación de salida que estará ubicada en la Sub Estación Constante y la llegada en la Sub Estación en Bayovar, cálculo del presupuesto a precios del mercado que demandaría la ejecución de la obra, incluyendo adquisición de suministros tales como equipos, cables, soportes, aisladores, etc. y obras civiles en las ampliaciones de la sub estación de salida y las obras civiles en la nueva Sub Estación de llegada en Bayovar.

INDICE

PROLOGO

CAPÍTULO I

1. INTRODUCCION

1.1.	Antecedentes	2
1.2.	Planteamiento del problema	2
1.3.	Objetivo	3
1.4.	Justificación	4
1.5.	Alcances	4

CAPÍTULO II

2. CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LA LINEA DE TRANSMISION

2.1.	Normas aplicables	5
2.2.	Caída de tensión	5
	2.2.1. Procedimiento empleado	5
	2.2.2. Casos analizados	6
	2.2.3. Definición de los escenarios	6
2.3.	Espaciamientos mínimos de seguridad.	8
2.4.	Condiciones climatológicas	8
2.5.	Diseño mecánico	9
	2.5.1. Parámetros de diseño mecánico	9
	2.5.2. Cálculo mecánico del conductor	9
2.6.	Temperatura máxima en el conductor	10
	2.6.1. Capacidad de corriente (ampacity)	10
	2.6.2. Asentamiento del conductor (creep)	10
2.7.	Diseño mecánico de conductor	12
	2.7.1. Cálculo mecánico de estructuras	13
	2.7.2. Trazo de la ruta.	15
	2.7.3. Derecho de paso	15
	2.7.4. Distribución de estructuras	16
2.8.	Diseño eléctrico	16
	2.8.1. Tensión y número de circuitos	16
2.9.	Descripción del equipamiento	17
	2.9.1. Conductor	17
	2.9.2. Cadena de aisladores	17
	2.9.2.1. Cadena de suspensión	19
	2.9.2.2. Cadena de aisladores de anclaje normal	19

2.9.2.3. Cadena de anclaje invertido	19
2.9.3. Estructuras	19
2.9.4. Puesta a tierra	20
2.9.5. Cimentaciones	21
2.9.6. Accesorios	21

CAPITULO III

3. CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LAS SUBESTACIONES

3.1. Generalidades	23
3.2. Ubicación de las subestaciones	23
3.3. Equipamiento de subestaciones	23
3.3.1. Transformador de potencia	23
3.3.2. Equipos de operación y maniobra	24
3.3.3. Equipos de protección	25
3.3.4. Servicios auxiliares	26
3.3.5. Estructuras.	26
3.3.6 Puestas a tierra de la sub estación Bayóvar	26
3.3.6.1. Introducción.	26
3.3.6.2. Diseño del sistema de puesta a tierra	27
3.3.6.3. Criterios para el cálculo.	27
3.3.6.4. Mediciones de resistividad eléctrica del terreno, equipo utilizado y metodología de cálculo.	27
3.3.6.5. Metodología y equipo utilizado.	28
3.4. Obras civiles	29
3.4.1. Ubicación de subestaciones	29
3.4.2. Accesos	30
3.4.3. Áreas requeridas	30
3.4.4. Características del terreno	30
3.4.5. Precio comparativo de transformadores	31
3.4.6. Capacidad de servicios auxiliares	32
3.5. Equipos de corriente continua	34
3.5.1. Banco de baterías de 110 Vcc	34
3.5.2. Banco de baterías de 48 Vcc	36
3.6. Capacidad del cargador rectificador	37
3.7. Sistema de iluminación interior y exterior	37
3.8. Procedimiento del cálculo de la red de tierra profunda	39

CAPÍTULO IV

4. METRADO Y PRESUPUESTO

4.1.	Costo de suministro – L.T. desde Sub Estación Constante hasta Bayovar	44
4.2.	Costo de Montaje – L.T. desde Sub Estación Constante hasta Bayovar	45
4.3.	Costo total-L.T. desde Sub Estación Constante hasta Bayovar	46
4.4.	Costo de Suministro – Conductor Sub Estación E50 – Constante	46
4.5.	Costo de Montaje – Conductor Sub Estación E50 – Constante	47
4.6.	Presupuesto de Ampliación de Sub Estación Constante	48
4.7.	Presupuesto de Nueva Sub. Estación en Bayovar	49
4.8.	Resumen del Presupuesto	51

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

Anexo 1.- Plano de Ubicación Geográfica

Anexo 2.- Esquema Unifilar Estudiado

Anexo 3.- Análisis del Sistema Eléctrico

Anexo 4.- Detalles de Estructuras

Anexo 4a: Estructura H2B

Anexo 4b: Estructura HS

Anexo 4c: Estructura HA

Anexo 4d: Estructura E

Anexo 5.- Fotos e imágenes

PROLOGO

El presente informe se origina a raíz de una información obtenida en el noveno programa de titulación por actualización de conocimientos de la especialidad de ingeniería eléctrica en la cual el suscrito aprobó las asignaturas correspondientes.

Al hacer las averiguaciones en Internet se encuentra informaciones en las que se observa una postergación de más de 50 años para la explotación de los depósitos de fosfatos en BAYOVAR.

En la actualidad importamos en gran cantidad fertilizantes, la cual se dejará de importar y se exportará, producto de estos grandes depósitos de fosfatos.

En el año 2005 se ha hecho realidad un contrato entre el Gobierno Peruano y la empresa VALE DO RIO DOCE (transnacional brasileña).

En la que la empresa minera se encargará de las operaciones de explotación del yacimiento de BAYOVAR y además construirá un puerto en la bahía de SECHURA la cual permitirá las condiciones para la exportación de fertilizantes y demás.

Por otro lado esta zona no tiene alimentación eléctrica del sistema interconectado nacional.

Para realizar este informe ha sido necesario viajar a la zona y gracias a la información y facilidades a las instalaciones se ha podido agrupar información y tomar fotos para así físicamente determinar el espacio de la ampliación de la S.E. CONSTANTE y recorrido de la línea respectivamente y así poder presentar un informe de suficiencia en la que se da una primera conclusión de posibilidad de construcción de la línea de transmisión de 60 kV que alimentará la zona de Bayovar.

Por último el agradecimiento a la unidad de control de operaciones de ENOSA que me permitieron los datos necesarios y el acceso a las instalaciones de la S.E. CONSTANTE para tomar fotografías y ver el espacio de ampliación y salida a BAYOVAR

CAPÍTULO I

INTRODUCCION

1.1. Antecedentes

El presente trabajo se realiza para ser presentado como informe de suficiencia para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista, así como que ha surgido la necesidad de dar alimentación eléctrica a la zona de Bayóvar; por la firmas del contrato entre Estado peruano y la empresa brasilera Vale do Rio Doce, la cual se adjudico la explotación de yacimientos de fosfatos. Por otro lado, existe una subestación del sistema interconectado nacional en la cercanía (S.E. CONSTANTE).

En el momento que se decida ejecutar el proyecto serán necesarios los cálculos de ingeniería de detalle para posteriormente poder llevarlo a cabo.

Por iniciativa propia y, con el deseo de contribuir a resolver un futuro problema, se propone el presente trabajo conducente a obtener el título profesional de ingeniero.

1.2. Planteamiento del problema

Para que en Bayovar se tenga una alimentación eléctrica, se plantea:

1) Ampliación en la Sub-Estación Constante en 60 kV que consta de:

- Barras de Recepción y envío,
- Pórticos y barras
- Seccionador de línea AT
- Interruptores de potencia A.T. 60 kV
- Pararrayos A.T.

El espacio para estos equipos existe y se constata con fotografías del área.

2) La construcción de una Línea de 60 kV con:

- Estructuras de Madera
- Conductores AAAC 240 mm²

en un recorrido plano y a lo largo de la carretera, desde Constante hasta Bayovar.

3) La construcción de una Sub-Estación nueva en Bayovar con:

- Pórticos y Barras
- Transformadores de Tensión A.T.
- Seccionador de Línea A.T.
- Interruptores de Potencia en 66 kV A.T.
- Pararrayos
- Interruptores de Potencia A.T. 66 kV
- Transformador de potencia, incluido transformadores de corriente en A.T. y M.T.
- Salidas en Media Tensión con los siguientes elementos:
 - Pararrayos
 - Interruptores de Potencia
 - Seccionador de Línea
 - Seccionador de Barras
 - Pórticos y Barras en M.T.
 - y Demás.

1.3. Objetivo

El objetivo del presente informe es proponer el proyecto de suministro eléctrico a Bayóvar construyendo una Línea de Transmisión de 41 Km. Entre la actual subestación Constante de ENOSA (Sechura – Piura) y la localidad de Bayovar, a fin de satisfacer la creciente demanda industrial de esa zona. En efecto, el estado peruano ha entregado a una empresa del Brasil, la explotación de los yacimientos que involucra principalmente la explotación de depósitos de fosfatos, así como la construcción de un puerto en la Bahía de Sechura, con lo cual la demanda de energía será muy importante y, en razón que no existe red eléctrica del sistema interconectado, se propone preliminarmente el proyecto, materia del trabajo de suficiencia.

1.4. Justificación

La propuesta nace porque existe la necesidad inminente de suministro eléctrico en la zona de Bayóvar, para las operaciones de explotación del yacimiento de fosfatos.

Además, la localidad de Bayóvar crecerá en desarrollo ya que en el contrato realizado entre el Estado y la empresa internacional Brasileña **Vale Do Rio Doce**, está el compromiso de entregar a la comunidad \$500,000.00 Dólares americanos cada año, un 3% de las exportaciones y una dotación de fertilizante producto del procesamiento de las respectivas rocas fosfóricas que se explotaran.

La inversión en una implementación de esta magnitud será un buen negocio para la localidad y para el inversionista debido a que la demanda de electricidad crecerá debido al desarrollo del lugar.

Se construirán escuelas, colegios, institutos Superiores y hasta universidades, se abrirán negocios de comercialización y se tendrá la necesidad de transporte en diferentes modalidades, etc.

1.5. Alcances

El presente informe pretende evaluar el presupuesto para ejecutar la obra, consistente en:

- Ampliación de S.E. Constante
- Implementación de L.T. en 60 kV (41 Km)
- Implementación de S.E. Bayovar
- Cambio de Conductor de 120 mm² a 240 mm² en el tramo E50 hasta Subestación CONSTANTE.

Asimismo, dar un fundamento teórico básico.

CAPITULO II

CONSIDERACIONES PARA EL DISEÑO DE LA LINEA DE TRANSMISIÓN

2.1. Normas aplicables

Los criterios empleados en el diseño de la LINEA DE TRANSMISIÓN EN 60 kV SUBESTACIÓN CONSTANTE – BAYOVAR Y SUBESTACIONES se rigen por las disposiciones del Código Nacional de Electricidad Suministro Versión 2002, VDE 0210 y otras normas internacionales específicas, las mismas que establecen los requerimientos mínimos a que se sujeta el desarrollo de la ingeniería del proyecto.

2.2. Caída de tensión

La sección del conductor se calculó en forma tal que la caída de tensión desde la salida de subestación. Constante hasta el primario de la subestación de llegada no sea mayor del 10% de la tensión nominal.

Utilizando el programa WINFLU se simuló la carga en BAYOVAR y se determinó la sección del conductor más apropiada, el de 240 mm²

2.2.1. Procedimiento empleado

El procedimiento empleado ha tenido las etapas sucesivas siguientes:

a.- Obtención de Datos y/o parámetros eléctricos (resistencia eléctrica, reactancia, demandas máximas, etc.) del sistema actual en 60 kV Piura – La Unión –Sechura-Subestación Constante.

b.- Dado que, en la Línea de Transmisión en 60 kV Subestación Piura Oeste – Subestación Constante, en el tramo comprendido entre la Estructura N° 50 y la Subestación Constante (60.7 km) el conductor instalado es de 120 mm², por ello, para las simulaciones de comportamiento eléctrico fue necesario asumir el posible reemplazo del conductor, de 120mm² a 240 mm². Por supuesto, salta a la vista que un escenario con conductor de 240mm² en vez de 120 mm² es mucho mejor desde el punto de vista

eléctrico, pero fue necesario verificar los cálculos para 120 mm², con la intención de minimizar costos de inversión en materiales así como de ejecución de las obras.

c.- Para el cálculo de flujo de carga, se ha utilizado el software WINFLU, simulando cargas en Bayóvar desde 1 a 12 MW con factor de potencia de 0.9 (1.1 a 13.3 MVA). El incremento de la demanda de 1 a 12 MW se dará a lo largo de 20 años, por lo que para este caso se estima que el crecimiento porcentual de la demanda será del orden del 7% anual.

d.- Se han realizado los cálculos sin tener en cuenta compensación reactiva y en aquellos casos en que la caída de tensión sobrepasa el 5% en Bayóvar se calculó la compensación reactiva necesaria.

2.2.2. Casos analizados

Los casos calculados y analizados, y para potencias de carga variable en Bayóvar entre 1 a 12 MW, fueron los siguientes:

- Sin cambio de conductor al tramo E50 – Subestación Constante y Línea de Transmisión en 60 kV desde Subestación Constante a Bayóvar.
- Con cambio de conductor al tramo E50 – Subestación Constante, de 120mm² a 240 mm², y Línea de Transmisión en 60 kV desde Subestación Constante a Bayóvar.
- Sin cambio de conductor al tramo E50 – Subestación Constante y Línea de Transmisión en 60 kV desde Subestación Constante a Bayóvar con compensación reactiva en Subestación Bayóvar.
- Con cambio de conductor al tramo E50 – Subestación Constante, de 120mm² a 240 mm², y Línea de Transmisión en 60 kV desde Subestación Constante a Bayóvar, con compensación reactiva en Subestación Bayóvar.

2.2.3. Definición de los escenarios

Se han definido dos (02) escenarios:

- Con el tramo 02, con conductor de 120 mm².
- Con el tramo 02, con conductor de 240 mm².

Para cada uno de los escenarios se han realizado cálculos eléctricos sin compensación y con compensación, variando la demanda entre 1 y 12 MW, que es lo que se espera en las instalaciones de Bayóvar.

TABLA N° 2.1 Resultado de los cálculos para el escenario n°1, con el tramo 02 con conductor de 120 mm²

ESCENARIO 1: Tramo 2 con conductor de 120 mm ²										
[Empty table content]										

Se observa que sin compensación reactiva, la regulación es sobrepasada solo con 2MW de carga en Bayóvar.

TABLA N° 2.2 Resultado de los cálculos para el escenario n°2, sin compensación reactiva, con el tramo 02 con conductor de 240 mm²

ESCENARIO 2: Tramo 2 con conductor de 240 mm ²										
CASO	CARGA DE BAYOVAR cos ϕ = 0.9 (Factor de Potencia)		SIN COMPENSACION REACTIVA							
			TENSIONES (KV)				CAIDA DE TENSION (Δ V%) respecto a la Tensión Base 60 kV			
			MW	MVAR	UNION	SECHURA	CONSTANTE	BAYOVAR	UNION	SECHURA
1	1	0.48	60.23	59.59	59.12	58.92	-0.38	0.68	1.47	1.80
2	2	0.97	59.99	59.20	58.60	58.12	0.02	1.33	2.33	3.13
3	3	1.45	59.74	58.79	58.06	57.29	0.43	2.02	3.23	4.52
4	4	1.94	59.46	58.34	57.47	56.39	0.90	2.77	4.22	6.02
5	5	2.42	59.17	57.87	56.84	55.43	1.38	3.55	5.27	7.62
6	6	2.91	58.86	57.35	56.16	54.39	1.90	4.42	6.40	9.35
7	7	3.39	58.48	56.73	55.35	53.16	2.53	5.45	7.75	11.40
8	8	3.87	58.09	56.09	54.51	51.91	3.18	6.52	9.15	13.48
9	9	4.36	57.61	55.30	53.47	50.32	3.98	7.83	10.88	16.13
10	10	4.84	57.07	54.42	52.30	48.55	4.88	9.30	12.83	19.08
11	11	5.33	56.34	53.22	50.72	46.15	6.10	11.30	15.47	23.08
12	12	5.81	55.11	51.20	48.04	42.07	8.15	14.67	19.93	29.88

En esta situación, la regulación mejora, pero con la demanda de 4 MW en Bayóvar la situación se hace crítica.

TABLA N° 2.3 Muestra el escenario n°01, con el tramo 02 con conductor de 120mm², pero con compensación reactiva. Se observa que la compensación para máxima demanda es del 18MVAR.

ESCENARIO 1: Tramo 2 con conductor de 120 mm ²											
CASO	CARGA DE BAYOVAR cos ϕ = 0.9 (Factor de Potencia)		CON COMPENSACION REACTIVA EN BAYOVAR PARA OBTENER CAIDA DE TENSION MAXIMA DEL 6%								
			Compensación Reactiva calculada (MVAR)	TENSIONES (KV)				CAIDA DE TENSION (Δ V%) respecto a la Tensión Base 60 kV			
				UNION	SECHURA	CONSTANTE	BAYOVAR	UNION	SECHURA	CONSTANTE	BAYOVAR
1	1	0.48	0								
2	2	0.97	1	59.66	58.61	57.85	57.64	0.57	2.32	3.58	3.93
3	3	1.45	2	59.55	58.42	57.59	57.36	0.75	2.63	4.02	4.40
4	4	1.94	3	59.41	58.18	57.27	57.01	0.96	3.03	4.55	4.98
5	5	2.42	4.5	59.38	58.12	57.20	57.04	1.03	3.13	4.67	4.93
6	6	2.91	6	59.32	58.02	57.07	57.00	1.13	3.30	4.88	5.00
7	7	3.39	8	59.36	58.12	57.22	57.40	1.03	3.13	4.63	4.33
8	8	3.87	9.5	59.28	57.96	57.02	57.25	1.20	3.40	4.97	4.58
9	9	4.36	11.5	59.30	57.99	57.09	57.55	1.17	3.35	4.85	4.08
10	10	4.84	13.5	59.30	58.01	57.14	57.83	1.17	3.32	4.77	3.62
11	11	5.33	15.5	59.28	57.99	57.15	58.06	1.20	3.35	4.75	3.23
12	12	5.81	18	59.31	56.07	57.31	58.60	1.15	3.22	4.48	2.33

Con esta alternativa, la situación es mejorada sensiblemente, sin embargo se requiere compensación reactiva del orden de los 18 MW para la máxima demanda.

TABLA N° 2.4 Muestra el escenario n°02, tramo 02 con conductor de 240 mm², pero con compensación en Bayovar.

ESCEENARIO 2: Tramo 2 con conductor de 240 mm ²											
CASO	CARGA DE BAYOVAR cosφ = 0.9 (Factor de Potencia)		CON COMPENSACION REACTIVA EN BAYOVAR PARA OBTENER CAIDA DE TENSION MAXIMA DEL 6%								
	MW	MVAR	Compensación Reactiva calculada (MVAR)	TENSIONES (KV)				CAIDA DE TENSION (ΔV%) respecto a la Tensión Base 60 KV			
				UNION	SECHURA	CONSTANTE	BAYOVAR	UNION	SECHURA	CONSTANTE	BAYOVAR
1	1	0.48	0								
2	2	0.97	0								
3	3	1.45	0								
4	4	1.94	1	59.69	58.71	57.97	57.17	0.52	2.15	3.38	4.72
5	5	2.42	2	59.62	58.62	57.85	57.02	0.63	2.30	3.58	4.97
6	6	2.91	3.5	59.66	58.69	57.96	57.23	0.57	2.18	3.40	4.62
7	7	3.39	5	59.69	58.75	58.05	57.42	0.52	2.08	3.25	4.30
8	8	3.87	6	59.57	58.57	57.83	57.12	0.72	2.38	3.62	4.80
9	9	4.36	7.5	59.96	58.57	57.65	57.21	0.73	2.38	3.58	4.65
10	10	4.84	9	59.54	58.55	57.84	57.28	0.77	2.42	3.60	4.57
11	11	5.33	10.5	59.49	58.5	57.79	57.25	0.85	2.50	3.68	4.58
12	12	5.81	12	59.43	58.41	57.71	57.2	0.95	2.65	3.82	4.67

En este caso, la regulación es mejorada sensiblemente y se requiere compensación de 12 MW en Bayóvar. Esta situación es mucho mejor, ya que requiere compensación de potencia menor (66%), lo que podría deducirse que en este orden sería el costo de la compensación respecto al caso anterior.

De otra parte, en este caso, la compensación se requiere recién cuando la demanda llega a los 3MW.

Si consideramos que el incremento de la demanda es del 7% anual, entonces se requiere instalar compensación reactiva recién a los 15 años de iniciadas las operaciones en Bayóvar.

Por lo que esta alternativa debiera ser la mejor para implementar.

2.3. Espaciamientos mínimos de seguridad

Para la distribución de las estructuras en el perfil de la ruta de la línea, se optarán los espaciamientos que se indican a continuación

- Distancia mínima al suelo 7.0 m.
- Distancia mínima sobre carreteras : 8.0 m.
- Distancia mínima sobre calles 7.0 m.
- Distancia mínima a edificios 3.5 m.
- Distancia mínima a otras líneas 2.8 m.

2.4. Condiciones climatológicas

De acuerdo a la información obtenida en Electronoroeste S.A., se adoptarán las siguientes condiciones climatológicas.

- Temperatura mínima : 5° C
- Temperatura media : 20° C
- Temperatura : 32° C
- Viento máximo : 84.5 km/h.

2.5. Diseño mecánico

2.5.1. Parámetros de diseño mecánico

Para el diseño mecánico se ha considerado los siguientes parámetros:

Carga de viento máximo.

- Conductor : 30 kg/m²
- Estructura : 30 kg/m²

Rango de Temperatura del conductor.

- Mínimo : 5° C
- Máximo : 50° C

Hielo sobre el conductor: no se considera.

Factores de seguridad.

- Conductor.
 - Tensión de cada día : 18%
 - Máximo de trabajo : 2.5
- Estructuras de madera.
 - Hipótesis normal : 4.0
 - Hipótesis excepcional : 2.5
- Aisladores : 3.0
- Retenidas : 3.0

2.5.2. Cálculo mecánico del conductor

Para la sección del conductor, se ha tenido en cuenta las simulaciones de carga en Bayovar según el Programa Win Flu y la calidad de material se escoge por la cercanía al mar y similar al actual conductor que llega a la Subestación Constante. En este sentido se ha determinado que la sección más adecuada para la línea de derivación sea 240 mm² de Aleación de Aluminio (AAAC)

2.6. Temperatura máxima en el conductor

La temperatura máxima en el conductor es aplicada para la hipótesis de flecha máxima (distribución de estructuras) y es calculada teniendo en cuenta:

$$T_{\max} = (\text{Temp. ambiente máx.} + \Delta T \text{ por carga máx.}) (\text{AMPACITY}) + \Delta T (\text{CREEP}) \quad (2.1)$$

$$T_{\max} = 57^{\circ} \text{ C} + \Delta T (\text{CREEP})$$

$$\Delta T \text{ CREEP} = 13^{\circ} \text{ C.}$$

2.6.1. Capacidad de corriente (ampacity)

De acuerdo al modelo matemático del IEEE, se ha calculado la temperatura máxima en el conductor, como producto de las condiciones ambientales y la corriente circulante por el conductor, esta temperatura será de 57° C, nos permitirá transportar 30 MVA por la línea de transmisión.

2.6.2 Asentamiento del conductor (creep)

El modelo mecánico utilizado en esta línea de transmisión es el adoptado por el PLS-CADD, programa para diseño de líneas de transmisión, el cual es usado para calcular flechas y tensiones de acuerdo a la práctica mundial mayoritaria. En muchos países Europeos, ha sido tradicional asumir que los cables son elásticos, con la fluencia calculada por un aumento equivalente de temperatura. En Norteamérica los modelos no lineales son la norma, siendo iniciado por Aluminum Company of America (Batterman, 1967) y la Bonneville Power Administration (Reding, 1976). El modelo usado en PLS-CADD puede aplicarse a todas las situaciones. Está basado en los algoritmos originales (Mc Donald, 1990; SAG – TENSION) que usan las relaciones polinomio esfuerzo – deformación similar a los usados por la industria de aluminio en EUA y Canadá (Batterman, 1967; Aluminum Association, 1971; EPRI, 1988; Trash, 1994).

La condición de un cable dentro de unas pocas horas de ser instalada en una línea de transmisión se llama su condición “inicial”. Porque está bajo tensión constante, el cable frecuentemente se alarga (fluencia) con el tiempo. Si uno asume que el cable permanece bajo tensión constante a la temperatura de fluencia $TEMP_c$ durante un período de diez años, la condición del cable después de un período de 10 años se llama “final después de fluencia” (Creep). PLS-CADD desarrolla cálculos de flecha y tensión para cables de guarda y conductores en sus condiciones “inicial” y “final después de fluencia”. Por lo tanto, las hipótesis de cálculo son asumidas en los criterios de diseño antes de desarrollar cualquier cálculo de flecha – tensión. Esto es la Hipótesis de cálculo en la cual se presume que ocurre la fluencia.

Comportamiento Inicial – elástico vs. no lineal

Se considera un cable homogéneo en su condición inicial. Su longitud sin esfuerzo a una temperatura arbitraria de referencia $TEMPREF$ se refiere aquí como $LREF$. Si el cable es perfectamente elástico, su diagrama esfuerzo-elongación (elongación medida como fracción de longitud sin tensión, p. ej. Deformación) a la temperatura $TEMPREF$ es una línea recta con pendiente constante E tal como la línea $O-A$ en la Fig. 2.1. E es el módulo de elasticidad del cable. Sin embargo, la mayoría de los cables se comportan de modo no lineal. Como resultado, su relación esfuerzo-elongación puede mirarse como una curva $O-I$ en la Figura 2.1. Cuando el esfuerzo es primero aumentado a σ , la elongación es ϵ_1 (estado del cable representado por el punto 1). Si el esfuerzo se aumenta aún más de σ_2 , la elongación aumenta a ϵ_2 (punto 2 sobre la curva $O-I$). Sin embargo, si después de estar primero cargado en el punto 1, se afloja la tensión del cable, la curva de esfuerzo – elongación sin carga sigue la trayectoria $1-P_1$, que es la línea recta con pendiente EF . Para un cable no lineal, EF se llama el módulo de elasticidad final. En general el valor de EF está cerca del valor de la pendiente de la curva $O-I$ en la región.

El esfuerzo cero el cable que se descargó desde el punto 1 tienen una elongación permanente P_1 . Si el cable se carga nuevamente, su relación esfuerzo – deformación seguirá la trayectoria P_1-1 hasta que la tensión alcance el nivel σ_1 , y entonces seguirá nuevamente la curva inicial original $O-I$ hasta que ocurra la próxima descarga. Si la carga lleva al cable al punto 2, su descarga tendrá lugar a lo largo de la trayectoria $2-P_2$ y habrá una deformación permanente P_2 . La descarga desde cualquier punto sobre la curva $O-I$ siempre tendrá lugar a lo largo de la línea con pendiente constante EF como mostrado en la Figura 2.1.

Las tensiones y flechas del cable en la “condición inicial” supone que la relación esfuerzo – elongación para el cable es el de la curva inicial $O-I$. En PLS-CADD la curva $O-I$ es descrito por un polinomio de cuarto grado, en la elongación expresada es por ciento de la longitud del cable de referencia sin tensión $LREF$.

$$\sigma = \sum_{n=0}^4 k_n \epsilon^n = k_0 + k_1 \epsilon + k_2 \epsilon^2 + k_3 \epsilon^3 + k_4 \epsilon^4 \quad (2.2)$$

donde los cinco coeficientes k_n pueden ser determinados por la curva que se ajusta a datos experimentales. Para un cable elástico, todavía puede usarse la ecuación anterior

con todos los coeficientes igual a cero excepto k_1 , que es igual al modulo de elasticidad, por ejemplo, $k_1=E$.

Asimismo se adjunta la curva stress – Elongación del conductor AAAC 240 mm²

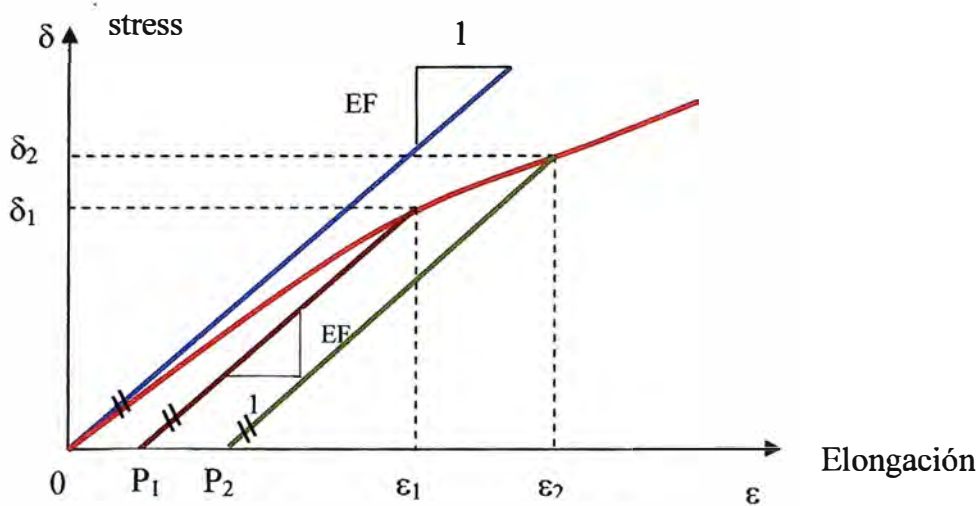


FIGURA 2.1: Comportamiento esfuerzo- deformación

2.7. Diseño mecánico del conductor

Los esfuerzos de cada día (EDS) del conductor y cable de guarda se han coordinado de tal manera que la flecha del cable de guarda no supere el 85%

La formulación que permite determinar el esfuerzo de cada día del conductor de templado es la siguiente:

$$f_{cg} \leq 0.85 f_c$$

$$f_{cg} = \text{flecha del cable de guarda} = \frac{T_{cg}}{W_{cg}} * \left[\text{Cosh} \left(\frac{V_{ano}}{2 * \frac{T_{cg}}{W_{cg}}} \right) - 1 \right] \quad (2.3)$$

$$f_c = \text{flecha del conductor} = \frac{T_c}{W_c} * \left[\text{Cosh} \left(\frac{V_{ano} * W_c}{2 * T_c} \right) - 1 \right] \quad (2.4)$$

T_c : Tiro horizontal del conductor (EDS)

W_c : Peso Unitario del conductor

T_{cg} : Tiro horizontal del cable guarda (EDS)

W_{cg} : Peso unitario del cable de guarda

Con la aplicación de un programa computacional se calcula el EDS del cable de guarda que cumple con la formulación descrita, obteniéndose un valor de EDS para el cable de guarda de 15% de su esfuerzo de rotura.

Para el cálculo mecánico del conductor se ha considerado las siguientes hipótesis de acuerdo a las condiciones ambientales de la zona del proyecto, las que se muestran a continuación:

HIPOTESIS N°1 : ESFUERZOS MAXIMOS

- Temperatura Mínima : 5 °C
- Presión del Viento : 30 kg/m²
- Esfuerzo de trabajo : 40% de tiro de rotura

HIPOTESIS N°2 : E.D.S.

- Temperatura media : 20 °C
- Presión del Viento : 0 kg/m²
- Esfuerzo de Trabajo : 18% del tiro de rotura

HIPOTESIS N°3 : FLECHA MAXIMA

- Temperatura máxima : 50 °C
- Presión del Viento : 0

HIPOTESIS N°4 : OSCILACION DE CADENA

- Temperatura : 5 °C
- Presión del Viento : 15 kg/m²

HIPOTESIS N°5 : FLECHA MINIMA

- Temperatura mínima : 5 °C

2.7.1. Cálculo mecánico de estructuras

a) Criterios de diseño y cálculo

Las alturas del punto de amarre del conductor inferior para cada tipo de estructura se muestran en el plano de estructuras típicas.

Cada tipo de estructura típica ha sido propuesta en función de sus vanos característicos siguientes:

- Vano máximo: El vano más largo admisible de los adyacentes a la estructura, que determina las dimensiones geométricas.

- Vano viento: La longitud proyectada de la semisuma de los vanos adyacentes (para el cálculo de la carga debida al viento).
- Vano gravante: La distancia horizontal entre los puntos más bajos (reales o ficticios) del perfil del conductor en los dos vanos adyacentes a la estructura y que determinan la reacción vertical sobre la estructura en el punto de amarre del conductor.

En el diseño de las estructuras, deberán ser confirmadas en la ingeniería de detalle que deberá ser desarrollada por el constructor de la obra, pero se deberá tener en consideración el ángulo de desvío máximo admitido de los conductores.

b) Cargas de Diseño de Estructura

✓ **Cargas Normales:**

En condiciones de cargas normales se admitirá que la estructura está sujeta a la acción simultánea de las siguientes fuerzas:

- **Cargas verticales:**
 - El peso de los conductores, aisladores y accesorios para el vano gravante correspondiente.
 - El peso propio de la estructura.
- **Cargas transversales horizontales:**
 - La presión del viento sobre el área total neta proyectada de los conductores, y cadena de aisladores para el vano medio correspondiente.
 - La presión del viento sobre la estructura.
 - La componente horizontal transversal de la máxima tensión del conductor, determinado por el ángulo máximo de desvío.

✓ **Cargas Excepcionales:**

En condiciones de carga excepcional se admitirá que la estructura estará sujeta, además de las cargas normales, a una fuerza horizontal correspondiente a la rotura de un conductor.

Esta fuerza tendrá el valor siguiente:

- Para estructura de suspensión: 50% de la máxima tensión del conductor.
- Para estructura de anclaje: 100% de la máxima tensión del conductor.
- Para estructura Terminal: 100% de la máxima tensión del conductor.

Esta fuerza será determinada en sus componentes longitudinal y transversal según el correspondiente ángulo de desvío.

✓ **Cargas del Viento sobre la Estructura:**

La carga del viento sobre la estructura será calculada de acuerdo a la fórmula siguiente:

$$W = q A \quad (2.5)$$

Donde:

W: Es la carga total del viento, en kg.

q: Es la presión del viento, en kg/m². El valor de la presión del viento se asumirá igual a 30 kg/m²

A: Área neta proyectada de la estructura.

El factor de seguridad, es decir la relación entre el esfuerzo límite de la estructura y el esfuerzo máximo calculado para la condición de carga más desfavorable, no será menor que:

- Para cargas normales 4.0
- Para cargas excepcionales: 2.5

2.7.2. Trazo de la ruta

La selección de la ruta elegida para la **LÍNEA DE TRANSMISIÓN EN 60 kV** desde **SUBESTACIÓN CONSTANTE** hasta **SUBESTACION BAYOVAR** es prácticamente única, en razón que es hacia un lado de la actual carretera a la localidad de Bayovar desde la localidad de Constante.

La ingeniería de detalle deberá tener los criterios de selección siguiente.

Escoger una poligonal que tenga el menor número de vértices y la menor longitud.

Son prácticamente nulas las zonas de derrumbes por fallas geológicas.

Proximidad a la carretera y caminos que faciliten el transporte y el montaje.

Evitar el paralelismo y cruces con líneas de comunicaciones y de energía.

Se muestra gráfico aproximado de la ruta del proyecto.

El dibujo del perfil y planimetría longitudinal de la línea de transmisión deberán ser trazados en las siguientes escalas:

Escala horizontal : 1/50000

Escala vertical : 1/50

2.7.3. Derecho de paso

Se ha previsto una franja de servidumbre, establecida por la norma DGE – 025-P.1/1988, de 16 metros de ancho, de manera que se tenga 8 metros libres a ambos lados del eje de la línea.

Para el caso de estructuras en madera, la indemnización será por la ocupación física de la estructura.

2.7.4. Distribución de estructuras.

Para efectuar la distribución de las estructuras, se utilizarán las dimensiones y alturas de las estructuras típicas cuyos detalles se adjuntan en el presente proyecto.

Se ha utilizado postes de madera de 55 y 60 pies de altura, las que permiten una distribución adecuada en el perfil de la línea.

Se recomienda que la distribución de estructuras se realice mediante el programa de cálculo "Tower Spotting".

TABLA N° 2.5 Postes de madera que deberán utilizarse en la distribución de estructuras.

55 (pies)	60 (pies)
Clase 3	Clase 4
1360 Kg.	1090 Kg.

2.8. Diseño eléctrico

2.8.1. Tensión y número de circuitos

Dadas las características del flujo de potencia y la distancia a transmitir se ha considerado la tensión de 60 Kv, por ser una tensión existente en el área del proyecto.

De acuerdo a lo indicado en el estudio de demanda del Proyecto dado se prevé que la potencia final transmitida desde la Subestación Constante hasta Bayovar será de 20 MW. Y la potencia de corto circuito se deja para la ingeniería definitiva ya que en este caso consideramos el más crítico para efectos de costo.

Considerando el pronóstico de carga del sistema, la línea tendrá suficiente capacidad de transmisión, la presente propuesta considera en una Etapa en una sola terna.

El Sistema Eléctrico Propuesto permitirá abastecer en forma confiable la energía eléctrica demandada por la localidad de Bayovar así como las operaciones de la futura explotación de los yacimientos.

2.9. Descripción del equipamiento.

2.9.1. Conductor.

Las características principales del conductor de la línea son las siguientes:

- Material : Aleación de Aluminio.
- Sección nominal (mm²) : 240
- N° de hilos : 19
- Diámetros de los hilos : 2.85
- Diámetro exterior (mm) : 14.25
- Peso unitario (Kg/Km) : 333
- Carga de rotura (Kg) : 3455
- Módulo elast. (Kg/mm²) : 5700
- Resist. Eléctrica a 20° C (Ohm/km): 0.282
- Capacidad de corriente (Amp) : 389

Cargas mecánicas y factores de seguridad.

Los parámetros para el diseño mecánico de la línea han sido especificados de acuerdo con las normas y regulaciones vigentes en el país.

La máxima tensión de trabajo del conductor, estará afectado con un factor de seguridad superior a 2.5, habiéndose establecido un valor del 18% en condiciones E.D.S. (a 20° C).

2.9.2. Cadena de aisladores.

TABLA N° 2.6 Parámetros para diseño mecánico

1. Presión de viento	
- Conductor	: 30.0 Kg/m ² a 5° C
- Estructura	: 30.0 Kg/m ² 5° C
2. Rango de temperatura en el conductor	
- Mínimo	: 50° C
- Máximo	: 50° C
3. Hielo sobre el conductor: No se considera.	
4. Factores de seguridad	
- Conductor	
* EDS	: 5.5 (18%)

* Máximo de trabajo	: 2.5
- Estructura	: Madera
* Hip. Normal	: 4.0
* Hip. Excepcional	: 2.5
- Aisladores	: 3.0

La composición de las cadenas de aisladores es la siguiente:

- Cadenas de suspensión : 5 unidades
- Cadenas de anclaje : 6 unidades

Los aisladores serán de las siguientes características:

Material	: Porcelana o vidrio
Tipo	: Antifog
Acoplamiento	: Bola casquillo ANSI tipo B, 16 mm
Espaciamiento	: 146 ± 4.68 mm.
Diámetro	: 254 mm.
Distancia de fuga mínima	: 430 mm.
Carga electromecánica mínima	: 8,200 Kg.

de rotura.

Tensión disruptiva a baja frecuencia:

- En seco : 95 kV
- Bajo lluvia : 50 kV

Tensión disruptiva crítica de impulso:

- Positiva : 130 kV.
- Negativa : 140 kV

Para mantener las distancias de aislamiento en la estructura, se ha previsto el uso de contrapesos en los casos donde el vano peso de la estructura es muy inferior al vano viento.

Se ha previsto también, el uso de cadenas de anclaje invertida en los casos de estructuras sometidas con tiro hacia arriba, para evitar la acumulación de agua y el degradamiento del aislamiento.

Las cadenas de aisladores deberán estar compuestas por los siguientes accesorios.

2.9.2.1. Cadena de suspensión

- Grillete recto.
- Adaptador anillo – bola
- Adaptador casquillo – ojo
- Grapa de suspensión
- Varillas de armar.

2.9.2.2. Cadena de aisladores de anclaje normal

- Grillete recto
- Adaptador anillo – bola
- Adaptador casquillo – ojo
- Grapa de anclaje tipo comprensión

2.9.2.3. Cadena de anclaje invertido

- Grillete recto (2)
- Adaptador casquillo – ojo
- Adaptador ojo – bola
- Grapa de anclaje tipo comprensión.

2.9.3. Estructuras

Se proponen estructuras tipo H compuesto de 2 y 3 postes de madera tratada de 55 y 60 pies de altura, clase 3 y 4, que admiten esfuerzos máximos a la rotura por flexión de 1,360 y 1,090 kg., las que permitirán una distribución óptima en el perfil de la línea.

Su selección se ha decidido en función del fácil acceso a la línea, cuyo recorrido adyacente a la carretera facilita el transporte de las mismas así como por la facilidad en el montaje y manipuleo de las mismas.

De acuerdo al trazo de la ruta, se han previsto lo siguiente:

ESTRUCTURA HS : para alineamiento.

ESTRUCTURA HA : para retención en alimentación.

ESTRUCTURA H2B : para ángulos y terminal de línea.

ESTRUCTURA E : especial para vanos grandes.

La conexión de puesta a tierra se realizará en los puntos de sujeción de la cadena de aisladores en las crucetas o postes, con conductores de cobre blando de 35 mm², el cual se sujetará externamente al poste con grapas de sujeción adecuadas.

Los tipos de estructuras, a excepción los tipos HS estarán provistas de retenidas para asumir los esfuerzos longitudinales normales y excepcionales originados en las diferentes secciones de línea.

2.9.4. Puesta a tierra

Los sistemas de puesta a tierra están constituidos por contrapesos horizontales, cuya utilización permite la reducción de la resistencia de puesta a tierra a valores

Aceptables en suelos de muy alta resistividad mediante la variación de sus longitudes, número de contrapesos o ubicaciones de ellos en suelos más favorables.

Los valores de resistencia de puesta a tierra de las estructuras, en función del valor de la resistividad del terreno, tendrán los siguientes valores:

- Regiones poco transitables : 20 Ohm
- Regiones transitables : 10 Ohm

Los materiales utilizados para la puesta a tierra son:

Cable de puesta a tierra.

Se usará el conductor de copperweld de calibre 2 AWG.

Varilla de puesta a tierra.

Se usarán varillas de copperweld de 5/8" x 8' de longitud.

Los tipos de puestas a tierra que se proponen son:

- TIPO A: Contrapeso simple en la dirección longitudinal, a ambos lados, y en longitudes variables dependiendo del valor de la resistividad y adicionalmente dos jabalinas de copperweld.
- TIPO B: Contrapeso doble en la dirección longitudinal, a ambos lados, y en longitudes variables dependiendo de valor de la resistividad, adicionalmente dos jabalinas de copperweld.
- TIPO C: Contrapeso doble en la dirección longitudinal, a ambos lados, y en longitudes variables dependiendo del valor de la resistividad.

El conductor que se utilizará para los contrapesos será de copperweld 2 AWG, por su conductividad y su alta resistencia a la corrosión.

La bajada de puesta a la tierra se realizará en los puntos de sujeción de la cadena de aisladores en las crucetas o postes, con conductores de cobre blando de 35 mm², el cual se sujetará externamente al poste con grapas de sujeción adecuadas.

2.9.5. Cimentaciones

Para las estructuras de la línea, se ha previsto cimentación compuesta por una capa de ripio de capas sucesivas de arena y piedra, las cuales son apisonadas neumáticamente.

Los métodos de cálculo de cimentaciones aplicados permitirán determinar las dimensiones de volumen de terreno, aprovechando las reacciones mecánicas propias del mismo.

Los planos mostrados del diseño, son de carácter referencial, ya que los diseños definitivos se realizarán, en la ingeniería de detalle a ser desarrollada por el constructor, aquel deberá tomar en cuenta el tipo de terreno que es probable encontrar a lo largo de la ruta de la línea.

Con el objeto de utilizar un adecuado tipo de cimentación deberán efectuarse pruebas de resistencia mecánica de terreno para así poder hacer una clasificación más exacta de los diferentes tipos de terreno, de acuerdo con su capacidad portante.

2.9.6. Accesorios

Los elementos a ser utilizados para la fijación de los aisladores a las estructuras y al conductor, los accesorios de las estructuras, del conductor, de las retenidas y del sistema de puesta a tierra, serán de un diseño apropiado a su función mecánica y eléctrica y adecuada a las condiciones de servicio de la línea.

Se utilizarán los siguientes accesorios:

a. Accesorios del conductor.

- Grapa de suspensión
- Varillas de armas
- Grapa de anclaje tipo comprensión
- Manguitos de empalme
- Manguitos de reparación
- Equipo para empalmar
- Amortiguadores

b. Accesorios de las cadenas de aisladores

- Grillete recto
- Adaptador anillo – bola
- Adaptador casquillo – ojo
- Adaptador bola – ojo
- Horquilla para contrapeso

- Perno de enganche de pesas
 - Pesas de 25 kg.
- c. Accesorios de puesta a tierra
- Conductor de copperweld 2 AWG
 - Conectores bifilares bimetálicos
 - Varilla de copperweld 5/8" ϕ x 8'
 - Arandela plana cuadrada para anclaje 4" x 4" x 1/4"
Tuerca para perno de anclaje de 5/8" ϕ

CAPITULO III

CONSIDERACIONES DE DISEÑO DE LAS SUBESTACIONES

3.1. Generalidades

El presente Estudio, se refiere a las consideraciones del diseño de las obras electromecánicas y civiles de las subestaciones Ampliación S.E. Constante y la nueva S.E. Bayovar.

3.2. Ubicación de las subestaciones.

La subestación constante forma parte del Sistema Interconectado Centro Norte, y está ubicada en la zona de Sechura, en el ámbito de la zona de concesión de la empresa de distribución Electronoroeste SA., en el departamento de Piura, a una altura menor de 1000 m. sobre el nivel del mar.

La subestación Bayovar estará ubicada en la localidad de Bayovar, “pegado casi al mar”, en la provincia de Sechura, muy cerca de punta Aguja, en el departamento de Piura.

3.3. Equipamiento de las subestaciones.

3.3.1 Transformador de potencia

Sub Estación Bayovar.

Tipo	:	Trifásico, en baño de aceite.
Relación de Transformación	:	62 ± 17 X 1%/22.9/13.2-10 kV.
Potencial nominal	:	20/4/7 MVA-ONAN 13/5/9 MVA – ONAF
Tipo de regulación	:	Automática, bajo carga
Grupo de conexión	:	Yno/Yno/d5
Transformadores de corriente:	Incorporados en los pasatapas	

En 62 kV	:	100-125/5/5A	30 VA – cl. 5P`20
			30 VA – cl. 0.5

En 22.9 kV	:	100-125/5/5/5A	30 VA - Cl. 5P20 30 VA - cl. 5P20 30 VA - cl. 0.5
En 13.2-10 kV	:	25-500/5/5A	30 VA-cl. 5P20 30 VA-cl. 0.5

3.3.2. Equipos de operación y maniobra.

▪ Ampliación Sub Estación Constante

Se ha previsto ampliar el sistema de barra Simple existente, en 60 kV para posibilitar la instalación de una Celda de Salida hacia la S.E. en ese nivel de Tensión, constituida por:

Tres pararrayos 72 kV, 10 KA de óxido de zinc

- Un interruptor de Potencia 72.5 kV, 800 A.
- Un Seccionador de Línea con cuchilla de puesta a tierra de 72.5 kV, 800 A.
- Tres Transformadores de Corriente 72.5 kV -MR (600/5/5/5A)
- Dos pórticos (una para recepción y otro de salida)
- Aisladores en los pórticos.

▪ Sub Estación Bayovar

Se ha previsto la instalación de las siguientes celdas, tipo convencional:

- a) Una celda de llegada de línea en 60 kV según los estudios de máxima demanda realizado es de 20 Mw , a la intemperie constituida por:

Una (1) interruptor de potencia, 72.5 kV, 800A.

Un (1) seccionador con cuchilla de puesta a tierra, 72.5 Kv, 800 A.

Tres (3) pararrayos de 72 kV, 10 KA, de óxido de zinc.

Tres (3) transformadores de tensión, tipo capacitivo, de $66/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}/0.1/\sqrt{3}$, kV, 50 VA – cl. 3P y 50 VA – cl. 0.5

- b) Una celda de transformador, en 22.9 kV, constituida por:

Un (1) interruptor de potencia, 36 kV, 630 A.

Tres (3) transformadores de tensión tipo inductivo, de $22.9/\sqrt{3} /0.1/\sqrt{3}$ kV, 50 VA-cl. 0.5

- c) Dos (2) celdas de línea en 22.9 kV, constituidas cada una por:

Un (1) seccionador de barras 36 kV, 630 A.

Un (1) Interruptor de recierre (recloser) 36 kV, 630A, con sus transformadores de corriente tipo “bushing” respectivos.

- Un (1) seccionador con cuchilla de puesta a tierra, 36 kV, 630 A.
- d) Una celda del transformador, en 10 kV, constituida por:
 Un (1) interruptor de potencia, 17.5 kV, 630 A, tipo Recloser.
 Dos (2) seccionadores 17.5 kV, 630A
- e) Tres (3) celdas de salida en 10 kV, tipo metalclad, constituidas cada una por:
 Un (1) interruptor 17.5 kV aaazaz, 630A, tipo extraible.
 Tres (3) transformadores de corrientes de 150- 300/5/5A, 30 VA-cl. 5p10 y 30 VA-cl. 0.5.
- f) Una (1) celda de llegada en 10 kV ., tipo metalclad, constituida por:
 Un (1) seccionador 17.5 kV. 630 A.
 cl. 5p10 y 30 VA-cl. 0.5.
- g) Una (1) celda de servicios auxiliares, constituida por:
 Un (1) seccionador fusible de potencia, tripolar, 17.5 kV, 100A, Fus. 10. A
 Tres (3) seccionadores fusibles unipolares, 17.5 kV, Fus. 6A.
- h) Una (1) celda del banco de condensadores al exterior en 10 kV , tipo convencional, constitucional, constituido por:
 Dos (2) seccionadores 17.5 kV, 630 A.
 Un (1) interruptor de potencia 17.5 kV, 630 A.
 Tres (3) transformadores de corriente 200-400/5/5A, 30 VA-5P10.

3.3.3. Equipos de protección

- **Ampliación S.E. Constante.**

La protección de la línea 60 kV estará constituida por un Relé de Distancia y Relés de Sobre corriente (de fases y homopolar), complementando por un Relé de Recierre.

- **S.E. Bayovar**

En el lado de alta tensión del transformador de potencia estará constituido por un relé diferencial y relés de sobre corriente de fases y homopolar, más sus propios relés del transformador: Buchholz, imagen térmica, etc.

En el lado de 22,9 kV, la protección estará constituida por relés de sobre corriente de fases y homopolar.

En el lado de 10 kV, la protección estará constituida por relés de sobre corriente de fases y homopolar.

En el lado de 10 kV, la protección estará constituida por relés de sobre corriente de fases.

Para la protección contra fallas a tierra en las salidas 10 kV se instalarán relés direccionales de falla a tierra (67 N).

Para la protección contra un desbalance de tensiones en el Banco de condensadores se instalará un relé de sobre corriente homopolar (51N), así como un relé de Sobre corriente (50/51).

3.3.4. Servicios auxiliares.

En la subestación constante, los servicios auxiliares existentes están constituidos por:

- Un (1) tablero de servicios auxiliares en 220 V, 60 Hz.
- Un (1) tablero de servicios auxiliares en 110 Vcc.
- Un (1) tablero de servicios auxiliares en 48 Vcc.

En la S.E. Bayovar, los servicios auxiliares estarán constituidas por:

- Un (1) tablero de servicios auxiliares en 380/220 Vca, 60 Hz.
- Un (1) tablero de servicios auxiliares en 220 y 48 Vcc.
- Rectificador y banco de baterías en 220 y 48 Vcc.

Las subestaciones tendrán iluminación normal y de emergencia tanto al interior como al exterior.

3.3.5. Estructuras

Los pórticos de líneas y barras, así como los soportes de equipos serán de perfiles de acero, tipo A-36.0

3.3.6. Puesta a tierra de la subestación Bayóvar

3.3.6.1. Introducción

Este capítulo presenta los criterios y cálculos empleados para el diseño de la puesta a tierra de la Subestación.

El diseño y cálculo del sistema de puesta a tierra están relacionados directamente al tipo de suelo y resistividad así como a la configuración adoptada para este.

3.3.6.2. Diseño del sistema de puesta a tierra

El diseño está en función de la resistividad eléctrica del terreno. Se ha diseñado un sistema de puesta a tierra, con algunas alternativas que podrían ser útiles en ciertas circunstancias particulares en la obra.

Especialmente se utilizan varillas de puesta a tierra. En ciertos sitios de alta resistividad, la bentonita o tierra vegetal cernida podrían ser utilizadas para reducir la resistividad local del suelo.

La instalación es típica, el conductor está enterrado a una profundidad de aproximadamente 0,9 m. en el suelo, según los esquemas que se adjuntan. Las varillas de puesta a tierra (2,4 m. de largo y 15,9 mm de diámetro) deberán ser hundidas verticalmente y completamente enterradas en el suelo.

3.3.6.3. Criterios para el cálculo

Los criterios que ha permitido dimensionar la puesta a tierra son:

- Reducir la resistencia de puesta a tierra para proteger a las personas contra tensiones de toque y paso peligrosas que puedan establecerse por corrientes de dispersión durante fallas a tierras de la línea.
- Proporcionar un camino fácil y seguro para las corrientes de dispersión que resulten de descargas atmosféricas.

Para dimensionar el sistema de puesta a tierra se toman en cuenta que la resistividad eléctrica máxima del terreno en el que se instalará la malla puesta a tierra es de 126 Ohm-m.

3.3.6.4. Mediciones de resistividad eléctrica del terreno, equipo utilizado y metodología de cálculo.

Las mediciones de resistividad eléctrica del terreno tienen tres principales propósitos. Primero, como datos que son usados para realizar estudios geofísicos de localización de zonas de minerales, estratos superficiales del suelo y otros fenómenos geológicos.

Segundo, la resistividad del suelo tiene un impacto directo sobre el grado de corrosión de los sistemas de tuberías enterradas. Una disminución en la resistividad del suelo incrementa la actividad de corrosión; por tanto determina el tratamiento de protección a ser usado.

Tercero, la resistividad eléctrica del terreno interviene directamente en el diseño del sistema de puesta a tierra. Cuando se diseña un sistema de puesta a tierra es

recomendable ubicar áreas de baja resistividad eléctrica para obtener una instalación de aterramiento eléctrico más económico.

El diseño de los sistemas de puesta a tierra, para las torres de la Línea de transmisión y la Subestación asociada al estudio, requiere como dato el valor de la resistencia eléctrica del terreno.

3.3.6.5. Metodología y equipo utilizado.

Las mediciones de la resistividad eléctrica del terreno se han efectuado empleando el método de los cuatro (4) puntos (WENNER); que emplea cuatro (4) electrodos de prueba, cuya configuración se muestra en la figura A. Los electrodos se colocan en línea recta separadas una determinada distancia y a una misma profanidad; los electrodos 1 y 4 son usados para inyectar corriente (C1 y C2 respectivamente) y la diferencia de potencial se mide entre los electrodos 2 y 3 (P1 y P2 respectivamente).

Según WENNER la resistividad específica del suelo está dada por la siguiente expresión:

$$\rho = 2\pi aR, \quad \text{si } b \ll a \quad (3.1)$$

Donde:

- ρ : Resistividad eléctrica del terreno medida (Ohm – m)
- R : Resistencia eléctrica del terreno (Ohm)
- a : Distancia entre electrodos de prueba (m)
- b : Profundidad de penetración de los electrodos (m)

El equipo empleado para este propósito (GP-1) realiza automáticamente este cálculo, indicando directamente el valor de resistividad eléctrica del terreno para cada distancia determinada entre los electrodos.

▪ Equipo

Para las mediciones de resistividad eléctrica del suelo, se utilizó el probador de resistividad – Ground Probe, Marca AMPROBE, modelo GP-1.

Este instrumento es el resultado de la aplicación de una avanzada tecnología a la medición de resistividad eléctrica de suelos y de resistencia de puesta a tierra, posee el principio de balance – nulo estabilizada electrónicamente y mide con alta precisión la diferencia de potencial electrónico que aparece en el terreno. Además, la lectura de la resistividad es directa en el instrumento.

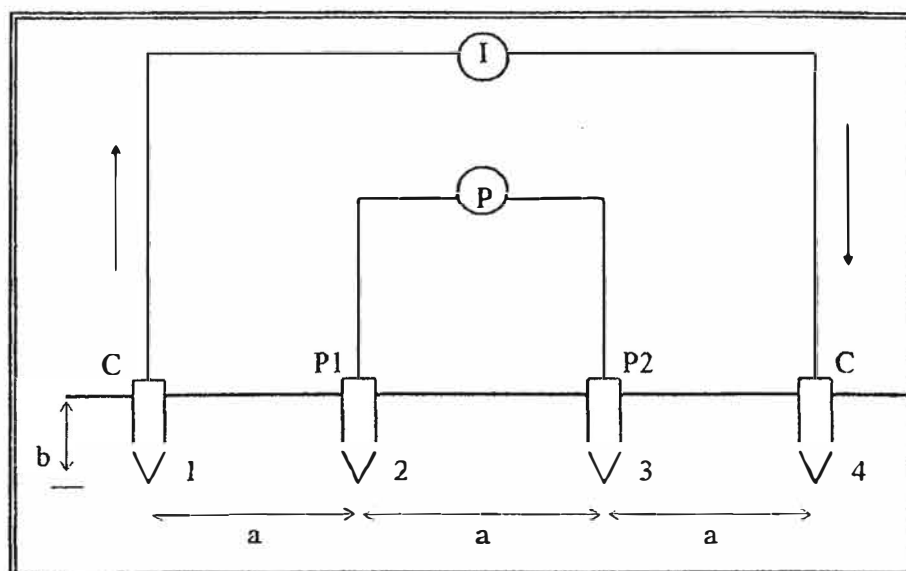


FIGURA 3.1 Esquema Básico de Principio de Probador de Resistividad eléctrica del suelo

3.4. Obras civiles

3.4.1 Ubicación de las subestaciones.

A) Ampliación Subestación Constante.

El Proyecto se ubica dentro de las instalaciones de la actual Subestación Constante en el área de Ampliación del Patio de Llaves. Regionalmente se localiza a unos 10 Km. hacia el Este del desvío de la carretera Panamericana Norte hacia Sechura.

B) Subestación Bayovar

El terreno de la Subestación Bayovar se encuentra situado en el extremo Nor-Oeste de Bayovar, hacia la localidad de Punta Aguja, sobre el Océano de Piura – Sechura.

El terreno presenta aproximadamente las siguientes dimensiones y orientación.

- Por el frente Norte = 48.50 m, colindante a terreno de cultivo.
- Por el frente Oeste = 48.25 m, colindante a terreno de cultivo.
- Por el frente Sur = 48.50 m., contiguo a una trocha carrozable, distante 150 m. de la carretera Panamericana Norte.

3.4.2. Accesos

A) Ampliación Subestación Constante Nueva

Para llegar a las instalaciones de la Subestación Constante existe una carretera asfaltada de unos 10 Km. de longitud interconectada con la Panamericana Norte en un desvío.

B) Subestación Bayovar

Desde la carretera Panamericana es fácilmente accesible al terreno mediante un camino angosto de tierra afirmada de unos 150 m. de longitud.

Deberá constituirse una losa de concreto armado en el cruce vehicular sobre la acequia existente de 0.80 m. de ancho promedio y un área inmediata al ingreso de la Subestación.

3.4.3. Áreas requeridas

El área comprendida entre los linderos de la subestación Bayovar es de 2,340 m² (48.50 x 48.25.)

Considerando 231.00 m², el área techada del Edificio de Control corresponde 2,109. m² al Patio de Llaves y áreas libres (Vías de circulación interna y áreas verdes),

Se ha considerado además un tratamiento (ensanche y afirmado) de la actual vía de acceso en un tramo de 180 m. de longitud.

Como área libre se entiende el área no techada de la subestación. Para el área libre se ha convenido en considerar las siguientes superficies:

- Afirmar, en las vías de circulación vehicular interna y patio de maniobras vehicular.
- Ripio de 100 mm. de altura en el área del patio de llaves y banco de condensadores.

3.4.4. Características del terreno

La configuración superficial del terreno es casi plana en toda su extensión, siendo la cota promedio de 6.00 m.s.n.m.

De acuerdo a un primer análisis Geológico – Geotécnico, el terreno superficialmente presenta una capa de suelo vegetal de 0.50 m. de espesor de composición arcillosa.

Frente al terreno de la subestación existente un canal de tierra que será recalificado en un tramo de 63 m. por una canaleta de concreto de 0.80 m. de ancho t altura variable; cuyos muros y losa serán de 0.15 m. de espesor.

3.4.5. Precio comparativo de transformadores

a. Generalidades.

Para determinar la Oferta más económica de los diversos Postores, se debe considerar el costo inicial del transformador y los costos de las pérdidas del transformador, tanto en el fierro como el cobre.

b. Valorización de las pérdidas de los transformadores.

La valorización de las pérdidas de un transformador, consiste en la determinación del capital inicial equivalente al gasto ocasionado por éstas durante la explotación y se calcula de la siguiente manera:

$$m = c \times h \times \frac{100}{A} \quad (3.2)$$

$$n = c \times h \times fp^2 \times \frac{100}{A} \quad (3.3)$$

Donde:

c = Costo de energía (\$/Kwh)

h = Horas al año (8 760 horas)

fp = Factor de Pérdidas

A = Coeficiente de Capitalización.

m = Valorización de las pérdidas en el fierro (\$/Kw)

n = Valorización de las pérdidas en el cobre (\$/Kw)

c. Cálculo del coeficiente de capitalización (a)

$$A = \frac{r}{1 - (1 + r)^{-t}} \times 100 \quad (3.4)$$

r = 12% tasa de interés anual

t = 30 años de vida útil del transformador

A = 12,414

d. Cálculo del factor de pérdidas (FP)

$$fp = 0,7 \times fc^2 + 0,3 \times fc \quad (3.5)$$

fc = factor de carga, que para nuestro caso se tiene un valor promedio de 0,7

fp = 0,553

e. Costo de la Energía (C)

C = 0,0262 \$/Kwh aproximado..

f. Cálculo del precio comparativo (CT)

$$CT = Ci + mPfe + nPcu \quad (3.6)$$

CT = Costo total del transformador para la comparación

Ci = Costo inicial del transformador

Pfe = Pérdidas en el hierro en Kw

Pcu = Pérdidas en el cobre en Kw

$$m = 0,0262 \times 8760 \times 100/12,414 = 1848.81 \leftrightarrow 1849 \text{ \$/Kw}$$

$$n = 0,0262 \times 8760 \times 0,4322 \times 100/12,414 = 345.03 \leftrightarrow 345 \text{ \$/Kw}$$

Luego:

$$CT = Ci + 1849 \times Pfe + 345 \times Pcu \quad (3.7)$$

3.4.6. Capacidad de servicios auxiliares

El cálculo se efectuará considerando las cargas alimentadas en servicio normal:

a) Cargador – Rectificador 110 Vcc : 50 A x 110 Vcc 5 500 W

b) Cargador – Rectificador de 48 Vcc: 30 A x 48 Vcc 1440 W

c) Calefacción de Equipos de Patio

Consumo unitario	: 150 W
N° de interruptores	: 6
Consumo Sub Total	: 900 W
N° de Seccionadores	: 17
Consumo Sub Total	: 2 550 W
N° Transformadores de medida	: 24
Consumo Sub Total	: 3 600 W
Consumo Total	: 7 050 W

d) Calefacción de tableros de control

Consumo unitario por Tablero	: 150 W.
N° de Tableros	: 9
Consumo Total	: 1 350 W.

e) Iluminación

	N°	W	W
- Exterior: proyectores	9	250 W	2 250 W
lámpara	9	250 W	2 250 W
Consumo Sub Total			
- Interior Fluorescente	18	40 W	720 W
Incandescentes	5	50 W	250 W
Consumo Total			5 470 W

f) Circuito de fuerza.

	N°	W	W
Exterior	2	1000 W	2 000 W
Interior	3	1000 W	3 000 W
Consumo Total			5 000 W.
g) Extractor de Aire de la Sala de Baterías			300 W
h) Ventilación Forzada del Transformador			25 000 W
l) Conmutador de Tomas del Transformador			5 000 W.
j) Equipo de tratamiento de aceite			5 000 W.
k) Reserva			5 000 W.

Puesto que estas cargas no operan simultáneamente, a cada una de ellas se aplicará un factor de simultaneidad para determinar la potencia del transformador.

TABLA N° 3.1 Obtención de Máxima Demanda

Carga	Potencia Instalada	Factor de Simultaneidad	Máxima Demanda (W)
A	5 500	0,80	4 400
b	1 440	0,80	1 152
c	7 050	0,80	5 640
d	1 350	0,80	1 080
e	5 470	0,80	4 376
f	5 000	0,80	4 000
g	300	0,50	150
h	25 000	0,50	12 500
i	5 000	0,50	2 500
j	5 000	0,50	2 500
k	5 000	0,50	<u>2 500</u>
			40 798

Considerando en factor de 0,85 se tiene una potencia de 47, 998 VA.

Por lo que el transformador de Servicios Auxiliares será de 50 KVA para la Subestación Bayovar de 60/22,9 Kw.

3.5. Equipos de corriente continua

3.5.1. Banco de baterías de 110 Vcc

a. Objetivo.

El Banco de Baterías instalada en la Subestación forma parte de los servicios auxiliares, tiene como función principal almacenar la energía que se utiliza en el accionamiento de los seccionadores e interruptores, por lo que deben hallarse en óptimas condiciones de funcionamiento.

b. Capacidad del Banco de Baterías de 110 Vcc.

- **Datos**

Tipo	Plomo Acido
Tensión Nominal (EM)	110 Vcc
Tensión Máxima (E _{max})	En + 10% = 121 V
Tensión Mínima (E _{min})	En – 15% = 93,5 V

- **Cálculo del número de Celdas**

$$\text{N}^\circ \text{ de Celdas} = \frac{E_{\text{max}}}{E_{\text{max}} / \text{celda}} = \frac{121}{2,2} = 55 \text{ celdas} \quad (3.8)$$

c. Requerimientos de Corriente Permanente.

• Protección		20 W
Relé de Multifunción de Línea		15 W
Relé diferencial del transformador		5 W
Relé de falla del interruptor		5 W
Relé de sobre corriente		5 W
Consumo por Celda		
Celda de Línea en 50 kV	1 celda	
	1 x (20 + 5 + 5)	30 W
Celda del Transformador en 50 kV	1 celda	
	1 x (15 + 5 + 5)	25 W
Celda del Transformador en 22,9 kV	1 celda	
	1 x (5)	5 W
Celda de Línea en 22,9 kV	3 celdas + 1 celda futura	
	4 x (5)	20 W
	Total =	80 W

• Control y Medición		
Cada módulo de control y medición	20 W	
Consumo por (9) celdas	9 x 20 W	180 W.
• Alumbrado de Emergencia		
- Reflectores	4 x 100 W	400 W
- Alumbrado de Emergencia	3 x 50 W	150 W
• Consumo permanente de la Subestación		
80 W + 180 W + 550 W		810 W.
	810 W	

d. Requerimientos de Corriente Instantánea.

Para la barra de 50 kV se ha considerado una protección de falta de interruptor que en caso de falla de uno de los interruptores, manda abrir a todos los interruptores conectados a dicha barra.

En la instalación se tiene:

- 01 Celdas de línea (1 proyectadas) equipada con interruptores tripolares.
- 01 Celda de Transformador equipada con Interruptores tripolares

El consumo unitario de cada bobina de disparo es de 300 W, luego el consumo instantáneo será:

$$1 \times 1 \times 300 \text{ W} + 1 \times 300 \text{ W} = 600 \text{ W}$$

Que corresponde a:

$$\frac{600 \text{ W}}{110 \text{ V}} = 5,455 \text{ A}$$

Conclusión la corriente más desfavorable de los catálogos de baterías para una corriente de descarga de 5,45 A y un tiempo de descarga de 8 horas, se tiene un banco de batería de una capacidad de 100 A-h.

e. Capacidad del cargador rectificador.

a) Datos.

- Corriente de Descarga 7,45 A.

- Capacidad de la Batería 100 A-H
- Tiempo de Descarga 8 h

b) Cálculo de la Corriente del Cargador (I_n)

$$I_n = \frac{80A \cdot h}{8h} + 7.45A = 17.45A \quad (3.8)$$

c) Conclusión.

Por lo tanto consideramos que el cargador – rectificador que se instalará en la S.E. Bayovar 50/22,9 kV tendrá una corriente nominal de 50 Acc.

3.5.2. Banco de baterías de 48 Vcc.

a. Objetivo.

La batería instalada en la subestación forma parte de los servicios auxiliares, tienen como función principal almacenar la energía que utiliza en el disparo de los interruptores, por lo que deben hallarse en óptimas condiciones de funcionamiento.

b. Capacidad del banco de baterías de 48 Vcc.

- **Datos**

Tipo	Plomo Acido
Tensión Nominal (EM)	48 Vcc
Tensión Máxima (Emax)	En + 10 % = 52,8 V
Tensión Mínima (Emin)	En – 15 % = 40,8 V

- **Cálculo del número de celdas**

$$N^{\circ} \text{ de Celdas} = \frac{E \text{ max}}{E_{\text{max}} / \text{celda}} = \frac{48}{2} = 24 \text{ celdas} \quad (3.9)$$

c. Requerimientos de corriente permanente.

Telecomunicaciones 1	100 W
Consumo de los Equipos de Telecomunicaciones 1	1 x 100 W
Telecomunicaciones 2	100 W
Consumo de los Equipos de Telecomunicaciones 2	1 x 100 W
Telecomunicaciones 3	100 W
Consumo de los Equipos de Telecomunicaciones 3	1 X 100 W.
TOTAL	300 W

$$\text{Que corresponde a: } \frac{300 \text{ W}}{48 \text{ V}} = 6,3 \text{ A.}$$

Conclusión

Tomando la corriente más desfavorable de los catálogos de batería para una corriente de descarga de 6,3 A y un tiempo de descarga de 8 horas se tiene un Banco de Baterías de una Capacidad de 50 A-h.

3.6. Capacidad del cargador rectificador

a) Datos

- Corriente de Descarga	6,3 A	
- Capacidad de la Batería	50	A-h
- Tiempo de Descarga	8	h

b) Cálculo de la corriente del cargador (In)

$$I_n = \frac{50 \text{ A-h}}{8} + 6,3 \text{ A} = 12,5 \text{ A} \quad (3.10)$$

c) Conclusión

Por lo tanto se considera que el cargador – rectificador que se Instalará en la S.E. Bayovar 60/22,9 kV tendrá una corriente nominal de 30 ACC.

3.7. Sistema de iluminación interior y exterior

a. Objetivo

La siguiente memoria de cálculo tiene por objetivo definir las condiciones de diseño para elementos que confirman el Sistema de Iluminación de la Subestación Bayovar, Patio de Llaves 60/22,9 kV.

b. Definición.

Como Sistema de Iluminación se entiende todos los sistemas de iluminación normal en corriente alterna y de iluminación de emergencia en corriente continua.

c. Generalidades

Las instalaciones de energía eléctrica como son las Subestaciones, deben ser dotadas de alumbrado para el personal de operación, mantenimiento y vigilancia pueden desarrollar sus trabajos respectivos. Aun en Subestaciones automatizadas, en que prácticamente no hay personal, se requiere alumbrado.

En la iluminación de una subestación se puede considerar cuatro propósitos básicos.

1. Seguridad en la Operación del Equipo
2. Tránsito sin peligro.
3. Inspección del Equipo
4. Trabajos de Mantenimiento.

Una cuestión importante en las subestaciones es el llamado alumbrado de emergencia al fallar el servicio de iluminación principal todas las áreas quedarían sin luz, precisamente en momento en que es necesaria la realización de maniobras para evitarlo, se debe contar con un sistema de alumbrado de emergencia, en continua.

Este tipo de alumbrado se debe instalar en zonas principales como escaleras pasillos de acceso y en áreas donde el personal puede llegar a tener contacto accidental con partes energizadas.

d. Criterios de diseño.

Las normas disponen que el nivel de iluminación en subestaciones debe estar comprendida entre 30 – 70 luxes, aumentándose en las salas de tableros hasta valores de 200 luxes, en general en una subestación, dependiendo del área de trabajo, se deben tener los siguientes niveles de iluminación.

El nivel de iluminación del patio de llaves incluyendo el cerco perimetral. :	30 luxes
- el nivel de iluminación del edificio de control	: 200 luxes
- el nivel de iluminación de emergencia del patio de llaves	20 luxes
- el nivel de iluminación de emergencia del edificio de control	50 luxes

e. Función de alumbrado

Las funciones que debe acentuar un alumbrado, al incidir sobre los diferentes tipos de aparatos son las siguientes:

Transformador. Véase niveles de aceite en las boquillas, fugas de aceite, medidores de presión y temperatura en el tanque principal y en el del cambiador de aceite de derivaciones así como medidores de flujo en las bombas de aceite.

Interruptores en aceite. Véase fugas de aceite, obsérvese los dispositivos de control de los compresores o bombas dentro de los gabinetes de control.

Boquillas terminales de los cables de energía. Detéctese fugas de aceite por contraste.

Cuchillas. Véase indicadores de posición, eslabones mecánicos de la posición de las cuchillas, dispositivos de operación manual y evidencias de arqueo y calentamiento excesivo.

f. Tipo de alumbrado.

En una subestación, dependiendo de su magnitud se puede utilizar desde un simple sistema de alumbrado, hasta varios sistemas y desde luminarias de focos incandescentes y fluorescentes, hasta luminarias de alta intensidad de descarga.

En las instalaciones que ocupan grandes superficies de terreno se recomienda utilizar vapor de sodio para la iluminación del equipo exterior y lámpara fluorescentes para el alumbrado interior del edificio de control.

3.8. Procedimiento del cálculo de la red de tierra profunda

Procedimiento para la elaboración de la Malla de una Subestación.

Datos necesarios:

1. Las mediciones realizadas por el método de Wenner a fin de obtener la estratificación del suelo.
2. La resistividad aparente del Suelo. Generalmente se usa piedra chancada en la superficie del suelo sobre la malla, la cual forma una camada aislante, contribuyendo en la seguridad del personal, se usa un valor de (3 000 Ω hm-m) y con una profundidad de 0.90 m.
3. La corriente de cortocircuito máxima entre fase a tierra, para la Subestación Bayovar se tomo un valor en el año 2003 que fue de 5,09 KA
4. Tiempo de falla para una máxima corriente de cortocircuito fase a tierra, depende del estudio de la red por lo general es de 0.2 s.
5. Área de la Malla pretendida (largo = 46 m. y ancho = 34 m.)
6. Profundidad de la Malla por lo general es de 0.90 m.
7. Número de varillas o hasta que se van a colocar y la longitud de cada una de ellas.

a. Dimensionamiento del conductor.

El conductor de la malla se dimensionan tomando en cuenta los esfuerzos mecánicos y térmicos que puede soportar, a su vez el conductor debe soportar los esfuerzos de compresión al cual estará sujeto, por lo general la mínima sección del conductor será de 70 mm².

$$I = 226,53 S_{\text{cobre}} \sqrt{\frac{1}{t_{\text{falla}}} \ln \left(\frac{\theta_m - \theta_a}{234 + \theta_a} + 1 \right)} \quad (3.11)$$

Scobre = Sección del Conductor de Cobre de la Malla de Tierra en mm²

I = Corriente de falla en amperios

t de falla = Tiempo de la Falla en Segundos

θ a = temperatura Ambiente en °C

θ m = temperatura máxima permisible en °C (dependen del tipo de conexión adoptado).

b. Corriente de falla de la malla:

La Corriente de falla (Corto Circuito) generalmente se utiliza un 60%

$$I_{\text{falla conductor de malla}} = 60\% I_{\text{corto máximo}} \quad (3.12)$$

c. Dimensiones de la malla.

El dimensionamiento de la Malla a Tierra es un proceso interactivo que es parte del Proyecto inicial de la Malla.

Teniendo las dimensiones de la Malla se determina el número de conductores paralelos a lo largo de los lados de la malla con la siguiente expresión.

$$N_b = \frac{b}{e_b} + 1 \quad (3.13) \quad N_\alpha = \frac{a}{e_a} + 1 \quad (3.14)$$

e_a = Es el ancho de cada cuadrícula a lo Ancho de la Malla.

e_b = Es el largo de cada cuadrícula a lo largo de la Malla

b = Es el largo de la Malla

a = Es el ancho de la Malla

Juntando las dos expresiones tenemos el Largo del Conductor:

$$L_{\text{cabo}} = a N_b + b N_\alpha \quad (3.15)$$

Durante el dimensionamiento se introduce hasta o varillas en la malla para mejorar el diseño, la longitud total de la malla se considera con las varillas.

$$L_{total} = L_{cabo} + L_{hastas} \quad (3.16)$$

Lcabo = Longitud del Conductor de la Malla.

Lhastas = Longitud de las hastas o varillas clavadas en la malla

d. Resistencia de aterramiento de la malla

La resistencia de aterramiento se calcula con la formula siguiente:

$$R_{malha} = pa \left[\frac{1}{L_{TOTAL}} + \frac{1}{\sqrt{20A}} \left(1 + \frac{1}{1 + h\sqrt{\frac{20}{4}}} \right) \right] \quad (3.17)$$

Donde:

A = Área de la Malla

H = Profundidad de la Malla (m) puede ser entre $0.25 \text{ m} < h < 2.5 \text{ m}$.

Ltotal = Longitud total del conductor de cobre mas las varillas.

e. Potencial de la malla

El potencial de la malla (V_{malha}) es definido como la tensión de toque máximo encontrado dentro de una malla cuando ocurre la falla – tierra. Generalmente la corriente de defecto se distribuye por los bordes de la Malla.

El potencial de Malla máximo se encuentra en la siguiente expresión.

$$V_{malha} = \frac{pa K_m K_1 L_{malha}}{L_{total}} \quad (3.18)$$

Km = Se define como el coeficiente de malla que es influenciada por la profundidad de la malla, diámetro del conductor y espaciamiento entre conductores esta dado por la siguiente expresión (sin varilla).

$$km = \frac{1}{2\pi} \left\{ l_n \left[\frac{e^2}{16hd} + \frac{(e+2h)^2}{8ed} - \frac{h}{4d} \right] + \frac{K_{II}}{K_h} \ln \frac{8}{n(2N-1)} \right\} \quad (3.19)$$

- h** = Profundidad de la Malla
e = Espaciamiento de conductores
d = Diámetro del Conductor (m)
k.o = 1 Para hasta clavada a lo largo del perímetro
kh = Corrección de la profundidad.
ho = 1 m.

$$K_h = \sqrt{1 + \frac{h}{h_o}} \quad (3.20)$$

- Ki** = Se define como el coeficiente de irregularidad que condensa los efectos de una distribución uniforme de la corriente por la Malla.

$$K_i = 0,656 + 0,172 N \quad (3.21)$$

- N** = Malla rectangular
Ltotal = Longitud total del conductor

Cuando la malla es colocada con varillas tiene mayor facilidad de distribución de la corriente en el suelo por lo que el potencial de malla calculado es el siguiente con la siguiente expresión.

En este caso la corrección incrementa en un 15% más por la presencia de las hastas.

$$L_{total} = L_{cabo} + 1,15 L_{hastas} \quad (3.22)$$

Asimismo en este caso el Valor del Potencial de la Malla será.

$$V_{malha} = \frac{pa K_m K_1 L_{malha}}{L_{cabo} + 1,15 L_{hastas}} \quad (3.23)$$

f. Potencial de paso de la malla

La Ecuación para determinación del Mayor Potencial de Paso V_{pm} que surge en la superficie de la Malla, cuando ocurre una falla a tierra.

$$V_{pM} = \frac{pa K_2 K_1 L_{malha}}{L_{total}} \quad (3.24)$$

- Kp** = Coeficiente que se introduce para calcular una mayor diferencia de

potencial entre dos puntos distanciados de 1 m., este coeficiente relaciona todos los parámetros de la malla.

g. Potencial de toque máximo

Este valor establece el valor límite de tensión de toque para no causar fibrilación, significa que la malla satisface todos los requisitos de seguridad y esta bien dimensionada.

$$V_{\text{toque máximo de malha}} = R_{\text{malha}} \cdot I_{\text{malha}} \leq V_{\text{toque máximo}} \quad (3.25)$$

CAPITULO IV

METRADO Y PRESUPUESTO

4.1 Costo de suministro – L.T. desde Sub Estación Constante hasta Bayóvar

Explicación.- en la línea de transmisión se requiere de estructuras de madera, cadena de aisladores, conductores, retenidas, puesta a tierra, herrajes de anclajes, amortiguadores, Como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA N° 4.1 Costo de suministro – L.T. desde Sub Estación Constante hasta Bayóvar

Item	Componente	Cant.	Und.	P.U.	Parcial	US\$ / Km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE MADERA					10.291,29
	Poste de madera 60' cl 4	2	u	600,00	1.020,00	
	Crucetas de madera 22'	2	u	250,00	500,00	
	Brazos en X, 13'	2	u	98,00	196,00	
	Accesorios varios	1	cjto	115,00	115,00	
					2011,00	
	Estructuras por kilometro				4,45	
	Vano promedio	290	m			
	Incremento por anclaje			15%		
A.2	CADENAS DE AISLADORES					2.451,06
	Cadenas de suspensión					
	* Aisladores antifog	5	u	18,00	90,00	
	* Herrajes de suspensión	1	jgo	22,00	22,00	
	* Varilla de amar	1	u	8,00	8,00	
	* Amortiguadores	2	u	12,00	24,00	
					144,00	
	Cadenas de anclaje					
	* Aisladores antifog	6	u	18,00	90,00	
	* Herrajes de anclaje	1	jgo	60,00	60,00	
	* Amortiguadores	1	u	12,00	12,00	
					162,00	
	Costo promedio				153,00	
	incremento por anclajes				20%	
A.3	CONDUCTORES					5.679,30
	Conductor AAAC 240 mm2	1	km	1.700,00	1.700,00	
	Manguitos, empalmes	1	cjto	21,00	21,00	
					1.721,00	
	Incremento por flecha y otros				10%	

A.4	COSTOS DE RETENIDAS					1.068,00
	Cable alumoweld 7 No. 9 AWG	21	m	2,80	58,80	
	Guardacabos	2	u	1,60	3,20	
	Mordaza preformada	2	u	13,50	27,00	
	Varilla de anclaje	1	u	14,00	14,00	
	Abrazadera	1	u	54,00	54,00	
	Bloque de concreto	1	u	21,00	21,00	
					178,00	
	Número de retenidas por kilometro	6	u			
A.5	PUESTA A TIERRA					877,54
	Conductor de bajada Cu. 35 mm ²	40	m	1,70	68,00	
	Conectores bifilares	5	u	3,20	16,00	
	Conectores de cable a tierra	3	u	4,00	12,00	
	Conductor cooperweld 2 AWG	70	m	1,20	84,00	
	Jabalinas copperweld 5/8" x 8'	2	u	8,50	17,00	
	Grapas de doble vía	2	u	2,60	5,20	
					1897,20	
	Estructuras por kilometro	4,45	u			
	TOTAL SUMINISTROS (US\$ / Km)					19.367,19

4.2 Costo de montaje – L.T desde Sub Estación Constante hasta Bayóvar

Explicación.- en el montaje de la línea de transmisión ,será necesario el replanteo topográfico, estudios geotécnicos ,limpieza de faja de servidumbre ,campamentos, caminos de acceso, ensamblaje de estructuras, colocación de estructuras ,instalación de cadenas de aisladores montaje del conductor ,puestas a tierra, instalación de retenidas, transporte de materiales y pruebas. Todo con una supervisión a nivel de ingeniería.

TABLA N° 4.2 Costo de montaje – L.T desde Sub Estación Constante hasta Bayóvar

ITEM	COMPONENTE	Cant.	Und.	P.U.	PARCIAL	US\$ / Km
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo topográfico	1	km	260,00	260,00	
B.2	Estudios geotécnicos	1	km	195,00	195,00	
B.3	Limpieza de faja servidumbre	1	km	143,00	143,00	
B.4	Campamentos	1	km	780,00	780,00	
B.5	Caminos de acceso	1	km	850,00	850,00	
B.6	Excavación y erección de estructura	1	km	4.290,00	4290,00	
B.7	Ensamble de estructura	1	km	422,50	422,50	
B.8	Instalación de cadenas aisladores	1	km	175,50	175,50	
B.9	Montaje de conductor	1	km	4.290,00	4,290,00	
B.10	Puestas a tierra	1	km	468,00	468,00	
B.11	Instalación de retenidas	1	km	1.105,00	1105,00	
B.12	Transporte de materiales	1	km	942,51	942,51	
B.13	Ingeniería y Pruebas	1	km	501,20	501,20	
	TOTAL MONTAJE				14.422,71	14.422,71

4.3. Costo total-L.T. desde Sub Estación Constante hasta Bayóvar

Explicación.- el costo de suministro y el costo de montaje, sumado a un costo estimado de servidumbre, imprevistos y supervisión y administración, todo ello dará un costo general como lo mostramos a continuación:

TABLA N° 4.3 Costo total-L.T. desde Sub Estación Constante hasta Bayóvar

ITEM	COMPONENTE	Cant.	Und.	P.U.	PARCIAL	US\$
A	COSTO DE SUMINISTRO	1	Km	19.367,19	19.367,19	
B	TOTAL MONTAJE	1	Km	14.422,71	14.422,71	
	TOTAL COSTO DIRECTO					33.803,90
	SERVIDUMBRES		est.			1.000,00
	IMPREVISTOS		12%			4.056,47
	SUPERVISIÓN Y ADMINISTRACIÓN		10%			3.380,39
	COSTO TOTAL GENERAL POR KILOMETRO					42.240,76
	TOTAL COSTO GENERAL LINEA DE TRANSMISIÓN (41 Km)	41	Km			1'731.871,16

4.4. Costo de Suministro – Conductor Sub Estación E50 – Constante

Explicación.- las estructuras de madera ya existen, cadenas de aisladores serán los mismos, retenidas los mismos, puestas a tierra los mismos y solo se tendrá que considerar el costo del conductor AAAC 240 mm² como se muestra en la siguiente tabla:

TABLA N° 4.4 Costo de Suministro – Conductor Sub Estación E50 – Constante

Item	Componente	Cant.	Und.	P.U.	Parcial	US\$ / Km
A	SUMINISTROS					
A.1	ESTRUCTURAS DE MADERA					0,00
	Poste de madera 60' cl 4	0	u	510,00		
	Crucetas de madera 22'	0	u	230,00		
	Brazos en X, 13'	0	u	95,00		
	Accesorios varios	0	cjto	105,60		
	Estructuras por kilometro					
	Vano promedio	290				
	Incremento por anclaje			15%		
A.2	CADENAS DE AISLADORES					0,00
	Cadenas de suspensión					
	* Aisladores antifog	0	u	15,00		
	* Herrajes de suspensión	0	jgo	20,00		
	* Varilla de amar	0	u	7,50		
	* Amortiguadores	0	u	11,00		

	Cadenas de anclaje					
	* Aisladores antifog	0	u	15,00		
	* Herrajes de anclaje	0	jgo	52,00		
	* Amortiguadores	0	u	11,00		
	Costo promedio					
	incremento por anclajes					
A.3	CONDUCTORES					5.679,30
	Conductor AAAC 240 mm2	1	Km	1.700,00		
	Manguitos, empalmes	1	cjto	21,00		
				1.721,00		
	Incremento por flecha y otros			10%		
A.4	COSTOS DE RETENIDAS					0,00
	Cable alumoweld 7 No. 9 AWG	0	m	2,78		
	Guardacabos	0	u	1,50		
	Mordaza preformada	0	u	13,00		
	Varilla de anclaje	0	u	13,00		
	Abrazadera	0	u	53,90		
	Bloque de concreto	0	u	20,00		
	Número de retenidas por kilometro					
A.5	PUESTA A TIERRA					0,00
	Conductor de bajada Cu. 35 mm2	0	m	1,65		
	Conectores bifilares	0	u	3,00		
	Conectores de cable a tierra	0	u	3,50		
	Conductor cooperweld 2 AWG	0	u	1,10		
	Jabalinas cooperweld 5/8" x 8'	0	u	8,00		
	Grapas de doble vía	0	u	2,50		
	Estructuras por kilometro					
	TOTAL SUMINISTROS (US\$ / Km)					5.679,30

4.5. Costo de Montaje – Conductor Sub Estación E50 – Constante

Explicación.- en el cambio de conductor se considera campamentos, montaje del conductor, transporte de materiales, pruebas y supervisión a nivel de ingeniería. Tal como mostramos a continuación:

TABLA 4.5 Costo de Montaje – Conductor Sub Estación E50 – CONSTANTE

Item	Componente	Cant.	Und.	P.U.	Parcial	US\$ / Km
B	MONTAJE Y PRUEBAS					
B.1	Replanteo topográfico	0	km	260,00	0,00	
B.2	Estudios geotécnicos	0	km	195,00	0,00	
B.3	Limpieza de faja servidumbre	0	km	143,00	0,00	
B.4	Campamentos	1	km	780,00	780,00	
B.5	Caminos de acceso	0	km	858,00	0,00	
B.6	Excavación y erección de estructura	0	km	4.290,00	0,00	
B.7	Ensamble de estructura	0	km	422,50	0,00	
B.8	Instalación de cadenas aisladores	0	km	175,50	0,00	
B.9	Montaje de conductor	1	km	4.290,00	4.290,00	
B.10	Puestas a tierra	0	cjto	468,00	0,00	
B.11	instalación de retenidas	0	km	1.105,00	0,00	
B.12	Transporte de materiales	1	glb	5,00%	283,97	

B.13	Ingeniería y Pruebas	1	km	501,20	501,20	
	TOTAL MONTAJE				5.855,17	5.855,17
	TOTAL DESMONTAJE DE LÍNEA	Global				1.000,00
	TOTAL COSTO DIRECTO					12.534,47
	SERVIDUMBRES		est.			0,00
	IMPREVISTOS		%	10%		1.253,44
	SUPERVISIÓN Y ADMINISTRACIÓN		%	8%		1.002,76
	COSTO TOTAL GENERAL POR KILOMETRO					14.790,6
	TOTAL COSTO GENERAL CAMBIO DE CONDUCTOR TRAMO E50 - SUBESTACION CONSTANTE	60,7	Km			897.793,7

4.6. Presupuesto de Ampliación de Sub Estación Constante

Explicación.-en la ampliación se aprovechara los transformadores de tensión para medir los niveles de tensión de 60 kV y consideramos interruptores de potencia de 60 kV, seccionadores de línea, transformadores de corriente, pararrayos, pórticos y barras, tablero de protección, mando, señalización y medición, sistemas de cables de B.T. y un 5% para gastos varios.

TABLA N° 4.6 Presupuesto de ampliación de subestación Constante

Ítem	Componente	Und	Cantidad	P.U. US\$	PARCIAL US\$
1.0	SUMINISTROS				
1.1	Transformador de Potencia	Cjto			0
1.2	Interruptores A.T. (72.5 KV)	Cjto	1	23,156	23,156
1.3	Seccionadores de Línea A.T.	Cjto	1	9,810	9,810
1.4	Seccionadores de Barra A.T.	Cjto	1	9,810	9,810
1.5	Transformador de corriente A.T.	Un	3	4,463	13,389
1.6	Transformador de tensión A.T.				
1.7	Pararrayos A.T.	Un	3	1,810	5,430
1.8	Interruptores M.T.	Un			0
1.9	Reclosers M.T.	Cjto			0
1.10	Seccionadores de Línea M.T.	Cjto			0
1.11	Seccionadores de Barra M.T.	Cjto			0
1.12	Transformador de corriente M.T.	Un			0
1.13	Transformador de tensión M.T.	Un			0
1.14	Pararrayos M.T.	Un			0
1.15	Interruptores B.T.	Un			0
1.16	Seccionadores B.T.	Cjto			0
1.17	Transformadores de Corriente B.T.	Un			0
1.18	Transformador de Tensión B.T.	Un			0
1.19	Pararrayos B.T.	Un			0
1.20	Trampa de onda A.T.	Un			0
1.21	Trafo de Servicios Auxiliares	Un			0
1.22	Cortacircuitos fusibles BT	Cjto			0
1.23	Pórticos y barras	Cjto	1	6,553	6,553
1.24	Tableros de Protecc. Mando. Señalización Medición	Cjto	1	40,000	40,000
1.25	Baterías y Cargadores	Cjto			0

1.26	Sistema de cables de B.T.	Cjto	1	5,000	5,000
1.27	Varios	Cjto	5%		5,657
	Parcial 1 – Suministros				118,805
2.0	MONTAJE Y OBRA CIVIL				
2.1	Montaje de la subestación		1	25,000	25,000
2.2	Obra Civil del patio de llaves		1	15,000	15,000
2.3	Obra Civil del Edificio de Control		1	3,000	3,000
	Parcial 2 - Montaje y Obra Civil				43,000
3.0	COMUNICACIONES				
3.1	Suministro		1	5,000	5,000
3.2	Montaje		1	2,000	2,000
	Parcial 3 – Comunicaciones				7,000
4.0	IMPREVISTOS		1	5%	8,440
5.0	INGENIERIA DE DETALLE		1	5,000	5,000
6.0	GASTOS GENERALES Y UTILIDADES		1	25%	42,201
7.0	SUPERVISION Y ADMINISTRACION		1	8%	13,504
	TOTAL COSTO (US\$) AMPLIACIÓN DE SUBESTACIÓN CONSTANTE				237,950.00

4.7. Presupuesto de Nueva Sub. Estación en Bayóvar

Explicación.- la nueva subestación será similar a la subestación CONSTANTE se considera un transformador de potencia, interruptor de potencia, seccionadores de línea, transformador de tensión, pararrayos, los transformadores de corriente están incorporados en el transformador de potencia, en el sistema de media tensión, interruptores de línea de M.T., seccionadores de línea. seccionadores de barra, transformadores de corriente de M.T. ,transformadores de tensión M.T., pararrayos M.T., interruptores de B.T., seccionadores B.T., transformadores de corriente B.T., seccionadores B.T., transformadores de tensión de B.T., pararrayos ,transformadores de servicios auxiliares, corta circuitos fusibles B.T., pórticos y barras, tableros de protección, mando, señalización y medición, baterías y cargadores, montaje, obras civiles, comunicaciones: suministro y montaje, supervisión a nivel de ingeniería e imprevistos. Tal como mostramos en la siguiente tabla:

TABLA N° 4.7 Presupuesto de Nueva Sub. Estación en Bayóvar

Item	Componente	Und	Cantidad	P.U. US\$	PARCIAL US\$
1.0	SUMINISTROS				
1.1	Transformador de Potencia	Cjto	1	180,000	180,000
1.2	Interruptores A.T. (72.5 KV)	Cjto	1	23,156	23,156
1.3	Seccionadores de Linea A.T.	Cjto	1	9,810	9,810
1.4	Seccionadores de Barra A.T.	Cjto			0
1.5	Transformador de corriente A.T.	Un			0
1.6	Transformador de tensión A.T.	Un	3	5,108	15,324
1.7	Pararrayos A.T.	Un	3	1,810	5,430
1.8	Interruptores M.T.	Cjto	1	19,704	19,704
1.9	Reclosers MJM.T.	Cjto	2	17,000	34,000
1.10	Seccionadores de Línea M.T.	Cjto	2	3,459	6,918
1.11	Seccionadores de Barra M.T.	Cjto	3	3,459	10,377
1.12	Transformador de corriente M.T.	Un	9	1,100	9,900
1.13	Transformador de tensión M.T.	Un	3	1,000	3,000
1.14	Pararrayos M.T.	Un	9	60	540
1.15	Interruptores B.T.	Cjto	1	17,913	17,913
1.16	Seccionadores B.T.	Cjto	1	2,439	2,439
1.17	Transformadores de Corriente B.T.	Un	3	800	2,400
1.18	Transformador de Tensión B.T.	Un	3	800	2,400
1.19	Pararrayos B.T.	Un	3	50	150
1.20	Trampa de onda A.T.	Un			0
1.21	Trafo de Servicios Auxiliares	Un	1	3,560	3,560
1.22	Cortacircuitos fusibles B.T.	Cjto			0
1.23	Porticos y barras	Cjto	1	15,000	15,000
1.24	Tableros de Protecc. Mando. Señalización Medición	Cjto	1	80,000	80,000
1.25	Baterias y Cargadores	Cjto	1	15,925	15,925
1.26	Sistema de cables de B.T.	Cjto	1	10,000	10,000
1.27	Varios	Cjto	5%		23,397
	Parcial 1 – Suministros				491,343
2.0	MONTAJE Y OBRA CIVIL				
2.1	Montaje de la subestación		1	90,000	90,000
2.2	Obra Civil del patio de llaves		1	70,000	70,000
2.3	Obra Civil del Edificio de Control		1	120,000	120,000
	Parcial 2 - Montaje y Obra Civil				280,000
3.0	COMUNICACIONES				
3.1	Suministro		1	15,000	15,000
3.2	Montaje		1	5,000	5,000
	Parcial 3 – Comunicaciones				20,000
4.0	IMPREVISTOS		1	5%	39,567
5.0	INGENIERIA DE DETALLE		1	10,000	10,000
6.0	GASTOS GENERALES Y UTILIDADES		1	25%	197,835
7.0	SUPERVISION Y ADMINISTRACION		1	8%	63,307
	TOTAL COSTO (US\$) NUEVA SUBESTACIÓN BAYOVAR				1'102,052

4.8. Resumen del Presupuesto

Explicación.-la línea de transmisión entre la subestación CONSTANTE y la subestación BAYOVAR, el cambio de conductor desde E50 hasta la subestación CONSTANTE, ampliación subestación CONSTANTE, nueva subestación BAYOVAR, sumando los cuatro tendremos el costo total del proyecto sin considerar los impuestos de ley (19 %)

TABLA N°4.8 Resumen del Presupuesto

		% incidencia
Línea de transmisión entre la SE Constante y SE Bayovar	\$ 1.731.871,16	43,63%
Cambio de conductor desde E50 hasta SE Constante	\$ 897.793,70	22,61%
Ampliación de subestación Constante	\$ 237.950,00	6,00%
Nueva subestación Bayóvar	\$ 1.102.052,00	27,76%
COSTO TOTAL DEL PRESUPUESTO (SIN IGV)	\$ 3.969.966,86	100%

CONCLUSIONES

1. El presente trabajo tiene como objetivo principal plantear una solución al problema del pueblo de BAYOVAR a Nivel preliminar.
2. En el presente trabajo como aporte se debe destacar que se considera tanto los estándares nacionales como internacionales, ya que en nuestro país no están definidas las normas en niveles mayores que 10 kV.
3. La inversión requerida para el proyecto motivo del presente informe asciende aproximadamente \$ 3.969.966,86 sin incluir impuestos de ley ,para una longitud de 41 Km. Dicho cálculo económico deberá tomar en cuenta el crecimiento real de las demandas dependientes del sistema, y que no ha sido materia del presente análisis.
4. Se considera una resistencia de puesta a tierra de 20 Ohm. este valor cumple con las normas internacionales.
5. Así como en zonas transitables se recomienda considerar una resistencia de puesta a tierra de 10 Ohm, por límites de tensión de toque y tensión de paso.
6. El conductor AAAC, es el óptimo para esta línea de transmisión debido a la cercanía del mar y que este tipo de material está dando resultados positivos en esta zona por ser resistente a la corrosión, el conductor elegido como resultado de las simulaciones de carga mediante el programa WINFLU es de 240 mm², la cual permite tener un buen nivel de regulación.

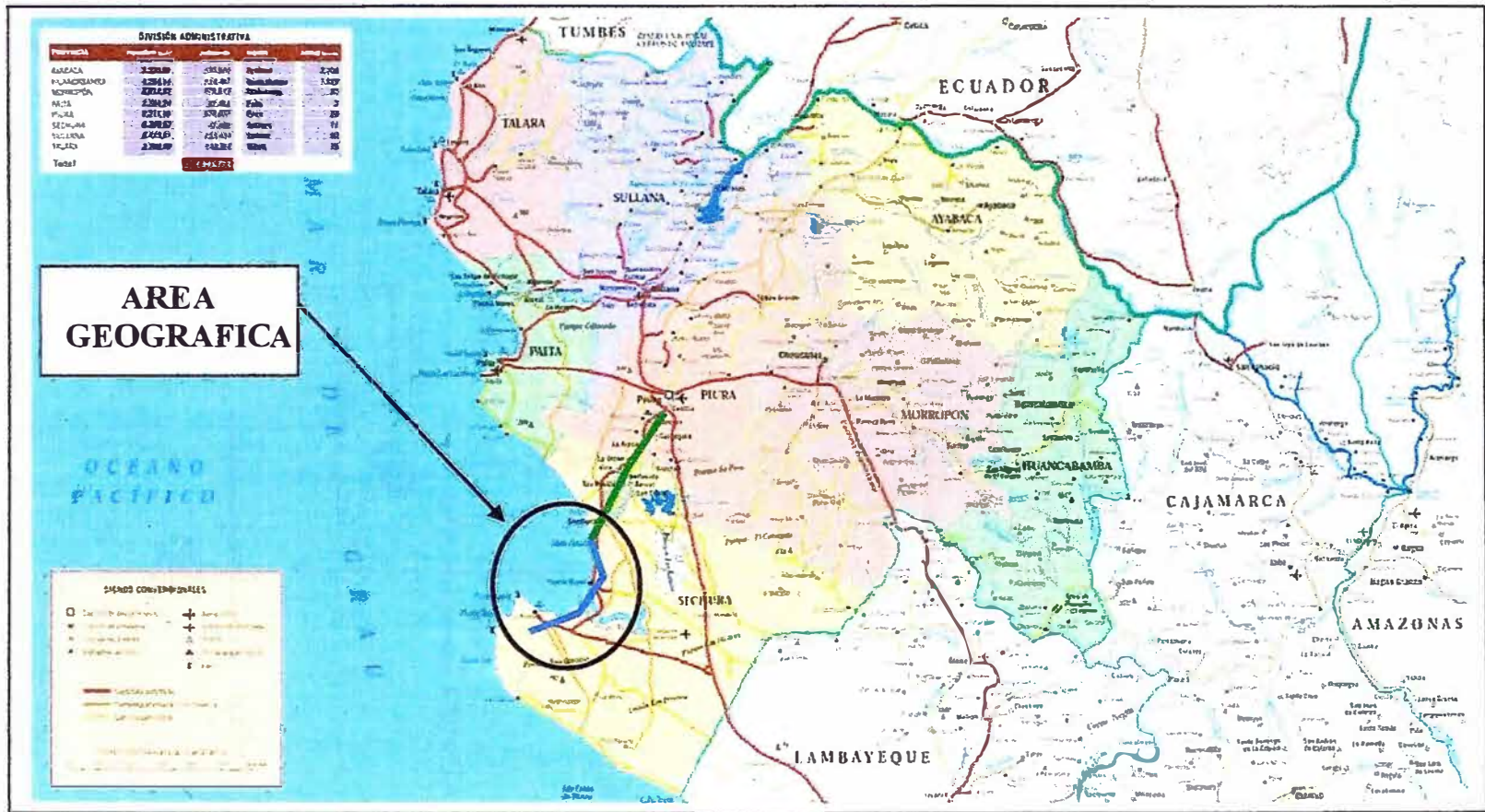
RECOMENDACIONES

1. En el diseño de las instalaciones se tendrá en cuenta factores de corrección y seguridad aplicados a los estándares existentes.
2. Es necesario realizar un estudio de demanda "in situ" en la localidad de Bayóvar, la misma que deberá ser sustentadas en lo posible, con pre contratos a fin de asegurar el consumo y recuperación de la inversión.
3. La Entidad Gubernamental o No Gubernamental que tenga el encargo de realizar la obra tendrá que realizar un proyecto de Ingeniería de Detalle necesariamente.
4. Deberá hacerse inspección de campo para analizar y determinar el adecuado estado de conservación de los soportes y particularmente de las crucetas que deberán soportar los esfuerzos de extendimiento del nuevo conductor de 240 mm².

BIBLIOGRAFIA

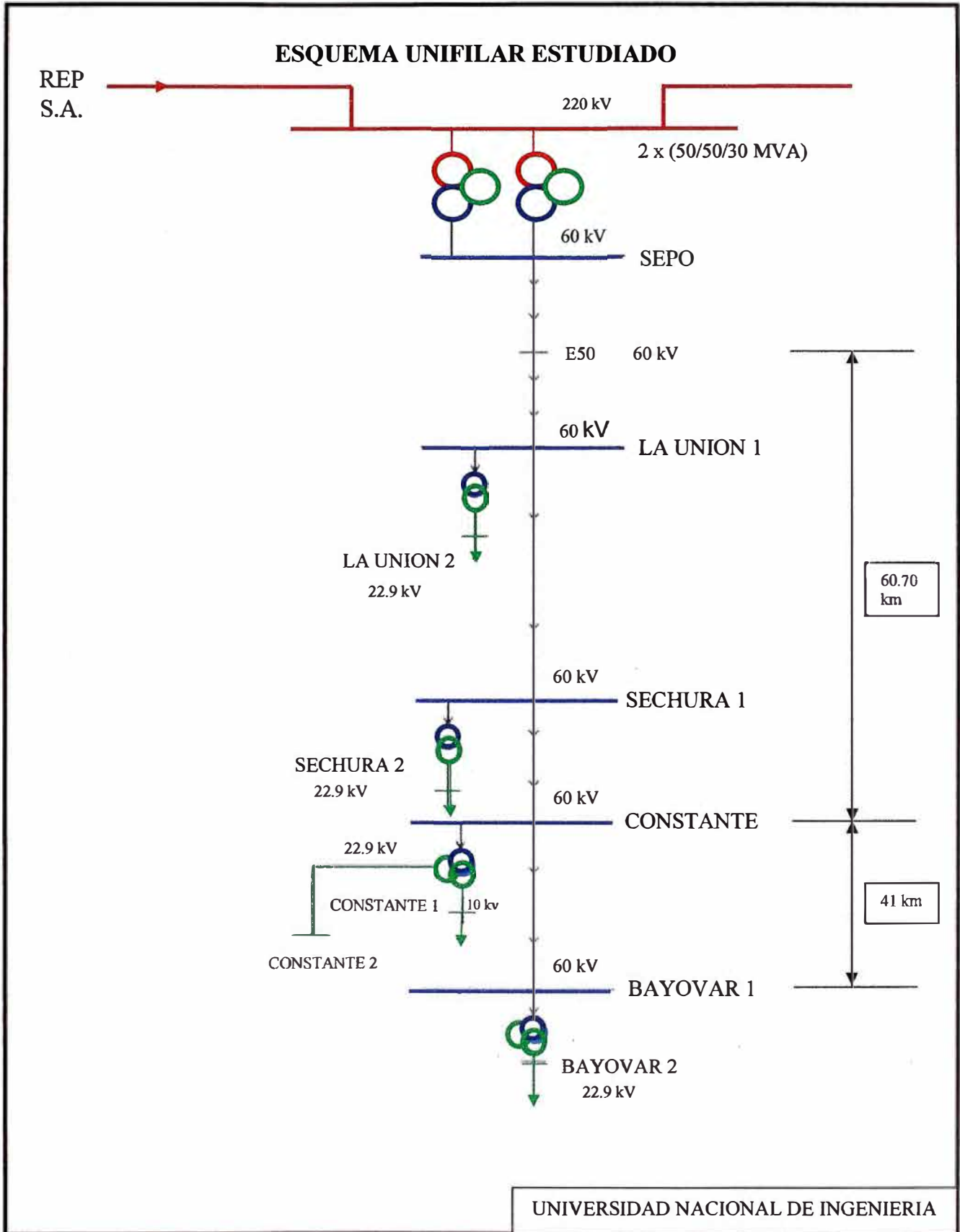
- 1. MINISTERIO DE ENERGIA Y MINAS - DNE**
"CODIGO NACIONAL DE ELECTRICIDAD SUMINISTRO 2001"
(Vigente desde el 1° de julio del 2002)
Editorial Ciencias SRLtda
- 2. ENRIQUEZ HARPER, GILBERTO**
"LINEAS DE TRANSMISION Y REDES DE DISTRIBUCION DE POTENCIA ELECTRICA"
Mexico 1980
Editorial Limusa
- 3. ROTH, ARNOLD**
"TECNICA DE LA ALTA TENSION"
España 1966
Editorial Labor S.A

ANEXOS



ÁREA GEOGRÁFICA

Anexo 2



Anexo 3

ANALISIS DEL SISTEMA ELECTRICO

1.- Introducción.

El sistema eléctrico asociado a las instalaciones de BAYOVAR estará conformado por la subestación CONSTANTE, que es el punto de conexión al sistema interconectada del Norte Oeste, y la línea de transmisión a la subestación BAYOVAR.

La subestación CONSTANTE recibe energía proveniente del sistema interconectado Norte Oeste desde la subestación PIURA OESTE pasando por las barras de LA UNION y SECHURA. Mediante la línea de transmisión de 60 kV.

2. Flujo de potencia

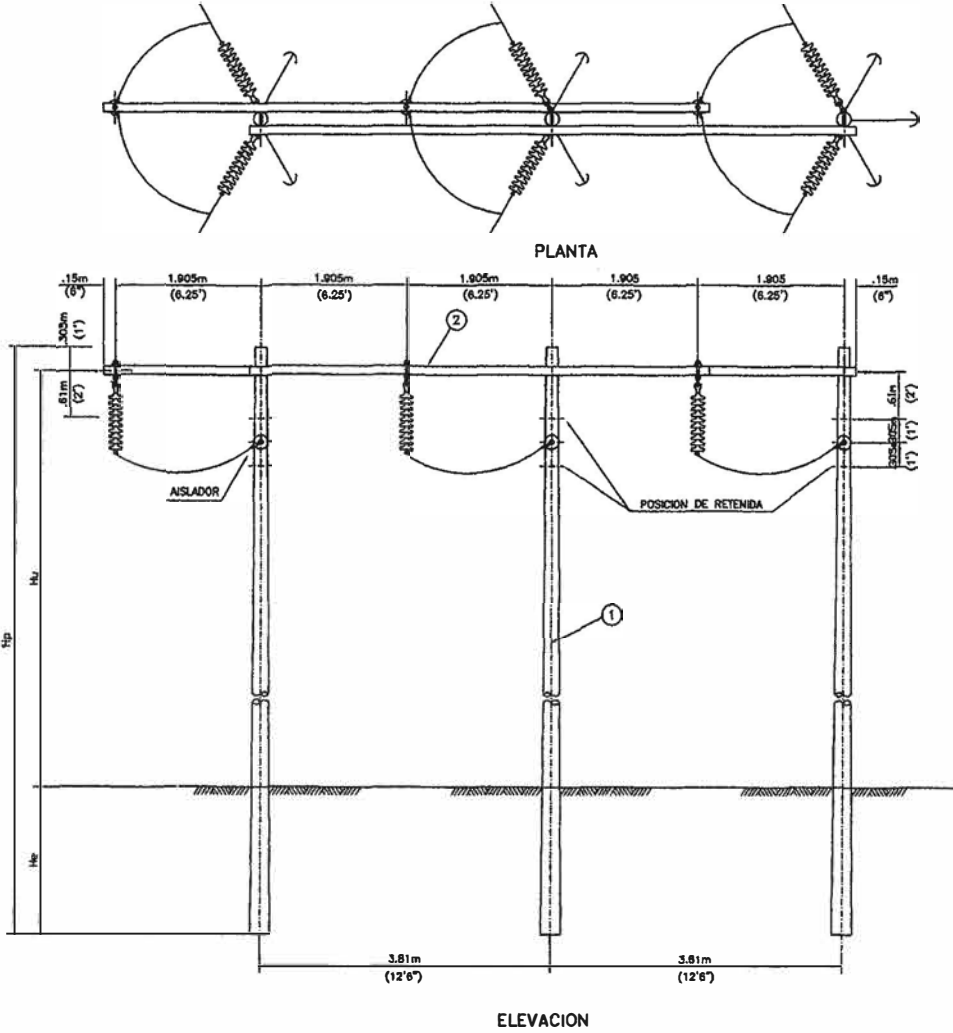
Se ha realizado simulaciones de flujo de potencia considerando la línea de transmisión de 60 kV CONSTANTE-BAYOVAR mediante el sistema interconectado en la subestación CONSTANTE como punto de suministro; haciendo simulaciones de carga cuyos resultados arrojan que para tener una adecuada regulación y eficiencia de la línea es conveniente que la sección del conductor sea 240 MM² para toda la línea. En consecuencia el trabajo plantea:

- Cambio de la sección del conductor a 240 MM² desde la Estructura 50 hasta la Subestación CONSTANTE, y de allí se construirá la nueva línea de transmisión de 60 kV que el presente trabajo plantea; es decir, una línea desde la Subestación CONSTANTE hasta nueva Subestación Bayóvar.

Anexo 4 DETALLE DE ESTRUCTURAS

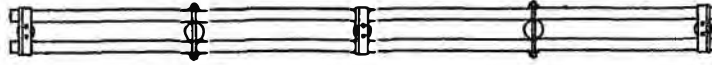
Anexo 4a

ESTRUCTURA H2B: PARA ANGULOS Y TERMINAL DE LINEA

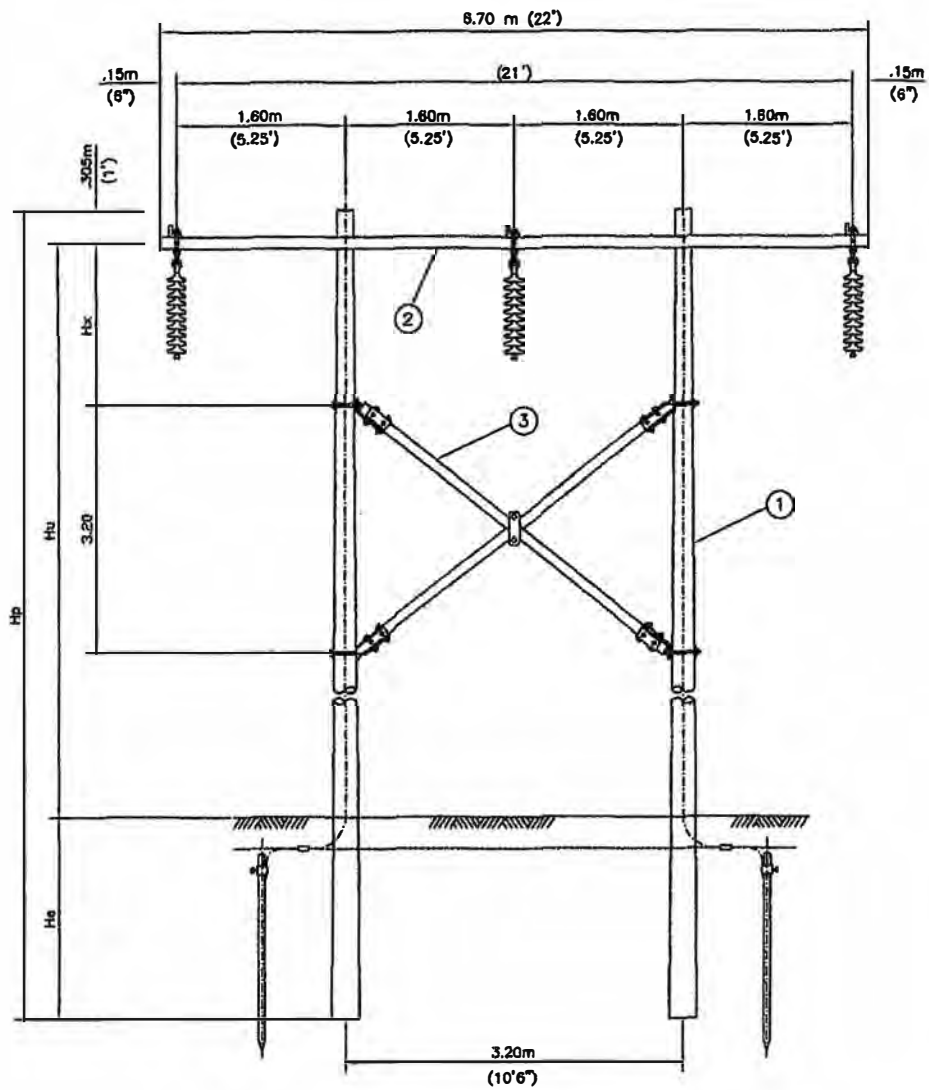


Anexo 4b

ESTRUCTURA HS: PARA ALINEAMIENTO



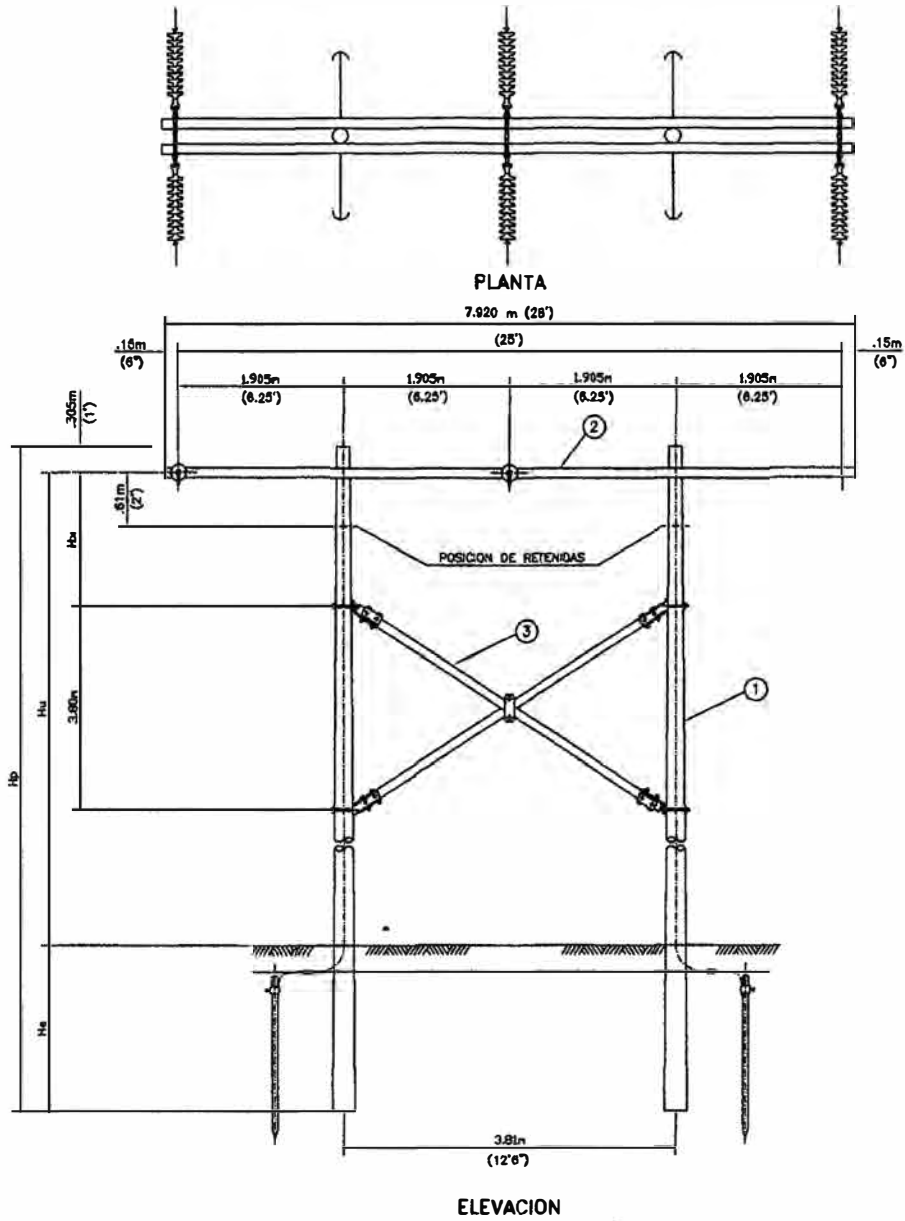
PLANTA



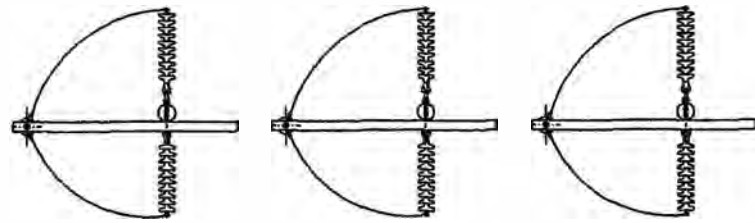
ELEVACION

Anexo 4c

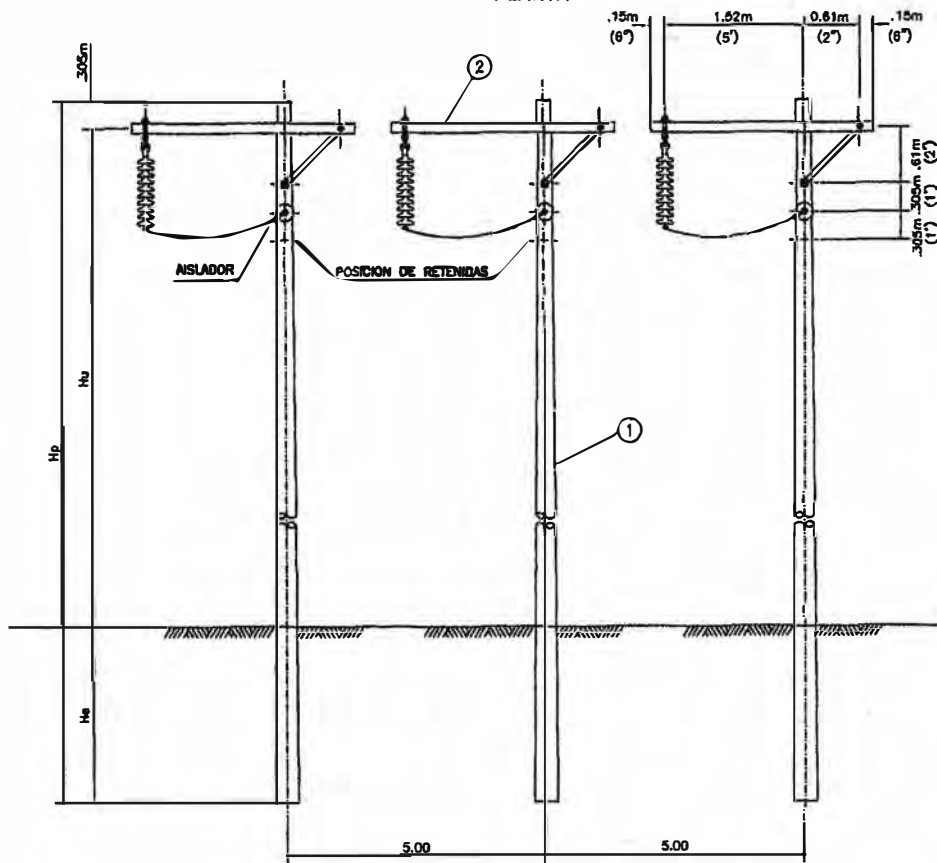
ESTRUCTURA HA: PARA RETENCIÓN EN ALIMENTACIÓN



ESTRUCTURA E: ESPECIAL PARA VANOS GRANDES



PLANTA



ELEVACION

FOTOS E IMAGENES

Espacio para la ampliación en la subestación CONSTANTE



Actual subestación CONSTANTE

